



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**IMPACTO DE UN PARQUE VEHICULAR ELÉCTRICO EN LOS REQUERIMIENTOS
DE RECONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE
SANTIAGO**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN CIENCIAS DE LA
INGENENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

MAURICIO RIVEROS RODRÍGUEZ

**PROFESOR GUÍA:
SR. LUIS VARGAS DÍAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
SR. CRISTIAN CORTÉS CARRILLO
SR. RODRIGO PALMA BEHNKE
SR. LUIS MORÁN TAMAYO**

**SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2013**

RESUMEN

La operación de un sistema eléctrico requiere de una planificación adecuada para alcanzar niveles de seguridad y eficiencia en el tiempo. Ello requiere de planes de reforzamiento y reconfiguración de las redes para evitar congestiones y sobrecargas en lugares donde se proyecta una alta demanda eléctrica.

Ante la esperada llegada de los vehículos eléctricos (VE), se debe considerar el impacto de su conexión en el proceso de planificación y operación de las redes de distribución para evitar problemas de abastecimiento conforme crezca su participación en los parques vehiculares, situación que se observará a medida que la capacidad de almacenamiento de sus baterías aumente, disminuya su precio de adquisición y exista la disponibilidad de puntos de carga en la red eléctrica.

Esta tesis se enfoca a determinar el impacto producido por la carga de los VE sobre las redes de distribución de Santiago de Chile, mediante una metodología que estima la demanda de energía y potencia requerida desde la red para abastecer los VE en función de la información exógena disponible de caracterización del parque vehicular y de los patrones de consumo eléctrico de la ciudad.

Por medio de los resultados de flujos vehiculares futuros esperados, se evalúa la demanda energética en el sistema para el período 2012 al 2020. Además, mediante un modelo basado en el uso de curvas de carga de alimentadores representativos zonales que recogen los patrones de consumo eléctrico de la ciudad, se determina la potencia agregada de conexión de los VE bajo diferentes escenarios de participación del VE.

Los resultados obtenidos indican que en el caso de Santiago el incremento de energía debido a una participación de 10 % de VE del parque en el 2020, que se puede considerar optimista, es menor al 3% de la energía total esperada en el sistema eléctrico, y que a nivel zonal, considerando los patrones de conexión de los usuarios y la potencia de conexión que se utilice, un número importante de VE generará un adelanto en la necesidad de reconfigurar la red luego del año 2015 en aquellos puntos en que actualmente se concentra la demanda eléctrica. Por otro lado los resultados indican que en la etapa de llegada de estos vehículos, la red actual no tendrá problemas para soportar la demanda inicial.

Mediante los resultados de esta tesis se concluye que el planificador de la red eléctrica de la ciudad de Santiago debe considerar un plan de gestión y operación que permita un uso racional de las redes eléctricas y de su capacidad en función de la existencia del VE tan pronto exista una cantidad considerable de VE en el parque de la ciudad, lo que no es esperable antes del año 2015-2020.

Una vez que la participación sea importante en la práctica los resultados de requerimiento de reconfiguración de la red variaran según las características de cada alimentador y la ubicación de los puntos de carga, y ya no solo zonalmente, por lo que como trabajo futuro se propone revisar cada alimentador para identificar bajo diferentes niveles de inserción eléctrica superior a 10%, los alimentadores que sobrepasan su capacidad de diseño año a año, y elaborar así planes de refuerzo de las redes dentro los plazos necesarios, proceso que debe ser continuo y revisado anualmente por el administrador de la red.

ABSTRACT

Operating an electric system requires adequate planning in order to guarantee security and efficiency levels over time. Therefore, it is vital to set up support and network reconfiguration plans for grids to avoid congestion and overload in areas of high electricity demand.

The introduction of electric vehicles (EVs) and the impact caused by connecting these to the grids needs to be carefully assessed during the planning and operating stage of distribution grids in order to avoid shortcomings in the light of a growing EV fleet, brought about by more powerful batteries, decreasing prices and the development of EV charging stations connected to the electric grid.

This thesis sets out to determine the impact caused by charging EVs through Santiago de Chile's distribution grids. The methodology applied estimates the energy and power demand required in order to service the EVs in relation to the exogenous information available regarding the characterization of the transportation system and electricity consumption patterns measured in the city.

Through measuring the anticipated flow of vehicles, the EV's demand in the system during the period 2012-2020 is evaluated. Moreover, through a model based on the charging curve of representative feeders, which show the patterns of electricity consumption in the city, the aggregated power used by EVs in scenarios of different levels of penetration of EVs is determined.

The obtained results indicate that in the case of Santiago de Chile, with an optimistic 10 per cent of the total number of vehicles by 2020, this figure implies less than 3 per cent of the total amount of energy demand expected for the electric system. Moreover, considering the users' connection patterns by city's zones and the power of the connection used, a dramatic increase in EVs will create an early need to reconfigure the grid after 2015 in some areas where the power demand is concentrated. On the other hand, the results obtained indicate that during the introduction of EVs, the current grid should be able to supply the initial demand.

The results of this thesis lead to the conclusion that the organization in charge of Santiago's electricity distribution network needs to devise a management and operating plan which enables a rational use of the capacity of the grids with regards to the existence of EVs as soon as a considerable quantity of vehicles exists in the city, which is not to be expected before 2015-2020.

Once there is an increased number of EVs, in practice, the results of the reconfiguration requirements of the grid will vary according to the characteristics and demand of every feeder and where the charging station will be located, which is why as a future initiative this thesis proposes to revise every feeder, in order to identify, through analyzing different levels of electric vehicle penetration higher than 10 per cent, the feeders which could surpass the design capacity every year and thereby elaborate grid support plans within the required time frames, a process which needs to be constant and annually reviewed by the administrator of the grid.

Agradecimientos

Habiendo por fin llegado a concluir esta etapa de mi vida, y pensar en quien agradecer, en primer lugar lo quiero hacer a Roxana Bórquez, mi mujer, compañera y amiga que conocí cuando se iniciaba este camino y que siempre me acompañó y empujó cuando las fuerzas flaqueaban. Sin su comprensión, apoyo y amor quizás nunca lo hubiera logrado.

Además agradecer a mi familia, a mis queridos padres Bertha y Rubén, quienes me dieron la oportunidad de estudiar en la Universidad de Chile. Ellos me dieron el sustento y la formación inicial para poder seguir este camino académico y profesional que cumple un hito con la conclusión de esta tesis. Para recorrer este camino fue un ejemplo la pasión por el estudio y el conocimiento de mi padre, y la fuerza, ternura, paciencia y sabiduría de mi madre ante la vida.

Quisiera reconocer también y agradecer a mi profesor guía, el Profesor Luis Vargas, quien siempre me entregó su apoyo y comprensión a las diversas situaciones que retrasaron la conclusión del trabajo; y a Gonzalo Paredes, con quien logramos sacar una publicación conjunta, y a quien agradezco la pasión dedicada al trabajo realizado y los buenos consejos entregados para mejorar el estudio. Le deseo el mayor éxito en la conclusión de su doctorado y en su vida académica y profesional, que sé que los tendrá, y espero que la amistad que iniciamos al alero de este trabajo perdure en el tiempo.

Sin duda también, quiero agradecer los grandes amigos que conocí en mi paso por las aulas de Beauchef y por los campus de la Universidad de Chile en general. A mi amigo Eduardo Sáez, con quien iniciamos juntos el camino universitario, y a otros amigos con los que cruzamos camino en los primeros años, Enrique Valdenegro, Ignacio Álvarez, Felipe Moroni, Felipe Ríos; y muy especialmente, a Fernanda Rojas, amiga que me ha apoyado siempre en los momentos difíciles.

Agradezco también muy especialmente a los grandes amigos que conocí como compañeros de la directiva del Centro de Estudiantes de Ingeniería del año 2005, Eduardo Acuña, Rodolfo Toro, Eduardo Arancibia, Mauricio Durán y Javier Isla. Hoy todos son grandes y entrañables amigos. Espero que la vida siempre nos tenga cerca los unos de los otros, en las duras y en las maduras, como ha sido desde entonces, y les deseo lo mejor en cada uno de sus proyectos y sueños junto a sus compañeras y familia.

En este momento de mi vida, no puedo dejar de mencionar también a mis amigos de “Barrio Ñuñoa”, el colectivo de compañeros/as con los/as que desde el año 2008 iniciamos el sueño de trabajar por una comuna más justa y democrática, como primer paso para construir el Chile que soñamos. Ellos siempre han estado apoyando y sé que se alegran enormemente con este paso final de mis estudios universitarios. Muchas gracias Manuel Guerrero, Jandy González, Rosi Herrera, Mariangel Gómez, Sebastián Troncoso, Kattia Castro, Tatiana Ríos y muchos más.

Vayan mis agradecimientos también a mis colegas en Chilectra, quienes siempre me dieron su palabra de aliento para terminar esta tesis, muchas gracias Sergio Urcelay, Juan Ramírez, Guillermo Pizarro, Adolfo Molina, Gonzalo Llantén, Bernardo Bravo, Antonio Hernández, Sergio Vargas y Rosana Carrasco.

Al fin ahora, luego de tanto tiempo: ¡Tarea cumplida, se cierra una etapa! Muchas gracias a todos por la amistad.....Seguimos por ancho camino.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivo general	2
1.3 Objetivos específicos	2
1.4 Estructura de la tesis.....	2
2. Visión General del Vehículo Eléctrico	4
2.1 El problema del transporte en las ciudades.....	4
2.2 El vehículo eléctrico como alternativa al vehículo de combustión interna ..	6
2.3 Desarrollo del vehículo eléctrico	7
2.3.1 Vehículo eléctrico híbrido	8
2.3.1.1 Configuración híbrido paralelo	9
2.3.1.2 Configuración híbrido serie	10
2.3.2 Vehículo eléctrico conectable	10
2.3.2.1 Vehículo eléctrico de batería.....	11
2.3.2.2 Vehículo eléctrico híbrido conectable.....	11
2.3.3 Tecnologías consideradas en esta tesis	12
2.4 Desarrollo actual y futuro de las baterías de los vehículos eléctricos	13
2.4.1 Desarrollo de la batería eléctrica	13
2.4.2 Tipos de baterías eléctricas	14
2.4.2.1 Baterías de plomo - ácido	14
2.4.2.2 Baterías de níquel – hidruro metálico.....	15
2.4.2.3 Baterías de ión – litio	15
2.4.3 Análisis comparativo de las baterías	16
2.5 Posibilidades de mercado del vehículo eléctrico	18
2.5.1 Factores determinantes para la inserción masiva del vehículo eléctrico ..	18
2.5.2 Principales experiencias internacionales de estudio e inserción de vehículos eléctricos en el mundo	21
2.5.3 Actuales marcas y modelos de vehículos eléctricos comerciales que se están instalando en el mercado	22
3. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y SU IMPACTO EN EL SISTEMA ELECTRICO	25
3.1 Características de carga y descarga de los vehículos eléctricos	25

3.1.1. Características de carga de las baterías eléctricas de Li-ion.....	25
3.1.2 Características de descarga de las baterías eléctricas Li-ion	27
3.1.2.1 Máxima capacidad del circuito	28
3.1.2.2 Tiempo de descarga y capacidad de la batería.....	28
3.2 Impacto del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico	29
3.2.1 Efectos de la carga de vehículos eléctricos en la demanda eléctrica del sistema.	29
3.2.2 Efectos de la carga de los vehículos eléctricos en la infraestructura del sistema eléctrico de distribución	35
3.2.3 Efectos de la descarga de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico	38
3.2.4 Efectos de la ubicación de los puntos de carga en la demanda eléctrica.	39
3.2.5 Efectos en la regulación y el mercado eléctrico.....	41
4. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE RECONFIGURACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA	42
4.1 Consideraciones para el caso de estudio aplicado a Santiago de Chile....	44
4.2 Proyección del parque vehicular eléctrico de Santiago	45
4.2.1 Proyección de crecimiento del parque vehicular de Santiago	45
4.2.2. Participación del parque vehicular eléctrico de Santiago	50
4.2.2.1 Determinación del parque vehicular eléctrico	52
4.2.2.2 Distribución del parque vehicular eléctrico	54
4.3 Metodología para determinar la energía del parque vehicular eléctrico ...	58
4.3.1 Características del flujo vehicular en Santiago.....	58
4.3.2 Consumo del parque vehicular eléctrico en circulación.....	62
4.4 Metodología para determinar la potencia del parque vehicular eléctrico .	65
4.4.1 Potencia agregada de la conexión de los vehículos eléctricos en la red...	65
4.4.2 Potencia horaria consumida desde las redes eléctricas	71
4.4.2.1 Curva agregada de carga de los vehículos eléctrico CAVE	72
4.4.3 Determinación de necesidad de intervenir la red: Análisis de máxima potencia horaria	76
5. RESULTADOS DE REQUERIMIENTOS DE RECONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE SANTIAGO.....	80
5.1 Energía consumida por el parque vehicular eléctrico	81
5.2 Impacto de los vehículos eléctricos en la demanda de potencia	83
5.2.1 Número de vehículos proyectados en conexión lenta diariamente en la Zona Oriente y Centro	84

5.2.2	Número de vehículos proyectados en conexión rápida diariamente en la Zona Oriente y Centro	86
5.2.3	Alimentadores representativos de las Zonas Centro y Oriente	88
5.2.4	Curvas de carga de los alimentadores representativos	92
5.2.4.1	Resultados para la Zona Centro	92
5.2.4.2	Resultados para la Zona Oriente	97
5.3	Impacto en la reconfiguración de las redes en función del escenario de inserción de los vehículos eléctricos.....	101
5.3.1	Resultados para la Zona Centro	103
5.3.2	Resultados para la Zona Oriente	107
6.	CONCLUSIONES	113
6.1	Posibles desarrollos futuros	116
7.	REFERENCIAS	117
8.	ANEXOS	122
	ANEXO 1: Perfil de flujo horario de los flujos variables.	122
	ANEXO 2: Características de la red de Distribución de Santiago y técnicas posibles de reconfiguración.	124
	ANEXO 3: Curvas de Carga de Alimentadores Representativos por zonas según escenarios de inserción vehicular eléctrica.....	127
	ANEXO 4: Publicación de los resultados de la Tesis en Congreso IEEE PES LATINAMERICA.....	155

