

# UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

**Dr. Luis C. García Santander**

Informe de Memoria de Título  
para optar al título de:

**Ingeniero Civil Eléctrico**

## Propuesta de Estrategia de Control para la Carga Bidireccional de Vehículos Eléctricos

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante  
Dr. Luis C. García Santander

# Propuesta de Estrategia de Control para la Carga Bidireccional de Vehículos Eléctricos

Pablo Eduardo Durán Caamaño

Informe de Memoria de Título  
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Enero 2024

# Resumen

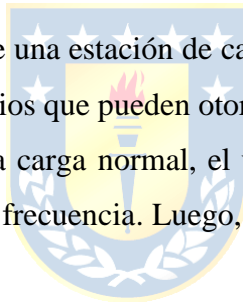
En el contexto de descarbonización en que nos encontramos a nivel nacional y mundial, la transición a la electromovilidad se ha vuelto un pilar fundamental para lograr los objetivos de sostenibilidad energética. Considerando esto, es necesario estudiar los posibles impactos que se generarán sobre los sistemas eléctricos en un futuro con un parque vehicular dominado por los vehículos eléctricos, ya sean negativos o positivos.

En este documento se estudian posibles impactos positivos. Se plantea una estrategia de carga bidireccional, que incluye la carga y descarga de vehículos eléctricos, para beneficiar a la red, y mantener a sus usuarios satisfechos.

Para lograr este trabajo se hizo una revisión bibliográfica, la cual aclaró e impulsó el desarrollo del tema. Se explicaron los conceptos que sientan las bases de la electromovilidad, y también el potencial que tiene la aplicación del V2G, el cual hace referencia al intercambio de energía entre los vehículos eléctricos y la red.

Se modeló el comportamiento de una estación de carga bidireccional y además se plantearon lógicas para el funcionamiento de servicios que pueden otorgar los vehículos. Luego, se propuso una estrategia, la cual incluye, además de la carga normal, el uso de la energía para aplanar curvas de demanda, y compensar fluctuaciones de frecuencia. Luego, se simuló la carga de vehículos de forma no controlada y aplicando la estrategia.

De los resultados de las simulaciones se concluye que la estrategia propuesta cumple sus objetivos de beneficiar a la red, aplicando satisfactoriamente gestión de demanda y control de frecuencia. La gestión de demanda además permite disminuir la posibilidad de producir sobrecargas debido a la recarga de vehículos eléctricos.



## Agradecimientos

En este trabajo que culmina una bonita etapa, quiero agradecer a cada una de las personas que me entregaron su apoyo durante estos años. Partiendo por mi familia, la cual ha sido el pilar que me ha sostenido en momentos difíciles, a mi pareja, Claudia, que me ha hecho mejor persona y de quien estoy muy orgulloso por todo lo que ha logrado. Mi grupo de compañeros, quienes han hecho de la vida universitaria un cúmulo de buenos recuerdos.

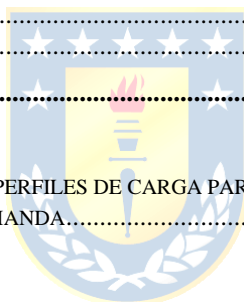
Final y principalmente quiero agradecer a mi madre, Natalia, mujer fuerte y cariñosa, quien me formó como persona y me permite estar donde estoy hoy. Quien, a pesar de su temprana partida, seguirá siendo mi protectora y la voz que me guía durante el resto de mis días. Gracias, mamá.



# Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS .....	VII
LISTA DE FIGURAS .....	VIII
ABREVIACIONES .....	X
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	11
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	12
1.3. TRABAJOS PREVIOS .....	12
1.3.1 <i>Impactos Negativos de la recarga de EV's</i> .....	12
1.3.2 <i>Beneficios de la Electromovilidad en los Sistemas de Distribución</i> .....	14
1.3.3 <i>Estrategias de Carga</i> .....	15
1.3.4 <i>Discusión</i> .....	16
1.4. HIPÓTESIS DE TRABAJO .....	16
1.5. OBJETIVOS .....	16
1.5.1 <i>Objetivo General</i> .....	16
1.5.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	16
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES .....	17
1.7. TEMARIO Y METODOLOGÍA .....	17
<b>2. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y SU IMPACTO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>18</b>
2.1. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (EVs).....	18
2.1.1 <i>Tipos de EVs</i> .....	18
2.2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (ESS).....	20
2.3. INFRAESTRUCTURA DE RECARGA .....	22
2.3.1 <i>Tipos de cargadores</i> .....	22
2.3.2 <i>Conectores</i> .....	24
2.3.3 <i>Modos de carga</i> .....	25
2.3.4 <i>Estaciones de carga</i> .....	28
2.4. IMPACTOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	29
2.4.1 <i>Aumento de la demanda</i> .....	29
2.4.2 <i>Regulación de tensión</i> .....	30
2.4.3 <i>Contaminación armónica</i> .....	30
2.4.4 <i>Reducción de vida en elementos</i> .....	30
2.5. ELECTROMOVILIDAD EN CHILE.....	31
<b>3. SISTEMA V2G .....</b>	<b>34</b>
3.1. CONCEPTO .....	34
3.2. BENEFICIOS.....	37
3.2.1 <i>Técnico</i> .....	37
3.2.2 <i>Ambiental</i> .....	38
3.2.3 <i>Económico</i> .....	39
3.3. AGREGADORES DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (EVA).....	39
3.4. PROYECTOS V2G EN EL MUNDO.....	42
<b>4. MODELACIÓN DE LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....</b>	<b>44</b>
4.1. SUPOSICIONES PARA LA MODELACIÓN Y SIMULACIÓN .....	44
4.2. ESTADO DE CARGA ACTUAL.....	44
4.3. CARGA DESCONTROLADA.....	46
4.4. SERVICIOS V2G .....	46
4.4.1 <i>Gestión de Demanda</i> .....	46
4.4.2 <i>Control de Frecuencia</i> .....	48
4.5. ELECCIÓN DE VEHÍCULOS .....	49

<b>5.</b>	<b>DISEÑO DE LA ESTRATEGIA</b> .....	<b>52</b>
5.1.	TIPO DE ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA EVS.....	52
5.2.	CRITERIOS.....	53
5.2.1	<i>Interacción y Satisfacción del Usuario</i> .....	53
5.2.2	<i>Tipo de estación de carga</i> .....	54
5.3.	COMUNICACIÓN DE LA ESTRATEGIA.....	56
5.4.	PROPUESTA.....	57
<b>6.</b>	<b>SIMULACIÓN</b> .....	<b>61</b>
6.1.	SOFTWARE.....	61
6.2.	GENERACIÓN DE PERFILES DE CARGA.....	62
<b>7.</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>64</b>
7.1.	CARGA NO CONTROLADA UNIDIRECCIONAL.....	64
7.1.1	<i>CS en Conjunto Habitacional</i> .....	64
7.1.2	<i>CS en Planta Industrial</i> .....	67
7.2.	APLICACIÓN DE ESTRATEGIA BIDIRECCIONAL.....	68
7.2.1	<i>Gestión de Demanda en CS Clase 1, Conjunto Residencial</i> .....	68
7.2.2	<i>Control de Frecuencia en CS Clase 2, Zona Industrial</i> .....	71
7.3.	RESUMEN DE RESULTADOS.....	76
<b>8.</b>	<b>DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES</b> .....	<b>77</b>
8.1.	SUMARIO.....	77
8.2.	CONCLUSIONES.....	78
8.3.	TRABAJO FUTURO.....	78
<b>9.</b>	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>79</b>
<b>10.</b>	<b>ANEXOS</b>	
10.1.	SCRIPT DE MATLAB: GENERADOR DE PERFILES DE CARGA PARA N VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	84
10.2.	SCRIPT DE MATLAB: GESTIÓN DE DEMANDA.....	85



# Lista de Tablas

Tabla 2.1: Comparación tipos de baterías, adaptado de [16]. ..... 21

Tabla 2.2: Especificaciones de modos de carga, adaptada de [15]. ..... 26

Tabla 2.3: Especificaciones de niveles de carga, adaptado de [15]. ..... 28

Tabla 3.1: Proyectos V2G, adaptado de [54]. ..... 43

Tabla 4.1: Modelos de EVs más vendidos en Chile, [59] ..... 50

Tabla 4.2: EVs destacados a nivel internacional. Elaboración propia. .... 50

Tabla 5.1: Información de entrada solicitada al usuario. Elaboración propia. .... 54

Tabla 5.2: Clases de CS. Elaboración propia. .... 55



# Lista de Figuras

Figura 2.1: Vehículo eléctrico cargando [13].	18
Figura 2.2: Tipos de EVs, adaptado de [15].	20
Figura 2.3: Arquitectura básica de (a) PHEVs, (b) BEVs, (c) HEVs, [14].	20
Figura 2.4: (a) Esquema cargador CA, (b) Esquema cargador CC [15]	23
Figura 2.5: Disposición de cargador off-board (lado izquierdo) y cargador on-board (lado derecho), [15].	23
Figura 2.6: Conectores más utilizados [18].	25
Figura 2.7: Ejemplos de estaciones de carga, adaptado de [21].	29
Figura 2.8: Ventas y cantidad acumulada de EVs en Chile [29].	32
Figura 3.1: Disposición V2G, adaptado de [38].	35
Figura 3.2: Esquema V2X [39].	35
Figura 3.3: Visión general de los componentes de un sistema V2G y su flujo de potencia [38].	36
Figura 3.4: Respaldo de energía V2G [40].	37
Figura 3.5: Agregador de vehículos eléctricos [42].	40
Figura 3.6: Disposición de agregadores en la red eléctrica, adaptado de [13].	41
Figura 4.1: Algoritmo <i>peak shaving</i> , adaptado de [9].	47
Figura 4.2: Bucle control de frecuencia, adaptado de [58].	48
Figura 5.1: Arquitecturas de estrategias de control de carga distribuida, adaptado de [10].	53
Figura 5.2: Esquema de comunicación de la estrategia. Elaboración propia.	56
Figura 5.3: Diagrama de flujo general de estrategia propuesta. Elaboración propia.	58
Figura 5.4: Sub-bloque servicios Clase 1. Elaboración propia.	59
Figura 5.5: Sub-bloque servicios Clase 2. Elaboración propia.	59
Figura 5.6: Sub-bloque carga permanente. Elaboración propia.	60
Figura 6.1: Perfiles de carga típicos según tipo de CS, adaptado de [65].	62
Figura 6.2: Perfiles de demanda típicos normalizados [66].	63
Figura 7.1: Demanda total de la CS residencial para distintas cantidades de EVs durante el día. Elaboración propia.	65
Figura 7.2: Demanda de edificio residencial más demanda de CS con 40 EVs conectados durante el día. Elaboración propia.	66
Figura 7.3: Perfil de carga individual de EVs, CS residencial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs, CS residencial (lado derecho). Elaboración propia.	66
Figura 7.4: Demanda total de la CS industrial para distintas cantidades de EVs. Elaboración propia.	67
Figura 7.5: Perfil de carga individual de EVs, CS industrial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs, CS industrial (lado derecho). Elaboración propia.	68
Figura 7.6: Curva de demanda residencial aplicando estrategia. Elaboración propia.	69
Figura 7.7: Estados de carga EVs no auxiliares. Elaboración propia.	70
Figura 7.8: Perfil de carga individual de EVs auxiliares, CS residencial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs auxiliares, CS residencial (lado derecho). Aplicando estrategia. Elaboración propia.	71
Figura 7.9: Fluctuación de frecuencia por conexión y desconexión de carga de 20 [MW]. Elaboración propia.	72
Figura 7.10: Compensación de frecuencia por descarga de EVs. Elaboración propia.	72
Figura 7.11: Frecuencia con carga y descarga de CS. Elaboración propia.	73
Figura 7.12: Demanda e inyección de potencia de la CS. Elaboración propia.	74



Figura 7.13: Perfil de carga individual de EVs, CS industrial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs auxiliares, CS industrial (lado derecho). Aplicando estrategia. Elaboración propia..... 75

Figura 7.14: Compensación de frecuencia por carga y descarga de EVs, a distintas potencias de carga y descarga. Elaboración propia..... 75



## 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*)

ER-EV: Vehículo Eléctrico de Rango Extendido (del inglés *Extended-Range Electric Vehicle*)

EV: Vehículo Eléctrico (del inglés *Electric Vehicle*)

EVA: Agregador de Vehículos Eléctricos (del inglés *Electric Vehicle Aggregator*)

EV AUX: Vehículo Eléctrico Auxiliar

FCEV: Vehículos de Celdas de Combustible (del inglés *Fuel Cell Electric Vehicle*)

ESS: Sistema de Almacenamiento de Energía (del inglés *Energy Storage System*)

ICE: Vehículo de Combustión Interna (del inglés *Internal Combustion Engine*)

IRVE: Infraestructura de Recarga de Vehículos Eléctricos

PHEV: Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable (del inglés *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*)

SAVE: Sistema de Alimentación Específico del Vehículo Eléctrico

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*)

# 1. Introducción

---

## 1.1. Introducción

La sociedad a nivel mundial se encuentra en un proceso de descarbonización con la motivación de disminuir el avance del cambio climático. En este contexto, se ha tomado como un eje central de la descarbonización, la implementación de la electromovilidad, puesto que el sector del transporte es una de las mayores fuentes de gases de efecto invernadero, llegando a aportar el 37% de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los usuarios finales de combustibles fósiles en 2021 [1]. El impulso del transporte eléctrico por parte de los gobiernos en los últimos años ha generado un aumento considerable en la flota mundial de vehículos eléctricos (EVs por sus siglas en inglés), proyectándose en algunos escenarios entre 240 y 380 millones de EVs para el año 2030 [2]. Chile por su parte, ha demostrado una gran participación en el proceso de electrificación del transporte, siendo miembro del Electric Vehicles Initiative (EVI) [3], y estableciendo la Estrategia Nacional de Electromovilidad, la cual pretende impulsar la movilidad eléctrica, y plantea como meta que para el año 2050 el parque de vehículos livianos de Chile esté conformado por un 40% de EV's [4].

Considerando el proceso de electrificación del transporte antes mencionado, es natural reflexionar en los impactos de la electromovilidad en los sistemas de distribución, como los posibles problemas ocasionados por la energía demandada por una recarga masiva de EV's, o los posibles beneficios debido a la disponibilidad de energía almacenada en sus baterías.

En este informe se hace un estudio acerca de los impactos positivos que se pueden generar para los sistemas eléctricos, a partir de la energía almacenada en las baterías de los EV's con la implementación del sistema V2G. Se plantea y se desarrolla una estrategia para gestionar el flujo de energía entre la red y las baterías de los vehículos.

## 1.2. Descripción del Problema

La integración de la electromovilidad y las energías renovables es un desafío que puede abarcarse de distintas perspectivas. En particular, los vehículos eléctricos pueden ser considerados como fuentes de energía, que en muchos casos puede ser totalmente limpia, y que puede ser aprovechada para el beneficio tanto de los conductores, como los participantes del mercado energético. Esto puede ser una muy buena forma de generar valor, considerando que los vehículos, en especial los particulares, llegan a estar aparcados el 95% de su vida útil [5]. El desarrollo de esta idea vuelve al conductor, que originalmente era sólo un consumidor de energía, en un prosumidor, es decir, que consume y produce, teniendo el potencial de transformar a su vehículo en una solución de flexibilidad y resiliencia para el sistema eléctrico.

De este contexto se desprende la necesidad de desarrollar ideas que impulsen el uso y la visión del vehículo como una fuente de energía. Por eso en este trabajo se plantea una estrategia que permite gestionar el flujo de energía entre los vehículos y la red eléctrica, para cumplir con determinados servicios que benefician la calidad tanto del suministro, como del servicio eléctrico y ayudan a impulsar la electromovilidad. Este puede generar información y contexto para aquellos que la requieran por su interés en la transición energética en la que nos encontramos.

## 1.3. Trabajos Previos

En esta sección se encuentran resumidos algunos trabajos estudiados en la revisión bibliográfica hecha para desarrollar este informe, que aportan al entendimiento de la problemática y, además, permiten progresar con la estrategia que quiere plantearse.

### 1.3.1 Impactos Negativos de la recarga de EV's

- ❖ F. G. Dias, M. Mohanpurkar, A. Medam, D. Scoffield y R. Hovsapien, «Impact of controlled and uncontrolled charging of electrical vehicles on a residential distribution grid,» de 2018 *IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Boise, ID, USA, 2018 [6].

En este artículo se hace una evaluación del impacto en la demanda de un alimentador y su inestabilidad de voltaje en un escenario de carga no controlada, donde los usuarios de EV cargan su vehículo inmediatamente al llegar a su domicilio, y otro de carga controlada donde la carga se hace en un horario de baja demanda. Esta evaluación se hace en un alimentador de prueba IEEE34 con

características de demanda base residencial y datos sobre las tendencias de usuarios de vehículos eléctricos al momento de cargarlos reales, incluyendo los tipos de cargadores que usan y el tiempo en que se demora en completar la carga para estimar las curvas de carga agregada a la demanda residencial. Los resultados obtenidos muestran que la potencia máxima demandada en horario punta en el alimentador aumenta 55% para un escenario de carga no controlada y solo un 4% en un escenario de carga controlada. Además, para el caso de carga descontrolada la regulación de tensión sale de los límites normativos en los nodos del alimentador.

- ❖ S. Novoa, «Impacto técnico en redes de distribución ante la adopción de la electromovilidad en Chile,» Memoria de título, Ing. Civil Eléctrica, Depto. de Ing. Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago, Chile, 2021 [7].

En esta memoria de título, se hace un análisis de impacto debido a la carga de vehículos eléctricos en el circuito “Alimentador Cristóbal Colón 13,2 kV”, con el objetivo de estudiar el impacto de la electromovilidad en las redes de distribución de Chile y elaborar recomendaciones para las normas técnicas relevantes. El estudio consta de la simulación del movimiento de EV a partir de un método estadístico llamado Markov Chain Monte Carlo hecho con datos reales, para doce escenarios de estudio distintos, los cuales se caracterizan con distintos porcentajes de penetración de EV, distintas cantidades de cargadores domiciliarios, existencia de cargadores en cargas laborales y comerciales, y estrategia de carga descontrolada o controlada peak off (fuera de horario de punta). De la simulación se analiza el impacto en la demanda de potencia, regulación de tensión, niveles de corriente y armónicos. Se concluyó para el escenario de máximo impacto, o sea, con un 58% de penetración de EV, y carga descontrolada solo con cargadores domiciliarios disponibles en todos los domicilios, que los efectos negativos son más notorios, empujando a algunas líneas a superar su nivel de carga incluso aplicando carga controlada. Entre las recomendaciones elaboradas con el estudio se encuentran: Para el pliego RIC N°15, mantener el factor de demanda unitario para el dimensionamiento de conductores, y como recomendación general el promover la presencia de infraestructura de recarga de vehículos (IRVE) eléctricos en lugares de trabajo, lugares comerciales y cualquier otro tipo de estacionamiento de carácter público o privado.

### 1.3.2 Beneficios de la Electromovilidad en los Sistemas de Distribución

- ❖ F. G. Dias, Y. Luo, M. Mohanpurkar, R. Hovsopian y D. Scoffield, «Potential for Plug-In Electric Vehicles to provide grid support services,» de *2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, Chicago, IL, USA, 2017 [8].

En este artículo se analiza la capacidad de los vehículos eléctricos enchufables para proporcionar servicios de apoyo a la red eléctrica. Para lo cual se simuló un sistema de 36 nodos basado en información real de una zona de la costa de California, que tiene una carga de 4000 EVs conectados en uno de sus nodos, con cargadores SAE J1772 nivel 2 (cargador controlable) de una potencia de carga de 3.7 [kW] y una corriente establecida en 16 [A] en cada EV. Al sistema se le aplica un desbalance de carga para estudiar el comportamiento de la frecuencia y la regulación de tensión, para un caso en el que los vehículos aportan potencia de forma descontrolada, y otro donde sus cargadores cuentan con un sistema de control que se comunica con la red. Como resultado de las simulaciones se observa que el escenario con cargadores controlados genera mejores respuestas de compensación en voltaje y frecuencia, además se observa que la respuesta en frecuencia es más rápida.

- ❖ L. Soon-Jeong, O. Yun-Sik, S. Bo-Seok, K. Min-Sung y K. Chul-Hwan, «Analysis of peak shaving effect of demand power using Vehicle to Grid system in distribution system,» *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 7, n° 1, pp. 198-204, 2017, doi: <https://doi.org/10.1080/22348972.2017.1324275> [9].

En este artículo se propone un esquema de *peak shaving* para gestionar demanda en un sistema de distribución usando la energía almacenada en vehículos que se encuentren en estaciones de carga. Lo primero que se hace es modelar la potencia disponible en una estación de carga para cargar y descargar en la red, además de establecer un método para generar estados de carga iniciales en los vehículos. Luego, se propone un algoritmo de peak shaving con el cual se pretende modificar curvas de demanda para mejorar sus factores de carga. Finalmente se simula el algoritmo para distintas cantidades de vehículos disponibles y se concluye que los vehículos como elementos de generación distribuida permiten una buena gestión de demanda y mejoran el factor de carga de forma proporcional a la cantidad de ellos disponibles.

### 1.3.3 Estrategias de Carga

- ❖ N. I. Nimalsiri, C. P. Mediwaththe, E. L. Ratnam, M. Shaw, D. B. Smith y S. K. Halgamuge, «A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid,» *A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid*, vol. 21, n° 11, pp. 4497-4515, 2020, doi: 10.1109/TITS.2019.2943620 [10].

En este documento se hace una revisión de la literatura relacionada a los esquemas de control de carga distribuida. Primero se hace una categorización para los distintos problemas de optimización para la recarga de vehículos eléctricos en términos de costo y aspectos operacionales. Luego, se presentan y describen distintos tipos de arquitecturas de comunicación para el control de los vehículos, explicándose los tipos centralizado, descentralizado y jerárquico, evaluando además sus características como capacidad de expansión y resiliencia ante fallas. Por último, se analizan y clasifican varios distintos artículos en las categorías desarrolladas en un principio.

- ❖ S. Amamra y J. Marco, «Vehicle-to-Grid Aggregator to Support Power Grid and Reduce Electric Vehicle Charging Cost,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 178528-178538, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2958664 [11].

Este artículo propone un sistema de control para operar una flota de EV a través de un agregador V2G y proporcionar servicios de regulación de frecuencia y voltaje en la red, minimizando el costo de carga y la degradación de la batería, y además maximizando el beneficio económico de la recarga bidireccional. Para esto, primero se plantean los modelos matemáticos de las inyecciones de potencia y se desarrolla la función objetivo que se debe optimizar para controlar la carga y descarga de la flota de vehículos, la cual es multiobjetivo y se compone de una parte que minimiza el costo de degradación de la batería de los vehículos y otra que maximiza los ingresos durante la participación de los EV en la regulación. El sistema de control se simula en un alimentador IEEE 33 y se obtienen resultados satisfactorios en la regulación y en la parte económica.

#### 1.3.4 *Discusión*

En la revisión bibliográfica realizada se analizó una variedad de documentos relacionados a los impactos que tiene la masificación de la electromovilidad en los sistemas de distribución. En ella se observó el desarrollo que se tiene en cuanto a los estudios de perjuicios a la red eléctrica, los cuales demuestran efectivamente que, en un futuro con una proporción mayoritaria de vehículos eléctricos, habrá que tomar medidas para disminuir su impacto en los elementos de los sistemas de potencia. Algunos ejemplos de estos impactos son el aumento indeseado de demanda, y caídas de tensión producto del aumento de corriente demandada, y sus consecuencias más importantes son la saturación y disminución de vida útil de líneas y transformadores. Por otra parte, se hallaron distintos documentos que sostienen la idea de que los sistemas de control de carga son una solución razonable para disminuir los impactos negativos, como también la implementación de incentivos para generar que los usuarios de vehículos carguen en horarios de menor demanda. Éstos demuestran causar una disminución en las puntas de demanda producidas por recarga de vehículos y reducir las fluctuaciones de tensión. Sin embargo, es necesario continuar explorando más las ideas de estrategias de carga bidireccional para cimentar sus bases y seguir comprendiendo sus bondades.

#### 1.4. **Hipótesis de Trabajo**

El diseño de un algoritmo de control para la recarga inteligente bidireccional de un conjunto de vehículos eléctricos que gestione demanda y que aplique servicios de regulación es viable de realizar, y la implementación de esta recarga permitirá minimizar impactos negativos en la red, sin afectar las necesidades energéticas de los propietarios de los vehículos.

#### 1.5. **Objetivos**

##### 1.5.1 *Objetivo General*

Diseñar una estrategia de control para la recarga bidireccional de un conjunto de vehículos eléctricos que permita gestionar el intercambio de energía entre sus baterías y la red, con la finalidad de demostrar los potenciales beneficios del sistema V2G.

##### 1.5.2 *Objetivos Específicos*

- I. Investigar y plantear las ecuaciones que determinen la cantidad de potencia activa y/o reactiva que debe intercambiar el vehículo con la red para entregar servicios de gestión de demanda



- que aumente la eficiencia energética, disminuyendo puntas y llenando valles en las curvas de demanda, y regular fluctuaciones de voltaje o frecuencia en situaciones que se requiera.
- II. Plantear las restricciones requeridas por la estrategia para que sea viable, sin disminuir la vida útil de las baterías y sin descuidar las necesidades energéticas de los propietarios de los vehículos.
  - III. Simular la recarga bidireccional de los vehículos y comparar el comportamiento de las variables de un sistema eléctrico con y sin la implementación de la estrategia.
  - IV. Evaluar el desempeño de la estrategia propuesta.

### **1.6. Alcances y Limitaciones**

- I. El diseño de la estrategia se centrará exclusivamente en la gestión del flujo de potencia entre los vehículos y la red, sin adentrarse en el análisis económico.
- II. El diseño no incluye el sistema de comunicación entre los cargadores.
- III. Las simulaciones de la estrategia se harán en sistemas eléctricos de prueba y/o reales.

### **1.7. Temario y Metodología**

El resto del documento es organizado en 7 capítulos. El capítulo 2 establece las bases del funcionamiento de los EVs, los impactos que puede generar su recarga descontrolada en los sistemas de distribución, y explica la situación actual de la electromovilidad en Chile. El capítulo 3 desarrolla el concepto del V2G, con sus posibles aplicaciones, el rol que cumplen los agregadores de EVs en los sistemas de distribución, y describe algunos proyectos que se han desarrollado en el mundo sobre la implementación del V2G. El capítulo 4 se modela la recarga de EVs, y se establecen las limitaciones que posteriormente se tomarán en cuenta en el planteamiento de la estrategia. En el capítulo 5 se desarrolla la estrategia de control para los EVs. En el capítulo 6, se presenta el software a utilizar y se explican algunas consideraciones para las simulaciones. En el capítulo 7 se simulan estaciones de carga de forma descontrolada y aplicando la estrategia, y se analizan los resultados. Por último, en el capítulo 8 se desarrollan las conclusiones del trabajo, y se proponen trabajos futuros que complementarán el desarrollado en el presente documento.