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Proporción de emisiones por área.....	4
Figura 2: Componentes del vehículo eléctrico.....	8
Figura 3: Configuración híbrido paralelo	10
Figura 4: Configuración híbrido serie	10
Figura 5: Configuración híbrido conectable.....	12
Figura 6: Automóvil Reva-i.....	14
Figura 7: Batería NiMH y automóvil ejemplo que la utiliza	15
Figura 8: Vehículo eléctrico Tesla Roaster	16
Figura 9: Factores de determinación de Demanda y Mercado del VE	19
Figura 10: Principales desarrollos a nivel internacional	23
Figura 11: Ciclo típico de carga para baterías eléctricas	25
Figura 12: Característica tensión y corriente en carga lenta y carga rápida	26
Figura 13: Característica de carga del VE Mitsubishi I-Miev	27

Figura 14: Variación de demanda horaria según estaciones del año	30
Figura 15: Curva de duración de carga	31
Figura 16: Preferencia de los usuarios para efectuar el proceso de recarga de los VE	32
Figura 17: Desplazamiento horario de la carga de los VE	33
Figura 18: Aumentos de potencia máxima esperada porcentualmente en otros países	34
Figura 19: Interacción entre los actores en un proceso de carga con redes inteligentes	36
Figura 20: Ejemplos de cargadores rápidos comerciales	37
Figura 21: Posibles ubicaciones de los puntos de carga	38
Figura 22 Área cubierta antes y después de introducción de Cargador rápido en Tokio.....	40
Figura 23: Modelo general para determinar la necesidad de Reconfiguración de la Red de Distribución Eléctrica	43
Figura 24: Modelo de determinación del parque vehicular eléctrico anual ...	45
Figura 25: Distribución vehicular	46
Figura 26: Distribución transporte particular	47
Figura 27: Evolución del parque de automóviles particulares	48
Figura 28: Tasas Regionales de crecimientos vehiculares	48
Figura 29: Número de vehículos por habitantes en Chile	49
Figura 30: Proyección del parque vehicular de automóviles en Santiago.....	50
Figura 31: Proyección de venta de los VE en Europa	51
Figura 32: Parque eléctrico proyectado	53
Figura 33: Crecimiento anual de los VE según tasas de crecimiento	54
Figura 34: Comunas de la Provincia de Santiago y sectorización utilizada...	55
Figura 35: Distribución del parque vehicular M1 en año 2010	55
Figura 36: Distribución de vehículos eléctricos en año 2020	56
Figura 37: Tasa de motorización por sector en la ciudad	57
Figura 38: Distribución de vehículos eléctricos en 2020 concentrados en zona oriente	57
Figura 39: Arcos viales utilizados por ESTRAUSS para simular flujos vehiculares	60
Figura 40: Interfaz gráfica utilizada por ESTRAUS para simular flujos vehiculares	61
Figura 41: Diagrama de bloques para la obtención del Gasto de energía eléctrica del parque vehicular	63
Figura 42: Preferencia de lugar de recarga del vehículo	66
Figura 43: Distribución de frecuencia de las autonomías de baterías esperadas de un parque VE	69
Figura 44: Distribución de los viajes por propósito	70
Figura 45: Modelo para determinar Número total de Cargas de VE por alimentador	71

Figura 46: Modelo de curva de carga lenta utilizada	72
Figura 47: Distribución horaria de los viajes diarios en vehículos particulares en la ciudad	73
Figura 48: Modelo para construir la curva de carga de un alimentador con presencia de conexiones de VE	75
Figura 49: Efectos de variación de Potencia máxima debido a la curva agregada de carga de un parque vehicular en un alimentador	77
Figura 50: Modelo para detectar necesidad de reconfiguración de la red	77
Figura 51: Esquema explicativo del Modelo general y sub-modelos determinados	78
Figura 52: Resultados de consumo anual de la conexión de los VE según distribución geográfica del parque	81
Figura 53: Comparación resultados de consumo de energía en año 2020 según patrones de flujo de vehículos	82
Figura 54: Número de VE que realiza carga lenta en zona centro y oriente.....	85
Figura 55: Número de VE que realiza carga lenta en zona centro según escenario de participación eléctrica	85
Figura 56: Número de VE que realiza carga lenta en zona oriente según escenario de participación eléctrica	86
Figura 57: Número de VE que realiza carga rápida en zona centro y oriente en escenario base	87
Figura 58: Número de VE que realiza carga rápida en zona centro y oriente en escenario 4	88
Figura 59: Forma de curvas de carga diaria representativas de la zona centro	89
Figura 60: Forma de curvas de carga diaria representativas de la zona oriente	89
Figura 61: Curva de carga de alimentador C1	93
Figura 62: Curva de carga de alimentador C2	94
Figura 63: Curva de carga de alimentador C1 con gestión de carga lenta ...	95
Figura 64: Curva de carga de alimentador C1 con parque de VE de autonomía T=90 min	96
Figura 65: Curva de carga de alimentador O1.....	97
Figura 66: Curva de carga de alimentador O2	98
Figura 67: Curva de carga de alimentador O1 con gestión de carga	99
Figura 68: Curva de carga de alimentador O2 con gestión de carga.....	99
Figura 69: Curva de carga de alimentador O2 con parque de VE de autonomía T=90 min.	100
Figura 70: Curva de carga de alimentador C1 con diferentes escenarios de inserción vehicular	102
Figura 71: Curva de carga de alimentador O1 con diferentes escenarios de inserción vehicular	102
Figura 72: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para	104

el alimentador C1	
Figura 73: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador C2.....	104
Figura 74: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador C2, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual	106
Figura 75: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador C2, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual y autonomía del parque T=90 min	107
Figura 76: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O1.....	108
Figura 77: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O2	108
Figura 78: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O1, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual	109
Figura 79: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O1, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual y gestión de la carga lenta del parque de VE	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparación tecnologías de baterías	17
Tabla 2: Resumen de las capacidades de batería según tipos vehicular comercial	23
Tabla 3: Ventas esperadas de cantidad de vehículos por tipo de tecnología hacia el 2020	24
Tabla 4: Vehículos por habitantes en países de la OCDE	49
Tabla 5: Escenarios de inserción vehicular eléctrico	53
Tabla 6: Matriz Origen Destino de viajes diarios	67
Tabla 7: Tiempos de viaje	68
Tabla 8: Distribución porcentual de la Matriz Origen Destino del modo de transporte probado	68
Tabla 9: Frecuencia de viajes por tramos	69
Tabla 10: Distribución de frecuencia de los tipos de curva sobre el total de alimentadores de cada zona	90
Tabla 11: Parámetros de los alimentadores representativos de la zona centro y oriente	92
Tabla 12: Año de ejecución de proyecto en Alimentador C2.....	111
Tabla 13: Año de ejecución de proyecto en Alimentador O1.....	111

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

La característica de recurso no renovable del petróleo y su precio en el mercado genera las condiciones para que el vehículo eléctrico se posicione como una tecnología de transporte capaz de reemplazar el vehículo de combustión interna. Por esta razón, la industria automotriz mundial ya se encuentra desarrollando y vendiendo vehículos eléctricos con diversas características en relación a la fuente y motor de energía eléctrica.

La futura posible introducción masiva de esta tecnología en los sistemas de transporte vehicular de las ciudades del mundo generará un nuevo consumo eléctrico diario. Este consumo se caracteriza con el ciclo de carga de cada vehículo eléctrico. Una premisa importante es que este proceso de carga, asociado directamente al "abastecimiento de combustible", impactará en forma relevante al sistema eléctrico dependiendo del momento y modalidad de carga.

Esta nueva demanda eléctrica pudiera generar sobrecarga de las redes de alimentación producto del aumento de energía y potencia requerida, lo que se debe analizar y determinar anticipadamente para lograr la correcta operación del sistema eléctrico, con los criterios necesarios de seguridad y eficiencia en el tiempo. Este análisis previo eventualmente podría levantar la necesidad de programar los refuerzos y cambios en las configuraciones de la red por causa de los VE.

Los efectos que provocará el VE en las redes eléctricas, se asocian con:

- La demanda de carga del parque de vehículos eléctricos, la cual puede generar diversos impactos en zona residencial o comercial.
- Las limitaciones provocadas por el tipo de tecnología usada, principalmente referida a la densidad energética y la capacidad de carga de la fuente de energía del vehículo.
- Los tiempos y momentos de cargas, lo que se relaciona con los hábitos y costumbres de conducción y movilización de los automovilistas. Esto genera por lo tanto nuevos patrones de consumo de energía en las redes de distribución.

En ese sentido, el desafío que se presenta para la planificación eléctrica de los sistemas, ante la presencia de un parque vehicular eléctrico masivo, es poder determinar la demanda eléctrica que representará dicho parque y agregar esta demanda, determinada por las necesidades y hábitos de transporte de la población, al crecimiento vegetativo pronosticado para un

período determinado en un escenario sin vehículo eléctrico en una ciudad particular.

Esta tesis propone una metodología para determinar la energía y potencia agregada de un parque vehicular eléctrico futuro en la ciudad de Santiago de Chile, en función de su nivel de inserción y distribución geográfica en la ciudad. La carga agregada del parque vehicular se proyecta en el periodo 2012-2020, usando como caso base el año 2010.

1.2 Objetivo general

Disponer de una metodología, aplicada a la ciudad de Santiago de Chile, que permita determinar el nivel de impacto que tendrá la inserción masiva del vehículo eléctrico en las redes de distribución para efecto de planificar reconfiguraciones o refuerzos en la red eléctrica considerando las características reales de transporte de la ciudad.

1.3 Objetivos específicos

Los objetivos específicos son:

- Proyectar, en función de las tasas de crecimiento vehicular, un posible parque vehicular eléctrico y su distribución geográfica en la ciudad de Santiago.
- Disponer de una metodología general para determinar energía y potencia requerida por el parque vehicular eléctrico.
- Determinar la demanda energética a nivel sistémico y los requerimientos de potencia en las redes eléctricas de media tensión, por efecto del momento y tipo de conexión de los vehículos.
- Determinar la necesidad de reconfigurar las redes de la ciudad a nivel zonal.

1.4 Estructura de la tesis

Esta tesis se divide en seis capítulos. Los primeros tres capítulos corresponden a secciones temáticas en la que se presenta el marco teórico y los antecedentes del trabajo de investigación, y los capítulos siguientes presentan la metodología y los resultados del estudio además de las conclusiones.

En el segundo capítulo se presenta una visión general sobre el VE y las tecnologías de baterías que lo componen, describiendo los diferentes tipos de VE existentes, y se destaca cuáles son las tecnologías que se consideran en el estudio. Además, se presenta una revisión bibliográfica sobre los factores determinantes para la existencia de un mercado de VE.

En el tercer capítulo se presenta una revisión bibliográfica sobre la infraestructura que se debe desarrollar para el proceso de carga y descarga de las baterías eléctricas, y los impactos que esta infraestructura tiene en los sistemas eléctricos de distribución de las ciudades.

En el cuarto capítulo se presenta la metodología propuesta para determinar, mediante la información exógena disponible referente a las características de los sistemas de transporte y eléctricos de la ciudad de Santiago, el impacto en energía y potencia que significará la inserción del VE para las redes eléctricas de Santiago de Chile.

En el quinto capítulo se presentan los resultados obtenidos de proyección de demanda de energía y potencia de las redes de distribución de la ciudad de Santiago, considerando diferentes posibles escenarios de participación del VE en el parque vehicular, y en función de esto se determina el impacto que se puede esperar en los requerimientos de reconfiguración de la red.

En el último capítulo, se presentan las conclusiones con respecto a los resultados obtenidos y se proponen futuros desarrollos a realizar a partir de la presente tesis.

Por último, se incluyen cuatro anexos con el detalle de aspectos específicos tratados en el cuerpo de la tesis, y la publicación titulada *"Impact of Electric Vehicles on the Reconfiguration Requirements of Distribution Network: The Santiago City Case"* que resume los resultados principales del trabajo que se presentaron en el Congreso IEEE PES T&D LA, desarrollado el año 2012 en la ciudad de Montevideo.

2 VISION GENERAL DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

2.1 El problema del transporte en las ciudades

Los sistemas de transporte proveen la movilidad y acceso a la mayoría de las actividades que se desarrollan en una ciudad, y por lo tanto son críticos para que estas se efectúen de manera adecuada e influyen directamente en la calidad de vida y el crecimiento económico en las ciudades.

Al mejorar la situación económica de las personas aumentan los vehículos particulares dentro de los parques vehiculares de las ciudades. Lo anterior genera un aumento considerable de vehículos en circulación, sobre todo en las grandes urbes, y con ello importantes niveles de congestión vehicular que afectan directamente los niveles de contaminación ambiental producto del ruido, las emisiones del consumo de combustible y el levantamiento de material particulado (IEA, 2001 [1]).

En efecto, el transporte urbano se ha transformado en un importante contribuyente tanto de la contaminación local por emisiones, así como a las contribuciones totales de dióxido de carbono CO₂ de los países. Se estima que los vehículos motorizados generan más del 50% de la emisiones de monóxido de carbono, hidrocarburos y óxidos de nitrógeno producto del uso de combustibles fósiles en todas las ciudades desarrolladas del mundo, y en menor cantidad, de partículas levantadas de los caminos producto de la circulación de los vehículos (IEA, 2001 [1]). Se proyecta que para el año 2020 el transporte en las ciudades desarrolladas contribuirá en un 60% del crecimiento mundial de las emisiones de CO₂ (Palma "et al", 2010 [2]), y que este sector corresponderá a un 16% respecto al aporte generado por todos los sectores energéticos tal como se observa en la Figura 1.

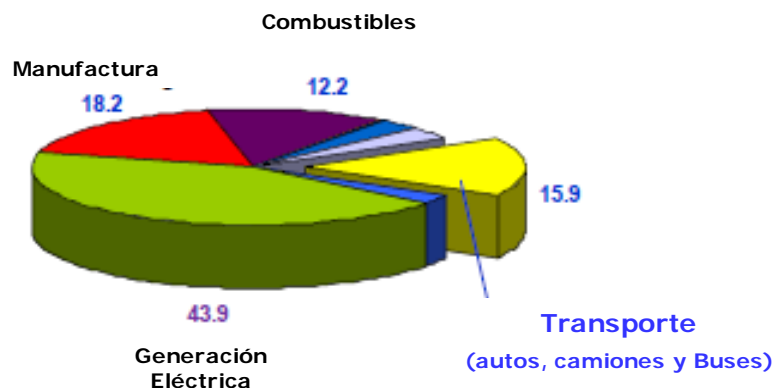


Figura 1: Proporción de emisiones por área (Palma "et al", 2010 [2])

Este aporte es bastante relevante, más aún si se considera que en los próximos 50 años se proyecta un crecimiento de la población mundial 6 a 10 mil millones de habitantes, lo que conllevará un crecimiento de vehículos en los parques de las ciudades de 700 a 2500 millones (Chan y Wong, 2004 [3]). Esto es crítico, no solo por el nivel de contaminación que provocarán, sino que también porque ello implica una demanda gigantesca del combustible que se requerirá para propulsar todos estos vehículos, más aun siendo que el combustible actual es casi esencialmente derivado de los combustibles fósiles no renovables, particularmente, del petróleo.

Lo anterior ha llevado a diversos países del mundo a invertir en investigación y desarrollo de nuevos medios de transportes que sean sustentables e independientes de los combustibles fósiles no renovables, y a implementar políticas públicas que controlen el número de vehículos particulares incentivando y desarrollando sistemas de transporte público de calidad, preferentemente también energizados por medios independientes a los combustibles fósiles (Murray "et al", 2000 [4]).

En efecto, dado la actual situación y los drásticos objetivos que tarde o temprano deberán auto-imponerse los países en la reducción de emisión de CO2 por efecto del calentamiento global, los precios de las bencinas y los pocos oferentes que existen el mundo, se percibe que existe un interés geopolítico en disminuir la dependencia del petróleo por los efectos que el precio del mismo tiene en la economía en general.

Por lo tanto, se concluye que existen diversas señales, de índole medioambiental, pero también de seguridad nacional y económica, debido a que la producción del petróleo se encuentra en lugares o países de alto riesgo político (Palma "et al", 2010 [2]) que justifican prever un aumento de desarrollo de nuevos medios de transporte (IEA, 2001 [1]) que logren solucionar las problemáticas mencionadas.

Hoy en día, para mitigar estos problemas existe una variedad de tecnologías de motores que permiten mejorar el rendimiento de los vehículos y disminuir su grado de contaminación. Asimismo, numerosas alternativas de combustibles están siendo desarrolladas y utilizadas alrededor del mundo, tales como por ejemplo, el gas natural comprimido (GNC), usado en varias ciudades norteamericanas y europeas y el etanol, con gran presencia en el parque vehicular Brasileño, entre otros (Murray "et al", 2000 [4]). Sin embargo, estas alternativas siguen basándose en el uso de combustibles fósiles, por lo que no se soluciona la dependencia indirecta del petróleo. Por otro lado, los biocombustibles tienen el costo de oportunidad de las grandes superficies de tierra ocupadas en desmedro de los cultivos para alimentar a la población.

Ante esto, el uso de vehículos eléctricos (VE) es una gran posibilidad de solución, al ser esta tecnología vehicular madura e independiente de los combustibles fósiles, y poseer además la ventaja de producir nula emisión de partículas desde los tubos de escape al no efectuarse combustión de un determinado combustible. Lo anterior, sumado al hecho de la alta eficiencia que posee un motor eléctrico, permite pensar en un futuro en el reemplazo paulatino de los motores de combustión interna en el transporte público y privado por motores eléctricos.

2.2 El vehículo eléctrico como alternativa al vehículo de combustión interna

Existen grandes deficiencias en los llamados vehículos de combustión interna (VCI) que justifican buscar un reemplazo a esta tecnología, específicamente debido al uso de un combustible con características de no renovable, cuya combustión genera emisiones contaminantes como ya se ha mencionado en el punto anterior.

En efecto, la eficiencia energética de los VCI es del orden del 25% producto de rendimientos termodinámicos muy bajos, a pesar de ser máquinas con estética sofisticada y alta potencia conseguida a lo largo de varios años de producción y perfeccionamiento (Pallisé, 2009 [5]). Es decir, aproximadamente el 75% de la energía almacenada en el combustible se transforma en calor y subproductos contaminantes a elevadas temperaturas, y por consiguiente se pierde.

La existencia de estas altas ineficiencias justifican plenamente el desarrollo de los vehículos accionados por motores eléctricos, motores que en la actualidad pueden conseguir eficiencias del orden de un 90% con un sistema mecánico basado en que el motor va directamente acoplado al eje de transmisión (Pallisé, 2009 [5]).

Esta diferencia con respecto a los VCI simplifica enormemente las configuraciones de estos vehículos, por lo que se puede predecir que a medida que penetre la movilidad eléctrica, el mantenimiento de los vehículos se centrará en la electrónica de potencia que los constituye en vez de los sistemas de engranajes y transmisiones (Palma "et al", 2010 [2])

La posible inserción masiva del VE en el mercado automotriz mundial está estrechamente relacionada a los rendimientos y capacidades que afectan la autonomía entre tiempo de recarga, y a costos de las baterías eléctricas que los alimentan (Morel y Alée, 2012 [6]). Si bien aún ningún VE comercial alcanza la autonomía de los vehículos convencionales y su precio es superior a un VCI de similares características, como se analiza más adelante, actualmente existen VE comerciales que lentamente se están posicionando

en el mercado automotriz logrando autonomías cada vez mayores y costos menores (The Boston Consulting Group, 2009 [7]).

Por esto, se puede predecir que en el mediano plazo el VE se masificará, lo que se ratifica observando la tendencia del mercado actual en que diversas marcas automotrices han presentado, o están preparando, nuevos modelos eléctricos o híbridos a la venta (Pallisé, 2009 [5]) iniciándose desde el año 2010 un camino de evolución de los VE, lo que se denomina el "camino de electrificación" que los posiciona como la solución más probable de transporte a largo plazo (Palma "et al", 2010 [2]).

2.3 Desarrollo del vehículo eléctrico

La filosofía de la ingeniería de los VE es esencialmente la integración de la ingeniería eléctrica y automotriz, buscando constantemente sistemas óptimos de rendimiento energético y bajar los costos. Avanzadas fuentes de energía y de sistemas inteligentes de entrega de esta energía son la clave para que los VE compitan con los VCI y puedan llegar a ser una alternativa real de transporte (Chan y Wong, 2004 [3]).

El principio general de un VE es relativamente simple. La energía eléctrica se almacena en una batería presente a bordo del vehículo. Cuando se requiere, la batería alimenta el motor eléctrico que convierte esta energía en cinética.

La configuración de los VE es más flexible que la de los VCI debido a que la energía de un VE fluye a través de conductores flexibles en vez de sistemas rígidos mecánicos. Luego de años de desarrollo, el uso de tecnologías avanzadas ha permitido extender la autonomía y reducir los costos de producción de estos vehículos. Estas tecnologías son el uso de avanzados controladores de motores de inducción y de motores de imanes permanentes para optimizar la propulsión eléctrica, el uso de baterías de Níquel-metal hidruro (NiMH) y de ión-litio (Li-ion) para aumentar la fuente de energía, la aplicación de carrocería liviana con material rígido pero de bajo peso, el aumento del aerodinamismo y de la tecnología de las llantas para reducir el roce del aire y del pavimento, sistemas avanzados de carga de las baterías; y el uso de potencia y control de temperatura de los servicios auxiliares (Chan, 2007 [8]).

Todas estas mejoras se pueden agrupar en torno a perfeccionamientos de tres subsistemas principales del vehículo eléctrico: la propulsión eléctrica, la fuente de energía y el sistema auxiliar.

El sistema de propulsión eléctrica comprende el controlador electrónico, el convertidor de potencia, el motor eléctrico, la transmisión mecánica y el volante. El subsistema de energía comprende la fuente de energía, la unidad

de administración de energía, y la unidad de recarga de energía. El subsistema auxiliar consiste en la unidad de control de potencia, de temperatura, de control de los pedales, y de las señales y circuitos encargados de avisar y regular el paso de energía entre la fuente y el motor. Un resumen esquemático de lo anterior se aprecia en la Figura 2.

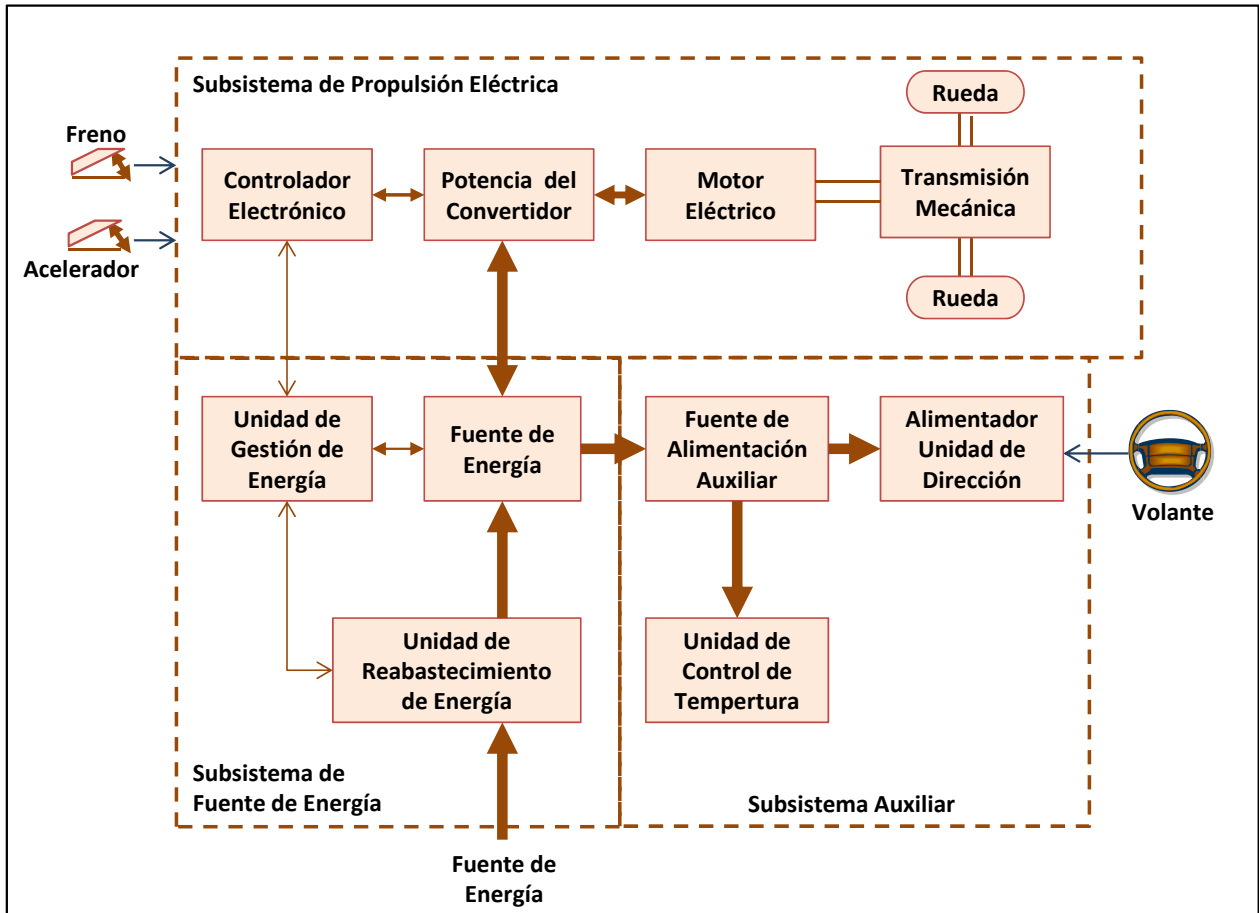


Figura 2: Componentes del vehículo eléctrico (Chan y Wong, 2004 [3])

Existen formas variadas de diseños que determinan diversos tipos de VE que se diferencian según su manera de aprovechar la energía eléctrica almacenada en sus baterías, con el fin de propulsar el vehículo y abastecer los sistemas auxiliares. Dentro de estos diversos tipos se distinguen dos grandes categorías: el vehículo eléctrico híbrido (VEH), y el vehículo eléctrico conectable (VEC), más conocidos en la literatura internacional por HEV y PEV por la abreviación en inglés de *"Hybrid Electric Vehicle"* y *"Plug Electric Vehicle"* respectivamente.

2.3.1 Vehículo eléctrico híbrido

Estos vehículos están conformados por un motor de combustión interna y un conjunto eléctrico de generador y/o motor además de baterías eléctricas. El mayor desafío de los diseños de los VEH es administrar dos fuentes de

energía, provenientes del combustible o de la electricidad almacenada en sus baterías, dependiendo del ciclo de conducción. En estos vehículos las baterías están en todo momento interviniendo en ciclos de carga y descarga de acuerdo a los requerimientos de conducción (Van Dijk, 2009 [10]).

En la marcha, las baterías entregan la energía necesaria para la partida del motor eléctrico, lo que aumenta significativamente la eficiencia de este proceso debido a la alta eficiencia del motor eléctrico con respecto al de combustión interna. En velocidades bajas, se utiliza la tracción eléctrica, y cuando requiere de más potencia, se utiliza el motor convencional. En el punto de cruce, que corresponde al momento en que se mantiene la velocidad por parte del conductor, el motor térmico funciona en condición óptima maximizando su eficiencia de uso al entregar potencia para mover el vehículo y también para cargar las baterías. Al desacelerar o frenar, el motor térmico se detiene y se carga la batería por medio del sistema de freno regenerativo. Es decir la batería acumula energía para entregarla cuando el conductor demanda gran aceleración o para circulación lenta con motor eléctrico solamente (Van Dijk, 2009 [10]).

Dado lo anterior, la posibilidad del uso de la tracción eléctrica que permite este vehículo es una gran ventaja, ya que se usa menos combustible y por lo tanto son menores las emisiones con respecto a los vehículos convencionales, especialmente en recorridos urbanos, donde la velocidad media de los trayectos es muy baja.