## 2. Vehículos eléctricos y su impacto en los sistemas de distribución

---

### 2.1. Vehículos Eléctricos (EVs)

Los vehículos eléctricos, son todos los vehículos motorizados propulsados fundamentalmente por uno o más motores eléctricos que toman corriente de una fuente de energía eléctrica, que comúnmente es una batería [12]. Los EVs incluyen los mismos tipos que los vehículos de combustión interna (ICE, por sus siglas en inglés) como, por ejemplo: sedanes, buses, camionetas, furgonetas, entre otros. Estos pueden ser aplicados de la misma forma que los ICE, como en el transporte de pasajeros, materiales, o cualquier aplicación industrial. Y deben ser cargados desde una fuente externa que en prácticamente todos los casos es la red eléctrica de distribución a través de un cargador que permite transformar la corriente alterna en continua para cargar la batería. En la Figura 2.1 se tiene el esquema de un EV conectado a la red.

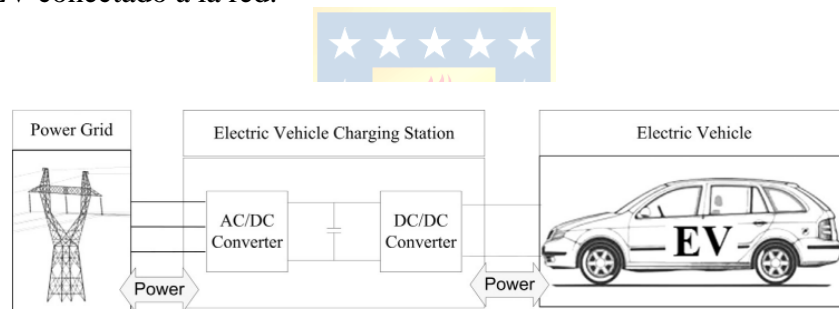


Figura 2.1: Vehículo eléctrico cargando [13].

A continuación, en el resto del capítulo, se procede a describir aspectos relevantes de los EVs y su proceso de recarga.

#### 2.1.1 Tipos de EVs

Los EVs se clasifican principalmente en tres categorías dependiendo de si utilizan únicamente energía eléctrica o alguna combinación de energía eléctrica con energía fósil [14, 15].

##### A. Vehículos eléctricos de baterías (BEV, por sus siglas en inglés)

Los vehículos eléctricos de baterías (*battery electric vehicle*, BEV) se mueven utilizando únicamente energía eléctrica, sin apoyo de un motor de combustión interna tradicional. Estos almacenan su energía en baterías y pueden ser recargados conectándose en lugares con acceso a la red

eléctrica a través de cargadores dedicados. Los BEVs tienen la posibilidad de recargar sus baterías a través del proceso de frenado regenerativo, el cual aprovecha la energía cinética del frenado para transformarla en energía eléctrica.

*B. Vehículos de celdas de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés)*

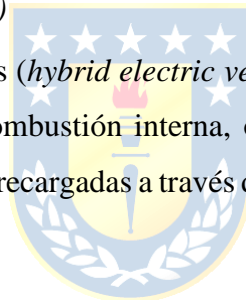
Al igual que los BEVs, los FCEV son completamente eléctricos. Estos usan celdas de combustible con hidrógeno para generar la energía que mueve el motor eléctrico del vehículo.

*C. Vehículo Eléctrico de Rango Extendido (ER-EV, por sus siglas en inglés)*

Los ER-EV se mueven usando un motor eléctrico alimentado por baterías, y además cuentan con un motor-generador que mantiene las baterías cargadas para recorridos de largas distancias. A pesar de contar con este generador, los ER-EV se consideran vehículos completamente eléctricos, porque su movimiento es generado con un motor eléctrico.

*D. Vehículo eléctrico híbrido (HEV)*

Los vehículos eléctricos híbridos (*hybrid electric vehicle*, HEV) cuenta con la posibilidad de propulsarse ya sea con un motor de combustión interna, o con un motor eléctrico, alimentado de energía almacenada en baterías, que son recargadas a través del motor de combustión interna o frenado regenerativo.



*E. Vehículo eléctrico híbrido enchufable (PHEV, por sus siglas en inglés)*

Los vehículos eléctricos híbridos enchufables (*plug-in hybrid electric vehicle*, PHEV) son similares a los híbridos, pero sus baterías pueden ser recargadas conectándolos a la red eléctrica. Estos vehículos dan la posibilidad de usar cualquiera de los motores disponibles dependiendo de la disponibilidad energética con la que cuente el conductor.

En la Figura 2.2 se resumen los tipos de vehículos eléctricos.

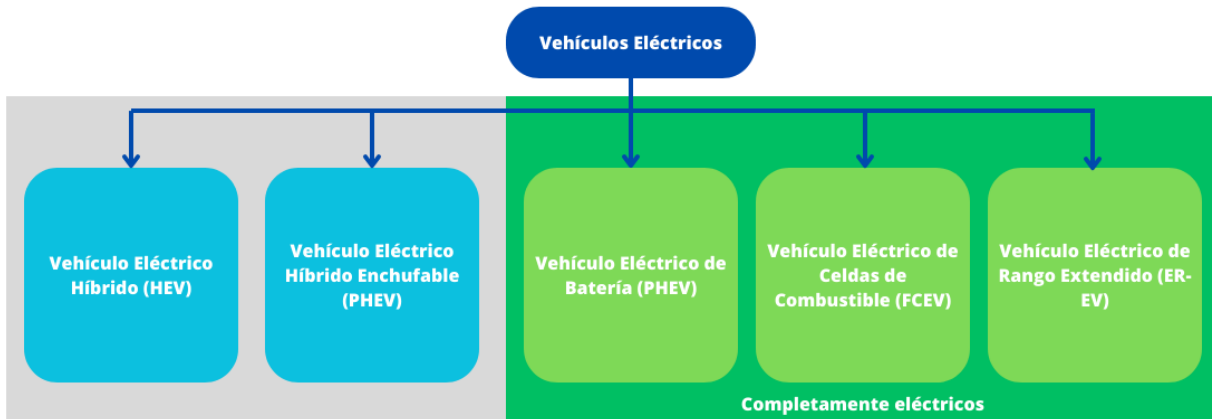


Figura 2.2: Tipos de EVs, adaptado de [15].

Además, en la Figura 2.3 se ilustra la arquitectura básica de los tipos de EVs más comunes.

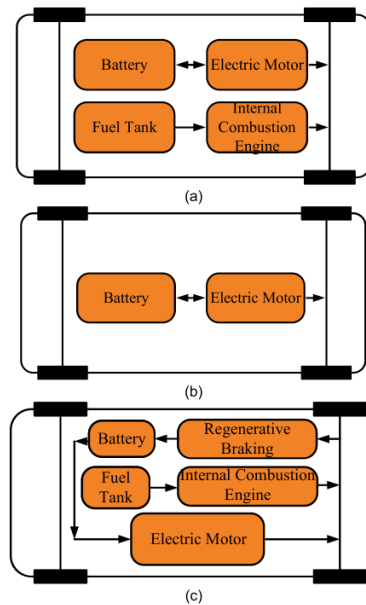


Figura 2.3: Arquitectura básica de (a) PHEVs, (b) BEVs, (c) HEVs, [14].

## 2.2. Almacenamiento de Energía (ESS)

La energía requerida para mover los EVs es almacenada en baterías o también llamadas ESS (del inglés *Energy Storage System*). En consecuencia, estos dispositivos, son fundamentales para su funcionamiento y determinan en gran medida la autonomía que tendrá el vehículo. A continuación, se describen los principales tipos de baterías que son usadas actualmente en los EVs.

### A. *Batería de Ácido-plomo*

Las baterías de ácido-plomo son el tipo más común entre las baterías recargables de gran capacidad, pues tienen un costo por vatio económico, son sencillas de fabricar y cuentan con una buena confiabilidad. Algunas de sus desventajas son los problemas de corrosión, los vapores ácidos y la sulfatación [16].

### B. *Batería de Níquel-metalhidruro*

Las baterías de níquel-metalhidruro ofrecen un razonable rango de temperatura de operación, una alta densidad energética y larga vida de servicio. Sus principales desventajas son su alta capacidad de autodescarga, proceso en el cual una batería se descarga sin necesidad de estar conectada a una carga, y su generación de calor cuando funcionan en altas temperaturas [15, 16].

### C. *Batería de Iones de Litio*

Las baterías de iones de litio entregan alta energía específica, alta densidad energética, baja capacidad de autodescarga, bajo peso en sus componentes, y un excelente rendimiento en bajas temperaturas. Una desventaja de este tipo es la dificultad de sus mantenciones y reparaciones debido a su tecnología más sofisticada en comparación con los otros tipos [16].

A continuación, en la Tabla 2.1 se muestra la comparación de los tipos de baterías antes mencionados presentada en el estudio de mercado de baterías para EVs realizado en [16], indicando si cumplen con algunas de las características más deseables para su aplicación en vehículos eléctricos (el símbolo ✓ indica que cumple con la característica).

**Tabla 2.1: Comparación tipos de baterías, adaptado de [16].**

<b>Característica</b>	<b>Ácido-plomo</b>	<b>Níquel-metalhidruro</b>	<b>Iones de Litio</b>
Accesibilidad/Bajo costo	✓	–	✓
Alta eficiencia energética	✓	✓	✓
Bajo peso	✓	✓	✓
Ciclo de vida extenso	✓	–	✓

Luego de la comparación y debido a que el ciclo de vida, es decir, cuantas veces pueden cargarse y descargarse antes de perder su capacidad nominal, en las baterías de iones de litio, está en un rango entre 500-1000 veces, siendo el doble que, para los otros tipos, y que actualmente tienen un precio por unidad de energía promedio menor a las demás, el cual ha disminuido un 82% desde el año

2014, este tipo de baterías son las más preferidas en usos comerciales. Esto sumado a su ratio peso-energía, también llamado energía específica, que está en un rango entre 150 a 190  $[\frac{Wh}{kg}]$ , siendo hasta un triple que para el tipo ácido-plomo, la hace el tipo más típico para uso en EVs [16].

### 2.3. Infraestructura de Recarga

Uno de los procesos vitales para el funcionamiento de los EVs es la recarga de sus baterías, lo cual es hecho a través de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (IRVE), que según la normativa vigente en Chile, se define como el conjunto de dispositivos físicos y lógicos, destinados a la recarga de vehículos eléctricos, incluyendo los cargadores o sistemas de alimentación específico del EV (SAVE), el sistema de control, entre otros componentes que permiten el flujo de energía seguro desde la red [12].

El cargador o SAVE es el conjunto de equipos que suministran energía al EV, ya sea en CC o CA y está compuesto, por sus cables de conexión, conectores y el convertidor que transforma la energía CA en CC. Además, estos vienen con un filtro integrado, el cual filtra y disminuye el contenido armónico generado por la electrónica de potencia que requiere la transformación de energía.

#### 2.3.1 Tipos de cargadores

Los cargadores pueden clasificarse según diversos criterios. Estos se explican a continuación.

##### A. Tipo de corriente

- Corriente alterna: El cargador o los cargadores son conectados a una fuente de alimentación alterna, que está directamente conectada a la red de distribución. Este tipo es el más usado debido a la madurez de la tecnología que se requiere para su funcionamiento. Estos son utilizados para cargas de velocidad baja y media. Generalmente tienen potencias de 19,2 [kW], 27,7 [kW], entre otros valores típicos. También pueden ser utilizados para cargas rápidas y ultrarrápidas de hasta 200 [kW], pero no son los más preferidos para esta aplicación, porque deben ser equipados con componentes y controladores avanzados, que aumentan su complejidad de manufactura y precio [15].
- Corriente directa: El cargador es conectado a una fuente de alimentación de corriente continua, que está conectada a la red a través de un convertidor CC-CC común. Estos son usados para cargas rápidas y ultra rápidas, llegando a potencias sobre los 300 [kW] [15].

En la Figura 2.4 se ilustran los tipos de cargadores recién mencionados.

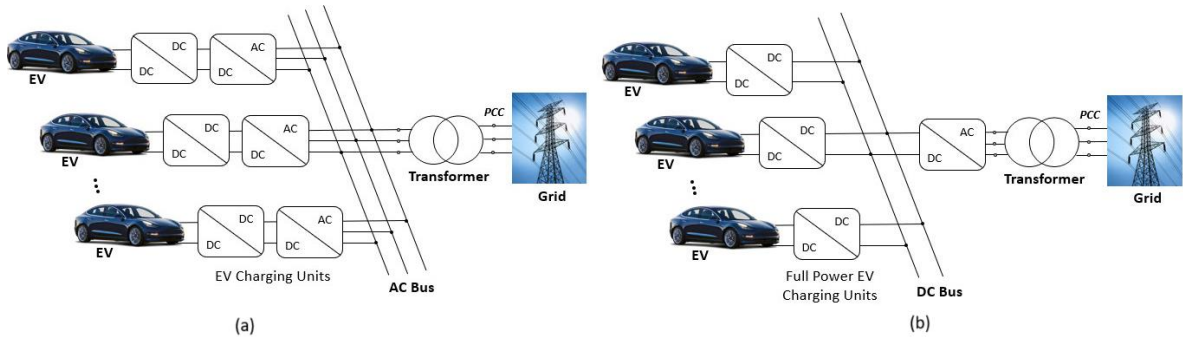


Figura 2.4: (a) Esquema cargador CA, (b) Esquema cargador CC [15]

## B. Arquitectura

- *On-board*: El cargador es integrado dentro de la carrocería del EV, y debido a las limitaciones de peso, espacio y costo, estos tienen una potencia limitada hasta 3,7 [kW] con alimentación monofásica y hasta 20 [kW] con alimentación trifásica [14].
- *Off-board*: Estos van fuera del EV, y no tienen ningún tipo de limitación, por lo que tienen un rango muy amplio de potencias de carga [14, 17].

La disposición física de ambas arquitecturas se ilustra en la Figura 2.5.

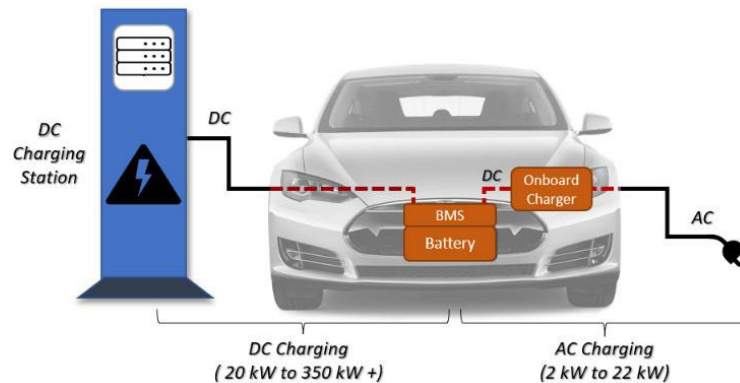


Figura 2.5: Disposición de cargador off-board (lado izquierdo) y cargador on-board (lado derecho), [15].

### C. *Acople*

- Acople conductivo: El flujo de energía pasa directamente a través de conductores desde la red al EV. Es el tipo más común por su eficiencia y seguridad, y los cargadores pueden ser *off-board* y *on-board*.
- Acople inductivo: También llamado inalámbrico, funcionan por inducción a través de bobinas para pasar la energía y no requiere contacto físico entre la red y el EV. Este tipo de cargadores son menos eficientes, debido a las pérdidas en el acople magnético de las bobinas.

### 2.3.2 *Conectores*

Los conectores son la interfaz física entre el EV y su cargador, que permite el traspaso de la energía a la ESS. Estos pueden ser de CC o CA y varían la disposición de sus pines de contacto. A continuación, se describen algunos de los conectores más utilizados.

#### A. *Conectores CA*

- Tipo 1: Este tipo pertenece al estándar SAE J1772 y se usa en cargas lentas hasta una potencia de 7.4 [kW]. Su uso ha sido adoptado por Estados Unidos y países asiáticos. Algunos EVs que usan este conector de base son: Nissan Leaf, Nissan e-NV200 y Peugeot iON [17].
- Tipo 2: Este tipo pertenece al estándar IEC 62196-2, alcanzando velocidades bajas a medias de recarga hasta 43 [kW]. Adoptado por Europa y usado generalmente para estaciones de carga pública. Algunos modelos de EV que lo usan son: Renault Zoe, BMWi3, Volvo V60, y Tesla Model S [17].

#### B. *Conectores CC*

- CHAdeMO: Diseñado en Japón, alcanza velocidades muy rápidas hasta 100 [kW]. Algunos modelos de EV que lo usan son: Mitsubishi Outlander, KIA Soul y Nissan Leaf [17].
- CCS: Su nombre viene del inglés *Combined Charging System*, y es la combinación de un conector tipo 2 con un conector CC. Alcanza velocidades de carga ultra rápida hasta 350 [kW]. Fue desarrollado por empresas manufactureras como Ford, BMW, Honda, Tesla, entre otros [17].

En la Figura 2.6 se muestra la apariencia física de los conectores más comunes actualmente.



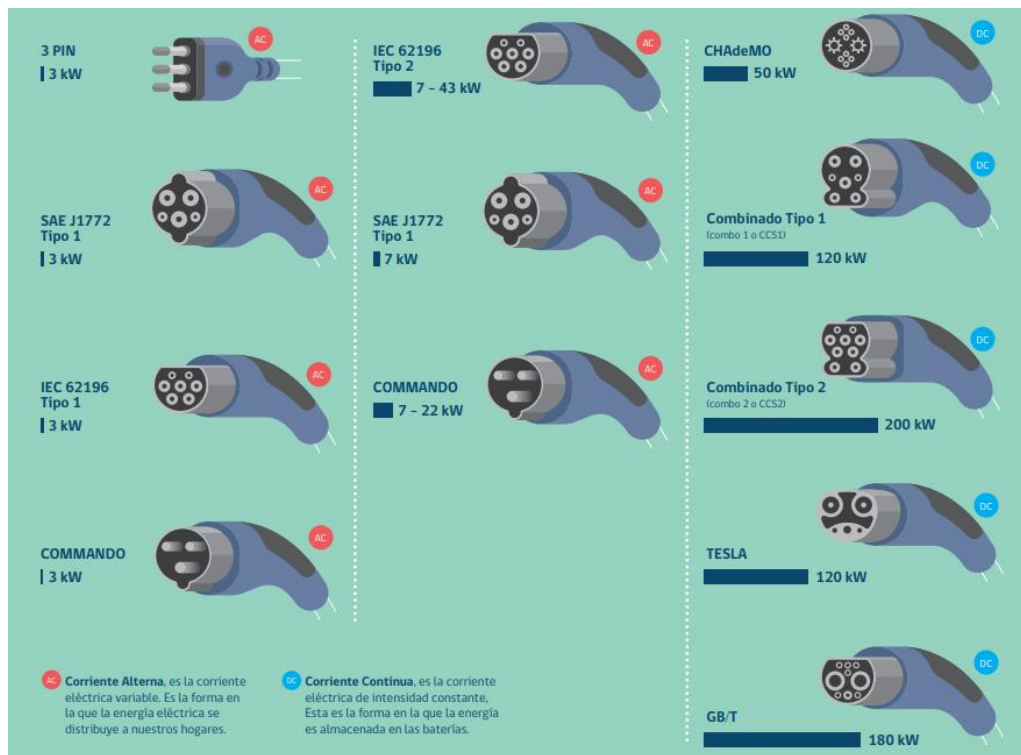


Figura 2.6: Conectores más utilizados [18].

### 2.3.3 Modos de carga

Los modos de carga de las IRVE son estandarizaciones que indican las características de la tecnología implementada para la carga de los vehículos eléctricos, como los niveles de voltaje del cargador, niveles de potencia, niveles de corriente, existencia de comunicación, tiempo de recarga, entre otros. Estos modos están categorizados por instituciones competentes en la materia, como la Comisión Electrotécnica Internacional (*Internacional Electrotechnical Commission* en inglés, IEC) con su estándar IEC 62196 (también conocido como CCS o Combo), o la Sociedad de Ingenieros de Automoción (*Society of Automotive Engineers* en inglés, SAE) con su estándar SAE J1772, [14, 15, 19]. Cada uno de los estándares tiene su propia clasificación de los modos de carga (o niveles, para el estándar SAE J1772), y se exponen a continuación.

#### A. Modos de carga IEC 62196


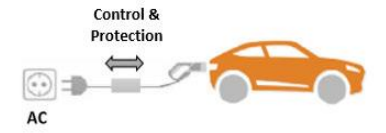
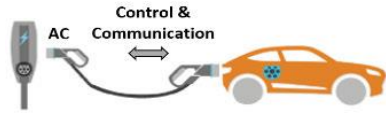

- Modo 1: Este es el modo más básico de todos. En este, el vehículo va conectado directamente al tomacorriente disponible en el hogar, por lo tanto, el vehículo debe contar con un cargador *on-*

*board*. Además, no cuenta con ningún tipo de medición o comunicación del estado de carga, o las condiciones del vehículo. Es usado para recargas monofásicas de baja potencia, y no es recomendable por la incertidumbre de la calidad de la energía y el estado de la instalación eléctrica. [15, 19].

- Modo 2: En este modo al cable de recarga se le integración protecciones eléctricas dedicadas para la protección del EV, y tiene un grado de control bajo, que puede permitir controlar la potencia de recarga en un rango moderado. Este modo también se conecta a un tomacorriente común y requiere de un cargador *on-board*. Es utilizado para recargas de velocidad baja y media, monofásica y trifásica [15, 19].
- Modo 3: En este modo el EV es recargado a través de un cargador *off-board* de tipo *wallbox* o poste que cuenta con funciones de control inteligente, comunicación, y protecciones eléctricas dedicadas de sobrecarga, cortocircuito, entre otras. Estos cargadores son utilizados para recargas lentas, hasta recargas semi rápidas, monofásica y trifásica [15, 19].
- Modo 4: En el modo 4, el cargador *off-board* cuenta con los mismos atributos que en el modo 3, pero con la diferencia de que posee en rectificador CA/CC de alta potencia, que permite recargas de velocidad rápida y muy rápida, monofásicas y trifásicas. Las IRVE de modo 4 son las más costosas [15, 19].

Las especificaciones de los modos de carga se presentan en la Tabla 2.2.

**Tabla 2.2: Especificaciones de modos de carga, adaptada de [15].**

Modo de Carga	Fases	Corriente	Voltaje	Potencia Máxima	Conector Específico	Configuración de Recarga
<b>Modo 1</b>	CA-1φ	16 A	230-250 V	3.8 kW	No	
	CA-3φ		480 V	7.6 kW		
<b>Modo 2</b>	CA-1φ	32 A	230-250 V	7.6 kW	No	
	CA-3φ		481 V	15.3 kW		
<b>Modo 3</b>	CA-1φ	32-250 A	230-250 V	60 kW	Sí	
	CA-3φ		482 V	120 kW		
<b>Modo 4</b>	CC	250-400 A	600-1000 V	>150 kW	Sí	

*B. Niveles de carga SAE J1772*

- Nivel 1: En el nivel de carga 1, el EV va directamente conectado a un tomacorriente (cargador *on-board*). Es usado principalmente en hogares para recargas lentas, monofásicas. Los conectores de los cargadores cumplen con el estándar IEC 62196-2 en Europa y SAE J1772 en Estados Unidos [15].
- Nivel 2: En el nivel de carga 2, el EV igual va directamente conectado a un tomacorriente (cargador *on-board*) y se alcanzan potencias de carga algo más altas. Son hasta cinco veces más rápidos que los de nivel 1. Los conectores de los cargadores cumplen con el estándar IEC 62196-2 en Europa y SAEJ 1772 en Estados Unidos [15].
- Nivel 3: En el nivel 3 se usan cargadores *off-board*, ya sea en CA o CC, monofásica o trifásica y permite recargas de velocidad rápida [15].
- Carga extremadamente rápida (*Extreme Fast Charging* en inglés, XFC): En este nivel se usa electrónica de muy alta potencia y permite recargas extremadamente rápidas.



Las especificaciones de los niveles de carga se presentan en la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3: Especificaciones de niveles de carga, adaptado de [15].**

<b>Especificación</b>	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>	<b>Carga extra rápida</b>
<b>Potencia</b>	1.44-1.9 kW	3.1-19.2 kW	20-350 kW	>350 kW
<b>Tipo</b>	<i>On-board</i> Carga lenta	<i>On-board</i> Carga semirápida	<i>On-board</i> Carga rápida	<i>Off-board</i> Carga ultra rápida
<b>Locación</b>	Residencial	Privado y comercial	Comercial	Comercial
<b>Tiempo de carga</b>	Aproximadamente 20 horas	Aproximadamente 5 horas	Aproximadamente 30 minutos	Aproximadamente 5 minutos con alta densidad
<b>Alimentación</b>	120/230 Vac, 12-16 A Monofásico	208/240 Vac, 12-80 A Monofásico	208/240 Vac, 300-800 Vdc, 250-500 A Trifásico	1000 Vdc o más, 400 A Polifásico
<b>Interfaz y Tipo de Protección</b>	Infraestructura no dedicada (con interruptor en el cable)	Infraestructura dedicada (con interruptor en el cable y función piloto)	Infraestructura dedicada (con interruptor en el cable, función piloto y monitoreo de señales)	Infraestructura dedicada (con interruptor en el cable, función piloto y monitoreo de señales)
<b>Estándares</b>	SAE J1772, IEC 62196-2, IEC 61851-22/23, GB/T 20234-2		IEC 61851-23/24, IEC 62196-3	IEC 62196, SAE J2836/2 & J2847/2

Se observa en la Tabla 2.2 y la Tabla 2.3, que ambas clasificaciones de modos (o niveles) de carga son semejantes en los niveles de potencia, pero se diferencian en los niveles de voltaje, lo que se debe a sus zonas de aplicación, siendo la IEC 62196 aplicada generalmente en Europa y la SAE J1772 en Estados Unidos. Por otro lado, se diferencian también en su enfoque principal, pues la clasificación de modos se enfoca en el cómo la IRVE está conectada a la red, especificando comunicaciones y protecciones, y la clasificación de niveles se centra en cuánta potencia es suministrada al EV [15, 20].

#### 2.3.4 Estaciones de carga

Finalmente, el conjunto de todos los elementos físicos que permiten la recarga de los vehículos es llamada estación de carga (o CS, por sus siglas en inglés). Estas no necesariamente hacen referencia a una IRVE en particular, sino que también se incluyen estacionamientos con una gran cantidad de

cargadores disponibles en edificios residenciales, centros comerciales, o parques industriales, a las electrolinerías, es decir, lugares dedicados a la recarga rápida de vehículos, a los electroterminales, dedicadas a la recarga de vehículos de transporte público, entre otros [21]. En la Figura 2.7 se ejemplifican algunos tipos de CS.



Figura 2.7: Ejemplos de estaciones de carga, adaptado de [21].

## 2.4. Impactos en los Sistemas de Distribución

En un futuro no tan lejano, la masificación de la electromovilidad, impulsada por la preocupación medioambiental que estamos teniendo como sociedad, generará impactos económicos, ambientales, y técnicos [14] debido a la necesidad de recarga de los EVs. Particularmente, una cantidad muy grande de EVs livianos en las zonas urbanas implica un aumento muy grande de la demanda energética de los sistemas de distribución existentes. Los impactos técnicos producidos por este aumento en la demanda han sido muy estudiados, y uno de sus principales catalizadores es la carga descontrolada, que hace referencia a la recarga de vehículos sin incentivos horarios, lo que finalmente se traduce en la conexión de los cargadores en horario punta. Ahora, se describen los principales problemas producidos por la recarga masiva de EVs.

### 2.4.1 Aumento de la demanda

Como se mencionó anteriormente, el aumento de la demanda energética es la consecuencia inmediata de la conexión de los vehículos a la red, elevando las puntas en la curva de demanda, y sobrecargando líneas y transformadores. Diversas han sido las investigaciones que analizan las consecuencias de la demanda, por ejemplo, en [22] se hace un estudio en Sao Luis, Brasil, en el que pronostican la cantidad de EVs que se tendrá en su parque automotriz al año 2030 para analizar su impacto en el sistema eléctrico de la ciudad, concluyendo que ya para el año 2025 una de las subestaciones analizadas se verá sobrecargada y deberá de aumentar su capacidad de potencia.

#### 2.4.2 Regulación de tensión

Otro efecto sumamente analizado es la caída de tensión provocada por el aumento de la corriente demandada. En [6] se analizan los impactos técnicos de la recarga descontrolada de vehículos residenciales en un sistema de prueba IEEE34 con una demanda equivalente de 75000 hogares, para distintos casos que variaban en la cantidad de EVs disponibles, usando distintas potencias para los cargadores, obteniendo como resultado que para una penetración del 50% de EVs en el parque vehicular, la tensión sale de los límites establecidos en distintos nodos estudiados.

#### 2.4.3 Contaminación armónica

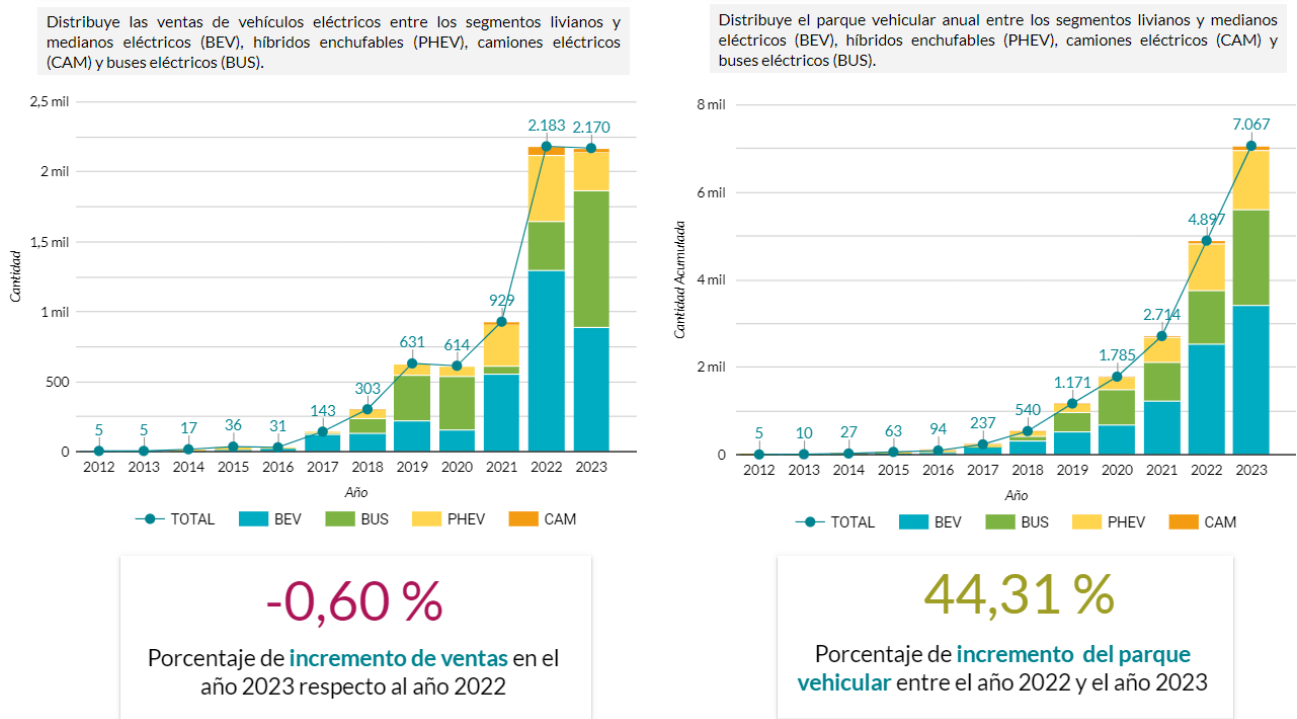
El uso de los cargadores inevitablemente genera contenido armónico, debido a la electrónica de potencia que utilizan para convertir la corriente continua en alterna, aunque generalmente los cargadores incluyen filtros que minimizan su inyección a la red. La cantidad de armónicos inyectados depende de la topología del convertidor utilizado en el cargador [23] y se cuantifica calculando la distorsión armónica total (*Total Harmonic Distortion*, THD). En [24] se hace un análisis de armónicos debido a la carga de EVs, en un sistema de distribución residencial. Para su desarrollo se simula un sistema radial con y sin la conexión de los vehículos, y se calcula el THD en todos sus nodos, variando el porcentaje de vehículos de la zona analizada y las potencias de los cargadores usados, obteniendo en sus resultados una clara dependencia entre la potencia conectada y el THD calculado, llegando a sobrepasar el 5% para un 40% de penetración de EVs en el parque vehicular de la zona usando cargadores de 6.6 [kW].

#### 2.4.4 Reducción de vida en elementos

La combinación de los impactos anteriormente nombrados, principalmente la sobrecarga debido al incremento de potencia puede deteriorar algunos elementos de los sistemas, como conductores y principalmente transformadores, disminuyendo su esperanza de vida. Es un impacto muy importante de estudiar, debido a las implicancias económicas que conlleva. En [25] se presenta un algoritmo, basado en el método y los modelos térmicos de un transformador presentados en el standard “IEEE Std C57.91-1995”, para estimar el envejecimiento adicional de los transformadores, debido a la carga de vehículos eléctricos. Se compara el envejecimiento simulando escenarios con distintas temperaturas ambientes y distintas potencias de cargadores, hallándose una clara disminución en la vida útil de los transformadores con cargadores de potencias más altas, obteniéndose para los cargadores de nivel 2, un factor de envejecimiento que duplica al de nivel 1.

## 2.5. Electromovilidad en Chile

En el marco de la descarbonización, Chile ha tomado seriamente su participación en la disminución del consumo de energías fósiles. La promulgación de políticas públicas e incentivos para la transición energética ha logrado notables avances, como el aumento de la participación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz energética, llegando a un máximo de participación del 42% en mayo de 2023, según el reporte mensual del Coordinador [26]. Sumado a esto, la electromovilidad se ha vuelto un pilar para el desarrollo sustentable del país, lo cual se ha expresado a través de la generación de vínculos que ha hecho el Ministerio de Energía de Chile, con organizaciones interesadas en la adopción internacional de EVs, como la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y la Agencia Internacional de Energía (IEA) [27], y la elaboración de documentos como la Estrategia Nacional de Electromovilidad [4] y la Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile [28], que establecen metas concretas y acciones que tomará el país durante los siguientes años. Chile tiene como meta que para el año 2050 un 40% de los vehículos livianos y el 100% de los vehículos de transporte público sean eléctricos. Actualmente el mercado automotriz chileno se encuentra iniciando el proceso de transición, con aumentos considerables en las ventas anuales de vehículos de bajas emisiones, con relación a años anteriores. A continuación, en la Figura 2.8 se grafican las ventas y cantidad acumulada de distintos tipos de EVs en Chile entre 2012 y 2023, extraídas de la herramienta online “Electromovilidad en Chile” de la Agencia de Sostenibilidad Energética, la cual usa datos de la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC) y el Instituto Nacional de Estadística (INE) [29].



**Figura 2.8: Ventas y cantidad acumulada de EVs en Chile [29].**

Considerando que las ventas presentadas registran sólo hasta agosto de 2023, es claro que a final del año se superarán las ventas de 2022. Esto indica que se está iniciando el proceso de transición, y las ventas en alza lo corroboran. Por otra parte, el transporte público eléctrico no se queda atrás, habiendo 2000 buses eléctricos en la flota del transporte público de la capital de nuestro país, representando un 31% de su flota, consolidando al Gran Santiago como la ciudad fuera de China con la mayor cantidad de buses eléctricos [30]. Fuera de la capital también se encuentran algunas flotas eléctricas más nuevas, como los 40 buses eléctricos que llegaron a Antofagasta en agosto de 2023 [31], y por su parte, en Concepción, se ha iniciado en septiembre de 2023 la licitación de 26 buses eléctricos que estarán funcionando en 2024, siendo los primeros de los 356 que circularán por la ciudad en menos de dos años [32].

Además, se han ejecutado otros proyectos muy importantes para el impulso de la electromovilidad, como la iniciativa público-privada Electrologística, llevada a cabo por la fundación de eficiencia logística Conecta Logística, la Agencia de Sostenibilidad Energética y el Programa de Desarrollo Logístico del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, que busca promover el uso de vehículos eléctricos para la logística urbana, además de generar y poner a disposición datos que faciliten la toma de decisión para quienes quieran sumarse a la electromovilidad [33]. La experiencia



Electrológica constó del préstamo de EVs de carga medianos y pesados a empresas de transporte de última milla que contaran con patrocinio de una empresa generadora de carga, para que fueran utilizados en el transporte y poder obtener datos de su uso a través de sensores ubicados en los vehículos, además de generar también testimonios por parte de los conductores. Con los datos obtenidos se calcularon algunos indicadores, como el costo de operación de los EVs, el ahorro de emisiones de GEI, entre otros. La experiencia ha sido realizada en dos ocasiones, siendo la primera en la región Metropolitana el año 2021 y la segunda en la provincia de Concepción en 2022, en colaboración con distintas instituciones y empresas proveedoras de vehículos, distribuidoras de energía, de telemetría, entre otras [34].

Por otra parte, se están desarrollando nuevos textos legales que potenciarán la transición, como la Ley 21505, publicada en noviembre de 2022, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de promover el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y fomentar la electromovilidad. Esta, entre otras cosas, habilita a los EVs para participar de la red de distribución como equipos de almacenamiento, permitiendo inyectar energía a la red y ser remunerados, además de eximir a los BEVs y PHEVs que cumplan con ciertas características, del pago del permiso de circulación por un plazo de 2 años [35]. Además, en mayo de 2023, según lo dispuesto en la Ley de Eficiencia Energética [36], se publica el reglamento ya aprobado que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos y que entra en vigencia el 18 de noviembre de 2024. La interoperabilidad se define como la capacidad de los diferentes componentes y sistemas asociados a las IRVE, para intercambiar información con la finalidad de que los distintos actores la puedan utilizar colaborativamente para otorgar acceso a los usuarios de EVs. El reglamento establece que esta será regulada por el Ministerio de Energía y que los cargadores de acceso público deberán estar registrados en la plataforma de interoperabilidad [37], proporcionando información en tiempo real para permitir a los conductores planear sus viajes con mayor certeza y disminuir la ansiedad de autonomía. Estas normativas descritas, permitirán una integración más confiable y robusta de la electromovilidad en el país, dando posibilidades de generar beneficios y mejorando la autonomía, respectivamente.

### 3. Sistema V2G

---

En su concepto original, los vehículos eléctricos han sido tratados como cargas para las redes eléctricas, consumiendo la energía necesaria para recargar sus ESS. Actualmente con el avance de las tecnologías de generación renovable y el surgimiento de las fuentes de generación distribuida, se ha desarrollado la idea de aprovechar la energía almacenada en las baterías de los EVs a través de sistemas de flujo bidireccional de energía. Esta idea da pie al concepto de V2G, el cual se explica en este capítulo.

#### 3.1. Concepto

El concepto de V2G, viene del inglés *Vehicle-to-Grid*, que traducido significa “Vehículo a la red”, y hace referencia a la capacidad de inyectar la energía que se encuentra almacenada en las ESS de los EVs hacia la red de distribución. Este concepto es el contrario al G2V, que indica un flujo de energía desde la red hacia el vehículo, pero generalmente el V2G hace referencia al flujo bidireccional de energía, abarcando ambos términos. En este tipo de recarga el EV actúa como una fuente de generación distribuida, almacenamiento y carga a la vez, y el propietario pasa de ser consumidor a ser un prosumidor de energía eléctrica [15].

El surgimiento y desarrollo del V2G significa un aumento de los beneficios que pueden generar los EVs al desarrollo sustentable, al propio usuario que lo ha adquirido y a la red de distribución a la que está conectado. La implementación de la recarga inteligente más la capacidad de inyectar la energía almacenada, implica no solo disminuir la carga de la red, sino que los EVs pueden operar como unidades de almacenamiento con la capacidad de prestar servicios para disminuir vacíos de flexibilidad eléctrica, mejorar la integración de las energías no convencionales y generar una red más resiliente [5]. Estos beneficios serán explicados más en detalle en 3.2.

En la Figura 3.1 se muestra la disposición física que se tiene en un sistema V2G para distintos tipos de EVs.

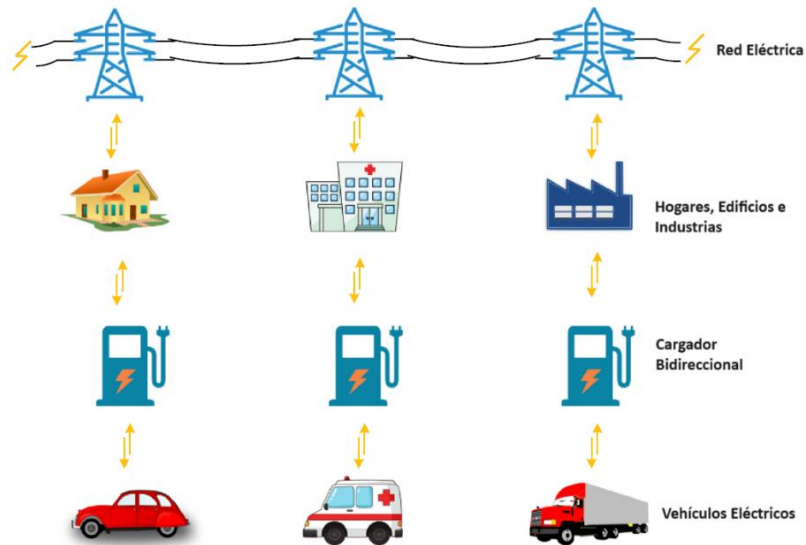


Figura 3.1: Disposición V2G, adaptado de [38].

Por otra parte, el término V2G puede ser extendido a través del V2X, que generaliza la inyección de energía desde la ESS del vehículo hacia distintos elementos consumidores de energía [39], como por ejemplo el V2H (*Vehicle to Home*) que se refiere al suministro de energía hacia el hogar donde se encuentra conectado el EV y que puede ser usado en situaciones de emergencia en que la red se encuentra en estado de falla. También existe el V2V (*Vehicle to Vehicle*) que se refiere a la recarga de un vehículo con la energía almacenada en la ESS de otro vehículo en caso de no tener acceso a la red eléctrica. Otros derivados son V2B (*Vehicle to Building*) o “Vehículo a Edificio”, y V2L (*Vehicle to Load*) o “Vehículo a carga”.

En la Figura 3.2 se tiene una esquematización de los conceptos recién mencionados.

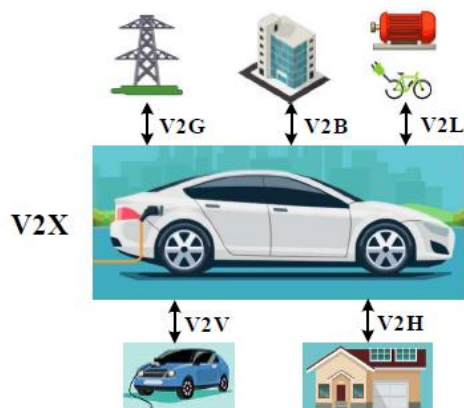


Figura 3.2: Esquema V2X [39].

En general, estos conceptos, con excepción del V2L, en el cual la carga puede conectarse directamente a un inversor integrado en el EV, requieren de cargadores bidireccionales, con sistemas de control que permitan al usuario decidir la dirección del flujo de energía. Estos sistemas de control pueden ser exclusivos de un cargador en particular o ser parte de un ente llamado agregador que controla la carga de un conjunto de EVs asociados a él y que se explicará luego en 3.3. Además, se requieren sistemas de comunicación que permitan aplicar las señales de control a los EVs según las necesidades de la red y/o del usuario y un medidor inteligente o smartmeter que mida y registre los flujos de potencia entre el vehículo y la red.

En la Figura 3.3 se ejemplifican los componentes que conforman un sistema V2G inserto en una red inteligente.

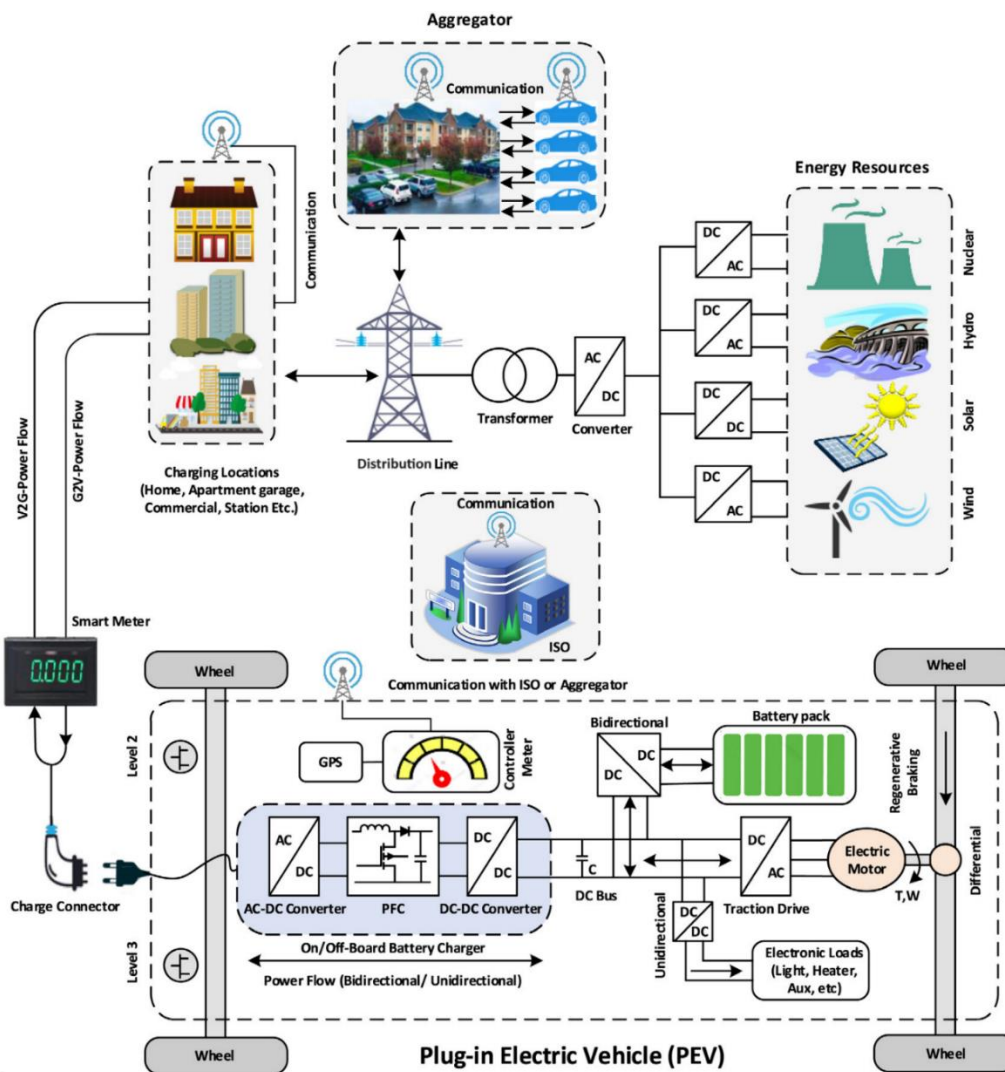


Figura 3.3: Visión general de los componentes de un sistema V2G y su flujo de potencia [38].

Por otra parte, existen algunas dificultades relacionadas con la implementación de los sistemas V2G, por ejemplo, la disminución de la vida útil de las baterías producto de las constantes descargas, la impredecibilidad de los patrones de comportamiento de los conductores que dificultan la previsión de potencia disponible para inyectar, las necesidades de autonomía que requieren los usuarios de los vehículos, y las tecnologías de comunicación. Sin embargo, el uso de estrategias de control para una carga inteligente que considere estas limitantes permite disminuir sus consecuencias.

### 3.2. Beneficios

La aplicación del V2G, trae consigo múltiples beneficios, que abarcan lo económico, ambiental y técnico, los cuales están enlazados entre sí. Estos se explican a continuación.

#### 3.2.1 Técnico

Los beneficios para la red eléctrica son los mismos que pueden aplicarse con sistemas de almacenamiento con baterías, y se describen a continuación.

##### A. Energía de Respaldo

La disponibilidad de potencia almacenada permite al usuario mantener energizada las edificaciones en que se encuentran estacionados los EVs en situaciones de discontinuidad de suministro, aislándose de la red de distribución. Esta aplicación es llamada V2H/V2B, como se mencionó anteriormente. Por ejemplo, según información entregada por el Ministerio de Energía de Chile, que puede verse ilustrada en la Figura 3.4, es posible abastecer de energía una casa con un consumo diario de 5,7 [kWh] hasta por 7 días usando un vehículo estándar con una capacidad de 40 [kWh] [40]. Esto puede corroborarse con un cálculo simple dividiendo la energía del EV por la energía diaria consumida en la casa.



Figura 3.4: Respaldo de energía V2G [40].

## *B. Gestión de Demanda*

La alteración de los patrones de carga y descarga de los EVs permite aplanar las puntas de demanda inyectando la energía de las baterías y llenar los momentos de baja demanda cargando los EVs. Este proceso mejora el factor de carga, el cual mide la utilización del sistema, aumentado por lo tanto, su eficiencia y permite una mayor integración de las ERNC [5]. En [41] se propone un algoritmo de control de carga y descarga de EV, que tiene la finalidad de disminuir puntas y llenar valles de la curva de demanda. El algoritmo calcula el punto óptimo de potencia que debe inyectarse o extraerse de la red, y considera la incertidumbre de los patrones de carga que tienen los conductores de EVs. Se simula en un alimentador de prueba IEEE33, obteniéndose resultados positivos que muestran cómo la curva de demanda puede mantenerse mucho más constante.

## *C. Estabilidad*

Puede usarse la energía para compensar fluctuaciones en la tensión y frecuencia del sistema, dando la posibilidad a los EVs de aplicar servicios complementarios y hacer un sistema más resiliente. Esta posibilidad ha sido estudiada en diversos artículos, por ejemplo, en [42] se propone un sistema de control para operar una flota de EV a través de un agregador V2G y proporcionar servicios de regulación de frecuencia y voltaje en la red, para esto, se desarrolla la función objetivo que se debe optimizar para controlar la carga y descarga de la flota de vehículos, la cual es multiobjetivo y se compone de una parte que minimiza el costo de degradación de la batería de los vehículos y otra que maximiza los ingresos durante la participación de los EV en la regulación. El sistema de control se simula en un alimentador IEEE 33 y se obtienen resultados satisfactorios en la regulación y en la parte económica.

### *3.2.2 Ambiental*

Aparte de la disminución de GEI por el no uso de vehículos convencionales, se puede aumentar el beneficio ambiental de los EVs con su capacidad de almacenamiento. En un futuro donde la matriz energética será dominada por las ERNC, los sistemas de almacenamiento y por lo tanto también los EVs con capacidad V2G serán aliados en su integración. Se podrá almacenar la energía producida en el día por las fuentes fotovoltaicas para evitar que ocurran vertimientos en momentos donde la demanda disminuya.

### 3.2.3 Económico

La capacidad V2G, permite a los propietarios de un EV pasar de ser un consumidor a ser un prosumidor de energía eléctrica, dando la posibilidad de generar beneficios económicos. Las tarifas de energía diferenciada permitirían cargar el EV en momentos de bajo precio y alta participación de ERNC, e inyectarla en momentos de precios mayores, lo que puede traducirse en una disminución del pago a la compañía de distribución. Además, puede venderse la capacidad de aplicar servicios auxiliares en la red. En la actualidad ya existen casos de personas que han podido aprovechar estos beneficios. En Australia con sus regulaciones en materia de generación distribuida y la llegada de los primeros vehículos eléctricos con capacidad V2G en 2020, se ha logrado que empresas como Ballycroft, una productora de vino familiar haya generado una ganancia de 2500 dólares anuales en venta de energía a la red con la combinación de paneles solares y un EV Nissan Leaf [43, 44]. Existen distintos estudios que demuestran los beneficios económicos del V2G, por ejemplo, en [45] se propone una estrategia de despacho de energía de un conjunto EVs para su participación en regulación de frecuencia y se calculan las ganancias de los propietarios.