Existen dos tipos de configuraciones para este tipo de tecnología: híbrido paralelo e híbrido serie, y recientemente se han desarrollado modelos que mezclan las configuraciones, denominados híbrido combinado (Mateo, 2010 [9]).

2.3.1.1 Configuración híbrido paralelo

En esta configuración se utiliza fundamentalmente la tracción eléctrica para mejorar la eficiencia energética del motor de gasolina (Figura 3). Esto se consigue utilizando el motor de combustión interna en los regímenes de giro en los que tiene mejor rendimiento. Para ello, el conjunto eléctrico hace de gestión de la energía sobrante o faltante. De esta manera, la tracción eléctrica se utiliza fundamentalmente para iniciar el movimiento, almacenar energía en cuesta abajo y frenadas, y para llevar al motor de gasolina a su punto de funcionamiento óptimo, logrando con esto maximizar su eficiencia. Esta gestión inteligente de la energía se puede realizar gracias a que los variadores electrónicos permiten funcionar al motor eléctrico a cualquier régimen de revoluciones. Un ejemplo comercial de este tipo de vehículo en el mercado es el Toyota Prius (Mateo, 2010 [9]).

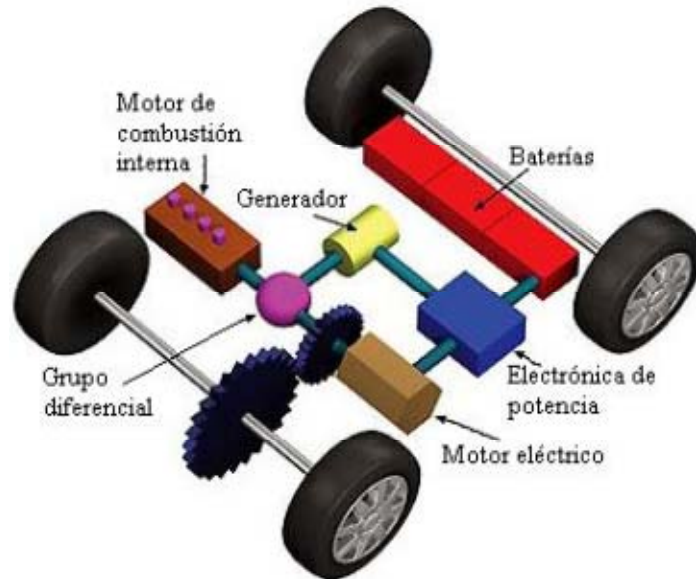


Figura 3: Configuración híbrido paralelo (Mateo, 2010 [9])

2.3.1.2 Configuración híbrido serie

En vez de usar una propulsión mixta combinando ambos motores, el principio de estos vehículos es utilizar un motor de combustión interna para recargar las baterías que alimentarán posteriormente al motor eléctrico (Figura 4). De esta forma, el motor eléctrico es el único responsable de propulsar el vehículo. Esta configuración es muy eficiente considerando que el motor eléctrico es mucho más eficiente que el de combustión interna, pero tiene el inconveniente que necesita una batería de gran capacidad. Un ejemplo comercial de este vehículo es el Chevrolet Volt (Mateo, 2010 [9]).

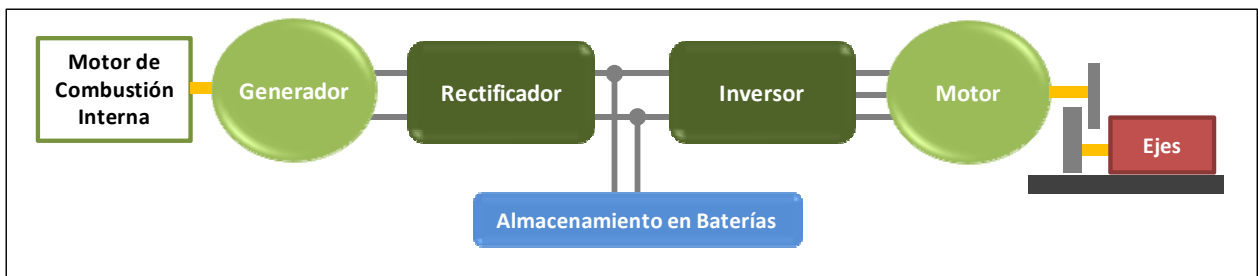


Figura 4: Configuración híbrido serie (Mateo, 2010 [9])

2.3.2 Vehículo eléctrico conectable

El gran potencial del vehículo eléctrico es su posibilidad de independizarse del petróleo mediante la conexión a la red. A medida que las baterías

eléctricas se desarrollen, será conveniente que una gran parte de la energía utilizada en el transporte sea eléctrica y para ello son necesarios vehículos que puedan recargar sus baterías a través de una conexión a la red eléctrica. Dentro de esta categoría hay que distinguir entre dos vehículos: los vehículos eléctricos de batería (VEB), y los vehículos eléctricos híbridos conectables (VEHC), más conocidos como BEV o PHEV en la literatura internacional por la abreviación en inglés de *"Battery Electric Vehicle"* y *"Plug Hybrid Electric Vehicle"* respectivamente.

2.3.2.1 Vehículo eléctrico de batería

Este tipo de vehículos posee exclusivamente un motor eléctrico. La energía eléctrica se almacena en una batería a bordo del vehículo y cuando se requiere energía, la batería alimenta el motor eléctrico quien transforma la energía en energía cinética para permitir el desplazamiento (Murray "et al", 2000 [4]).

Se trata de vehículos que cuentan únicamente con propulsión eléctrica y tienen por lo tanto como principal inconveniente que su autonomía se relaciona directamente con la capacidad y tamaño de las baterías que lleva a bordo. Por ello, los primeros modelos que existen en el mercado son vehículos pequeños destinados al uso en ciudad al ser vehículos limitados a distancias entre 60 y 160 km diarios. En un futuro, si la tecnología eléctrica llega a ser la dominante y el desarrollo de las baterías lo permite, consiguiendo baterías más pequeñas y de mayor capacidad de almacenamiento, será posible realizar recorridos más largos (Mateo, 2010 [9]).

2.3.2.2 Vehículo eléctrico híbrido conectable

Este tipo de tecnología reúne las ventajas de los VCI y de los VE en general. Teniendo en cuenta que, como se ha mencionado, en la actualidad la autonomía de los vehículos de batería eléctrica que se están comercializando no permite una autonomía suficiente como para recorrer grandes distancias sin tener que volver a recargarse; este tipo de vehículos se perfila como el más atractivo de la próxima generación de automóviles (Mateo, 2010 [9]).

El VEHC es una extensión directa del concepto de VEH, pues tan sólo consiste en incorporar baterías de mayor capacidad que le permiten funcionar más tiempo en modo eléctrico puro, además de la posibilidad de recargar estas baterías mediante conexión a la red eléctrica.

Es importante destacar que las hibridaciones del tipo serie o combinado son las únicas susceptibles de ser conectadas a la red eléctrica (Figura 5). Los

vehículos híbridos de tipo paralelo carecen de esta posibilidad (Van Dijk, 2009 [10]).

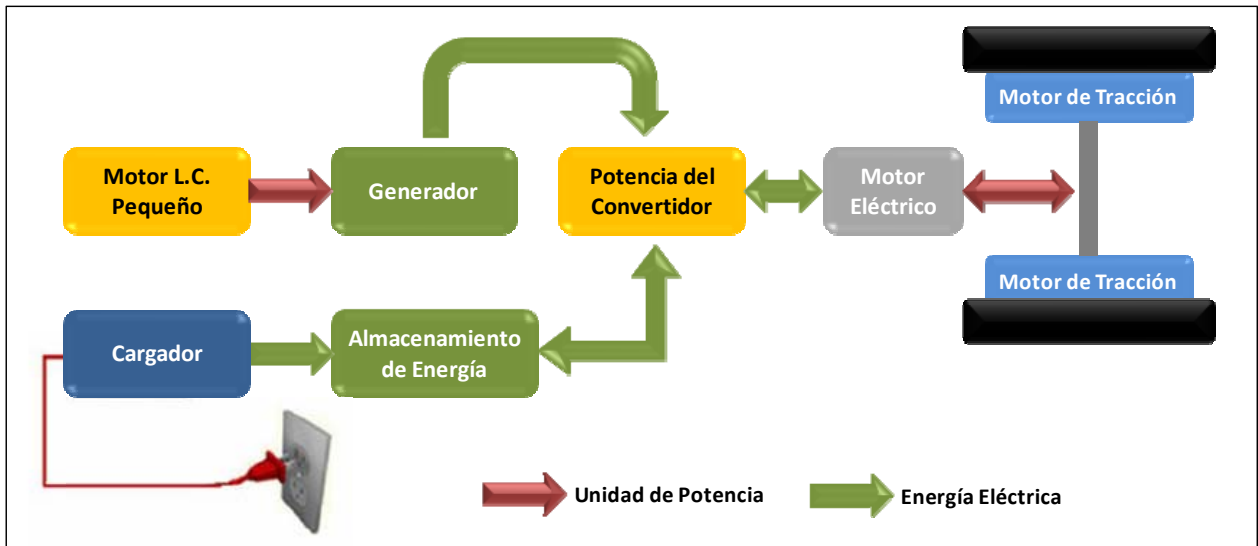


Figura 5: Configuración híbrido conectable (Ni "et al", 2007 [11])

2.3.3 Tecnologías consideradas en esta tesis

De todo el análisis anterior se puede establecer que existen los vehículos eléctricos conectables y los no conectables. Aquellos no conectables necesariamente requieren ser híbridos de modo de poseer un medio adicional a la electricidad para su desplazamiento, en cambio, los conectables pueden ser híbridos o puramente eléctricos. Los vehículos no conectables o VEH, no son de interés para esta investigación pues no tienen ninguna relación con la red eléctrica y por lo tanto no se consideran dentro del parque vehicular que podría afectar los sistemas eléctricos.

En efecto, el parque vehicular que impactará en las redes eléctricas es aquel que requiera conectarse a éstas para recargar sus baterías. Este impacto será importante cuando exista una participación importante de VEC en el parque automotriz de las ciudades, producto de un traspaso de la movilidad por combustión interna a una movilidad eléctrica en los sistemas de transporte.

Este reemplazo se dará de manera gradual y con diferente preponderancia, en el transporte público o privado, en función no solo de características técnicas, sino que también de las políticas públicas que implementen los gobiernos (Palma "et al", 2010 [2]). Por ejemplo, en el mercado europeo y japonés el transporte público es el medio natural de moverse a diferencia del mercado de EEUU en que el vehículo particular es usado muy frecuentemente para moverse diariamente. En lo que se refiere a Chile, el modelo es más similar a EEUU, por lo que se espera que la llegada de los VE

sea principalmente de tipo particular y con modelos de comportamiento similares a los que se observan en las ciudades norteamericanas en que ya existe un naciente parque vehicular eléctrico privado. Por esta razón, en esta tesis solo se analizarán los VEC usados en transporte privado.

A continuación se analiza cual es el estado de desarrollo de las baterías eléctricas de estos vehículos, un tema relevante para que se pueda masificar el VEC.

2.4 Desarrollo actual y futuro de las baterías de los vehículos eléctricos

2.4.1 Desarrollo de la batería eléctrica

Las baterías son un componente fundamental en los VE, pues como se ha mencionado anteriormente, son las responsables de almacenar y suministrar la energía eléctrica que estos vehículos necesitan para su funcionamiento. Más aún, las características de los VE tales como autonomía, velocidad máxima, tiempo de recarga y costo van a depender principalmente de la tecnología de la batería que se haya utilizado en el diseño y fabricación del vehículo eléctrico. Por consiguiente, lograr baterías de bajo costo y alta autonomía, es clave para la posibilidad de inserción masiva de la tracción eléctrica en los parques automotrices del mundo.

En este sentido, el desafío de los fabricantes es lograr competir con la densidad elevada de energía que tiene el petróleo. Comparativamente, hoy en día las baterías con mayor densidad energética, correspondientes a las de litio, son del orden de unos 0,17 [kWh/kg] (Morel y Alée, 2012 [6]) frente a los 13 [kWh/kg] de la gasolina común (Mateo, 2010 [9]). Con estos datos se constata que todavía hay una gran brecha entre el vehículo eléctrico y el vehículo convencional.

No obstante, teniendo en cuenta la mayor eficiencia del vehículo eléctrico que se ha mencionado en el punto anterior, con la tecnología actual es factible la progresiva utilización de dichos automóviles. Más aún, la utilización en un ambiente urbano está ampliamente cubierta hoy en día con autonomías del orden de 160 km (Murray "et al", 2000 [2]), y a medida que la tecnología avance, será posible su utilización en viajes de gran recorrido.

Además, en lo que se refiere a la ciclabilidad, definida como el número de procesos de descarga y posterior recarga completa posible a lo largo de su vida útil, actualmente gracias a los nuevos avances se pueden tener valores que bordean los 2000 ciclos y una proyección futura de 3000-5000 ciclos lo que permita una vida media de las baterías muy cercana a los 10 años. Además se están investigando algunas tecnologías que pueden alcanzar

valores entre 5000 y 10000 ciclos aumentando la vida media a 15 años, lo que los hace competitivos con los ciclos de vida típicos de un VCI (Morel y Alée, 2012 [6])

2.4.2 Tipos de baterías eléctricas

A continuación se revisarán las baterías más utilizadas en los VE (VEH y VEC) que se comercializan actualmente: las de plomo-ácido, níquel-hidruro metálico e ión-litio (Amarilla, 2009 [12]).

2.4.2.1 Baterías de plomo - ácido

Estas baterías son las más comunes y más antiguas, con más de 150 años de desarrollo. Poseen una densidad energética relativamente baja de 10 a 40[Wh/Kg] debido al elevado peso de los compuestos de plomo que se utilizan, y una moderada ciclabilidad de 400 a 800 ciclos, por lo que no tienen una vida útil demasiado larga. Sin embargo, si bien no son la tecnología más ideal para almacenar energía, estas baterías poseen importantes ventajas tales como sus características de durabilidad, de fácil adquisición, la vasta red de mantenimiento existente dada su larga historia de desarrollo, y su bajo costo (Westbrook, 2001 [13]).