### 3.3. Agregadores de Vehículos Eléctricos (EVA)

En un futuro con un parque vehicular compuesto en su mayoría por EVs, y redes de distribución inteligentes, los EVA (del inglés, *Electric Vehicle Aggregator*) serán los agentes intermediarios que comunicarán al sistema eléctrico con los vehículos o estaciones de carga, comercializarán la energía y controlarán el flujo de energía de las ESS de los vehículos. Cada EVA tendrá comunicación con el operador del sistema de distribución, y estará asociado a una cantidad de EVs que dejarán a disposición su energía, para inyectarla a la red según el control que aplique el agregador y así obtener ganancias económicas de la participación en el mercado de la energía. En otras palabras, un EVA es visto desde la perspectiva del sistema eléctrico como una gran unidad de generación o carga, con una potencia variable que depende del comportamiento de los conductores asociados a él, y que tiene capacidad de regulación [46, 47].

En la Figura 3.5 se muestra un esquema genérico de un EVA que enseña su funcionamiento, su flujo de información y qué tipo de datos intercambia. Se aprecia en la Figura 3.5 que el EVA se comunica con un conjunto de estaciones de carga asociadas a él, indicándoles la potencia que deben de consumir o descargar ( $P_{ij}^{\uparrow}, P_{ij}^{\downarrow}, Q_{ij}$ ) mientras recibe de ellas información que le permite tomar decisiones, como estados de carga ( $SOC_{ij}^{ini}, SOC_{ij}^{fin}$ ) o cantidades de energía disponible ( $E_{ij}^{\max}$ ). Además, se comunica con la red eléctrica, específicamente con el operador del sistema de transmisión

(TSO) y el operador del sistema de distribución (DSO), intercambiando información que le sirve para controlar la carga de los vehículos que se encuentran en distintas estaciones de carga ( $CS_1, CS_2, CS_i$ ). Entre esas señales intercambiadas se encuentra la capacidad de potencia que tienen para inyectar a la red ( $P^\uparrow, P^\downarrow, Q$ ) y señales de potencia de referencia ( $R^{ref}, Q^{ref}$ ) que requiere la red para, por ejemplo, regular voltaje. Por otra parte, también se intercambia información con mercado de la energía y mercado de los servicios complementarios (*Regulation Market*), para tomar decisiones basadas en precios.

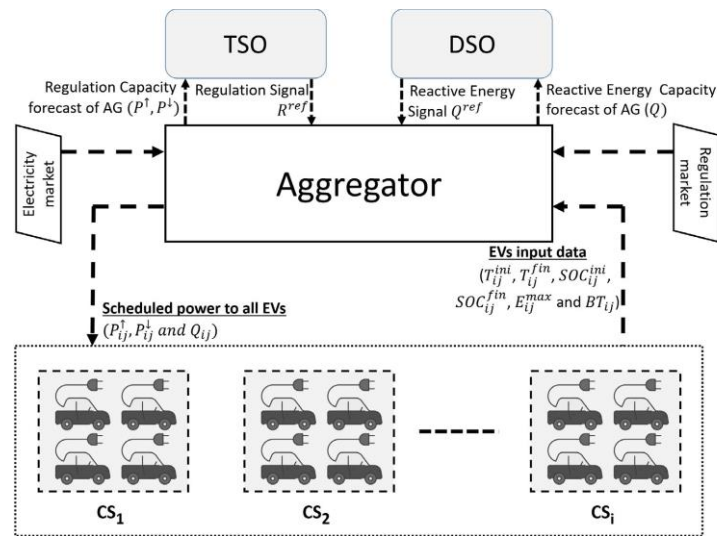
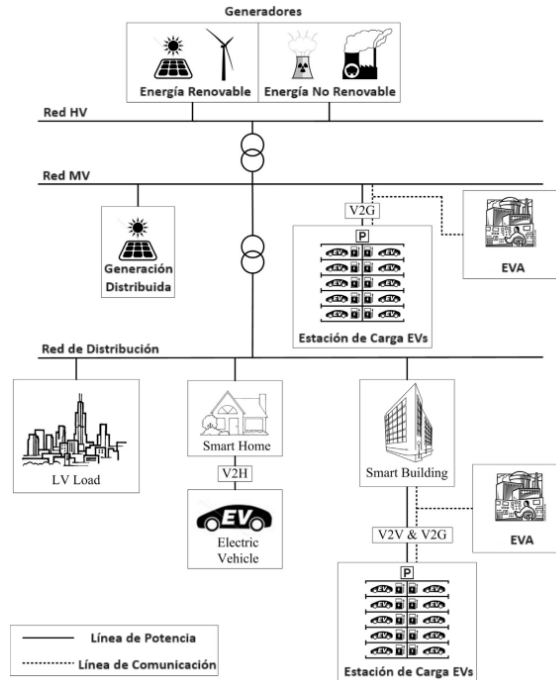


Figura 3.5: Agregador de vehículos eléctricos [42].

Luego, en la Figura 3.6 se muestra la integración de los EVA en los tipos de redes eléctricas. Como se logra apreciar, los EVA pueden estar asociados a cualquier estación de carga, independiente de su ubicación, ya sea en media o baja tensión.





**Figura 3.6: Disposición de agregadores en la red eléctrica, adaptado de [13].**

La implementación de los EVA será de gran utilidad para la integración total de los EVs y las ERNC, pues permitirán mitigar los impactos negativos de la recarga masiva de vehículos y aprovechar al máximo la flexibilidad que otorga la generación distribuida, pero existen muchas dificultades, como las comunicaciones y la necesidad de un modelo de negocio que incentive a los propietarios para asociarse a los agregadores. En la literatura se han descrito varios modelos de negocio que describen la forma de ganancias que reciben tanto el agregador, como los conductores que asocian sus vehículos a él. Por ejemplo, Kempton et al [48], investigadores que introdujeron el concepto de V2G y la idea de un agente agregador que gestionaría la energía de los EVs, proponen un modelo en que los agregadores proveen remplazo de baterías o recargas gratis a los conductores a cambio de la capacidad de usar la energía del vehículo, haciéndose cargo además de la mantención de las baterías. En [49] se describe otro modelo que pretende atraer y preservar propietarios, en el cual se otorgan descuentos para la adquisición de baterías, mantención y descuentos en recargas, a cambio de la disponibilidad de la energía de los EVs la cantidad de veces que indique un acuerdo previo.

El objetivo de un EVA consiste en controlar la energía almacenada en distintos EVs para poder generar beneficios económicos y técnicos a todos los integrantes del sistema eléctrico, desde de los prosumidores, hasta los distribuidores y generadores. Por ejemplo, en [42] se propone y diseña un sistema de control para un agregador capaz de aplicar control de frecuencia y voltaje, que tiene por

objetivo, además, el reducir los costos de recarga de los vehículos. Por otro lado, en [47] se hace una revisión de los modelos de agregadores que se han propuesto en la literatura y se exponen distintos criterios que se han descrito en otras investigaciones para caracterizar el funcionamiento ideal de un agregador de EVs. Estos criterios proponen que el funcionamiento óptimo de un EVA depende principalmente de las características del control que aplica, el cual debe ser idealmente resiliente ante fallas, capaz de funcionar en tiempo real y capaz de satisfacer las necesidades del sistema.

### **3.4. Proyectos V2G en el mundo**

En la última década el avance de las comunicaciones y la electrónica ha impulsado el interés de los distintos actores de la industria energética en la investigación de las capacidades del V2G, por lo que se han desarrollado distintos proyectos y experimentos con su implementación. Por ejemplo, el proyecto Realising Electric Vehicle-to-grid Services (REVS) realizado en Australia entre 2020 y 2022 en el que participaron distintas empresas e instituciones con intereses en la electromovilidad, y que buscó demostrar de forma empírica cómo los EVs y los cargadores disponibles comercialmente pueden contribuir a la estabilidad energética y generar valor mientras están aparcados, para lo cual se emplearon 51 Nissan Leaf que intercambiaban energía con la red para mantener la estabilidad de la frecuencia, mientras se remuneraba a los conductores por el servicio [50, 51]. Las conclusiones más significativas de este proyecto son: la dependencia de los beneficios económicos por prestar servicios V2G con el tiempo de conexión de los EVs y la baja ganancia producida en las condiciones actuales del mercado de la electromovilidad [52]. Otro ejemplo es el proyecto Electric Nation Vehicle to Grid, implementado entre 2020 y 2022 en Reino Unido en el cual se reclutaron 100 conductores que tuvieran un EV de capacidad igual o mayor a 30 [kWh] y se les entregó un cargador inteligente bidireccional. El objetivo de proyecto fue ayudar a las empresas de distribución a entender cómo los servicios V2G podrían ayudar a los sistemas eléctricos gestionando la demanda, explorar el impacto de la carga V2G en redes de baja tensión, generar recomendaciones políticas y marcos comerciales sobre los servicios V2G [53]. En la Tabla 3.1 se resumen algunos proyectos V2G que se han realizado alrededor del mundo, con los servicios V2G que han experimentado.

**Tabla 3.1: Proyectos V2G, adaptado de [54].**

Proyecto	País	Periodo	Número de Cargadores	Servicios
BDL - Bidirectional charging management	Alemania	2019 - 2022	50	Freq. Response, Arbitrage, Dist. Services, Time shifting
BlueBird School Bus V2G	Estados Unidos	2017 - 2020	8	Freq. Response, Time shifting, Emergency backup
Denmark V2G	Dinamarca	2016 - actualidad	10	Freq. Response
Electric Nation Vehicle to Grid	Reino Unido	2020 - 2022	100	Reserve, Dist. Services, Time shifting
SmartMAUI, Hawaii	Estados Unidos	2012 - 2015	80	Time shifting
Realising Electric Vehicle to Grid Services	Australia	2020 - 2022	51	Freq. Response, Reserve
Elia V2G	Bélgica	2018 - 2019	40	Freq. Response

\*\*Descripción de servicios:

Freq. Response: Regulación de frecuencia

Arbitrage: Recarga inteligente según variación en precios de la energía

Dist. Services: Limitación de la demanda según los límites de los elementos en el sistema de distribución

Time shifting: Variación del momento de recarga

Emergency backup: Potencia de respaldo

La mayoría de los experimentos han sido desarrollados por países adelantados en materia de electromovilidad y de ellos se puede concluir que ninguno ha sido hecho con una gran cantidad de cargadores, pero demuestran que la aplicación de servicios V2G, a pesar de estar limitada por la tecnología, normativa y variedad de EVs, es factible. En Chile, el único proyecto realizado hasta ahora fue desarrollado en 2019 por la AgenciaSE con el apoyo del Ministerio de Energía y la colaboración de Enel X y Nissan en el marco del Acuerdo Público Privado por la Electromovilidad. El proyecto constó de la instalación del primer sistema V2G de Latinoamérica compuesto por un generador fotovoltaico de 3 [kW] de potencia y un EV Nissan Leaf con capacidad de 40 [kWh] en la Agencia de Sostenibilidad Energética en Providencia, y fue de carácter demostrativo [55].

## 4. Modelación de la recarga de vehículos eléctricos

---

En este capítulo se presentan los modelos que se considerarán para simular el comportamiento de las variables eléctricas de los vehículos conectados a una estación de carga. Debido a que este trabajo se enfoca principalmente en observar las consecuencias del uso de la tecnología V2G en la red, la modelación se hará considerando las estaciones de carga desde la perspectiva del sistema eléctrico, como una carga variable ideal con capacidad de inyectar potencia, es decir, sin considerar la modelación de la electrónica de potencia usada en la conversión de corriente.

### 4.1. Suposiciones para la Modelación y Simulación

La modelación de una estación de carga requiere el diseño y contemplación de distintos elementos que forman parte de las EVSE, lo que puede dificultar la modelación y aumentar el tiempo de simulación en el software escogido. Esto sumado a que el análisis que pretende hacerse es sobre las señales producidas en elementos de la red, nos permite hacer suposiciones para mejorar el proceso de simulación. Como se dijo anteriormente no se contempla el uso de convertidores, la CS inyecta y absorbe potencia de forma ideal. Se considerará además que las ESS de los EVs simulados cargan de forma lineal en el tiempo, dada una potencia constante. Por último, se asumirá que todos los vehículos tienen capacidad bidireccional V2G.

### 4.2. Estado de Carga Actual

El estado de carga de los vehículos (SOC, por sus siglas en inglés), representa la cantidad de energía disponible en la ESS de un EV respecto de su capacidad total. El SOC es calculado de forma porcentual con la ecuación (4.1).

$$SOC = \frac{E}{C_m} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

Donde  $E$  es la cantidad de energía almacenada en la batería el en instante de la medición y  $C_m$  su capacidad total.

Luego, el SOC varía en el tiempo dependiendo del modo en que se utiliza la batería, ya sea absorbiendo energía en modo G2V, o descargando su energía en modo V2G (V2X de forma general), y, además, de la potencia del cargador a la que se conecte. La ecuación (4.2) [56] modela el estado de carga  $SOC(T)$  en un periodo como la suma del estado de carga del periodo anterior  $SOC(T - 1)$  y el

flujo de potencia con la que se carga la batería  $P_{charge}$  o descarga  $P_{discharge}$  en un periodo  $\Delta(T)$ .  $\eta_{ch}$  y  $\eta_{dis}$  representan la eficiencia de la BESS para carga y descarga, respectivamente, y se considerarán como valores típicos 90% y 95%, respectivamente [57]. Los factores  $K_i$  y  $K_c$ , dependen del estado en que se encuentre el cargador, representando si se encuentra fluyendo energía y la dirección del flujo, respectivamente. Estos últimos se desglosan en la ecuación (4.3) [56].

$$SOC(T) = SOC(T - 1) + \frac{K_i}{C_m} \cdot (K_c \cdot \eta_{ch} \cdot P_{charge} - (1 - K_c) \cdot \eta_{dis}^{-1} \cdot P_{discharge}) \cdot \Delta(T) \cdot 100\% \quad (4.2)$$

$$k_i = \begin{cases} 1, & \text{Modo activo} \\ 0, & \text{Modo reposo} \end{cases}, \quad K_c = \begin{cases} 1, & \text{Modo carga: G2V} \\ 0, & \text{Modo descarga V2G} \end{cases} \quad (4.3)$$

Existe además un rango recomendado para el SOC, el cual permite extender la vida útil de las ESS. Esto se modela con la ecuación (4.4), donde  $SOC_{Min}$  y  $SOC_{Max}$  representan el límite mínimo y máximo respectivamente. Según la literatura, los rangos más recomendados son entre 20% y 80%, o entre 10% y 90%.

$$SOC_{Min} \leq SOC \leq SOC_{Max} \quad (4.4)$$

El objetivo principal de la ESS es almacenar la energía necesaria para satisfacer las exigencias del propietario del EV, por lo tanto, el  $SOC_{Min}$ , es definido por la ecuación (4.5), como el valor más grande entre el SOC seguro escogido  $SOC_{Min,safe}$ , ya sea 10% o 20%, y el SOC requerido por las necesidades del conductor  $SOC_{Min,driver}$ .

$$SOC_{Min} = \max (SOC_{Min,safe}, SOC_{Min,driver}) \quad (4.5)$$

Por otra parte, las ecuaciones (4.6) y (4.7) indican que la potencia intercambiada entre la batería y la red debe de estar dentro de los rangos admitidos por el cargador y el EV, donde  $P_{charge}^{Max}$ ,  $P_{discharge}^{Max}$  y  $P_{plug}^{Max}$ , representan las potencias máximas de carga, descarga y admitida por el EV, respectivamente.

$$P_{charge} \leq \min (P_{charge}^{Max}, P_{plug}^{Max}) \quad (4.6)$$

$$P_{discharge} \leq \min (P_{discharge}^{Max}, P_{plug}^{Max}) \quad (4.7)$$

### 4.3. Carga Descontrolada

Es necesario comprobar el funcionamiento de la recarga de vehículos de forma convencional o descontrolada, es decir, que cada vehículo consume una potencia constante hasta alcanzar el estado de carga deseado por el usuario, en el horario que él estime conveniente. Para esto se usa el modelo desarrollado en [56] expresado en las ecuaciones (4.8) y (4.9).

$$D_{EV}(T) = \begin{cases} P_{charge} \cdot \gamma_t, & SOC < SOC_{Max} \\ 0, & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.8)$$

$$\gamma_t = \begin{cases} 1, & \text{si el EV está aparcado en la estación de carga} \\ 0, & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.9)$$

Este conjunto de ecuaciones indica que la potencia consumida por el EV es igual a la potencia de carga  $P_{charge}$  de su cargador, mientras el estado de carga  $SOC$  sea menor al estado de carga máximo  $SOC_{Max}$ , que generalmente es establecido en 100%.  $\gamma_t$  es una variable auxiliar que indica que el EV está conectado a la CS ( $\gamma_t = 1$ ) o desconectado ( $\gamma_t = 0$ ).

### 4.4. Servicios V2G

A continuación, se explicará la lógica del funcionamiento de los servicios V2G que se considerarán para el desarrollo de la estrategia.

#### 4.4.1 Gestión de Demanda

La gestión de demanda funciona a partir del algoritmo presentado en la Figura 4.1 [9] que propone una lógica sencilla incorporando *peak shaving* y *valley filling*. En este primero se establecen los límites mínimos y máximo, llamados  $P_{lower}$  y  $P_{upper}$  respectivamente, que generalmente son valores simétricos alrededor de la demanda promedio esperada. Si la potencia instantánea medida en el nodo que conecta la estación de carga con la red está dentro de ese rango los EVs se mantienen en su estado previo. En caso de que la potencia medida esté fuera del rango, se debe medir el SOC de los EVs que estén participando del servicio. En caso de que el SOC esté en el rango seguro, el cual se definió para este caso entre 10% y 90% de la capacidad total, el vehículo puede participar de la gestión

de demanda. Luego se calcula si la potencia medida está sobre o bajo la potencia promedio establecida  $P_{avg}$ . En caso de que esté por sobre ella, se procede a descargar el EV participante, y en caso contrario a cargarlo. La potencia promedio puede calcularse como el valor medio de la demanda esperada para el día en cuestión.

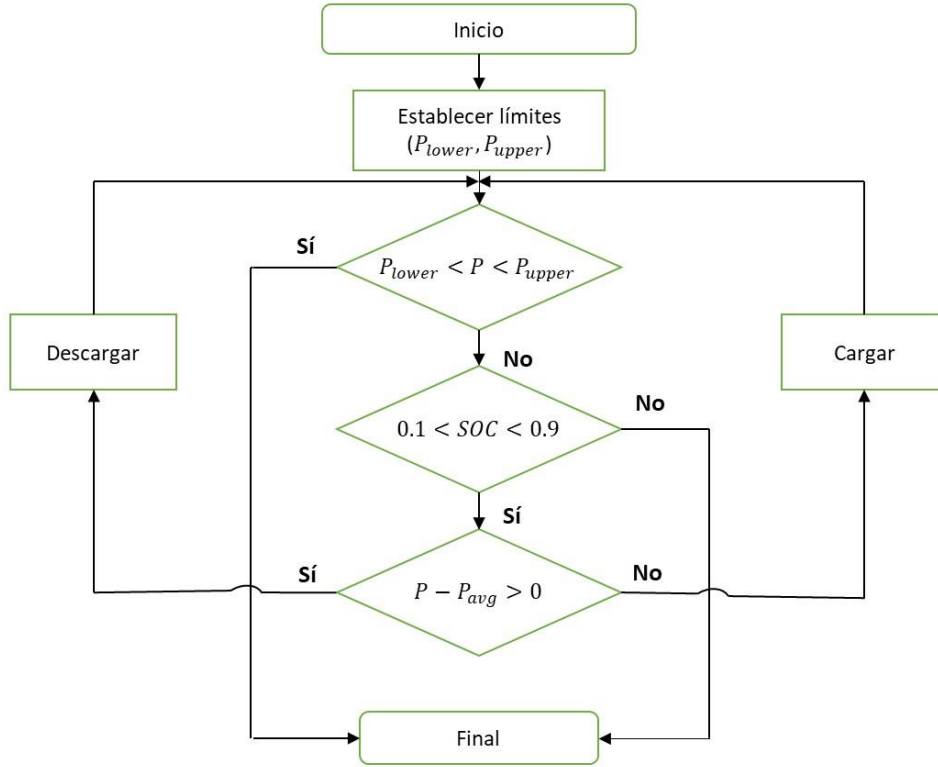


Figura 4.1: Algoritmo *peak shaving*, adaptado de [9].

Para las simulaciones se considerará un rango de  $\pm 10\%$  de la potencia promedio, es decir,  $P_{lower} = 0.9 \cdot P_{avg}$  y  $P_{upper} = 1.1 \cdot P_{avg}$ .

Las potencias disponibles para cargar y descargar en la estación de carga que presta el servicio son calculadas con las ecuaciones (4.10) y (4.11).

$$P_{ev}^c = P_{ev,c} \cdot \left\{ EV_t - \sum_{m=1}^k SOC_m \cdot EV_m \right\} \cdot (SOC_{Max} - SOC_{Min}) \quad (4.10)$$

$$P_{ev}^d = P_{ev,d} \cdot \left\{ \sum_{m=1}^k SOC_m \cdot EV_m \right\} \cdot (SOC_{Max} - SOC_{Min}) \quad (4.11)$$

Estas ecuaciones calculan la potencia disponible para extraer o suministrar a la red desde una estación de carga con un total de  $EV_t$  vehículos conectados divididos en  $k$  grupos. Donde  $P_{ev}^c$  es la potencia disponible de la CS para absorber de la red, y  $P_{ev}^d$  la disponible para inyectar en la red.  $P_{ev,c}$  y  $P_{ev,d}$  son las potencias de carga y descarga respectivamente, que los cargadores pueden intercambiar con la red.  $SOC_m$  y  $EV_m$  es el estado de carga promedio y el número de EVs del grupo  $m$ , respectivamente.  $SOC_{Max}$  y  $SOC_{Min}$  son los límites de estados de carga máximo y mínimos seguros respectivamente, explicados en 4.2.

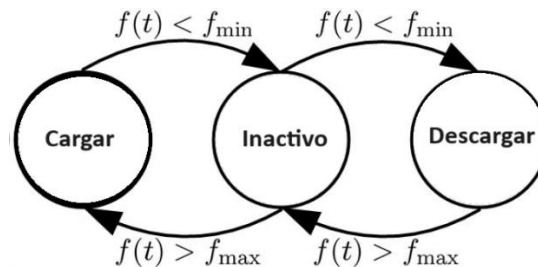
El objetivo principal de este algoritmo es el aplanar la curva de demanda, y por lo tanto mejorar la eficiencia energética. Para medir qué tan plana es una curva de demanda, se usa el factor de carga, el cual se calcula con la ecuación (4.12), y que mide la ratio de utilización de la energía eléctrica. Así, un factor de carga más alto indica un mayor aprovechamiento del sistema eléctrico.

$$f.c. = \frac{P_{avg}}{P_{D,Max}} \cdot 100 \% \quad (4.12)$$

Donde  $P_{avg}$  es la demanda promedio de a curva, y  $P_{D,Max}$  el valor de la demanda máxima.

#### 4.4.2 Control de Frecuencia

La lógica escogida para usar en el control de frecuencia es representada en el esquema de la Figura 4.2 [58], el cual indica que para disminuciones de frecuencia bajo un umbral inferior  $f_{min}$  se procede a descargar el vehículo, y en caso de sobrepasar un umbral superior  $f_{max}$ , se procede a cargar el vehículo. En caso de que la frecuencia se encuentre dentro del rango establecido, los vehículos se mantienen en su estado de carga previo.



**Figura 4.2: Bucle control de frecuencia, adaptado de [58].**

El bucle matemáticamente es expresado por las ecuaciones (4.13) y (4.14).



$$S_v(t^+) = \begin{cases} 0, & \text{si } f < f_{min} \wedge S_v(t) = 1 \\ 0, & \text{si } f > f_{max} \wedge S_v(t) = -1 \\ -1, & \text{si } f < f_{min} \wedge S_v(t) = 0 \\ 1, & \text{si } f > f_{max} \wedge S_v(t) = 0 \\ S_v(t), & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.13)$$

$$P_v(t) = \begin{cases} P_{charge}, & \text{si } S_v(t) = 1 \\ 0, & \text{si } S_v(t) = 0 \\ -P_{discharge}, & \text{si } S_v(t) = -1 \end{cases} \quad (4.14)$$

La ecuación (4.14) establece la potencia que intercambia cada EV con la red  $P_v(t)$  en cada instante. Donde  $P_{charge}$  es la potencia de carga, y  $-P_{discharge}$  la potencia de descarga, determinadas por la capacidad de su cargador. Esta ecuación a su vez depende la variable de control  $S_v(t)$ , que se calcula a partir de su valor anterior (por lo que se define el valor posterior como  $S_v(t^+)$ ) y la frecuencia actual de la red  $f$  como se muestra en la ecuación (4.13). Este conjunto de ecuaciones esencialmente indica que cuando la frecuencia disminuye bajo el límite inferior  $f_{min}$  ( $S_v(t) = -1$ ) el EV se descarga, y si aumenta sobre el límite superior  $f_{max}$  ( $S_v(t) = 1$ ) el EV se carga. En el caso de que la frecuencia tenga cambios abruptos pasando de un valor bajo el límite inferior a un valor superior al límite superior o viceversa, el EV no se cargará ni descargará hasta que se cumpla una de las condiciones anteriores. En cualquier otro caso, la variable de control se mantendrá en su valor anterior ( $S_v(t^+) = S_v(t)$ ) y la potencia intercambiada también .

#### 4.5. Elección de vehículos

En el contexto actual, el mercado de vehículos eléctricos disponibles aún no se encuentra tan extendido y por lo tanto la variedad de modelos disponibles que tienen capacidades de carga bidireccional es aún más limitada. Para el caso de Chile, esto se ve aún más marcado. En la Tabla 4.1 se muestran algunos de los EVs más vendidos desde enero a octubre de 2023, según informes de ANAC, de los cuales ninguno cuenta con carga bidireccional.

**Tabla 4.1: Modelos de EVs más vendidos en Chile, [59]**

Marca	Modelo	Tipo de EV	Capacidad de Batería [kWh]
MAXUS	EDELIVER 3	BEV	50,2
KIA	NIRO	BEV	64.8
HYUNDAI	KONA OS EV	BEV	64
VOLVO	XC 40	BEV	78
VOLVO	XC60 II	PHEV	18,8
BMW	330 E	PHEV	12

En la actualidad en el mercado chileno, sólo se encuentra un EV con capacidad bidireccional, el antes mencionado Nissan Leaf de 40 [kWh]. Por lo tanto, para las simulaciones planteadas se extenderá el abanico de posibles vehículos a los disponibles en el mercado internacional. Algunos de los EVs más destacados en a nivel internacional se presentan en la Tabla 4.2 [60, 61].

**Tabla 4.2: EVs destacados a nivel internacional. Elaboración propia.**

Número	Marca	Modelo	Capacidad de Batería [kWh]	Autonomía [km]
1	Audi	I e-Tron Sportback 55 quattro	95	375
2	BMW	iX3	80	360
3	Tesla	Model 3	82	455
4	Hyundai	IONIQ Electric	40,4	250
5	Jaguar	I-Pace EV400	90	365
6	Mercedes	EQC 400 4MATIC	85	370
7	Ford	F-150 LIGHTNING	131	--
8	MG	4 Long Range	74,2	--
9	BYD	Atto 3	60,5	--
10	Hyundai	Ioniq 5	74	--
11	Cupra	Born	77	--

De estos EVs, sólo los últimos cinco tienen capacidad bidireccional, la cual es limitada para la mayoría de los casos, por ejemplo, la camioneta Ford F-150 Lightning está adaptada para el uso de V2L y V2H, el MG, el BYD y el Hyundai solo tienen capacidad de V2L, siendo el Cupra Born el único adaptado para el uso del V2G.

Finalmente, para las simulaciones se escoge el grupo de vehículos del 7 al 11, asumiendo que los cinco EVs cuentan con capacidad para aplicaciones V2G.



## 5. Diseño de la estrategia

---

En esta sección se justifica el diseño de la estrategia de control y se presentan los antecedentes utilizados para su creación.

### 5.1. Tipo de Estrategias de Control para EVs

Para aprovechar de forma eficiente las capacidades de almacenamiento y generación que se tendrán en las futuras estaciones de carga con alta potencia y gran número de estacionamientos, es necesario mantener una coordinación que permita gestionar los servicios que pueden ser prestados a la red. Por esto, en diversas investigaciones que buscan integrar a los EVs como partes fundamentales para el desarrollo de las redes inteligentes, se han desarrollado estrategias de control para su carga distribuida. En [10] se hace una revisión de esquemas de control de carga, y se clasifican según la comunicación que hay entre los agregadores y los EVs. Se describen las arquitecturas de Control Centralizado, Control Descentralizado y Control Jerárquico. La arquitectura Centralizada se refiere a un sistema en que los vehículos son controlados por un agregador principal de forma directa, que aplica los algoritmos correspondientes para decidir en qué momento se carga o descarga, con la ventaja de que en éste, el EVA aplica soluciones óptimas con toda la información completa del sistema al que está conectado, lo que a su vez, lo vuelve menos escalable en términos de tamaño del sistema, debido a que con el aumento de EVs conectados, aumenta la dificultad de generar soluciones, y por lo tanto aumenta el tiempo de respuesta. En la arquitectura descentralizada, cada EV actúa con independencia y controla su flujo de potencia según lo que ordene su controlador local. Una desventaja de ésta es la falta de información que se puede tener del resto del sistema, pero que se ve compensada con la alta estabilidad que posee en términos de complejidad de cálculo. Luego dependiendo de la estructura de la red de comunicación, se diferencia entre Descentralizada Tipo 1 (T1), en la que los EVs se comunican entre ellos hasta alcanzar un equilibrio, obligando al sistema a mantener una compleja red de información y Descentralizada Tipo 2 (T2), en la que se reduce el flujo de comunicación introduciendo un agregador indirecto que recopila información precisa y transmite señales a los controladores locales de los cargadores. Una ventaja de los esquemas descentralizados es su resiliencia ante fallas. Por último, en la arquitectura Jerárquica se delega el control y la carga computacional a varios agregadores, directos o indirectos, los cuales se comunican entre ellos e influyen en sus decisiones. Esta arquitectura se divide en cinco tipos según la estructura de agregadores que se tenga. A continuación, en la Figura 5.1 para un mayor entendimiento, se ilustran

las distintas arquitecturas con sus tipos.

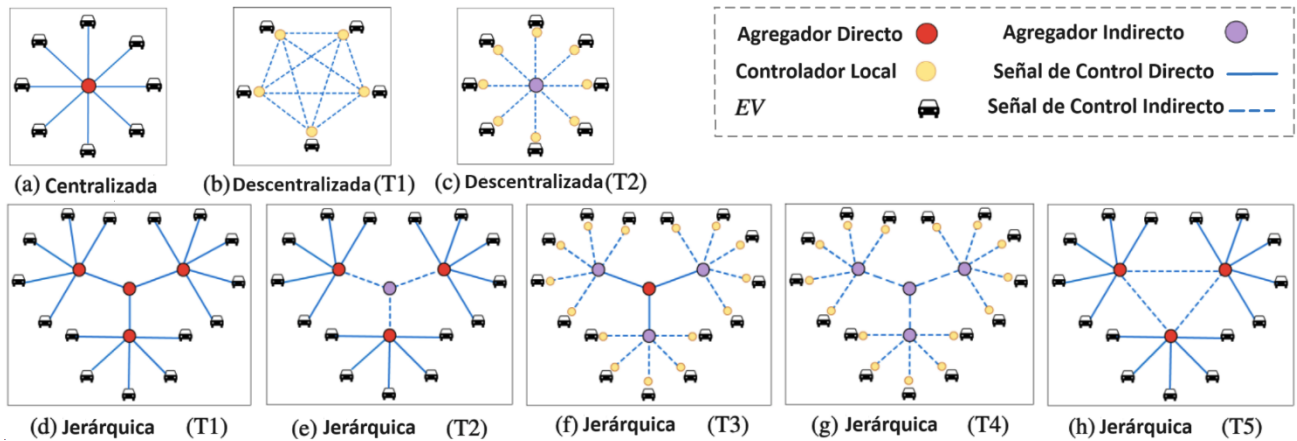


Figura 5.1: Arquitecturas de estrategias de control de carga distribuida, adaptado de [10].

Luego, para el desarrollo de la estrategia de este trabajo se escoge usar una arquitectura descentralizada T2, debido a su resiliencia y velocidad de cálculo. El uso de controladores locales, además, permite la diferenciación de diferentes tipos de estación, las cuales pueden ser clasificadas según diferentes criterios, como su capacidad de recibir EVs, potencia, y tipo de vehículos.

## 5.2. Criterios

A continuación, se describen los criterios a los cuales está sujeta la estrategia de control para entregar un servicio de calidad a los usuarios y a la red a la cual está conectada la estación de carga.

### 5.2.1 Interacción y Satisfacción del Usuario

Es necesario recordar que el principal uso de los vehículos es el transportar a su propietario, por lo cual se requiere en primera instancia que ellos estén de acuerdo con el uso de su medio de movilización en la aplicación de servicios para la red, que tiene por consecuencia el riesgo de no usar todo el tiempo que disponen para mantener el EV en una estación de carga exclusivamente en la carga total de su ESS. Por esto, es necesaria una interacción con el usuario la cual asegure su consentimiento, y la especificación de información necesaria para el funcionamiento correcto de la estrategia.

La propuesta considera la entrada de información por parte del usuario a través de una supuesta interfaz, que en la realidad se haría mediante el uso de una aplicación móvil que estaría vinculada a las distintas estaciones de carga adheridas al ente agregador que envía la información de la red a los

cargadores, mediante un sistema de comunicación interoperable. Los datos de entrada solicitados se describen a continuación.

Como se mencionó anteriormente, se solicitará el consentimiento del usuario que llega a usar la estación de carga para poder inyectar energía a la red. El siguiente dato de entrada es el tiempo que el usuario dejará su vehículo conectado ( $T_{ch}$ ), pues es necesario para la estación de carga tener una estimación de la cantidad de vehículos que tiene a lo largo del día.

Estos datos básicos solicitados permiten a la estación de carga tener un banco de información para mantener el orden durante las recargas del día y aplicar servicios V2G. A continuación, en la Tabla 5.1 se muestran los datos recién mencionados.

**Tabla 5.1: Información de entrada solicitada al usuario. Elaboración propia.**

<b>Información de entrada para la estrategia</b>
1.- Consentimiento para servicios V2G
2.- Tiempo disponible de recarga ( $T_{ch}$ ),

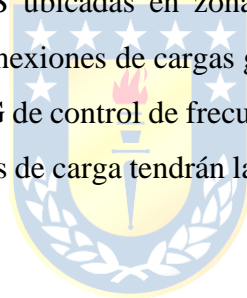
Como se mencionó con anterioridad, las baterías de los EVs deben mantenerse en un cierto rango de estado de carga, para no disminuir su vida útil, por lo que se definen límites en el proceso de carga, que mantendrán intacta su proyección de vida. Para la estrategia se considerará el rango entre un 10 % y 80%. El motivo para escoger como límite inferior 10% y no 20% es que dará mayor capacidad de descarga de energía para ejecutar los servicios V2G. Con la misma idea de maximizar la vida útil del EV se dispondrá la condición de que al llegar al mínimo estado de carga del 10%, los EVs procederán a cargarse de forma permanente hasta terminar su periodo conectado para no aumentar su cantidad de ciclos de carga y descarga, los cuales son limitados y determinan la vida útil de la batería [62]. Por otra parte, esto permite al usuario retirar su vehículo con el mayor estado de carga posible.

### 5.2.2 Tipo de estación de carga

Las estaciones de carga pueden ser clasificadas según distintos criterios. En [21] se hace una revisión del estado del arte de las estaciones de carga, analizando sus componentes, las estrategias

utilizadas para controlar las recargas, la topología de los convertidores utilizados, entre otros, y se clasifican por tipo de transferencia de energía, ubicación, y arquitectura de conexión a la red, entre otros. Por otra parte, pueden ser clasificadas por algunos criterios menos técnicos, pero igual de importantes, como capacidad de estacionamientos, potencias de carga disponible. Para este trabajo se propone una distinción por ubicación, haciendo distinción específicamente en el tipo de zona en la que se encuentra los estacionamientos y el tipo de conductor que los habitúa.

Los tipos de CS se dividirán en dos clases. La primera clase o Clase 1 abarca a las CS que generalmente no poseen cargadores de potencias muy altas y por lo tanto tienen tiempos de recarga más largos. Se conformará por estaciones ubicadas en lugares residenciales, como estacionamientos de edificios habitacionales y condominios, donde las curvas de demanda diarias pueden tener factores de carga no tan altos por el comportamiento de consumo típico de sus habitantes. Las CS de Clase 1, tendrán asociadas el servicio V2G de gestión de demanda para aplanar la curva de demanda de esos lugares. La Clase 2 incluirá a las CS con potencias de carga altas y tiempos de recarga más cortos que la Clase 1. Esta clase abarca a las CS ubicadas en zonas propensas a generar fluctuaciones de frecuencia debido a conexiones o desconexiones de cargas grandes, como parques industriales y, por lo tanto, tendrá asociado el servicio V2G de control de frecuencia. Esta diferenciación se hace porque no todas las zonas donde haya estaciones de carga tendrán las mismas necesidades. En la Tabla 5.2 se resumen las dos clases recién descritas.



**Tabla 5.2: Clases de CS. Elaboración propia.**

<b>Clase de CS</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Servicios V2G asociados</b>
<b>Clase 1</b>	Zonas residenciales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestión de demanda</li> </ul>
<b>Clase 2</b>	Zonas industriales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Control de frecuencia</li> </ul>

### 5.3. Comunicación de la Estrategia

Para aclarar el funcionamiento de la estrategia, se muestra en la Figura 5.2 el esquema de comunicación de tipo Descentralizada T2 que se aplica en su ejecución. En esta se muestra un flujo de información desde la red eléctrica al agregador indirecto, la cual representa mediciones de variables eléctricas requeridas para la ejecución de los servicios V2G, y que luego es enviado al controlador local para que él decida en cada instante si cargar o descargar energía de los EVs conectados. Se muestra también la introducción de información por parte del usuario que deja su vehículo, la cual como se mencionó antes corresponde al consentimiento de inyectar la energía de su vehículo a la red en caso de que sea necesario y el tiempo que lo dejará conectado. Por último, se presenta el flujo de energía bidireccional entre la estación de carga y la red.

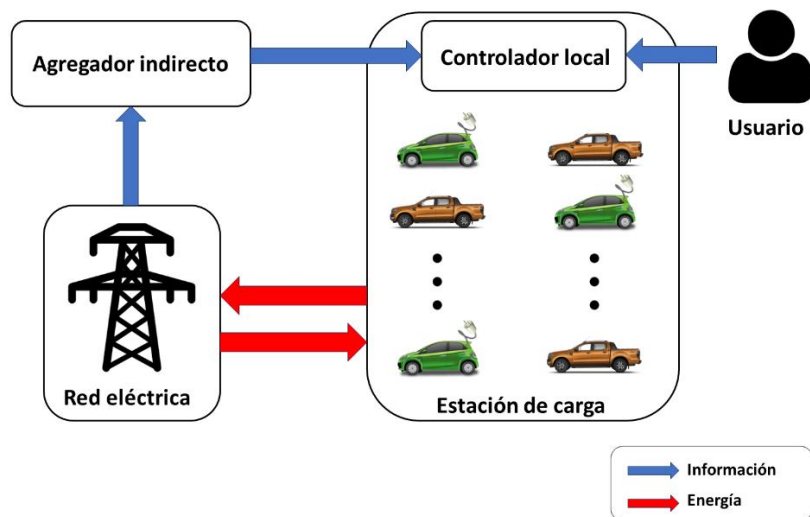


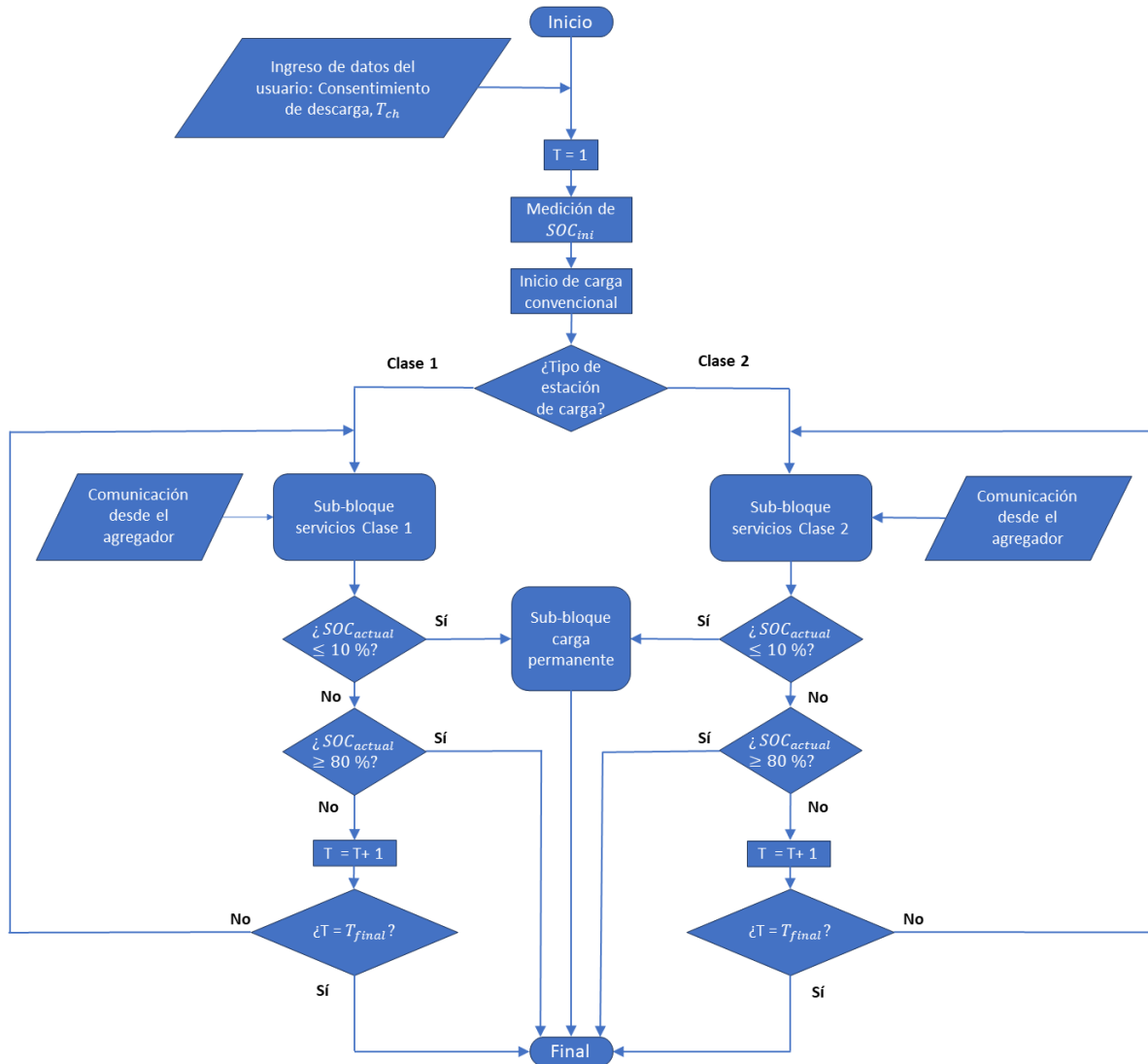
Figura 5.2: Esquema de comunicación de la estrategia. Elaboración propia.



#### 5.4. Propuesta

Con lo anteriormente dicho se propone la siguiente estrategia para la recarga de vehículos eléctricos en estaciones de carga con capacidad de inyectar potencia a la red para generar beneficios en ella. La estrategia propone una serie de pasos aplicables para cualquier IRVE, pero se enfoca en estaciones con gran capacidad de vehículos, para generar un mayor impacto. Esta establece su verosimilitud en el supuesto de la existencia de una red inteligente, la cual puede entregar información de su estado en tiempo real y, por lo tanto, contempla la existencia de un EVA indirecto que transmite datos del sistema al controlador local de la estación de carga.

El diagrama de flujo general de la estrategia propuesta se muestra en la Figura 5.3. El proceso se aplica para cada EV que llega a ser cargado a la respectiva CS que pone en práctica la estrategia. En un inicio, el usuario que decide recargar su vehículo debe de ingresar los datos de entrada mencionados en 5.2.1 al controlador del cargador. Aquí comienza el proceso con el periodo  $T = 1$ , y lo primero que ocurre es la medición del estado de carga inicial del EV, para inmediatamente proceder a cargar de forma convencional, o sea, absorbiendo energía, según el modelo dado en 4.3. Hasta este punto, se tiene un proceso de carga típico. Luego, empieza el proceso bidireccional. Dependiendo del tipo de estación de carga según la clasificación hecha en 5.2.2, se aplican los servicios asociados a cada clase especificados en los sub-bloques servicios Clase 1 y servicios Clase 2, los cuales son mostrados interiormente en la Figura 5.4 y la Figura 5.5, respectivamente y explicados más adelante. Después se vuelve a medir el SOC del EV, el cual, si es igual a 10%, significa que ya ha sido descargado hasta el nivel más bajo permitido, y por lo tanto pasa al sub-bloque de carga permanente hasta terminar su tiempo de recarga. Este sub-bloque es mostrado interiormente en la Figura 5.6 y es explicado más adelante. Luego, se vuelve a medir el SOC, y en caso de que sea del 80% se alcanzó el límite superior de carga y por lo tanto termina el proceso. En caso de que no se haya llegado al nivel máximo de carga, se suma un periodo, y si este alcanza el periodo de recarga establecido por el usuario en un principio, se termina el proceso. Si aún no se ha llegado al último periodo, se vuelve a los sub-bloques de servicios. Esto se repite mientras no se cumpla alguna de las condiciones de término de carga.



**Figura 5.3: Diagrama de flujo general de estrategia propuesta. Elaboración propia.**

En la Figura 5.4 se tiene el diagrama de flujo interno del sub-bloque servicios Clase 1 y en la Figura 5.5 el del sub-bloque servicios Clase 2. Como se explicó en 5.2.2, cada clase de CS tienen un servicio V2G asociado. Ambos sub-bloques tienen la misma estructura, primero se mide el SOC del vehículo, y si este ya es bajo o igual al SOC mínimo establecido de 10%, se evita su descarga y pasa a ser cargado de forma convencional automáticamente. En caso de que tenga un SOC superior al mínimo, dependiendo de si el EV está autorizado a descargar energía, se procede a aplicar el servicio V2G asociado a la clase de la CS, en caso de que sea necesario usando las lógicas planteadas 4.4. En caso de que no haya sido autorizado, este pasa a la carga convencional de forma directa. Los bloques que indican el servicio V2G asociado a su vez cuentan con una entrada de información proveniente

del agregador, y el tipo de dato entregado dependiendo del sub-bloque puede ser frecuencia o la demanda del edificio o zona en la que está instalada la CS.

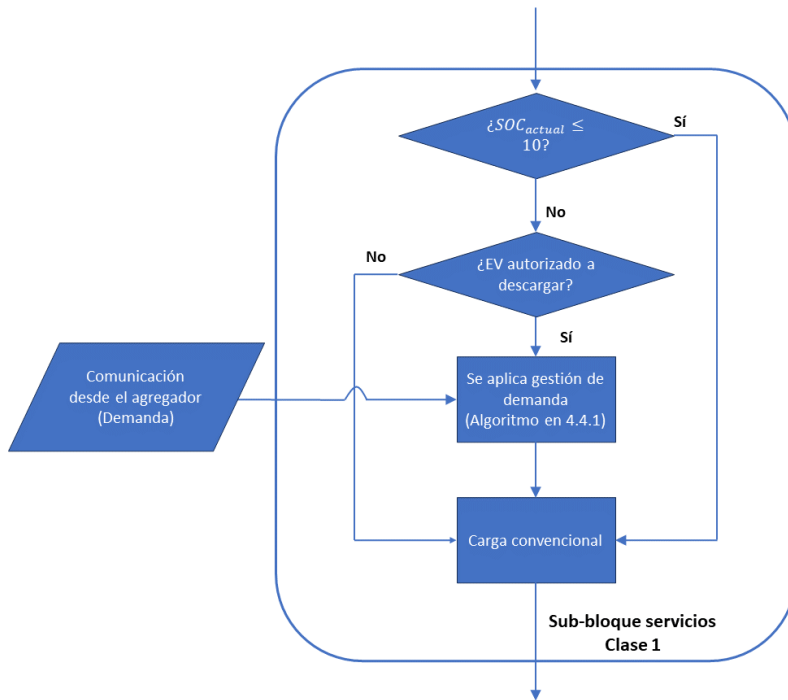


Figura 5.4: Sub-bloque servicios Clase 1. Elaboración propia.

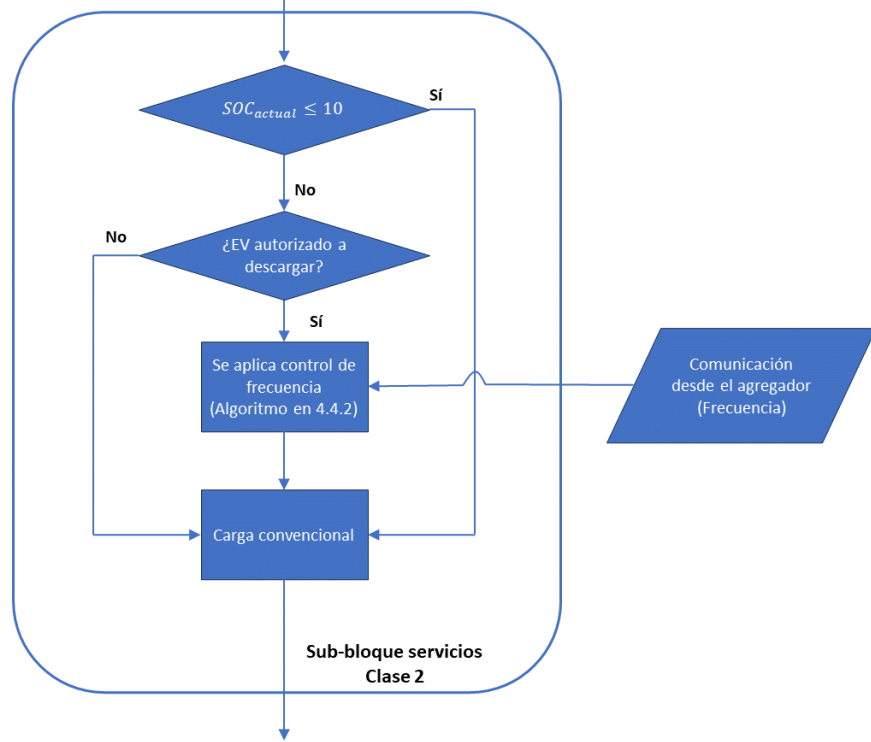
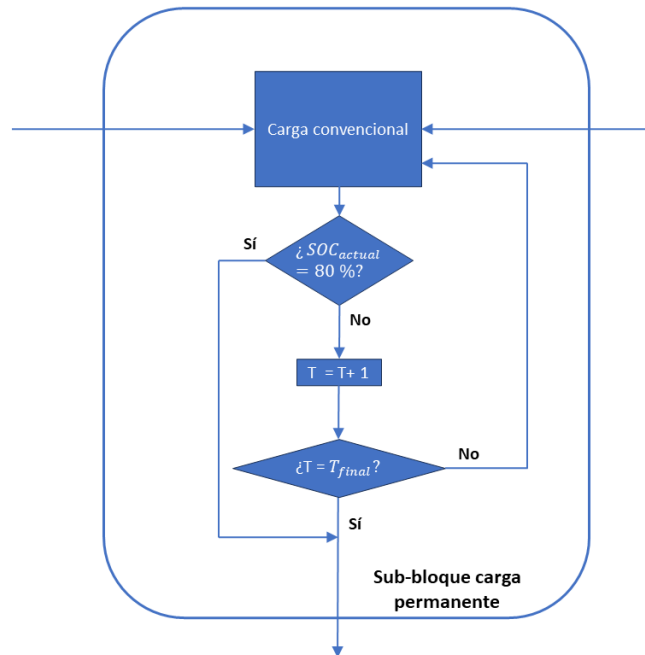


Figura 5.5: Sub-bloque servicios Clase 2. Elaboración propia.

En la Figura 5.6 se tiene el diagrama de flujo interno del sub-bloque carga permanente el cual se ejecuta si el EV ha sido descargado y llegó al nivel de carga mínimo de 10% establecido. Pasando a este sub-bloque el EV procede a cargarse de forma convencional, hasta llegar al periodo máximo de carga establecido o hasta que su SOC llegue al nivel máximo de 80%. Al momento de salir del sub-bloque, termina el proceso.



**Figura 5.6: Sub-bloque carga permanente. Elaboración propia.**

La estrategia recién propuesta pretende establecer un proceso que permita una aplicación efectiva de servicios V2G, y mantener la satisfacción del usuario que recarga su vehículo. A continuación, en el resto del trabajo se procede a simular la estrategia para analizar su comportamiento.