En lo que se refiere a su aplicación en el VE, poseen el inconveniente de que al aumentar su capacidad de almacenaje de energía crecen demasiado en tamaño, volviéndose excesivamente pesadas y voluminosas. Esto provoca que los vehículos que las usan alcancen autonomías de tan solo 70 a 90 Km, tal como el Reva-i (Figura 6), vehículo comercializado por la compañía indio-americana Reva Electric Car y que corresponde uno de los vehículos eléctricos urbanos más vendidos en el mundo (Amarilla, 2009 [12]).



Figura 6: Automóvil Reva-i (Amarilla, 2009 [12]).

2.4.2.2 Baterías de níquel – hidruro metálico

Estas baterías se consideran la evolución de las baterías alcalinas de níquel-cadmio, al haberse sustituido el electrodo de cadmio por una aleación metálica capaz de insertar hidrógeno electroquímicamente y de manera reversible, lo cual supone una gran ventaja con respecto al cadmio que es un metal pesado muy tóxico. Estas baterías se comercializan desde 1989 y desde entonces se han realizado muchas investigaciones encaminadas al desarrollo de esta tecnología, en especial, en la mejora del electrodo de hidruro metálico (Linden y Reddy, 2002 [14]).

En comparación a las baterías de plomo-ácido, poseen una densidad energética muy superior del orden de 60 a 80 [Wh/Kg], pero una menor ciclabilidad del orden de 300-600 ciclos, debido a que los hidruros metálicos sufren una severa corrosión en el medio alcalino del electrolito, y un costo cuatro veces superior. Además poseen el inconveniente del efecto memoria, generando que, ante una sobrecarga, la batería disminuya su capacidad de carga producto de cambios estructurales que suceden en el electrodo positivo que la constituye (Amarilla, 2009 [12]; Linden y Reddy, 2002 [14]).

Este tipo de batería (Figura 7) es el que más se utiliza en el VEH, como por ejemplo el Toyota Prius con más de un millón de ejemplares vendidos en todo el mundo, pues es la que mejor cumple los requisitos exigidos por los VEH, particularmente la característica de acumular el doble de energía por cada kilo de peso, y la posibilidad de recarga rápida, lo que es necesario para poder aprovechar la energía generada con el sistema de freno regenerativo.



Figura 7: Batería NiMH y automóvil ejemplo que la utiliza (Amarilla, 2009 [12])

2.4.2.3 Baterías de ión – litio

En las décadas de los ochenta, investigaciones desarrolladas en laboratorios de EEUU, Japón y Europa demostraron la posibilidad de insertar iones de litio dentro de distintos compuestos químicos. Desde entonces se han desarrollado baterías Li-ion que utilizan grafito en el ánodo y cobalto en el

cátodo. Estas se utilizan hoy en la mayoría de los equipos electrónicos portátiles como computadores y teléfonos móviles. Actualmente se están desarrollando numerosas investigaciones para desarrollar baterías que utilicen nuevos materiales en el ánodo y cátodo de modo de obtener mejores características especialmente para su aplicación en el VEHC y en el VEB.

Este tipo de baterías poseen una densidad energética que varía del orden de 80 a 170 [Wh/kg], lo cual es una gran ventaja con respecto a las NiMH, pues significa una disminución del peso de la batería de una misma capacidad. Otra gran ventaja de estas baterías es que poseen un alto voltaje por celda al utilizarse un electrolito no acuoso, y presentan un excelente ciclabilidad, pudiendo realizar más de 1000 cargas sin bajar a menos de 90% su capacidad de carga. Sin embargo, estas baterías poseen como principal desventaja su elevado costo y su alto nivel de recalentamiento, lo que podría disminuir con la introducción de nuevos materiales catódicos (Amarilla, 2009 [12])

Este tipo de batería es el que ha hecho viable el inicio de la comercialización del vehículo eléctrico de batería al lograr obtenerse, gracias a sus elevadas prestaciones electroquímicas, mejoras sustanciales en la autonomía de los vehículos sin aumentar demasiado el peso, y mejoras en la vida útil de la batería. De hecho, ya existe un vehículo deportivo comercial de alta autonomía, cual es el Tesla Roadster (Figura 8) con una autonomía que alcanza los 400 km y variadas otras marcas han iniciado el desarrollo de citycar comerciales basándose en esta tecnología, tales como el Mitsubishi I-Miev y el Nissan Leaf.



Figura 8: Vehículo eléctrico Tesla Roaster (Amarilla, 2009 [12])

2.4.3 Análisis comparativo de las baterías

En la Tabla 1 se puede observar una comparación entre las tres tecnologías que se utilizan actualmente en los VE comerciales en términos de sus indicadores más importantes.

BATERÍA	Pb-ácido	NiMH	Lion
Voltaje (V)	2.0	1.2	3.0 - 4.5
Energía (Whkg ⁻¹)	10 - 40	60 - 80	80 - 170
Energía (Whl ⁻¹)	50 - 100	250	170 - 490
Número de ciclos (80%)	400 - 800	300 - 600	500 - 5.000
Costo (US\$/kWh)	100 - 125	220 - 400	250 - 600
Impacto medioambiental	Alto	Bajo	Moderado - Bajo

Tabla 1: Comparación tecnologías de baterías (Amarilla, 2009[12] actualizado según Morel y Alée, 2012 [6])

De la Tabla 1 se puede observar que las baterías de plomo ácido son las más baratas, pero tienen las más bajas prestaciones electroquímicas y su impacto ambiental es importante, aunque este se puede disminuir gracias a eficientes técnicas de reciclado desarrolladas. Por su costo, se siguen utilizando en VE de baja autonomía y es probable que puedan tener aplicación en VE futuros, al menos como complemento a baterías más caras (Amarilla, 2009 [12]).

Las baterías de NiMH, al tener prestaciones electroquímicas superiores, son las que se utilizan para alimentar el pequeño motor eléctrico de los VEH comerciales actuales. Pero sin duda que las prestaciones muy superiores de las baterías Li-ion harán que poco a poco los fabricantes de estos vehículos se inclinen por estas baterías, especialmente aquellos modelos conectables (VEHC y VEB) que requieren un motor eléctrico más potente y mayor autonomía en modo eléctrico.

Producto de aquello, se puede afirmar que las baterías Li-ion son las mejor situadas para suministrar la energía eléctrica a las próximas generaciones de VE, especialmente los VEB que llegarán a ser accesibles de forma masiva al público en la medida de que estas baterías logren aumentar la energía almacenada, su vida útil, y sobre todo disminuir sus costos, lo que se traducirá en disminución de los precios de adquisición de los vehículos (Morel y Alée, 2012 [6]).

Por lo tanto, se puede esperar una prevaencia de la tecnología Li-ion en el desarrollo y venta de VE, considerando el nivel de máximas cargas que pueden realizarse y el nivel de vida útil que permite mantener la misma batería durante toda la vida útil del propio vehículo. En efecto, como ya se ha mencionado, las baterías de Li-ion existentes en el mercado permiten más de 3000 recargas profundas, lo que supone unos diez años de uso. Luego de este tiempo, que suele ser el período de vida útil de los automóviles

particulares, la batería mantendrá todavía un 80% de capacidad de acumulación de energía, sin embargo podría ser recomendable realizar un reemplazo de batería en vez de cargar el vehículo con un 20% de peso inútil (El País, 13 de Abril 2010 [15]).

Otra gran ventaja de esta batería es que pueden ser recicladas puesto que los compuestos de litio de las baterías en desuso pueden utilizarse para fabricar otras nuevas baterías, por lo que a diferencia del petróleo, materia prima del combustible del que dependen los VCI, el litio, constituyente principal de estas baterías si se puede recuperar para nuevas baterías.

Dado lo anterior, se puede concluir que la alta potencialidad de las baterías de Li-ion probablemente permitirá un gran desarrollo del VE, imponiéndose este tipo de tecnología en el mercado automotriz en los próximos años.

Por último cabe destacar, que esta posibilidad de desarrollo permite suponer la importancia que tendrá el litio en el mundo, no solo por su relevancia actual al ser constituyente de las baterías de la mayoría de los equipos electrónicos comerciales sino que también como el elemento que constituirá las baterías de los parque vehiculares eléctricos del mundo, observándose actualmente ya esa tendencia.

Por ejemplo, Estados Unidos ha implementado una serie de políticas públicas que conllevan a la introducción de vehículos eléctricos de aquí al 2050. El anuncio más reciente es la iniciativa "EV-EVERYWHERE" lanzada por el presidente Obama en Marzo del 2012, que establece un desafío a la industria y a la ciencia para lograr en menos de 5 años un VE que pueda ser más económico que un VCI en una evaluación de menos de 5 años (considerado el período de "Payback", es decir el número de años en que se recupera la inversión inicial). Ello en la práctica se traduce en un desafío para el desarrollo e investigación de las batería eléctricas con objeto de lograr un costo de menos de 300 [US\$/KWh] (Palma "et al", 2010 [2]).

Por último, cabe mencionar que por esta misma razón, Chile será un posible lugar estratégico en donde desarrollar esta investigación, al tener las principales reservas de litio en el mundo en el Salar de Atacama (Las Ultimas Noticias, 6 de Agosto 2010 [16]).

2.5 Posibilidades de mercado del vehículo eléctrico

2.5.1 Factores determinantes para la inserción masiva del vehículo eléctrico

Como ocurre en todo mercado incipiente, el espacio o cuota que la movilidad eléctrica será capaz de ocupar a futuro dependerá en gran medida de las

actuaciones que los diferentes agentes del mercado adopten para superar los retos a los que se enfrentan. Estos retos son de diversa índole y dependen principalmente de las características técnicas de los VE y su capacidad de satisfacer las necesidades de los usuarios, de los precios y posibilidades de adquisición relacionados a las capacidades y cantidades de fabricación de las empresas automotoras, y de las posibilidades de mantenimiento que se generan en el mercado automotor, tal como se observa en la Figura 9.

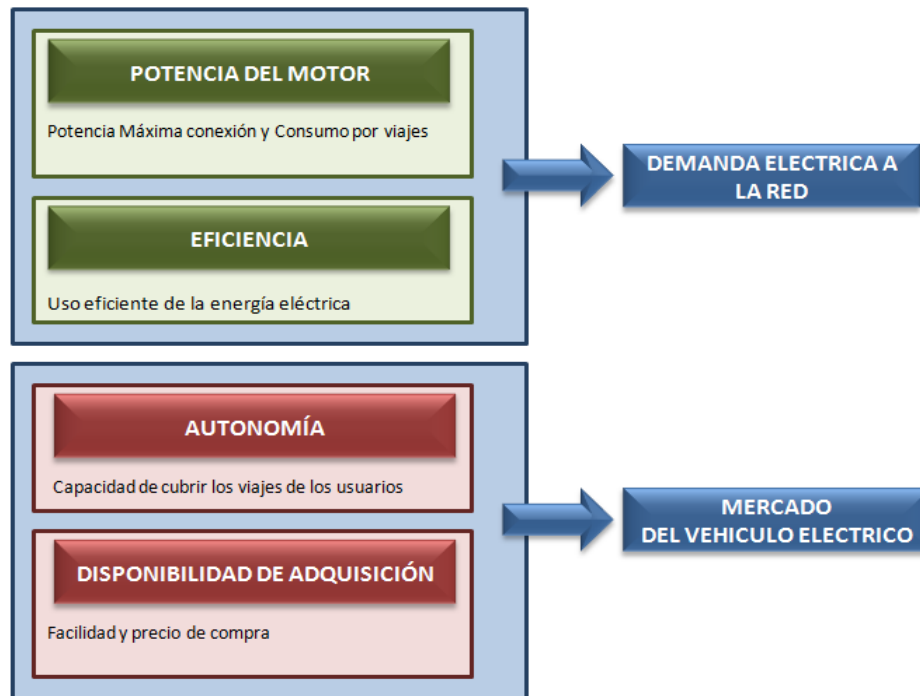


Figura 9: Factores de determinación de Demanda y Mercado del VE.

Sin duda el factor más importante que permitirá al vehículo eléctrico imponerse en el parque vehicular de cualquier ciudad, es su autonomía; variable directamente relacionada a las características y precio de sus baterías como se analizó en la sección 2.4.

Por ello, el nivel del precio por kilowatt-hora de las baterías será un factor clave para el posible desarrollo masivo del VE. Este precio actualmente se sitúa en 600 [US\$/kWh] (Morel y Alée, 2012 [6]). Al respecto, la industria espera que la investigación y producción a gran escala de estos acumuladores reduzca el costo paulatinamente hasta llegar a un precio de 250 [US\$/kWh], o menos, en el año 2020 (Palma "et al", 2010 [2]).

Dado estos costos actuales, se estima que existe una diferencia en el valor de adquisición de un VE y un VCI marcada en un 75% por el costo de la batería (Guillén, 2009 [17]). Por consiguiente, a medida que disminuya el costo de la batería, se proyecta que disminuirá considerablemente el costo del VE, lo que los hará más accesible al conjunto de la población de las

ciudades, y se podrán por lo tanto comercializar masivamente dentro de los mercados automotrices urbanos.

Pero por otro lado, es importante destacar que los VE poseen un costo de operación y mantenimiento muy menor al del VCI, al ser vehículos mucho más eficientes, como se revisó en la sección 2.3, y requerir menor cantidad de mantenimiento por parte del usuario (Palma "et al", 2010 [2]).

Con todo lo anterior, si se considera el precio de la gasolina entre 700 [\$/lt] (82 [US\$/barril]), correspondiente al valor actual del petróleo y 1300 [\$/lt] (152 [US\$/barril]), correspondiente a un valor no improbable proyectado del petróleo en los próximos 10 años (Palma "et al", 2010 [2]), se estima que los ahorros resultantes permiten recuperar lo invertido en el VE entre 8 y 3,6 años aproximadamente, si se logra la meta de un precio de la batería en 300 [US\$/kWh] hacia el año 2020. En vista de estos valores, y que el precio actual de la batería es el doble, en una primera etapa se están analizando opciones para incentivar su inserción en los parques vehiculares tales como el leasing o subsidios estatales.