## 6. Simulación

---

En este capítulo se explica el software usado para simular la carga bidireccional de vehículos eléctricos, aplicando la estrategia. Y los perfiles de carga típicos que se considerarán en las simulaciones. La simulación se plantea de forma dinámica en el tiempo considerando a las estaciones de carga como una carga variable ideal con capacidad de generación.

### 6.1. Software

Una de las mayores dificultades de estudiar el impacto de los EVs en las redes eléctricas son las simulaciones de su recarga, la cual se ve aumentada si es que se busca además aplicarla de forma bidireccional. Debido al comportamiento de los usuarios de los vehículos, las estaciones de carga, obviando la electrónica de potencia, son vistas desde la perspectiva de la red, como elementos que absorben e inyectan energía de manera cuantificada y variable. Por eso, la búsqueda de un software que permita simular sistemas de potencia de manera dinámica, conectar cargas variables, y además aplicarles una lógica de control es una tarea compleja y la vez vital para el desarrollo de este documento.

Finalmente, por su accesibilidad y sus capacidades de controlar cargas variables y aplicar control a través de funciones lógicas, las simulaciones de la estrategia se hacen en Matlab, en conjunto con su entorno de programación visual con bloques Simulink, específicamente usando su librería Simscape Electrical, la cual permite simular sistemas eléctricos en general, desde circuitos monofásicos simples, hasta sistemas de potencia trifásicos de mayor complejidad.

Matlab permite programar y graficar a través de su propio lenguaje la lógica y los algoritmos planteados en el capítulo 4. Por otra parte, Simscape Electrical entrega distintas herramientas que permiten simular sistemas de potencia de forma dinámica y medir variables eléctricas. Para las simulaciones que requieran de medir variables eléctricas de elementos eléctricos físicos, se escoge el sistema prueba IEEE de nueve nodos, disponible como modelo de ejemplo en el sitio MathWorks [63], que es usado principalmente para el estudio de flujos de potencia, y es escogido por su sencillez, la cual es de importancia para disminuir tiempos de cómputo en las simulaciones, que generalmente para casos dinámicos son bastante altos. Además, este cuenta con una buena adaptabilidad ante modificaciones.

## 6.2. Generación de Perfiles de Carga

Dependiendo del tipo de estación de carga, la demanda producida por la recarga descontrolada de vehículos genera distintos perfiles de carga, o sea, curvas características que indican la cantidad de potencia demandada por el conjunto de EVs conectados a ella. Estas varían de forma estocástica, dependiendo del comportamiento de los conductores, los cuales actúan dependiendo de sus necesidades. Este es un tema que se ha estudiado en varios artículos, debido a su importancia en la planificación y prevención de impactos por la masificación de la electromovilidad. En [64] se simula el comportamiento de una flota de EVs con el método de Monte Carlo para generar perfiles de demanda en CS de carga rápida, destinados a su utilización en investigaciones, usando parámetros como tiempos de llegada, tiempos de partida, estados de carga, entre otros. En [65] se generan de perfiles de carga usando *machine learning*, para distintos tipos de CS según ubicación, para compararse con los obtenidos en mediciones de CS reales, obteniendo errores muy pequeños. En la Figura 6.1, se muestran algunos perfiles de carga obtenidos en [65], destacándose el perfil residencial, el de zonas de trabajo (*workplace*) y público.

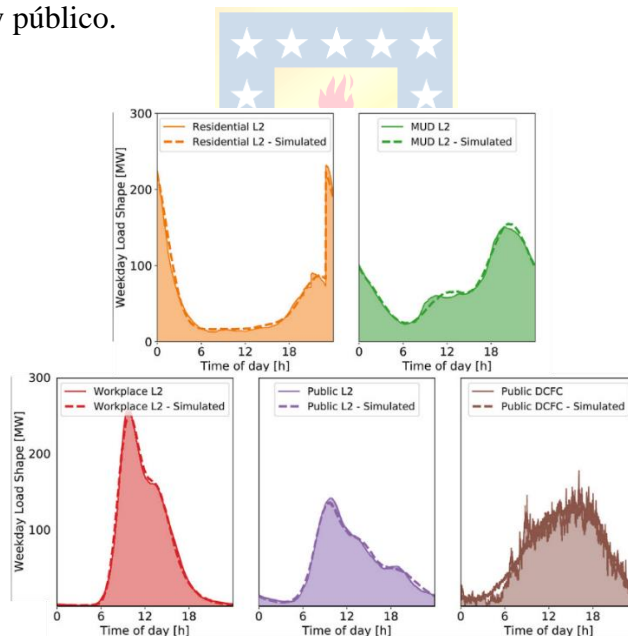
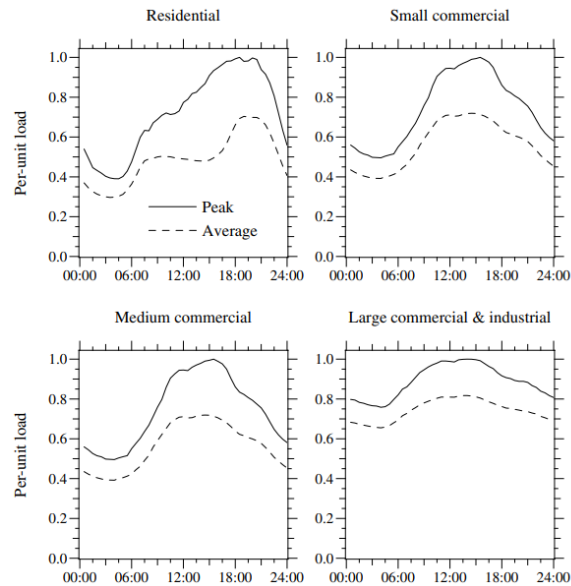


Figura 6.1: Perfiles de carga típicos según tipo de CS, adaptado de [65].

Puede apreciarse que los perfiles de carga típicos tienen formas que responden ante la lógica, por ejemplo, en las CS de tipo residencial, se tienen puntas de demanda después de las 18 horas, hasta las 6 horas, lo cual es debido a que principalmente son utilizadas en horarios no laborales. En cambio, las de tipo *workplace* y públicas tienen una forma acampanada pues se utilizan durante el mediodía cuando los usuarios están fuera de sus hogares.

En este trabajo se generarán los perfiles de demanda usando funciones aleatorias de Matlab teniendo como entradas el tiempo de llegada a la CS y el tiempo de carga establecido, utilizando como base los horarios punta observados en los perfiles dados en la Figura 6.1.

Por otra parte, la generación de perfiles de demanda que será utilizados en la implementación de la estrategia se usarán curvas típicas normalizadas, presentadas en el libro *Electric Power Distribution Handbook* de T. A. Short [66] y mostradas en la Figura 6.2.



**Figura 6.2: Perfiles de demanda típicos normalizados [66].**

Las curvas de la Figura 6.2 serán utilizadas como curvas base para la simulación de la estrategia. Estas serán implementadas en Matlab como vectores, extrayendo puntos cada 30 minutos para luego ser extrapoladas y suavizadas. Las potencias base serán escogidas a partir de valores típicos dependiendo del tipo de curva simulada.

## 7. Resultados

---

En este capítulo se presentan simulaciones hechas con el fin de evaluar el funcionamiento de la estrategia antes planteada. Primero se simulan estaciones de carga sin aplicar control de carga, y luego aplicando la estrategia bidireccional propuesta.

### 7.1. Carga no Controlada Unidireccional

A continuación, se presentan simulaciones de estaciones de carga sin aplicar una estrategia de control. Con el fin de simular el comportamiento estocástico de los usuarios que llevan a cargar sus EVs a la CS, la generación de los perfiles de carga fue hecha usando como parámetros de entrada, tiempos de llegada y tiempos de recarga aleatorios, dentro de los rangos temporales de los perfiles típicos presentados en 6.2 usando la función *randi* de Matlab. Datos que en la implementación de la estrategia serían ingresados por los usuarios. En cuanto a las capacidades de las baterías de los EVs, se usaron las propias de los vehículos escogidos en 4.5, y se asignaron de forma aleatoria a cada EV. De igual forma los estados de carga iniciales son asignados de forma aleatoria. En todas las simulaciones se consideró una eficiencia de carga y descarga, de 0.9 y 0.95 respectivamente. Además de los perfiles, se muestran curvas de demanda asociados a los sectores en los que se simulan las estaciones de carga para poder observar cómo se alteran las curvas con el proceso de carga descontrolada.

#### 7.1.1 CS en Conjunto Habitacional

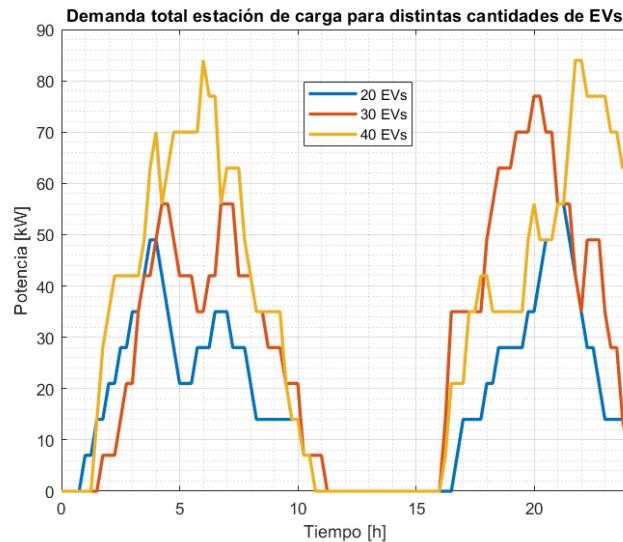
Para este tipo de sector, se estableció como ejemplo, un estacionamiento ubicado en un edificio habitacional con un estacionamiento de capacidad de 70 vehículos, y 40 cargadores. Se harán simulaciones para distintas cantidades de EVs cargándose a lo largo de un día.

Dado lo expuesto en el pliego RIC N°15 [12], el cual, en su artículo 13.2.3, exige para estaciones en conjuntos habitacionales cargadores de modo 2, 3 y 4, se ejecutaron los cálculos con cargadores de 7 [kW]. Los tiempos de recarga se declararon en un rango entre 1 y 5 horas. A partir de los perfiles típicos antes comentados los tiempos de llegada se declararon en un rango de las 1 a las 7 horas por la madrugada, y entre las 6 y 23 horas durante la tarde. Los estados de carga iniciales se establecieron en un rango del 5% al 30%.

Se presentan en la Figura 7.1 la simulación del perfil de demanda de la CS de tipo residencial con carga descontrolada para 20, 30 y 40 EVs cargándose durante todo un día. En ella se observa una

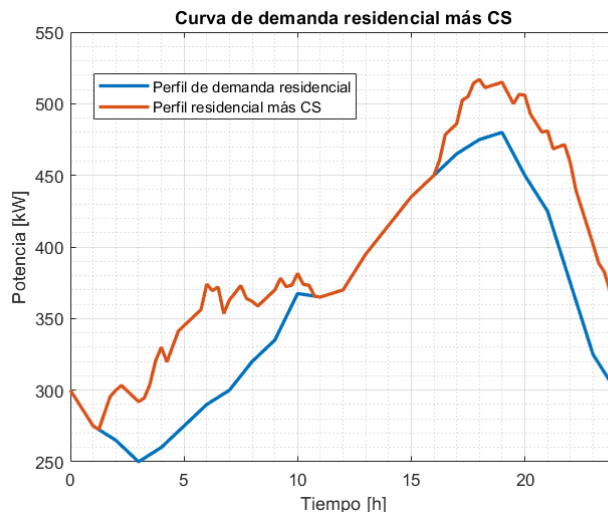


dependencia lógicamente directa entre la cantidad de EVs y la demanda de la CS, además de un comportamiento totalmente aleatorio dentro de los periodos de carga establecidos, debido a los distintos tiempos, y capacidades de los EVs generados aleatoriamente en cada una de las simulaciones. Se observa cómo efectivamente las demandas se concentran en los periodos de recarga declarados generando una curva con dos grandes puntas en la mañana y en la tarde, en cada caso.



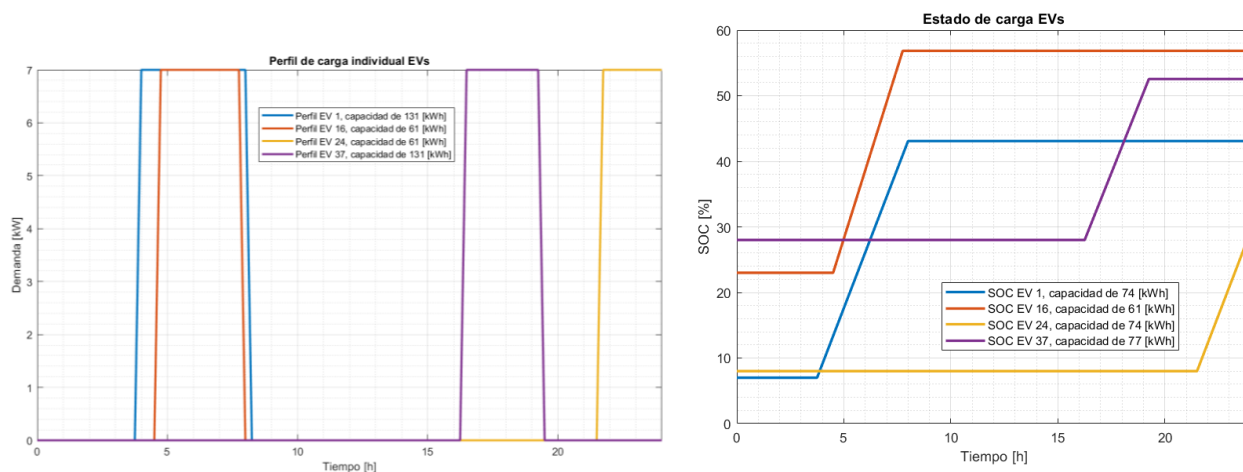
**Figura 7.1: Demanda total de la CS residencial para distintas cantidades de EVs durante el día. Elaboración propia.**

En la Figura 7.2 se muestra una curva de demanda residencial adaptada de la Figura 6.2, emulando la demanda del edificio donde se encuentra la CS. También se encuentra la misma curva más la demanda de la CS de 40 EVs. En ella se observa cómo la carga descontrolada aumenta la demanda máxima en casi un 10%, lo cual, si es llevado a un sistema de distribución real que no se encuentre reforzado previamente para el contexto de la electromovilidad masiva, en un día de muy alta demanda, podría provocar una posible sobrecarga en alimentadores y/o transformadores.



**Figura 7.2: Demanda de edificio residencial más demanda de CS con 40 EVs conectados durante el día. Elaboración propia.**

En la Figura 7.3 se tienen los resultados de los perfiles de carga individuales y estados de carga de algunos EVs seleccionados de forma arbitraria. Se observa cómo los perfiles de carga llegan a un valor de 7 [kW] correspondiente a la potencia de cargador, y cómo estos se vuelven no nulos en los mismos periodos en que sus SOC correspondientes varían de forma lineal, demostrando un correcto funcionamiento de la simulación. En los SOC se observa que los EVs con menores capacidades de carga varían con pendientes mayores, debido a la proporción inversa que tienen por la ecuación (4.2). Cabe mencionar que al instante en que los perfiles de demanda vuelven a ser cero y los SOC vuelven a ser constantes es porque sus tiempos de recarga culminaron.

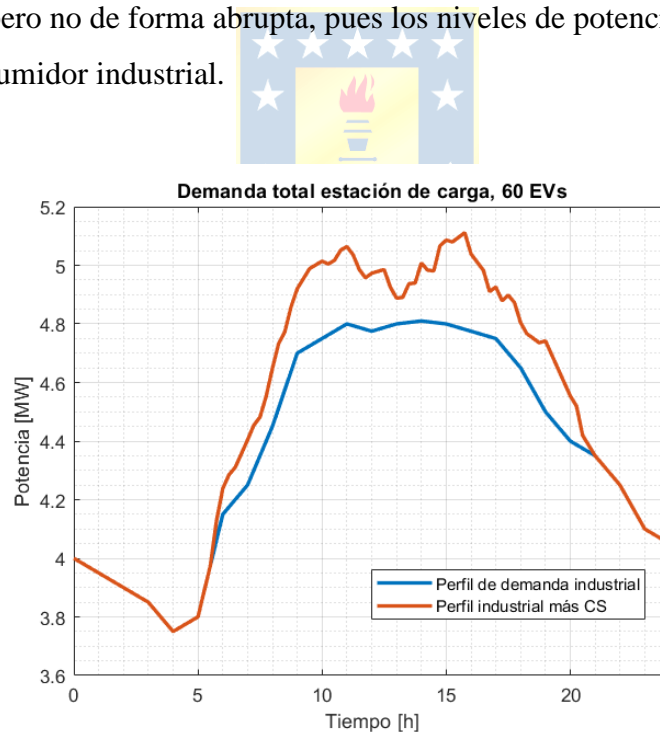


**Figura 7.3: Perfil de carga individual de EVs, CS residencial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs, CS residencial (lado derecho). Elaboración propia.**

### 7.1.2 Cs en Planta Industrial

Para el caso en zona industrial, se considera a la CS como una “estación de carga para autoservicio con acceso a público” para la aplicación del pliego RIC N°15, el cual, en su artículo 13.3.3, exige cargadores de modo 3 o 4. Por lo tanto se escoge una potencia de 22 [kW] y, en consecuencia, tiempos de recarga entre 1 y 3 horas. Los tiempos de llegada se ajustaron entre las 5 y 19 horas, según la Figura 6.1. Los estados de carga iniciales se ajustaron entre 5 y 30%.

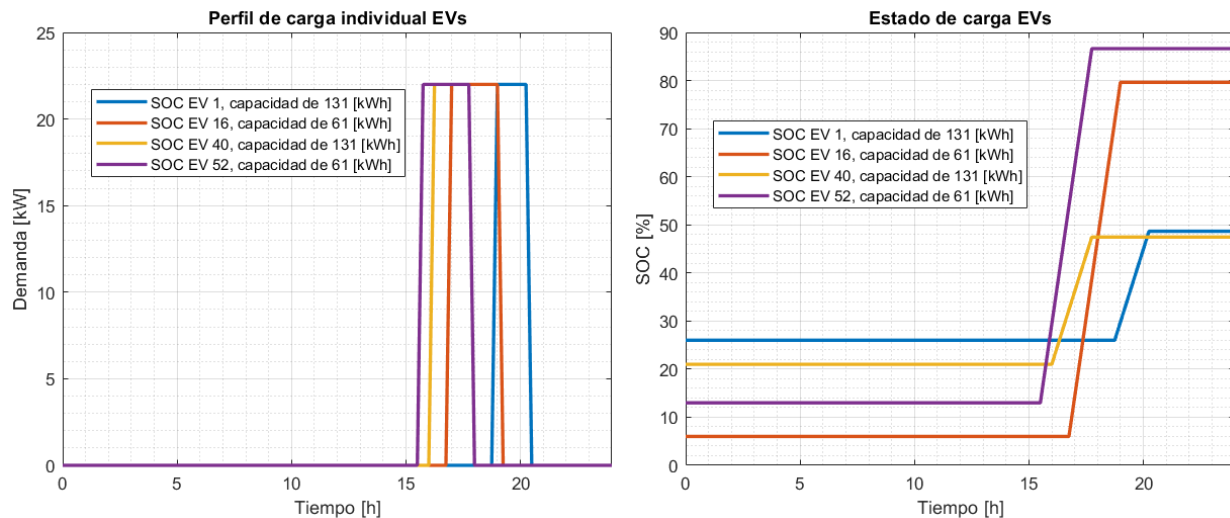
En la Figura 7.4 se presenta la curva de demanda industrial generada, emulando la demanda de la planta industrial donde se encuentra la CS. También se grafica la curva de demanda más la demanda de una CS con 60 EVs conectados durante el día. Este caso debido a las características de capacidad de la CS y las potencias de sus cargadores genera un consumo de potencia mucho mayor al del caso residencial, llegando a aumentar en un 10% la demanda máxima. Debido al comportamiento de los sectores industriales a lo largo del día, con consumos de potencia relativamente constantes, el factor de carga de la curva original tiene un valor alto del 90%, el cual se ve disminuido por la agregación de la CS, pero no de forma abrupta, pues los niveles de potencia de una CS son pequeños comparados a un consumidor industrial.



**Figura 7.4: Demanda total de la CS industrial para distintas cantidades de EVs. Elaboración propia.**

En la Figura 7.5 se muestran los perfiles de carga y SOC de algunos EVs para el caso industrial. En los perfiles se observa que las potencias de carga llegan efectivamente a los 22 [kW], y que, a pesar de los cortos tiempos de recarga, por ser cargadores de mayor potencia que en el caso residencial, los estados de carga suben rápidamente, a excepción de los EVs de mayor capacidad de

batería. Se puede observar que el EV 52 llega a un SOC del 87%, valor que puede estar fuera del rango seguro para alargar la vida útil de su ESS, dependiendo de la fuente de información.



**Figura 7.5: Perfil de carga individual de EVs, CS industrial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs, CS industrial (lado derecho). Elaboración propia.**

## 7.2. Aplicación de Estrategia Bidireccional

Ahora se presentan simulaciones aplicando la estrategia propuesta. En ellas se utilizan los mismos parámetros de entrada aleatorios que para el caso de carga descontrolada y las mismas eficiencias de carga y descarga.

### 7.2.1 Gestión de Demanda en CS Clase 1, Conjunto Residencial

Las simulaciones de la estrategia para una estación de carga en un conjunto residencial fueron hechas considerando la misma curva de demanda residencial usada en con la carga no controlada. Se consideran 50 EVs conectados durante el día y que 10 de ellos fueron consentidos para descargarse, estos últimos serán llamados desde ahora EVs auxiliares (EVs AUX). Los valores límites inferior y superior para la ejecución de la gestión de demanda fueron ajustados en 90% y 110% de la demanda promedio, respectivamente. Nuevamente, se tiene una potencia de carga de 7 [kW] y además una potencia de descarga de 5 [kW]. Los estados de carga iniciales se establecen en un rango entre 10% y 30% para los EVs auxiliares y entre 20% y 50% para los no auxiliares. Los tiempos de llegada de los EVs auxiliares se declaran entre las 16 y 20 horas debido principalmente a que en ese rango de horas es cuando se requiere la inyección de energía y si se declararan antes no se observarían grandes

cambios en la curva de demanda. Los tiempos de recarga se establecieron entre 1 y 6 horas para todos los EVs, auxiliares y no auxiliares. Lo cual permite a los EVs que llegan a SOC muy bajos por su descarga, volver a recargarse por más tiempo y alcanzar el mayor SOC al final de su periodo de recarga.

En la Figura 7.6 se muestra la curva de demanda residencial y la nueva curva aplicando la estrategia. Se observa que con la aplicación de la estrategia se disminuye el valor máximo de la punta de demanda, y se genera un aumento en la zona valle o de más baja demanda. Aparece una nueva punta llegando a las 22 horas, debido a que la estrategia contempla la descarga de vehículos mientras la demanda esperada se encuentre sobre el 110% de la demanda promedio, condición que se mantiene hasta las 21 horas aproximadamente. En cuanto a la mejora de la eficiencia, particularmente para esa simulación existe un aumento de casi 7% en el factor de carga pasando de un 75% a un 81.8%. Sin embargo, los resultados varían en un rango del 77% al 82%, tomando un valor promedio de 79% para diez simulaciones hechas. Estos resultados variables son principalmente debidos a la declaración y combinación de parámetros en forma aleatoria en la inicialización de la simulación.

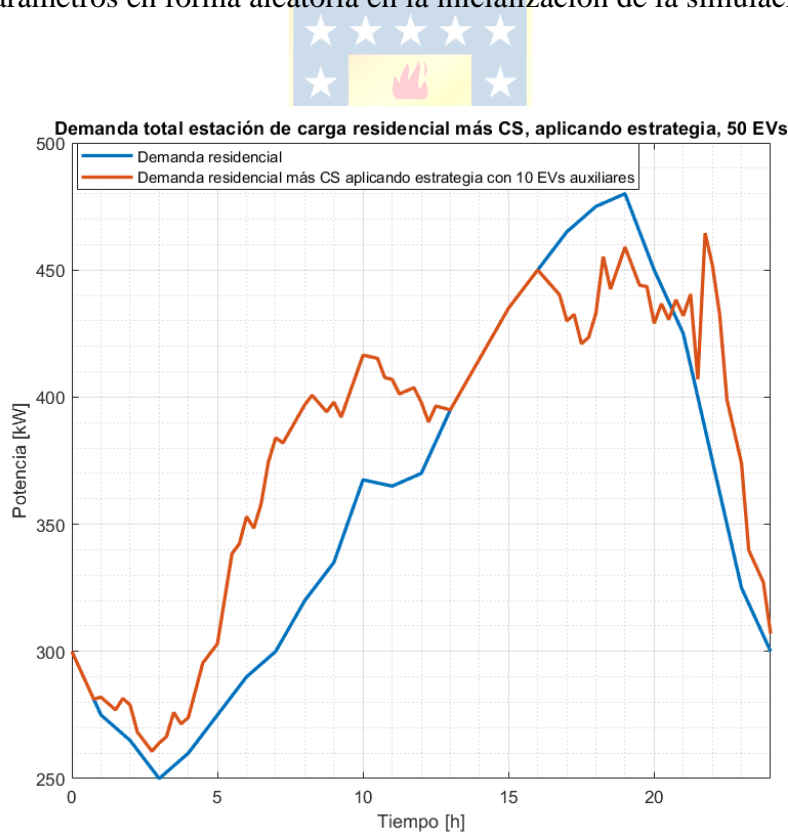


Figura 7.6: Curva de demanda residencial aplicando estrategia. Elaboración propia.

En la Figura 7.7 se muestran los estados de carga para EVs no auxiliares. Se observa que los

SOC de los EVs 2, 3 y 4 aumentan hasta el máximo de 80% para el beneficio de sus baterías, según lo establecido en los límites seguros de la estrategia.

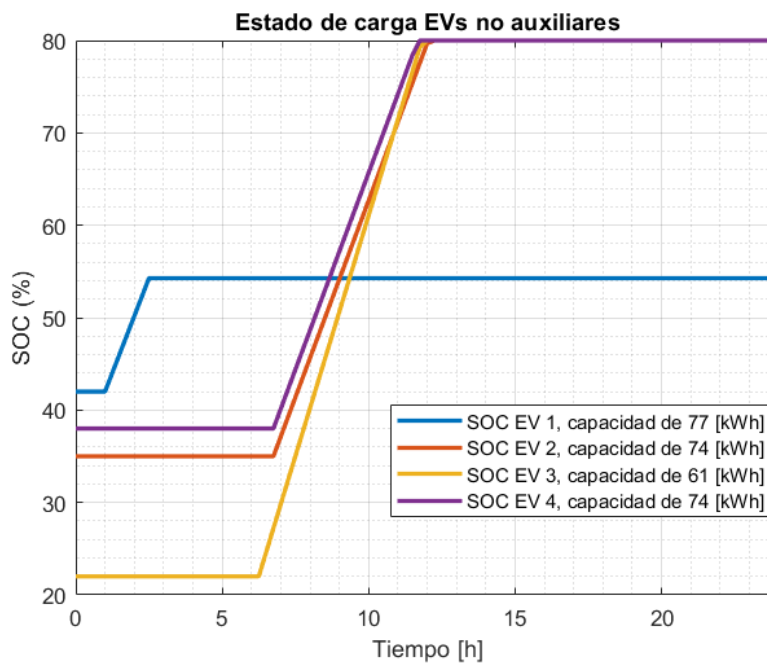
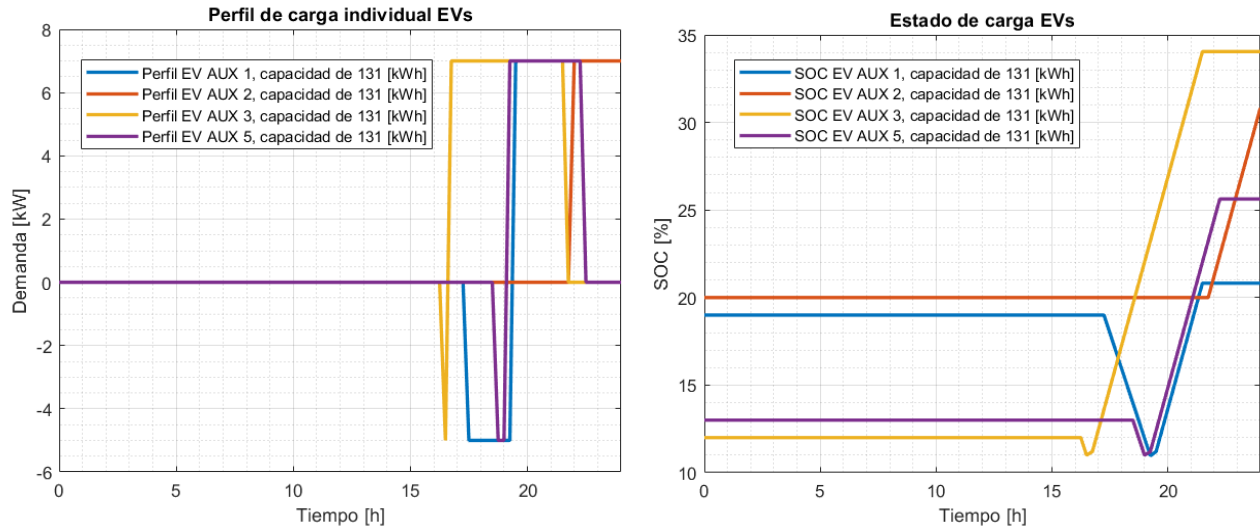


Figura 7.7: Estados de carga EVs no auxiliares. Elaboración propia.

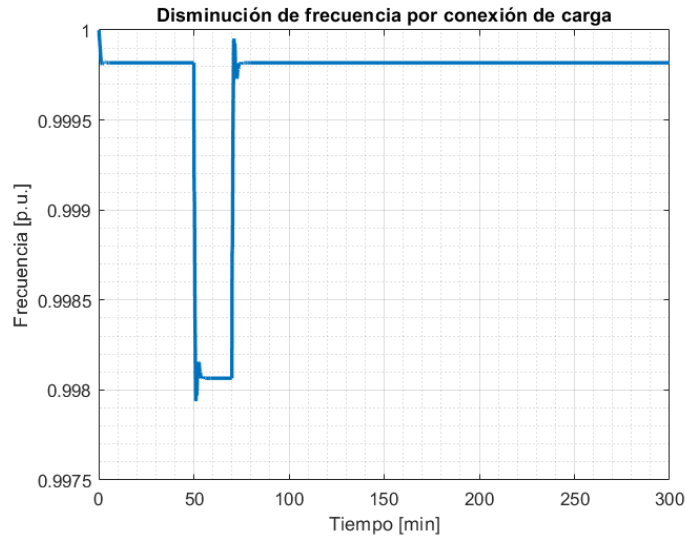
En la Figura 7.8 se muestra el perfil de carga y SOC de cinco EVs auxiliares, de los cuales, cuatro tuvieron que descargarse en el periodo de demanda punta. En los perfiles de demanda se muestran los momentos en que se cargan con una potencia 7 [kW] y se descargan con una potencia de 5 [kW] (valores negativos) en periodos coincidentes con las variaciones de pendiente positiva y negativa respectivamente, en los SOC correspondientes. Se aprecia que los SOC de los EVs auxiliares 1, 3 y 5, que son descargados llegan al mínimo del 10%, y luego proceden a cargarse de forma convencional hasta el final de su tiempo conectado como establece la estrategia. Quedando un SOC final mayor a la inicial en cada uno, lo cual significa que, a pesar de su descarga, los EVs se van con más energía que con la que llegaron. Cabe mencionar que no todos los EVs terminaron con un SOC mayor a su SOC inicial, pues eso depende de los tiempos de llegada y recarga, pero gracias al límite mínimo de carga, ningún EV puede descargarse por completo.



**Figura 7.8: Perfil de carga individual de EVs auxiliares, CS residencial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs auxiliares, CS residencial (lado derecho). Aplicando estrategia. Elaboración propia.**

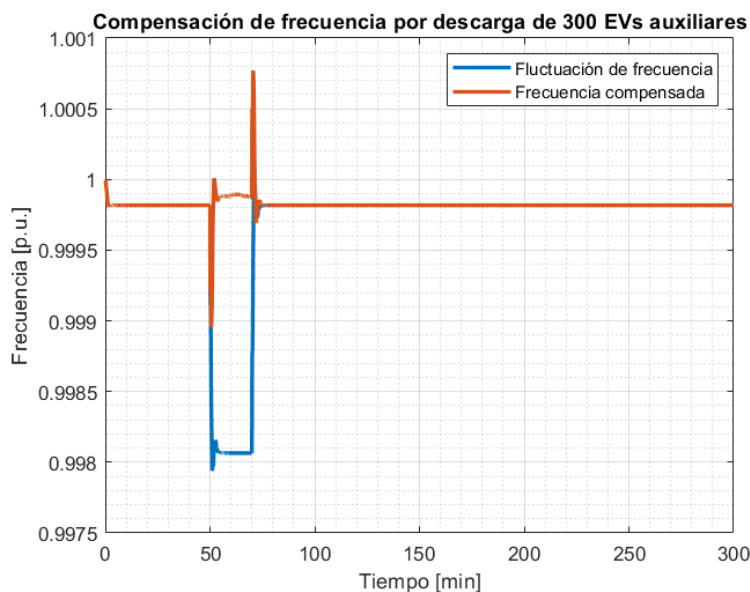
### 7.2.2 Control de Frecuencia en CS Clase 2, Zona Industrial

Para la simulación de fluctuaciones de frecuencia, se usa el sistema de prueba descrito en 6.1, al cual se le aplica un desbalance de carga de 20 [MW] en la barra 6, provocando una disminución de frecuencia. Debido a los tiempos de cálculo que aumentan considerablemente con la modelación de sistemas de potencia, y a los tiempos de respuesta de los generadores ante desbalances de carga, se opta por ejecutar las simulaciones en un rango de 300 minutos. En la Figura 7.9 se tiene la frecuencia en por unidad del generador 3 del sistema, en la cual se aprecia una disminución del 0,1753% al momento de conectar la carga en el minuto 50 de la simulación y su regreso al valor original al desconectar la carga en el minuto 70. Estas variaciones a pesar de no ser considerables pueden ser usadas para la comprobación del control de frecuencia usando estaciones de carga.



**Figura 7.9: Fluctuación de frecuencia por conexión y desconexión de carga de 20 [MW]. Elaboración propia.**

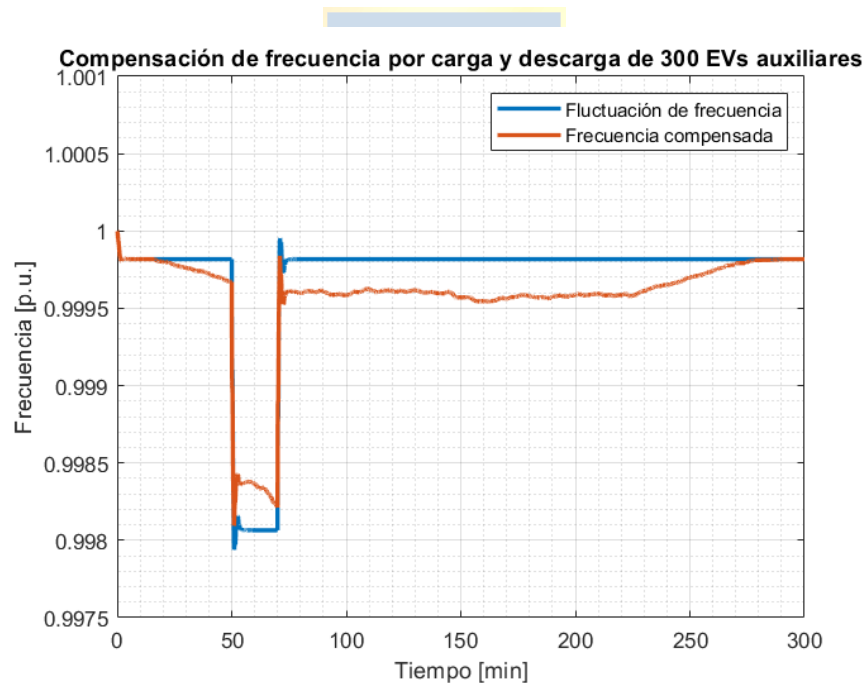
En la Figura 7.10 se muestra la compensación hecha por una estación de carga en la que sólo se descargan vehículos. Para esto se simuló una CS, conectada a la misma barra en que se ocasiona el desbalance de carga, con 300 EVs conectados y una potencia de descarga de 70 [kW]. El límite de frecuencia inferior se estableció en el valor previo al desbalance, de 0,9998 [p.u.]. Se aprecia que la frecuencia es compensada correctamente acercándola a su valor original. En esta simulación la CS fue usada como una fuente de descarga de energía con el único objetivo de compensar la fluctuación de frecuencia, emulando un sistema de almacenamiento de baterías estacionario. No obstante, una CS principalmente consume energía de la red, y, por lo tanto, simulando su comportamiento típico las compensaciones no serían así de ideales.



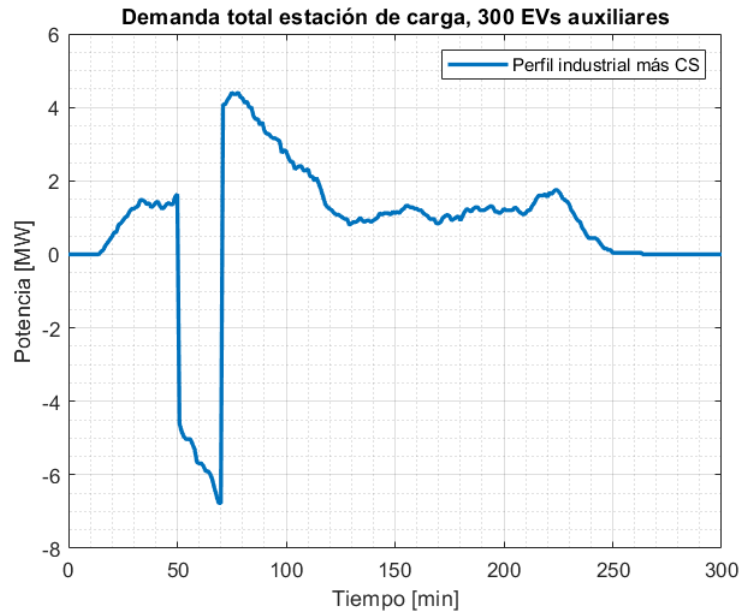
**Figura 7.10: Compensación de frecuencia por descarga de EVs. Elaboración propia.**



Para una simulación más cercana al comportamiento usual y variable de una CS, se establece un flujo de 300 EVs durante el periodo de simulación, con tiempos de llegada y recarga aleatorios múltiples de 15 minutos durante los 300 minutos. Se establece el mismo límite de frecuencia inferior de 0,9998 [p.u.] usado en la simulación anterior. Se establecen potencia de cargadores, de modo 3 de 70 [kW] para carga y descarga. Para producir cambios más notorios en la frecuencia, se estableció que todos los EVs son auxiliares. En la Figura 7.11 se grafica la frecuencia compensada por esta simulación. En este caso nuevamente existe una compensación en la frecuencia, mas no es tan considerable como en el caso de sólo descarga, debido a que no todos los EVs auxiliares se encuentran conectados al momento del desbalance de carga. Por otra parte, se observa una disminución de frecuencia de aproximadamente 0,022% en promedio, en periodos fuera del momento del desbalance debido a la variación de carga por la conexión y desconexión de los vehículos. En la Figura 7.12 se grafica el perfil de demanda de la CS. En ella se aprecia cómo se inyecta potencia en los instantes del desbalance, alcanzando a suministrar un máximo de 7,5 [MW] llegando al minuto 70.



**Figura 7.11: Frecuencia con carga y descarga de CS. Elaboración propia.**

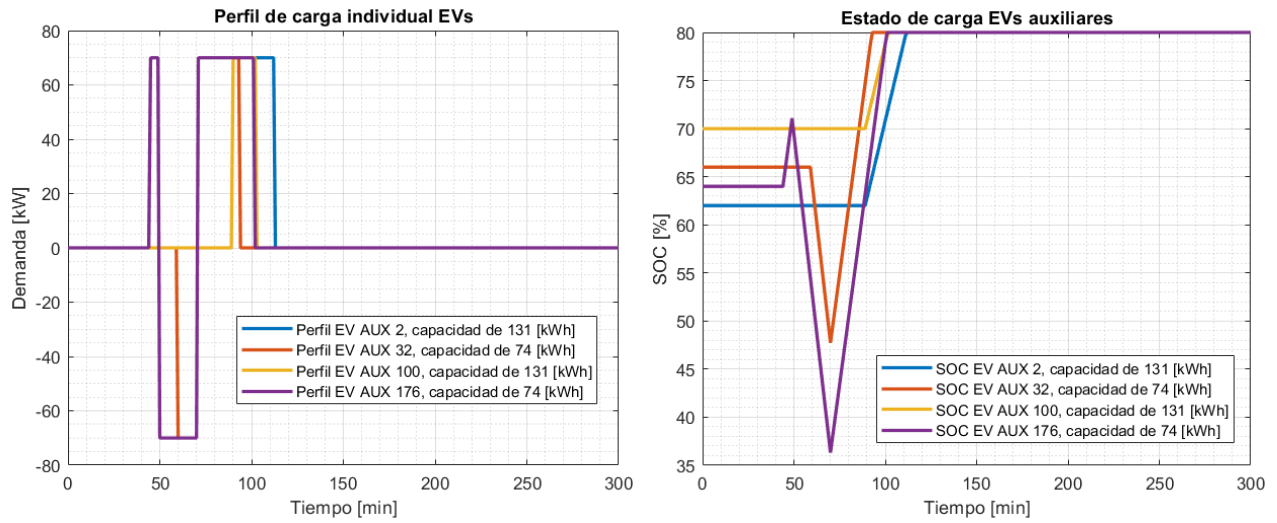


**Figura 7.12: Demanda e inyección de potencia de la CS. Elaboración propia.**

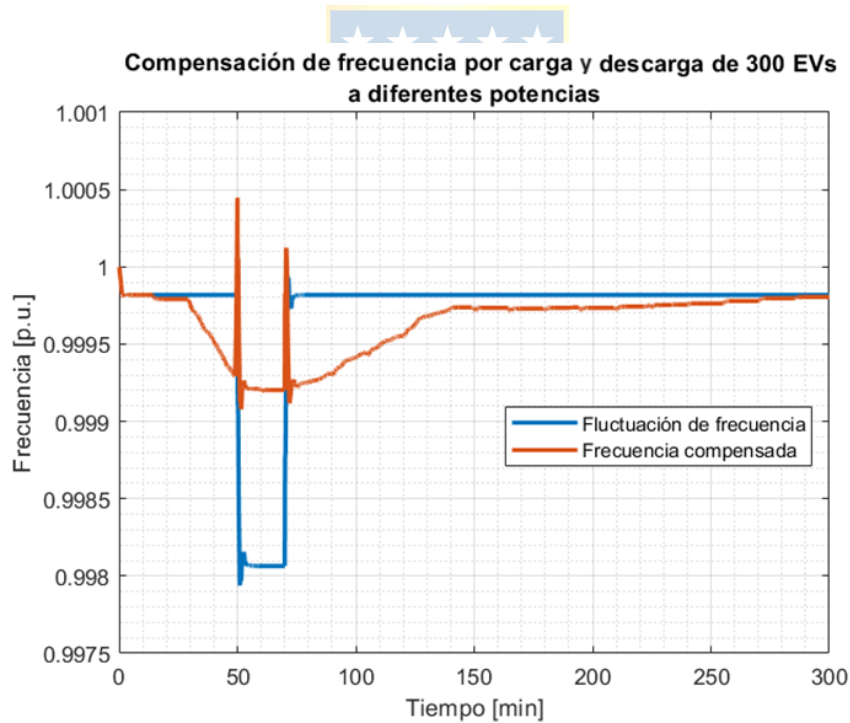
En la Figura 7.13 se encuentran los estados y perfiles de carga de algunos EVs auxiliares participantes, de los cuales dos descargan energía. En los perfiles se aprecian los niveles de potencia de carga e inyección. Para el caso de los SOC se aprecian pendientes pronunciadas de carga y descarga, debido a la alta potencia de los cargadores, permitiendo que, a pesar de que los periodos de recarga sean cortos, se alcance el SOC máximo de un 80% establecido.

Para el caso de este servicio V2G aplicado, se obtienen mucho mejores resultados en cuanto a la satisfacción del usuario, pues se alcanzan estados de carga finales de valores altos, llegando en muchos casos al máximo de 80%, exceptuando a algunos vehículos que tenían periodos de recarga cortos y tiempos de llegada en el intervalo del desbalance de carga.

Por último, en la Figura 7.14 se muestra la compensación de frecuencia resultante de la simulación de la CS con nuevamente 300 EVs auxiliares, pero con distintas potencias de carga y descarga. Específicamente se establecen potencias de 30 [kW] de carga, y de 70 [kW] de descarga. Esto ocasiona una mejora en la frecuencia en comparación al caso con potencias iguales acercándola más al valor original, pero genera a su vez una disminución en los SOC finales, pues los EVs cargan más lento.



**Figura 7.13: Perfil de carga individual de EVs, CS industrial (lado izquierdo). Estados de carga de EVs auxiliares, CS industrial (lado derecho). Aplicando estrategia. Elaboración propia.**



**Figura 7.14: Compensación de frecuencia por carga y descarga de EVs, a distintas potencias de carga y descarga. Elaboración propia.**

### 7.3. Resumen de Resultados

A partir de tiempos de llegada y tiempos de recarga aleatorios, se realizaron simulaciones de carga no controlada en estaciones de carga ubicadas en un conjunto habitacional y en una zona industrial. Primero se simuló sólo la potencia demandada por la CS para distintas cantidades de EVs conectados, hallándose una proporcionalidad directa entre el número de vehículos y la cantidad de demanda. Luego, se simularon las mismas CS para analizar cómo se veían afectadas las curvas de demanda de ambos tipos de zonas, en las que están conectadas las estaciones, y se observó que, para el caso residencial, la punta de demanda máxima se ve aumentada en un 10%. También se simularon los estados de carga y perfiles individuales de potencia para distintos vehículos conectados, observándose la proporcionalidad inversa entre las capacidades de las baterías y las velocidades de carga.

Se simuló la aplicación de la estrategia propuesta para aplicar gestión de demanda en una CS ubicada en un conjunto habitacional con la misma curva de demanda residencial usada para la carga descontrolada. Los resultados indicaron una disminución de la demanda máxima y un aumento de factor de carga de casi un 7%, lo que indica un correcto funcionamiento de la gestión. En cuanto a los estados de carga de los vehículos que inyectaron energía a la red, se obtuvieron los resultados esperados de la aplicación de la estrategia, mostrando que, al momento de descargarse, si estos llegaban al límite mínimo de 10% de carga, estos volvían a cargarse, hasta un máximo de 80%.

Se simuló una compensación de frecuencia aplicando la estrategia, para un sistema al que se le generó un desbalance de carga. Primero se compensó sólo descargando energía de los vehículos emulando un sistema de baterías estacionario, manteniéndose la frecuencia en su valor original sin mayor inconveniente. Luego se compensó considerando la carga de los EVs, que es el objetivo principal de la CS. Para este caso se logró compensar frecuencia, pero de manera mucho más tenue y se observó, además, una disminución de frecuencia en momentos donde ya no había un desbalance de carga, producida por el mismo consumo de potencia de los EVs que se encontraban cargando. En cuanto a los estados de carga, se mantuvieron dentro de los límites establecidos por la estrategia, pero variando con pendientes mucho más grandes que en el caso de gestión de demanda, debido a los cargadores de mayor potencia establecidos.

## 8. Discusión y Conclusiones

---

### 8.1. Sumario

En el capítulo 1 se presenta una parte de la revisión bibliográfica hecha para determinar el tema desarrollado en este documento. De la investigación se optó por desarrollar una estrategia de control para la carga bidireccional de vehículos eléctricos que incluyera la ejecución de servicios V2G para así ampliar la información relacionada al aprovechamiento de la energía almacenada en sus baterías.

En los capítulos 2 y 3 se hace un resumen de los conceptos más importantes del estado de la electromovilidad, el funcionamiento de los vehículos eléctricos y el concepto del V2G con sus beneficios.

En el capítulo 4 se presentan las ecuaciones que modelan el comportamiento de los vehículos conectados a una estación de carga y los algoritmos que se usan para implementar los servicios V2G.

En el capítulo 5 se diseña la estrategia, y se explican los criterios utilizados para su desarrollo, enfocándose en la aplicación de servicios V2G y en la satisfacción del usuario.

En el capítulo 6 se explica qué herramientas se utilizan para la simulación de las estaciones de carga y la estrategia, y cómo se generaron las curvas de demanda con las que se trabaja en el siguiente capítulo.

En el capítulo 7 se presentan y analizan los resultados de las simulaciones para estaciones de carga con vehículos cargándose de forma descontrolada y aplicando la estrategia en estaciones de carga residenciales y ubicada en zonas industriales.

## 8.2. Conclusiones

- I. Se propuso una estrategia de control para la carga bidireccional de vehículos eléctricos, la cual se simuló permitiendo ejecutar gestión de demanda y control de frecuencia, manteniendo a los usuarios de las CS satisfechos, dentro de las limitaciones que implica la descarga de los vehículos, cumpliendo el objetivo general del documento y validando la hipótesis planteada.
- II. En la gestión de demanda se obtuvieron resultados satisfactorios, pues se disminuyó la punta más alta de la curva de demanda y aumentó el factor de carga en casi un 7%, lo cual significa que la estrategia planteada genera una disminución de la sobrecarga que generalmente produce la recarga de vehículos eléctricos.
- III. Al aplicar la estrategia, los estados de carga finales de los EVs resultaron más altos en las simulaciones de CS en zonas industriales, debido a las altas potencias de sus cargadores. Para el caso de las CS en recintos residenciales, los estados de carga finales variaban dependiendo de los datos aleatorios generados para su simulación. No obstante, debido a las limitaciones de la estrategia, ningún EV se descargó completamente.
- IV. En el control de frecuencia, se observó que la carga masiva de EVs también genera pequeñas disminuciones de frecuencia de 0,022% en promedio, en los momentos donde no se descargan los EVs auxiliares. Además, que con potencias más altas de descarga que de carga, las CS consiguen mejores compensaciones.

## 8.3. Trabajo Futuro

Este trabajo sugiere las siguientes posibilidades para investigaciones futuras.

- I. Simular el comportamiento de una estación de carga bidireccional usando herramientas estadísticas para generar perfiles de carga lo más realistas posibles.
- II. Análisis económico para la remuneración a los usuarios de estaciones de carga que permitan el uso de sus vehículos para la aplicación de servicios V2G.
- III. Diseñar método para estimar si un vehículo que llegue a una CS puede prestar servicios V2G y retirarse con un estado de carga mayor al inicial.
- IV. Diseñar una estrategia bidireccional para una CS, que además de aplicar gestión de demanda y control de frecuencia, aplique control de voltaje inyectando potencia reactiva a la red.