De esta manera se han detectado algunos nichos privilegiados de mercado que han servido, y sirven, como vanguardia en la introducción del VE en los parques vehiculares de los países. Por ejemplo, en sectores de logística y distribución de pequeñas mercancías que requieren vehículos que se adaptan perfectamente a las características que ofrecen los VE (Pallisé, 2009 [5]). Otro nicho que se puede destacar son las flotas de vehículos de empresas de alquiler para desplazamiento en el centro de las ciudades así como empresas de servicios específicos (por ejemplo en puertos y aeropuertos o transporte para eventos u hoteles).

Sin embargo ambos nichos representan una capacidad limitada de inserción vehicular eléctrica en los parques urbanos. Por ello, desde una perspectiva temporal, se puede predecir que existe un período de inserción transitorio de esta tecnología a tasas muy bajas en los países, menores incluso a 0,5%, lo que representa la oportunidad para experimentar, estandarizar y adecuar las normativas; en especial para establecer el modelo de negocio, es decir, cómo se facturará la energía (Pallisé, 2009 [5]). Todos estos aspectos mencionados son relevantes para permitir que el VE se masifique entre los habitantes de las ciudades.

Con ese objetivo actualmente existen países que han liderado las investigaciones y los desarrollos de baterías con mayor autonomía, y los estudios de las necesidades de adaptación del mercado automotor y eléctrico para la futura incorporación masiva del VE. En la sección siguiente se revisan algunas de estas experiencias.

2.5.2 Principales experiencias internacionales de estudio e inserción de vehículos eléctricos en el mundo

Existen diversas iniciativas en diferentes regiones y países que muestran el interés de empresas provenientes de sectores de la automoción y el sector eléctrico, y de entidades gubernamentales para incentivar el desarrollo del VE.

Cabe mencionar que los fabricantes de grandes marcas automotrices adoptaron los años 2010-2011 recién pasados como el momento significativo del despegue o "taking off" de esta tecnología en el transporte vehicular. Es así como en la actualidad la mayoría de los fabricantes ya están en condiciones de comercializar los primeros modelos de VEB y VEHC con autonomías y prestaciones interesantes para el usuario.

Las experiencias pioneras de inserción de VE se realizaron en Israel, Dinamarca, California y Londres. Estas experiencias sirvieron de referencia para otros países como Alemania, España y son fuente de estudio para el caso Chileno por parte de organismos públicos y privados (Palma "et al", 2010 [2]), específicamente por parte de las empresas propietarias y operadoras del sistema de distribución, universidades y empresas automotoras. Estas experiencias en general se han basado en la creación de alianzas para el desarrollo de infraestructura de recarga, proyectos pilotos y grupos de trabajo ad-hoc (Guillén, 2009 [17]).

Algunas de estas alianzas hoy existente en el mundo es la de las empresas California Projecta Better Place (PBP) y Renault-Nissan con compañías eléctricas y gobiernos en diferentes países. En caso de PBP el enfoque está hacia la construcción de una red de recarga de energía para VE con estaciones de servicio, y por ejemplo en las alianzas desarrolladas con actores del mercado de Israel y Dinamarca, se enfoca a que la electricidad necesaria para los VE provenga exclusivamente de fuentes de energía renovable, tales como paneles solares y parques eólicos (Guillén, 2009 [17]).

Por otro lado, la alianza Renault-Nissan tiene acuerdos con veinte y seis gobiernos y otras entidades para el desarrollo de infraestructura y la implantación del VE. Entre ellos se encuentra Singapur, China, Irlanda, Portugal, Japón, Dinamarca, Israel, algunos Estados de EEUU, y se enfoca a introducir el VE entre los años 2010 y 2011 (Guillén, 2009, [17]).

Además, existen proyectos pilotos como el e-Mobility Berlin enfocado a proveer infraestructura de recarga y estandarización de los enchufes. Por su parte en Italia, en alianza del gobierno con la eléctrica Enel, se desean establecer Smart-city en ciudades como Milán, Roma y Pisa (Guillén, 2009 [17])

En Europa, la Asociación Europea de Componentes de Automoción, CLEPA (comité de Liaison Européen des fabricants d'équipements et Pièces Automóviles) ha desarrollado grupos de trabajo enfocados al estudio de la viabilidad técnica y económica de los VE y adicionalmente la Comunidad Europea implementó a fines del 2008 la Iniciativa Europea de Vehículos Verdes (The Green Car Iniciativa) que propone alianzas público/privadas para impulsar tecnologías limpias a través de innovación e investigación con un presupuesto de cinco billones de euros (Guillén, 2009 [17]). Bajo estas fórmulas, por ejemplo en España, el gobierno espera alcanzar la cifra de un millón de vehículos híbridos y eléctricos circulando para el año 2014 y la empresa Endesa proyecta que para el 2020 el 10% del parque vehicular español debiera ser eléctrico (Amarilla, 2009 [19]).

Siguiendo el ejemplo de las experiencias mencionadas, en Chile se ha establecido una alianza entre Petrobras y Chilectra, la empresa distribuidora de la ciudad, quienes han instalado los primeros puntos de carga rápida en Sudamérica (El Mercurio, 20 de Octubre 2010 [20]) y Nissan ha realizado una alianza con la Universidad de Chile estableciendo un centro de I&D para investigar y apoyar el desarrollo industrial y comercial del VE en Chile.

2.5.3 Actuales marcas y modelos de vehículos eléctricos comerciales que se están instalando en el mercado

Los fabricantes de grandes marcas, tendrán que reinventar su negocio para competir con nuevos fabricantes. En efecto, algunas empresas nuevas como REVA (India) y Think (Noruega) han logrado crear pequeños VE, mientras que ByD (China) con diseños más grandes se presenta como un competidor con las grandes marcas con su modelo E6 (Guillén, 2009 [17]).

No obstante los fabricantes de grandes marcas gozan de economías de escala, de marca reconocida, infraestructura de distribución comercial así como capital, factores que pueden ser barreras de entrada para nuevos competidores (Guillén, 2009 [17]).

Los planes de producción y calendarios de lanzamiento están ya en desarrollo o pronto a lanzarse. Por ejemplo, algunas marcas como Mitsubishi ya empezaron a vender un modelo comercial en masa (I-Miev), Nissan tiene listo el Leaf, y el Opel Ampera y Renault Kangoo han iniciado su comercialización durante el año 2012 en Europa.

La Figura 10 presenta geográficamente los principales desarrollos comerciales de VE en el mundo.

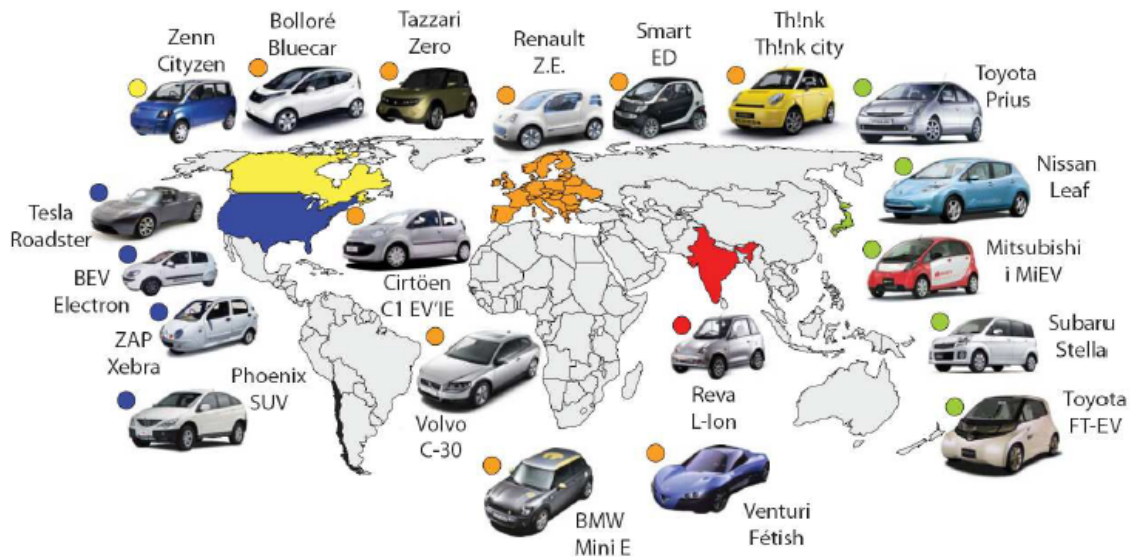


Figura 10: Principales desarrollos a nivel internacional (Palma "et al", 2010 [2])

Los precios de estos vehículos dependen del segmento al que pertenecen de acuerdo a la Tabla 2. Los más pequeños son del segmento L7e y son del orden de unos 12.000 euros (US\$ 17.000) y los mayores, estilo sedan o station wagon correspondiente a la categoría M1, se mueven en torno a los 30.000 euros (US\$ 40.000), por último, los de la categoría N1 y N2 que son deportivos de alto rendimiento o vehículos de carga, son del orden de los 85.000 Euros (US\$ 120.000) (Guillén, 2009 [17]).

TYPE		CAPACIDAD DE LA BATERÍA (kWh)		
		MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA
L7e	BEV	8.7	3	15
M1	BEV	29	10	72
	PHEV	8.2	2.2	13
	EREV	17	12	23
N1	BEV	23	9.6	40
	PHEV	8.2	2.2	13
	EREV	17	12	23
N2	BEV	85	51	120

Tabla 2: Resumen de las capacidades de batería según tipos vehicular comercial (Ball "et al", 2010 [21])

Finalmente, considerando el panorama mundial y nacional revisado en esta sección, se puede afirmar que los VE ya son una realidad comercial y que se espera que se masifiquen paulatinamente dentro de los parques vehiculares mundiales. En efecto, un estudio de la empresa consultora “Boston Consulting Group” ha realizado un estudio en que se predice la participación de los VEB al año 2020 del orden de un 6% de las ventas totales de vehículos en los mercados automotrices más importantes del mundo, como se observa en la Tabla 3.

TIPO DE VEHÍCULO	OESTE EUROPEO	NORTEAMÉRICA	JAPÓN	CHINA	TOTAL
Convertido a Gas Natural	0.0	0.2	0	0.3	1.3
Eléctrico BEV	0.6	0.4	0.2	0.3	1.5
Eléctrico Rango Extendido	0.5	0.6	0.1	0.3	1.5
Hybrido	2.9	5.4	0.7	2	11
Diesel	5.5	1.2	0.2	0.9	7.8
Bencina	6.7	12.9	3.4	8.4	31.4
Total	17	20.7	4.6	12.2	54.5

Tabla 3: Ventas esperadas en millones de vehículos por tipo de tecnología hacia el 2020 (The Boston Consulting Group, 2009 [7])

3. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y SU IMPACTO EN EL SISTEMA ELECTRICO

3.1 Características de carga y descarga de los vehículos eléctricos

A continuación se analizan las características de la carga y descarga de las baterías eléctricas y su relación con el sistema eléctrico. Solo se analiza el tipo de batería de Li-ion por ser la que permitirá la existencia de una parque vehicular eléctrico masivo según sus ventajas comparativas analizadas en el capítulo anterior.

3.1.1. Características de carga de las baterías eléctricas de Li-ion

Para cargar las baterías de los vehículos eléctricos conectables se utiliza la potencia eléctrica abastecida desde el sistema de distribución eléctrica. Esta energía, que puede provenir de cualquier fuente de generación, es abastecida por las redes eléctricas a un nivel de baja tensión, típicamente 110-220 V a 50-60 Hz (Amarilla, 2009 [19])

Para ello se utiliza un sistema de carga que comprende un transformador reductor de voltaje, además de un rectificador de corriente en el caso de celdas de batería que requieren carga en corriente continua. Este sistema de carga puede encontrarse dentro o fuera del vehículo (Chan, 2007 [8]).

El tiempo de carga de la batería depende de la potencia a la que se conecte, existiendo genéricamente dos tipos de alternativas, la carga lenta o la carga rápida. (Amarilla, 2009 [14]).

La carga lenta de una batería de Li-ion se consigue con una potencia del orden de 3 kW y se puede hacer por lo tanto en una red monofásica con tensión domiciliaria (Amarilla, 2009 [14]). En este caso la potencia es entregada por un cargador cuya característica de carga se puede representar por un ciclo como el de la Figura 11 (Ball "et al", 2010 [21]).

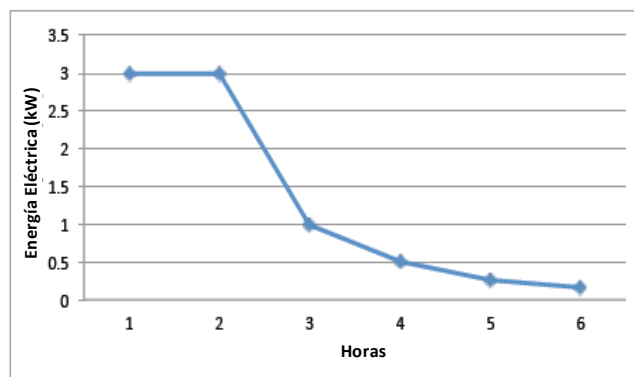


Figura 11: Ciclo típico de carga para baterías eléctricas (Ball "et al", 2010 [21])

La característica de la figura se compone de un período total de aproximadamente 6 horas, donde las dos primeras horas presentan un control de carga constante, correspondiente al tiempo en que aumenta la tensión eléctrica interna de la batería, y luego se provoca una disminución de la corriente de carga durante las últimas horas en que se completa el último 25% del total de la carga hasta llegar a la tensión nominal de la batería.

Por otro lado, la carga rápida requiere menos de una hora y se usan potencias del orden de 30-50 kW si se quiere completar en decenas de minutos, y del orden de 220 kW si se quiere hacer en 5 minutos, correspondiente en promedio a los tiempos de carga de combustible de un VCI (Amarilla, 2009 [19]).

De cualquier forma, la carga rápida al requerir mayor potencia e intensidades de corriente, y necesita por lo tanto de una red trifásica para el suministro y de mayores medidas de protección; por lo que se puede esperar que este tipo de carga no ocurra en ambiente domiciliario, sino que en lugares de carga públicos en un entorno controlado. Además es importante mencionar que esta carga de alta potencia provoca niveles de recalentamiento de las baterías que disminuyen su vida útil, razón por la que no es conveniente abusar de esta modalidad de carga (Raab "et al", 2011 [22]).

En la Figura 12b se observa un ejemplo de la característica de tensión y corriente en el proceso de carga rápida, que tiene periodos similares al de la carga lenta, pero de duración muy diferente. En la Figura 12a se presenta el comportamiento de la tensión y la corriente de carga durante el proceso de carga lenta equivalente para el mismo tipo de vehículo.

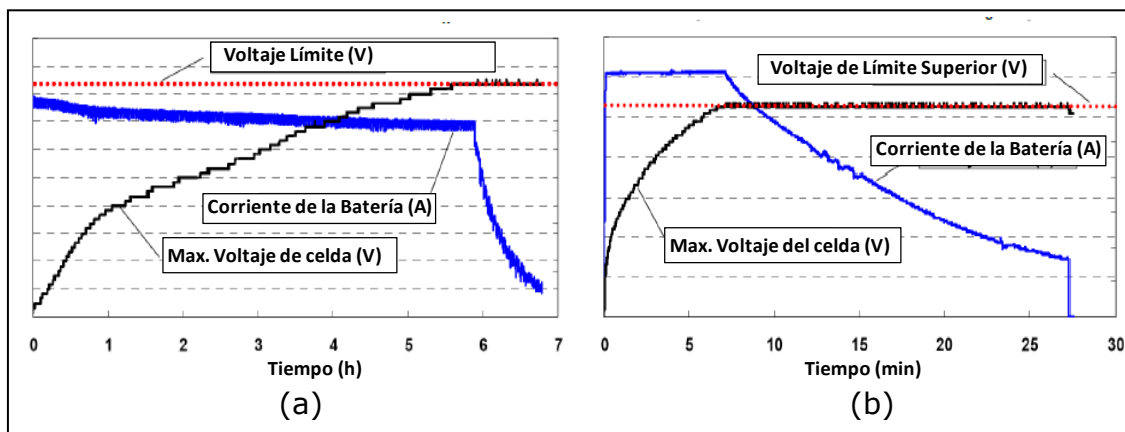
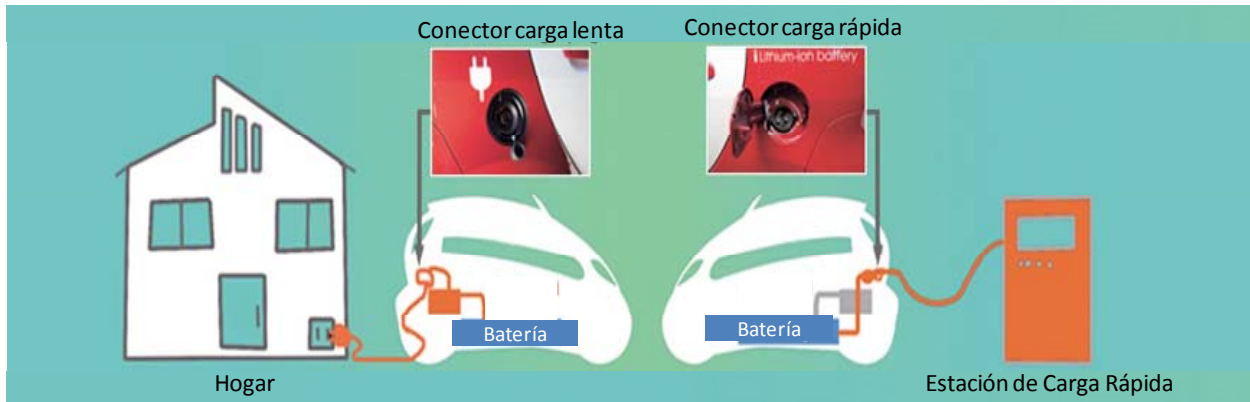


Figura 12: Característica tensión y corriente en carga lenta (a) y carga rápida (b) (Raab "et al", 2011 [22])

Dada la posibilidad de realizar estos dos tipos de carga, desde el punto de vista de la tecnología del vehículo es necesario que estos estén adaptados

para realizar ambos tipos de procesos de carga, mediante conectores y baterías que permitan la conexión a alta potencia. En efecto, según lo que se ha observado, los fabricantes están produciendo vehículos que tienen ambas posibilidades al contar con una toma de corriente para carga normal o lenta, y otra para carga rápida. En la Figura 13 se observa por ejemplo las especificaciones determinadas por Mitsubishi para su modelo I-Miev.



	Potencia de carga	Tiempo de Carga
Sistema de Carga Lenta (Carga Completa)	200V (15A)	Aprox. 7 h.
	100V (15A)	Aprox. 14h
Sistema de Carga Rápida (80% de Carga)	trifásica 200V – 50KW	Aprox. 30 min

Figura 13: Característica de carga del VE Mitsubishi I-Miev (Mitsubishi Motors, 2009 [23])

Por esta razón, considerando la multiplicidad de fabricantes de VE y que estos son cada vez más, en el mundo se han ido normalizando estos conectores de modo de estandarizarse. En la actualidad la norma que los rige es la norma IEC62196 (Guillén, 2009 [17]).

3.1.2 Características de descarga de las baterías eléctricas Li-ion

Habiendo ya analizado el proceso de carga y sus diferentes posibilidades, es importante destacar que el desarrollo del mercado del VE actualmente también apunta a posibilitar la realización de inyección de energía y potencia a la red eléctrica mediante la descarga de la energía que se encuentra almacenada en las baterías de los VE. Es decir, existe la posibilidad que un parque de VE se transforme en un parque de pequeños generadores distribuidos a lo largo de la red de distribución de una ciudad (Palma "et al", 2010 [2]).

Lo anterior solo es factible para aquellos vehículos conectables que poseen un sistema híbrido, de modo tal que si se descargan alimentando la red no

queden luego sin posibilidad de moverse, es decir, solo es aplicable para el caso de los VEHC (Soto y Díaz, 2009 [24]). Esto porque para ese tipo de vehículo, a diferencia del VEB, existe la posibilidad de, una vez descargada la batería, recargarlas directamente por medio del motor de combustión interna para luego producir el desplazamiento del vehículo con el motor eléctrico como se analiza en la sección 2.3 del Capítulo 2.

El proceso de operar como generador distribuido de los VEHC puede representar un gran beneficio para el sistema eléctrico, en el sentido que su capacidad eléctrica almacenada pudiera utilizarse para abastecer las demandas de punta de un sistema eléctrico interconectado, por medio de una cantidad agregada de oferta de vehículos (Soto y Díaz, 2009 [24]).

El potencial uso para estos fines que puede tener este tipo de vehículo dependerá de la cantidad de VEHC disponibles para conectarse a la red en el momento en que se requieren, así como de la capacidad de potencia de estos, que depende de varios factores tales como la capacidad energética de las baterías, la capacidad de conexión del conector, el estado de carga de la batería al momento de iniciarse la descarga (luego del uso del vehículo para transporte) y el tiempo total de descarga que posee la batería del vehículo. A continuación se analizan en detalle estos factores.

3.1.2.1 Máxima capacidad del circuito

De acuerdo a los vehículos comerciales, el VEHC posee una capacidad interna eléctrica superior a los 100 kW (Denholm y Short, 2006 [25]). Sin embargo, la potencia capaz de ser inyectada a la red dependerá de la capacidad de la red de distribución del sector, relacionada al nivel de tensión de ésta. Considerando que la red domiciliaria es del orden de 110-220 [V], estas tensiones corresponden a la capacidad límite del circuito, o cuello de botella, del flujo de potencia posible desde y hacia la red.

3.1.2.2 Tiempo de descarga y capacidad de la batería

El tiempo de descarga y la capacidad de la batería se relacionan directamente con la denominada "*capacidad de crédito de potencia*" utilizable para una flota de VEHC. Esta capacidad de crédito de potencia puede utilizarse para abastecer las puntas del sistema como para abastecer un sistema eléctrico interconectado ante falta de potencia producto de contingencias de generadores o líneas de transmisión (Soto y Díaz, 2009 [24]).

En ese sentido, los VEHC no se pueden comparar a otros sistemas de almacenamiento de energía en términos de capacidad de utilización, considerando que los vehículos podrán abastecer energía eléctrica solo de

acuerdo a la capacidad límite o remanente, según sea el caso, de almacenaje de las baterías.

Esta capacidad de potencia, es la relación entre el tiempo de descarga de la batería y la capacidad disponible de un VEHC conectado, de acuerdo a la siguiente expresión (Denholm y Short, 2006 [25]):

$$P_{gVE} = \frac{E_{alm}}{t_{desc}} \quad (1)$$

Donde los términos de las ecuación (1) corresponden a:

P_{gVE} : Capacidad en potencia del vehículo

E_{alm} : Energía almacenada transmisible, o la mínima capacidad de energía transmisible por la línea de transmisión o distribución

t_{desc} : Tiempo de descarga necesario.

3.2 Impacto del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico

A continuación se presentan los efectos que se espera se produzcan en los sistemas eléctricos a medida que se vayan generando importantes parques de VE en las ciudades. Estos efectos se agrupan en relación a capacidad de las redes y calidad y continuidad del suministro, considerando la posibilidad de los VE de generar procesos de carga o descarga desde y hacia el sistema eléctrico, tal como se describió en la sección 3.1.

3.2.1 Efectos de la carga de vehículos eléctricos en la demanda eléctrica del sistema

La implantación del VE en forma masiva en las ciudades representa un nuevo desafío en lo que a diseño, desarrollo y mejora de las redes eléctricas se refiere de modo de poder satisfacer las necesidades de conexión de los usuarios y la necesidad de energía y potencia del parque vehicular.

La demanda de energía eléctrica de una urbe se caracteriza por una fuerte variabilidad temporal determinada por la temperatura, el número de días laborales en un mes y la actividad económica de la población (Pallisé, 2009 [5]).

La combinación de todos estos factores determina que la curva de carga diaria de un día se caracterice por lo general por un mayor consumo en las horas del mediodía y la tarde y un menor consumo en la madrugada, lo que puede variar según las estaciones del año y se acentúa en los días de

demanda máxima anual del sistema (Denholm y Short, 2006 [25]). En la Figura 14 se presenta como ejemplo la forma que presenta dicha variación semanalmente según las estaciones del año en un sistema eléctrico.

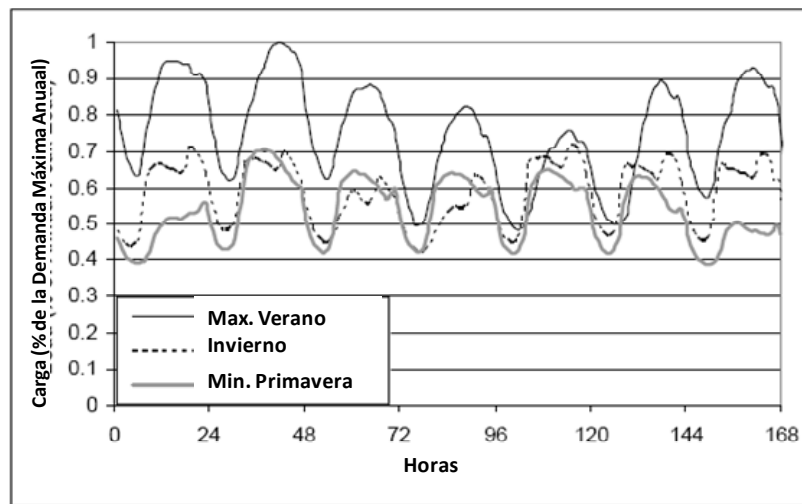


Figura 14: Variación de demanda horaria según estaciones del año (Denholm y Short, 2006 [25])

Considerando que la generación debe equilibrar constantemente la demanda, las puntas de demanda pueden significar la necesidad de centrales más caras, y a su vez las horas valles pueden significar la existencia de excedentes de energía que pudiera provocar que centrales de generación no gestionables, tales como por ejemplo las centrales hidráulicas de pasada o las eólicas, que suelen ser las de menores costos de operación, tuvieran que desaprovechar su potencial al prescindir de ellas en momentos de demanda mínima, por causa de su baja potencia firme (Soto y Díaz, 2009 [24]).

El uso efectivo de energía de un sistema eléctrico se puede representar mediante la llamada "curva de duración de carga" la cual ordena los valores desde el mayor hasta el menor en las 8.760 horas que representa un año calendario. En la Figura 15 se presenta un ejemplo de curva de duración de carga. La carga en cualquier punto puede ser expresada como una fracción de un pico anual y cualquier punto bajo el mínimo representa que no se está utilizando toda la capacidad de potencia instalada. Las bajas demandas que se observan en el sector derecho de la curva corresponden por lo general a horas de la noche y la madrugada que conlleva a una baja utilización de la potencia base instalada de las plantas de generación.

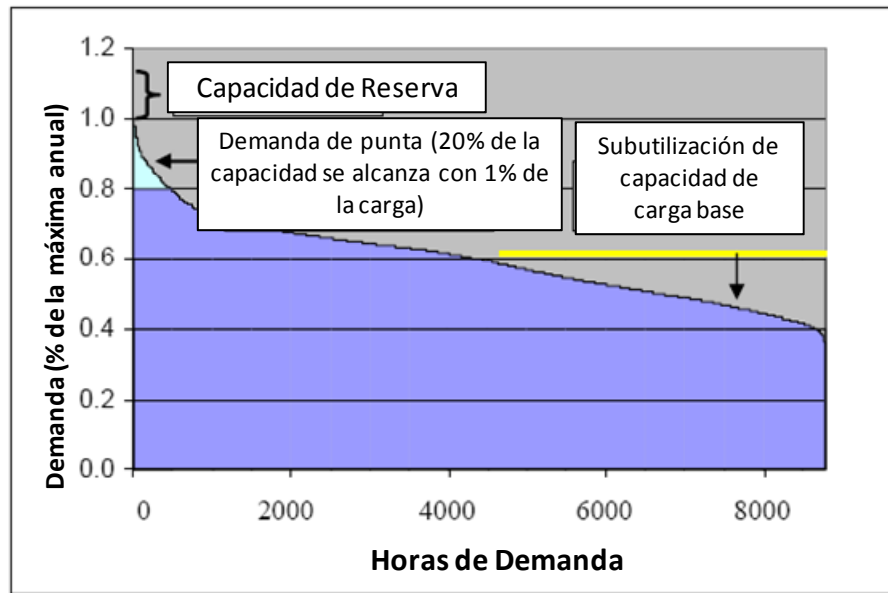


Figura 15: Curva de duración de carga (Denholm y Short, 2006 [25])

Cabe mencionar que si el factor de utilización de una planta decrece, consistentemente el precio medio de la electricidad aumentará de modo de financiar los costos fijos asociados a la generación, cuyos valores dependen de la fuente de generación. Por esta razón siempre son deseables medidas de eficiencia y gestión de la demanda que busquen “aplanar la curva de demanda o de carga” mediante el desplazamiento de consumos en punta a períodos de valle (Pallisé, 2009 [5]).