## 9. Referencias

---

- [1] IEA, «Transport: Improving the sustainability of passenger and freight transport,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/topics/transport>. [Último acceso: 2023].
- [2] IEA, «Global EV Outlook 2023,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>. [Último acceso: julio 2023].
- [3] IEA, «Electric Vehicles Initiative,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/programmes/electric-vehicles-initiative>. [Último acceso: julio 2023].
- [4] D. Soler, L. Ubilla, G. Prudencio, C. Vial, M. Lambert y A. Pérez, «Estrategia Nacional de Electromovilidad,» 2022. [En línea]. Available: <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/3773>. [Último acceso: julio 2023].
- [5] IRENA, «Perspectivas de innovación: Carga inteligente para vehículos eléctricos,» Abu Dabi, 2019.
- [6] F. G. Dias, M. Mohanpurkar, A. Medam, D. Scoffield y R. Hovsapien, «Impact of controlled and uncontrolled charging of electrical vehicles on a residential distribution grid,» de *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Boise, ID, USA, 2018, doi: 10.1109/PMAPS.2018.8440511.
- [7] S. Novoa, «Impacto técnico en redes de distribución ante la adopción de la electromovilidad en Chile,» Memoria de título, Ing. Civil Eléctrica, Depto. de Ing. Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago, Chile, 2021, Available: <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/55192>.
- [8] F. G. Dias, Y. Luo, M. Mohanpurkar, R. Hovsapien y D. Scoffield, «Potential for Plug-In Electric Vehicles to provide grid support services,» de *2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, Chicago, IL, USA, 2017, doi: 10.1109/ITEC.2017.7993287.
- [9] L. Soon-Jeong, O. Yun-Sik, S. Bo-Seok, K. Min-Sung y K. Chul-Hwan, «Analysis of peak shaving effect of demand power using Vehicle to Grid system in distribution system,» *Journal of International Council on Electrical Engineering*, vol. 7, n° 1, pp. 198-204, 2017, doi: <https://doi.org/10.1080/22348972.2017.1324275>.
- [10] N. I. Nimalsiri, C. P. Mediwaththe, E. L. Ratnam, M. Shaw, D. B. Smith y S. K. Halgamuge, «A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid,» *A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid*, vol. 21, n° 11, pp. 4497-4515, 2020, doi: 10.1109/TITS.2019.2943620.
- [11] S. Amamra y J. Marco, «Vehicle-to-Grid Aggregator to Support Power Grid and Reduce Electric Vehicle Charging Cost,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 178528-178538, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2958664.
- [12] SEC, «Pliego RIC N° 15: Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/10/RIC-N15-Infra-para-la-recarga-de-vehiculos-electricos-Final.pdf>. [Último acceso: agosto 2023].
- [13] K. Miao Tan, V. K. Ramachandaramurthy y J. Ying Yong, «Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 720-732, 2016, doi: [doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.012](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.012).
- [14] M. R. Khalid, I. A. Khan, S. Hameed, M. S. J. Asghar y J. S. Ro, «A Comprehensive Review on Structural Topologies, Power Levels, Energy Storage Systems, and Standards for Electric

- Vehicle Charging Stations and Their Impacts on Grid,» *IEEE Access*, vol. 9, pp. 128069-128094, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3112189.
- [15] S. S. G. Acharige, M. E. Haque, M. T. Arif, N. Hosseinzadeh, K. N. Hasan y A. M. T. Oo, «Review of Electric Vehicle Charging Technologies, Standards, Architectures, and Converter Configurations,» *IEEE Access*, vol. 11, pp. 41218-41255, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3267164.
- [16] F. Mohammadi y M. Saif, «A comprehensive overview of electric vehicle batteries market,» *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 3, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.prime.2023.100127>.
- [17] S. Hemavathi y A. Shinisha, «A study on trends and developments in electric vehicle charging technologies,» *Journal of Energy Storage*, vol. 52, p. 105013, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105013>.
- [18] Ministerio de Energía, «CARGADORES DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS,» [En línea]. Available: [https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/5.Cargadores\(F1actualizadaenF2\).pdf](https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/5.Cargadores(F1actualizadaenF2).pdf). [Último acceso: agosto 2023].
- [19] Ministerio de Energía, «Modos de Carga para Vehículos Eléctricos,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/6.Modosdecarga5f56f22073f3a.pdf>. [Último acceso: agosto 2023].
- [20] Aptiv, «What Are EV Charger Types, Levels and Modes?,» 13 octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.aptiv.com/en/insights/article/what-are-ev-charger-types-levels-and-modes>.
- [21] D. Savio Abraham, R. Verma, L. Kanagaraj, S. Giri Thulasi Raman, N. Rajamanickam, B. Chokkalingam, K. Marimuthu Sekar y L. Mihet-Popa, «Electric Vehicles Charging Stations' Architectures, Criteria, Power Converters, and Control Strategies in Microgrids,» *Electronics*, vol. 10, n° 16, p. 1895, 2021, doi: 10.3390/electronics10161895.
- [22] J. G. Schmidt y et al, «Forecasts and Impact on the Electrical Grid with the Expansion of Electric Vehicles in Northeast of Brazil,» de 2022 *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, New Orleans, LA, USA, 2022, doi: 10.1109/TD43745.2022.9816978.
- [23] J. C. Gómez y M. M. Morcos, «Impact of EV battery chargers on the power quality of distribution systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, n° 3, pp. 975-981, July 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813873.
- [24] J. Badugu, M. Nagaraju y A. Hanumaiah, «Harmonic Analysis of Different Types of EV Chargers on Residential Distribution Systems,» *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 16, n° 1, pp. 138 - 144, 2023, doi: 10.25103/jestr.161.18..
- [25] D. Hilshey, P. D. H. Hines, P. Rezaei y J. R. Dowds, «Estimating the Impact of Electric Vehicle Smart Charging on Distribution Transformer Aging,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, n° 2, pp. 905-913, 2013, doi: 10.1109/TSG.2012.2217385.
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional, «Reporte Energético Abril 2023,» Mayo 2023. [En línea]. Available: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/CEN\\_Reporte\\_Energetico\\_SEN\\_mayo23-1.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/CEN_Reporte_Energetico_SEN_mayo23-1.pdf).
- [27] Ministerio de Energía, «VÍNCULOS INTERNACIONALES,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/vinculos-internacionales>. [Último acceso: Agosto 2023].



- [28] Ministerio de Energía, «Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile,» Agosto 2023. [En línea]. Available: <https://www.mtt.gob.cl/wp-content/uploads/2023/08/documento-electromovilidad.pdf>. [Último acceso: Agosto 2023].
- [29] Agencia de Sostenibilidad Energética, «Electromovilidad en Chile,» 2023. [En línea]. Available: [https://lookerstudio.google.com/u/0/reporting/4a522b4d-2073-49ea-8720-9fdae7904eb6/page/p\\_fpv30cxmsc?s=gtAP8-UmOc](https://lookerstudio.google.com/u/0/reporting/4a522b4d-2073-49ea-8720-9fdae7904eb6/page/p_fpv30cxmsc?s=gtAP8-UmOc). [Último acceso: agosto 2023].
- [30] Gobierno de Chile, «Chile confirma la segunda mayor flota de buses eléctricos del mundo,» 28 julio 2023. [En línea]. Available: <https://www.gob.cl/noticias/chile-confirma-la-segunda-mayor-flota-de-buses-electricos-del-mundo/>. [Último acceso: 2023 agosto].
- [31] El Diario de Antofagasta, «Así será el funcionamiento de los nuevos buses eléctricos en Antofagasta,» 19 agosto 2023. [En línea]. Available: <https://www.diarioantofagasta.cl/regional/antofagasta/182334/asi-sera-el-funcionamiento-de-los-nuevos-buses-electricos-en-antofagasta/>. [Último acceso: agosto 2023].
- [32] Diario Concepción, «Licitan los primeros 25 de 356 buses eléctricos para el Gran Concepción,» 14 septiembre 2023. [En línea]. Available: <https://www.diarioconcepcion.cl/ciudad/2023/05/11/licitan-los-primeros-25-de-356-buses-electricos-para-el-gran-concepcion.html>. [Último acceso: septiembre 2023].
- [33] Electrologística, «Electrologística,» 2023. [En línea]. Available: <https://electrologistica.cl/>. [Último acceso: agosto 2023].
- [34] Conecta Logística, «Guía de Electrologística: Primera Experiencia Electrologística (Región Metropolitana de Santiago – Chile),» Santiago, Chile, 2022.
- [35] Ministerio de Energía, «LEY 21505: PROMUEVE EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA ELECTROMOVILIDAD,» 21 noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/39z5u>. [Último acceso: agosto 2023].
- [36] Ministerio de Energía, «LEY 21305: SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA,» 13 febrero 2021. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/2nn0z>. [Último acceso: agosto 2023].
- [37] Ministerio de Energía, «DECRETO 12: APRUEBA REGLAMENTO QUE ESTABLECE LA INTEROPERABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS,» 17 mayo 2023. [En línea]. Available: <https://bcn.cl/3e4b7>. [Último acceso: agosto 2023].
- [38] M. Shahid Mastoi, S. Zhuang, H. Mudassir Munir, M. Haris, M. Hassan, M. Alqarni y B. Alamri, «A study of charging-dispatch strategies and vehicle-to-grid technologies for electric vehicles in distribution networks,» *Energy Reports*, vol. 9, pp. 1777-1806, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.12.139>.
- [39] R. Khezri, D. Steen y L. A. Tuan, «Vehicle to Everything (V2X) - A Survey on Standards and Operational Strategies,» de *2022 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Prague, Czech Republic, 2022, doi: [10.1109/EEEIC/ICPSEurope54979.2022.9854561](https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope54979.2022.9854561).
- [40] Ministerio de Energía, «V2G: DEL VEHÍCULO A LA RED,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/17.V2G5f82778558c9c.pdf>. [Último acceso: Agosto 2023].
- [41] M. Ghobadzadeh, S. M. T. Bathaei y A. Keshavarz-Mohammadiyan, «Peak Shaving and Valley Filling in Distribution Network Using Electric vehicles,» de *2020 28th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, Tabriz, Iran, 2020, doi: [10.1109/ICEE50131.2020.9260872](https://doi.org/10.1109/ICEE50131.2020.9260872).

- [42] S. Amamra y J. Marco, «Vehicle-to-Grid Aggregator to Support Power Grid and Reduce Electric Vehicle Charging Cost,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 178528-178538, 2019, doi: 0.1109/ACCESS.2019.2958664.
- [43] Nissan, «NISSAN LEAF TO LIGHT UP AUSTRALIA: INDUSTRY-FIRST VEHICLE-TO-GRID CHARGING TECHNOLOGY LAUNCHED AT REALISING ELECTRIC VEHICLES SERVICES (REVS) IN ACT,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.nissan.com.au/about-nissan/news-and-events/news/2020/July/nissan-leaf-to-light-up-australia.html>. [Último acceso: agosto 2023].
- [44] Nissan, «THE VEHICLE-TO-GRID REVOLUTION HAS ARRIVED IN AUSTRALIA,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.nissan.com.au/about-nissan/news-and-events/news/2022/Dec/the-vehicle-to-grid-revolution-ha-arrived-in-australia.html>. [Último acceso: agosto 2023].
- [45] C. Peng, J. Zou, L. Lian y L. Li, «An optimal dispatching strategy for V2G aggregator participating in supplementary frequency regulation considering EV driving demand and aggregator's benefits,» *Applied Energy*, vol. 190, pp. 591-599, 2017, doi: doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.065.
- [46] R. J. Bessa y M. A. Matos, «The role of an aggregator agent for EV in the electricity market,» de *7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010)*, Agia Napa, 2010, doi: 10.1049/cp.2010.0866.
- [47] M. Nazari-Heris, M. Abapour y B. Mohammadi-Ivatloo, «An Updated Review and Outlook on Electric Vehicle Aggregators in Electric Energy Networks,» *Sustainability*, vol. 14, n° 23, p. 15747, 2022, doi: 10.3390/su142315747.
- [48] W. Kempton, J. Tomic, S. Letendre, A. Brooks y T. Lipman, «Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California,» 2001, Available: <https://escholarship.org/uc/item/5cc9g0jp>.
- [49] C. Guille y G. Gross, «A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation,» *Energy Policy*, n° 37, pp. 4379-4390, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.05.053.
- [50] K. Lucas-Healey, L. Jones, M. M. Haque y B. Sturmberg, «Electric Vehicles and The Grid: Analysis, gaps and recommendations,» Canberra, Australia, 2022, Available: <https://arena.gov.au/assets/2022/03/electric-vehicles-and-the-grid-analysis-gaps-and-recommendations.pdf>.
- [51] Battery Storage and Grid Integration Program, «Realising Electric Vehicle-to-grid Services,» 2022. [En línea]. Available: <https://bsgip.com/research/realising-electric-vehicles-to-grid-services/>. [Último acceso: Septiembre 2023].
- [52] L. Jones, K. Lucas-Healey, B. Sturmberg y J. Hendriks, «Modelling V2G: A study on the economic and technical value proposition for V2G,» Canberra, 2022, Available: <https://arena.gov.au/assets/2022/12/modelling-v2g-simulation-a-study-of-the-economic-technical-value-proposition.pdf>.
- [53] Electric Nation, «VEHICLE TO GRID TRIAL: COMES TO A CLOSE,» 2022. [En línea]. Available: <https://electricnation.org.uk/>. [Último acceso: Septiembre 2023].
- [54] V2G-HUB, «Insights,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.v2g-hub.com/insights>. [Último acceso: Septiembre 2023].

- [55] Electricidad, «Se inaugura la primera red de carga bidireccional en Latinoamérica,» 10 julio 2019. [En línea]. Available: <https://www.revistaei.cl/2019/07/10/se-inaugura-la-primera-red-de-carga-bidireccional-en-latinoamerica/>. [Último acceso: septiembre 2023].
- [56] A. Hatefi Einaddin y A. Sadeghi Yazdankhah, «A novel approach for multi-objective optimal scheduling of large-scale EV fleets in a smart distribution grid considering realistic and stochastic modeling framework,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105617, 2020, doi: [doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105617](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105617).
- [57] A. Zakariazadeh, S. Jadid y P. Siano, «Multi-objective scheduling of electric vehicles in smart distribution system,» *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 43-53, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.11.042>.
- [58] M. R. Vedady Moghadam, R. Ma y R. Zhang, «Distributed Frequency Control via Randomized Response of Electric Vehicles in Power Grid,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, pp. 1-13, 2015, doi: [10.1109/TSTE.2015.2494504](https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2494504).
- [59] ANAC, «Informe de Ventas Vehículos Cero y Bajas Emisiones Octubre 2023,» Santiago, 2023, Available: <https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2023/11/10-ANAC-Informe-Cero-y-Bajas-Emisiones-Octubre-2023.pdf>.
- [60] «A comprehensive review on system architecture and international standards for electric vehicle charging stations,» *Journal of Energy Storage*, vol. 42, p. 103099, 2021, doi: [doi.org/10.1016/j.est.2021.103099](https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103099).
- [61] Zecar, «Which Electric Cars Have Bidirectional Charging (V2L, V2G, V2H)?,» 4 noviembre 2023. [En línea]. Available: <https://zecar.com/resources/which-electric-cars-have-bidirectional-charging>. [Último acceso: octubre 2023].
- [62] O. Kolawole y I. Al-Anbagi, «Electric Vehicles Battery Wear Cost Optimization for Frequency Regulation Support,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 130388-130398, 2019, doi: [10.1109/ACCESS.2019.2930233](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2930233).
- [63] MathWorks, «IEEE 9-Bus System,» MathWorks, [En línea]. Available: <https://la.mathworks.com/help/sps/ug/ieee-9-bus.html>. [Último acceso: octubre 2023].
- [64] G. Celli, G. G. Soma, F. Pilo, F. Lacu, S. Mocci y N. Natale, «Aggregated electric vehicles load profiles with fast charging stations,» de *2014 Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Poland, 2014, doi: [10.1109/PSCC.2014.7038402](https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038402).
- [65] S. Powell, G. Vianna Cezar, E. Apostolaki-Iosifidou y R. Rajagopal, «Large-scale scenarios of electric vehicle charging with a data-driven model of control,» *Energy*, vol. 248, p. 123592, 2022, doi: [doi.org/10.1016/j.energy.2022.123592](https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123592).
- [66] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press, 2004.

## 10. Anexos

---

### 10.1. Script de Matlab: Generador de perfiles de carga para n vehículos eléctricos

Parámetros de simulación

```
tf_ev = 24; %tiempo de simulación
t_s = 24*4+1; %periodos de simulación (cada 1 de 30 min, 48 periodos)
t_ev = linspace(0,tf_ev,t_s); %vector de tiempo (cada paso de 0.5 es media hora)
```

Curva de demanda residencial

```
demanda_residencial = 0.5e6*[0.6 0.55 0.53 0.5 0.52 0.55 0.58 0.6 0.64 0.67...
    0.735 0.73 0.74 0.79 0.83 0.87 0.9 0.93 0.95 0.96...
    0.9 0.85 0.75 0.65 0.6]; % Curva de demanda de 24 horas (ejemplo)
t = linspace(0,tf_ev,25); %tiempo de curva de demanda
t_int = 0:0.001:tf_ev; %puntos de interpolación
demanda_residencial_int = interp1(t,demanda_residencial,t_ev); %curva interpolada para suavizarla
```

Parámetros iniciales

```
num_vehiculos = 40; % Número de vehículos eléctricos
num_ve_man=20; %vehiculos mañana
num_ve_tarde = num_vehiculos-num_ve_man; %vehiculos tarde
tiempo_llegada_man = randi([1,7]*4, 1,num_ve_man); %tiempo donde inicia la recarga mañana
tiempo_llegada_tarde = randi([16,23]*4, 1,num_ve_tarde); %tarde
t_lleg = cat(2,tiempo_llegada_man,tiempo_llegada_tarde); %concatena ambos tiempos de llegada
tiempo_recarga = randi([1, 5]*4, 1, num_vehiculos); %tiempo establecido de recarga de usuarios en minutos
soc_ini = randi([5, 30], 1, num_vehiculos);
Cb = 1e3*[131 74.2 60.5 74 77]; %conjunto de capacidades de batería de EVs escogidos en [kWh]
%asignación de capacidad aleatoria para cada vehículo
Cb_al=zeros(1,num_vehiculos);
for i=1:num_vehiculos
    Cb_al(i) = Cb(randi(length(Cb)));
end
Pev_dis = 1e3; %potencia de descarga cargador
Pev_ch = 7e3; %potencia de carga cargador
n_ch = 0.9; %eficiencia del 90% al cargar
n_dis = 0.95; %eficiencia del 95% al descargar
```

Estados de carga

```
soc_evs=zeros(num_vehiculos,length(t_ev)); %matriz de estados de carga de cada ev
soc_evs(1:num_vehiculos,1)=soc_ini;
periodo_carga = zeros(num_vehiculos, 1);
for i=1:num_vehiculos
    for j=1:length(t_ev)
        tiempoActual = t_ev(j) * 4; % Convertir a la misma unidad que t_lleg y t_recarga
```

```

    % Verificar si el EV está conectado
    ventana_carga = (t_lleg(i) <= tiempoActual) && (tiempoActual <= t_lleg(i) +
tiempo_recarga(i));
    % Calcular el SOC si el EV está conectado
    if ventana_carga
        aumento = (1/Cb_al(i)) * Pev_ch * (1/4) * 100 * n_ch;
        soc_evs(i,j) = min(soc_evs(i, max(j-1,1)) + aumento, 100);
    else
        % Mantener el mismo SOC final si el EV no está conectado
        soc_evs(i,j) = soc_evs(i, max(j-1,1));
    end
end
end
end
end
%soc final
sf=zeros(1,num_vehiculos);
for i=1:num_ve_man %mañana
    sf(i) = soc_evs(i,tiempo_llegada_man(i)+tiempo_recarga(i));
end
for i=num_ve_man + 1: num_vehiculos %tarde
    sf(i) = soc_evs(i,min(tiempo_llegada_tarde(i-num_ve_man)+tiempo_recarga(i),24));
end
end

```

## Generación de perfiles de demanda

```

p_evs=zeros(num_vehiculos,length(t_ev));
for i=1:num_vehiculos
    for j=2:length(t_ev)
        if soc_evs(i,j)-soc_evs(i,j-1)==0
            p_evs(i,j) = 0;
        elseif soc_evs(i,j)-soc_evs(i,j-1) > 0
            p_evs(i,j) = Pev_ch;
        elseif soc_evs(i,j)-soc_evs(i,j-1) < 0
            p_evs(i,j) = -Pev_dis;
        end
    end
end
end
% Perfil de demanda CS total
perfil_cs = sum(p_evs); %suma la potencia consumida por cada ev en cada instante (suma
cada columna)
%perfil demanda más CS
perfil_total = demanda_residencial_int + perfil_cs;
%factor de carga
fc_1 = mean(demanda_residencial_int)/max(demanda_residencial_int); %factor de carga
curva original
fc_2 = mean(perfil_total)/max(perfil_total); %factor de carga curva con CS

```

## 10.2. Script de Matlab: Gestión de Demanda

### Gestión de demanda

```

%Caso residencial
tf_ev = 24; %tiempo de simulación
t_s = 24*4+1; %periodos de simulación (cada 1 de 15 min, 96 periodos)

```

```

t_ev = linspace(0,tf_ev,t_s); %vector de tiempo (cada paso de 0.25 son 15 min)

demanda_residencial = 0.5e6*[0.6 0.55 0.53 0.5 0.52 0.55 0.58 0.6 0.64 0.67...
    0.735 0.73 0.74 0.79 0.83 0.87 0.9 0.93 0.95 0.96...
    0.9 0.85 0.75 0.65 0.6];

t = linspace(0,tf_ev,25); %tiempo de curva de demanda
t_int = 0:0.001:tf_ev; %puntos de interpolación
residencial_int = interp1(t,demanda_residencial,t_ev); %curva interpolada para
suavizarla

```

### Parámetros iniciales

```

num_vehiculos = 20; % Número de vehículos eléctricos
num_ve_man=20; %vehículos mañana
num_ve_tarde = num_vehiculos-num_ve_man; %vehículos tarde
num_ve_aux = 10; %evs que aceptan el inyectar energía
t_lleg_man = randi([1,7]*4, 1,num_ve_man); %tiempo donde inicia la recarga mañana
t_lleg_tar= randi([16,20]*4, 1,num_ve_tarde); %tiempo donde inicia la recarga tarde
t_lleg_aux = randi([16,20]*4, 1,num_ve_aux);%evs que inyectan energía se asume llegarán
horas de demanda punta
t_lleg = cat(2,t_lleg_man,t_lleg_tar,t_lleg_aux); %concatena ambos tiempos de llegada
t_rec_aux= randi([1, 6]*4, 1, num_ve_aux);
t_rec_ev = randi([1, 6]*4, 1, num_vehiculos); %tiempo establecido de recarga de usuarios
t_rec = cat(2,t_lleg_man,t_lleg_tar,t_rec_aux);
soc_ini_eve = randi([20, 50], 1, num_vehiculos); %SOC inicial vehículos que no descargan
soc_ini_aux = randi([10, 30], 1, num_ve_aux); %SOC inicial ev que descargan
soc_ini = cat(2,soc_ini_eve,soc_ini_aux); %concatena soc iniciales
Cbi = 1e3*[131 74.2 60.5 74 77]; %conjunto de capacidades de batería de EVs escogidos en
[kWh]
%asignación de capacidad aleatoria para cada vehículo
Cb_al=zeros(1,num_vehiculos);
for i=1:num_vehiculos
    Cb_al(i) = Cbi(randi(length(Cbi)));
end
Cb_aux = 1e3*131*ones(1,num_ve_aux); %capacidad evs auxiliares
Cb = cat(2,Cb_al,Cb_aux);
Pev_dis = 5e3; %potencia de descarga cargador
Pev_ch = 7e3; %potencia de carga cargador
n_ch = 0.9; %eficiencia del 90% al cargar
n_dis = 0.95; %eficiencia del 95% al descargar
% Calcular la demanda promedio
demanda_promedio = mean(demanda_residencial);
% Calcular la demanda límite para inyección y absorción de energía
ls = 1.1 * demanda_promedio; %límite superior
li = 0.9 * demanda_promedio; %límite inferior
soc_aux=zeros(num_vehiculos + num_ve_aux,length(t_ev)); %matriz de estados de carga de
cada ev
soc_aux(1:num_vehiculos + num_ve_aux,1)=soc_ini; %primera columna es el sco inicial de
cada ev
% se compara la curva de demanda con los limites
c=zeros(1,length(t_ev));
for i=1:length(t_ev)
    if (residencial_int(i)<li)||((residencial_int(i)>li)&&(residencial_int(i)<ls))
        c(i)=1; %Evs deben cargarse normalmente
    else
        c(i)=-1; %EVs deben descargarse
    end
end

```

```

end
end
%carga de evs no auxiliares
for i=1:num_vehiculos
    for j=1:length(t_ev)
        tiempoActual = t_ev(j) * 4; % Convertir a la misma unidad que t_lleg y t_recarga
        % Verificar si el EV está conectado
        ventana_carga = (t_lleg(i) <= tiempoActual) && (tiempoActual <= t_lleg(i) +
t_rec(i));
        % Calcular el SOC si el EV está conectado
        if ventana_carga
            aumento = (1/Cb_al(i)) * Pev_ch * (1/4) * 100 * n_ch;
            soc_aux(i,j) = min(soc_aux(i, max(j-1,1)) + aumento, 100);
        else
            % Mantener el mismo SOC final si el EV no está conectado
            soc_aux(i,j) = soc_aux(i, max(j-1,1));
        end
    end
end
end

% Carga y descarga de evs auxiliares
periodo_carga = zeros(num_vehiculos + num_ve_aux, 1);
for i= num_vehiculos + 1: num_vehiculos + num_ve_aux
    for j=1:length(t_ev)
        tiempoActual = t_ev(j) * 4; % Convertir a la misma unidad que t_lleg y t_recarga
        % Verificar si el EV está en su ventana de carga
        ventana_carga = (t_lleg(i) <= tiempoActual) && (tiempoActual <= t_lleg(i) +
t_rec(i));
        % Calcular el SOC si el EV está en su ventana de carga
        if ventana_carga
            % Comprobar si el EV ha comenzado a recargarse
            if periodo_carga(i)
                % Si ya ha empezado a recargarse, solo sigue cargando
                aumento = (1/Cb(i)) * Pev_ch * (1/4) * 100 * n_ch;
                soc_aux(i,j) = min(soc_aux(i, max(j-1,1)) + aumento, 100);
            elseif c(j) == 1 % Condición de carga
                aumento = (1/Cb(i)) * Pev_ch * (1/4) * 100 * n_ch;
                soc_aux(i,j) = min(soc_aux(i, max(j-1,1)) + aumento, 100);
            elseif c(j) == -1 % Condición de descarga
                reduccion = (1/Cb(i)) * (-Pev_dis) * (1/4) * 100 * (1/n_dis);
                nuevoSOC = soc_aux(i, max(j-1,1)) + reduccion;
                if nuevoSOC <= 10
                    nuevoSOC = 10;
                    aumento = (1/Cb(i)) * Pev_ch * (1/4) * 100 * n_ch;
                    soc_aux(i,j) = min(nuevoSOC + aumento, 100);
                    periodo_carga(i) = 1; % Marcar que el EV ha comenzado a recargarse
                else
                    soc_aux(i,j) = nuevoSOC;
                end
            end
        else
            % Mantener el mismo SOC cuando el EV se desconecta
            soc_aux(i,j) = soc_aux(i, max(j-1,1));
        end
    end
end
end

```

```
end
```

## Generación de perfiles de demanda

```
p_aux=zeros(num_vehiculos + num_ve_aux,length(t_ev));  
for i=1:num_vehiculos + num_ve_aux  
    for j=2:length(t_ev)  
        if soc_aux(i,j)-soc_aux(i,j-1)==0  
            p_aux(i,j) = 0;  
        elseif soc_aux(i,j)-soc_aux(i,j-1) > 0  
            p_aux(i,j) = Pev_ch;  
        elseif soc_aux(i,j)-soc_aux(i,j-1) < 0  
            p_aux(i,j) = -Pev_dis;  
        end  
    end  
end  
end
```