Por ello, una forma de obtener mayor aprovechamiento del sistema eléctrico, podría ser mediante la recarga nocturna de las baterías de los VE, lo que permitiría disminuir los valles existentes en las noches y así aplanar la curva diaria y estacional de carga, disminuyéndose de esta forma los pronunciados valles y picos que generan diversos problemas técnicos ya mencionados y costos económicos indeseables en los sistemas eléctricos. De esta manera, se logra una curva de duración de carga con menor dispersión entre su punto máximo y mínimo, y por ende, un uso más eficiente de la potencia instalada de generación del sistema eléctrico (Pallisé, 2009 [5]; Denholm y Short, 2006 [25]).

Sin embargo, considerando que actualmente el modelo de carga de los vehículo de combustión interna es cargar combustible en estaciones de servicio en el momento que se requiera, a cualquier hora del día y durante unos pocos minutos, es evidente que de existir la inserción masiva de VE en las ciudades se deberá promover un cambio de hábito de los automovilistas. En efecto, una encuesta aplicada a la población Europea por parte del proyecto MERGE (Downing y Ferdowski, 2010 [26]) permite identificar la diferencia entre lo que el usuario esperaría de los VE en comparación a los VCI. Esta preferencia se presenta en la Figura 16.

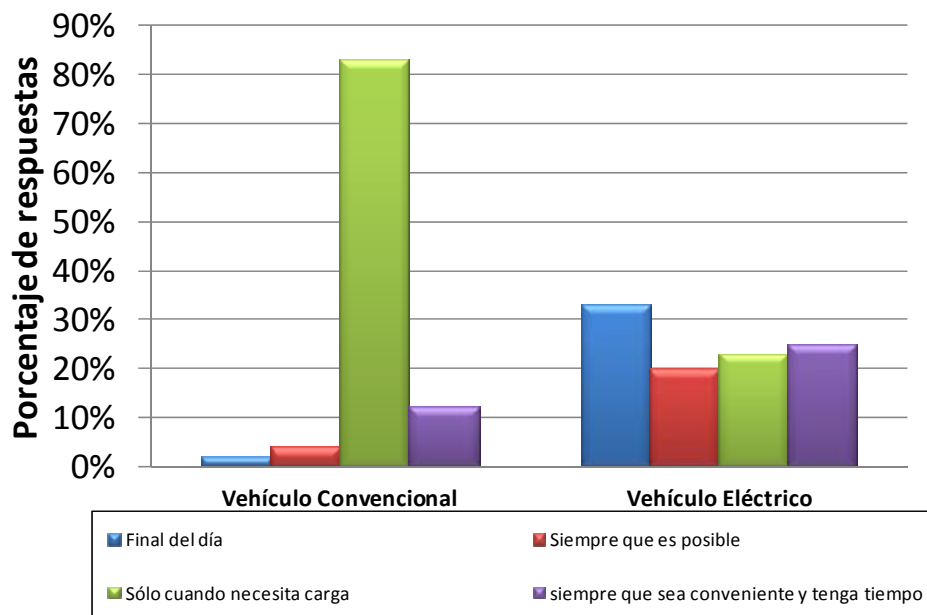


Figura 16: Preferencia en el proceso de recarga de los VE (Downing y Ferdowski, 2010 [26])

De los resultados de la Figura 16 se puede concluir que para lograr aprovechar más óptimamente el sistema, se deberá incentivar un cambio de hábito en la recarga del vehículo, enfocado a que los VE sean cargados en la noche y durante un tiempo largo a baja potencia mediante un proceso de carga del tipo lento, a diferencia de la costumbre preferente de carga de los VCI presentada en la figura, que indica el momento de carga a cualquier hora del día en tiempo corto, y por lo tanto más parecido al proceso de carga rápida.

Para ello se deben usar incentivos tarifarios hacia los propietarios de los VE que promuevan la carga nocturna en modalidad de carga lenta en horas de valle de la curva de demanda eléctrica (Downing y Ferdowski, 2010 [26]). De esta forma, se podrá lograr un desplazamiento de la curva de carga, mediante una gestión de la carga de los VE, desde las horas en que sus conexiones podrían coincidir con la punta del sistema, a las horas de valle de la curva de carga. El efecto que se consigue se presenta en la Figura 17.

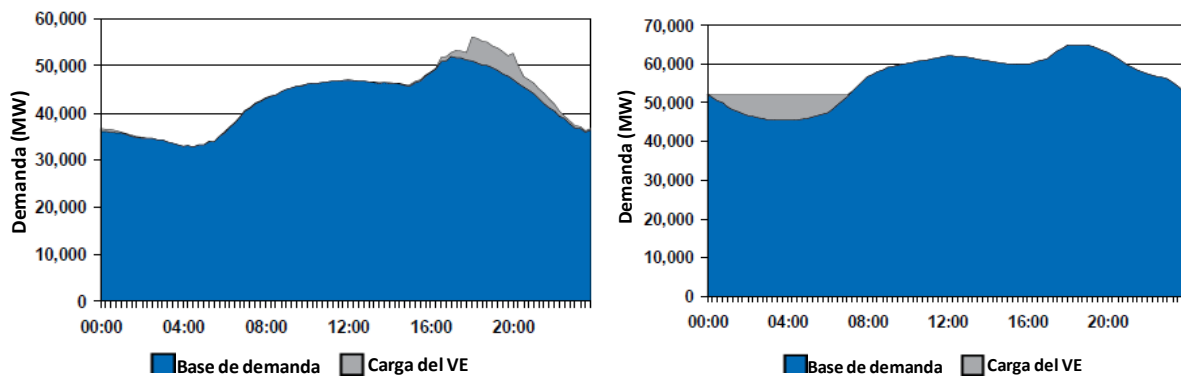


Figura 17: Desplazamiento horario de la carga de los VE
(Downing y Ferdowsi, 2010 [26])

Otro impacto importante que se puede visualizar en el sistema eléctrico, además del efecto en la curva de carga, es el efecto en la demanda máxima del sistema, es decir en la punta del sistema. Esta magnitud determina la necesidad de instalación de nueva generación así como del desarrollo de redes de transporte y distribución, por lo que es clave determinar el impacto de una inserción masiva de VE en este valor.

Dado que el sistema de distribución eléctrica se dimensiona para hacer frente a la demanda máxima, y además que la demanda no es constante a lo largo del día, la infraestructura está subutilizada durante gran parte del día, principalmente en la noche. Una recarga en hora punta podría obligar a mayores inversiones, en función de la cantidad de VE conectados, tanto en las redes de transporte como de distribución, como en la generación, lo que aumentaría aún más la subutilización de las redes y aumentaría el costo del sistema.

Por el contrario, un aumento de la demanda nocturna permitiría, además del efecto ya analizado de aplanar la curva de demanda, el aumento de utilización y rentabilidad de la red. Sin embargo cabe destacar que si son muchos los autos que se conectan en el período no punta, y se llega a superar las máximas, entonces pierden sentido los incentivos tarifarios para desplazar demanda (Soto y Díaz, 2009 [24]). Sin embargo, esta situación solo se puede esperar a largo plazo cuando los niveles de participación de la electromovilidad en los parques vehiculares sea superior a los dos dígitos, lo que no sucederá antes del año 2020 (The Boston Consulting Group, 2009 [7]).

Por último, en relación al total de energía consumida por un parque vehicular eléctrico, lo que se relaciona con la necesidad de mayor capacidad de generación producto de esta nueva demanda eléctrica, todos los estudios revisados coinciden que al menos a mediano plazo (10 años) será posible abastecer la demanda de los parque de VE en las ciudades sin requerir obras

de envergadura en los sistemas de generación, transmisión o subtransmisión eléctrica.

En efecto, de la Figura 18 se observa que la diferencia de aumento de potencia de punta sistémica a nivel porcentual para cuatro países europeos estudiados en el proyecto MERGE, sin ningún tipo de gestión de carga. De ésta se concluye que aún para el caso de un escenario de muy alta inserción eléctrica, correspondiente a un 50% de ventas de VE al año 2030 (escenario "muy agresivo"), el aumento de demanda máxima no supera el 5% de la máxima esperada sin VE (Madureira "et al", 2012 [27]).

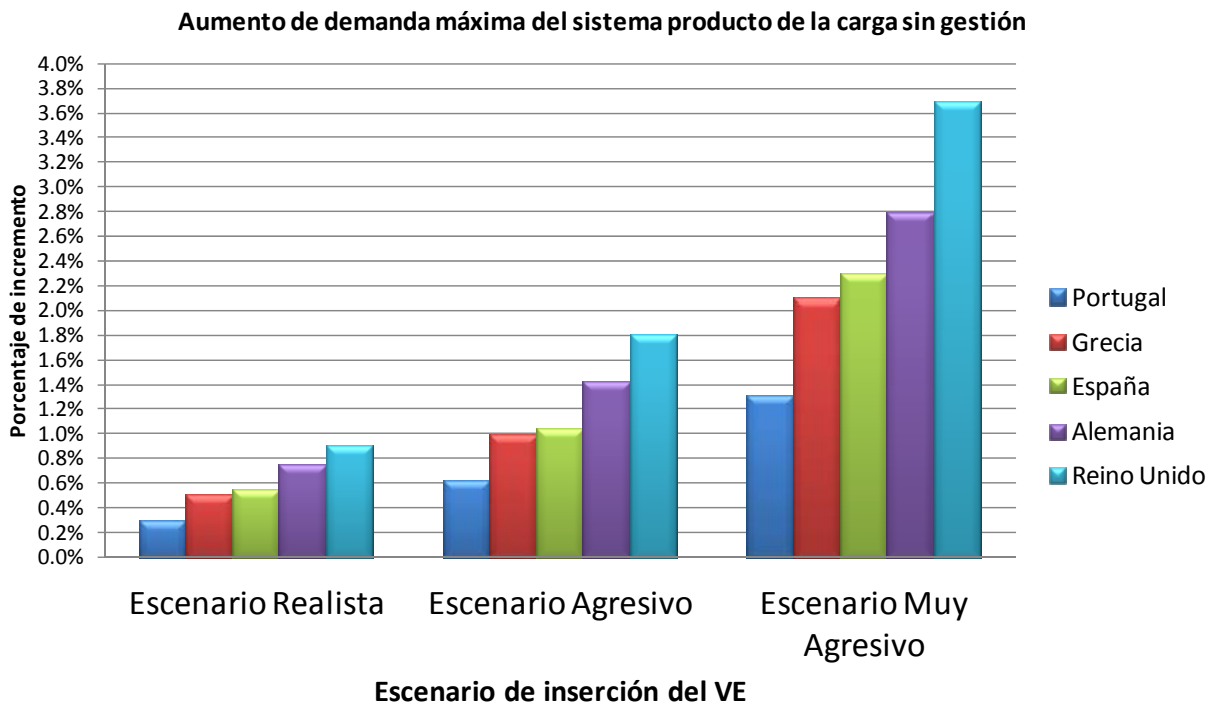


Figura 18: Aumentos de demanda máxima esperada en países de Europa (Madureria "et al". 2012[27])

Por último, es importante mencionar además del efecto en la curva de carga y la potencia en punta, que existen diversos estudios que apuntan a la necesidad de una gestión coordinada de muchos puntos que pueden demandar o aportar energía simultáneamente, si se produjera un cambio estructural dentro de las composiciones de los parques vehiculares. En ese entonces será fundamental la existencia masiva de "smart grids", o redes inteligentes, las cuales permitirán contar con sistemas V2G (Vehicle to Grid) que permitirán que el flujo de electricidad fluya desde la batería del automóvil hacia las líneas de distribución eléctrica y viceversa, mediante los procesos de carga y descarga analizados en el punto 3.1 (Soto y Díaz, 2009 [24]).

3.2.2 Efectos de la carga de los vehículos eléctricos en la infraestructura del sistema eléctrico de distribución

Desde el punto de vista de la red de distribución el impacto y el reto estará en la necesidad de acercar los puntos de alimentación de electricidad hasta los lugares donde se estacionan los autos y establecer la logística de funcionamiento y cobro a los usuarios.

En lo que se refiere a los puntos de conexión para carga lenta, debido a la existencia de redes eléctricas distribuidas por las ciudades, existe la posibilidad de abastecimiento desde cualquier lugar urbano. Sin embargo, no siempre existen lugares de conexión a corta distancia del lugar de estacionamiento de los vehículos, especialmente en el caso de los edificios, en que a diferencia de una casa particular, los estacionamientos son compartidos en lugares adaptados especialmente. Por consiguiente el desafío corresponde a la injerencia de los proyectos eléctricos futuros de las constructoras de edificios en el sentido de adaptación de los lugares de estacionamiento masivo en edificios comerciales y residenciales (Alonso, 2009 [18]).

Para ello, se debe considerar la instalación de medidores inteligentes que no suponen un reto tecnológico importante, pero si una planificación de instalación por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Mediante estos contadores se podrá establecer la comunicación entre el auto del consumidor y el gestor de la red para por ejemplo variar la potencia de conexión, cortar la energía ante contingencias o comprar energía almacenada en baterías en el caso de un VEHC. El uso de este tipo de herramientas exigirá previamente importantes desarrollos en comunicaciones y logística, en definitiva, en lo que se denomina la redes inteligente o "smart grids" (Soto y Díaz, 2009 [24]). La Figura 19 presenta los diferentes niveles de interacción entre los actores conectados mediante una red inteligente para efecto de la carga o descarga del VE (Bending "et al", 2010 [28]).

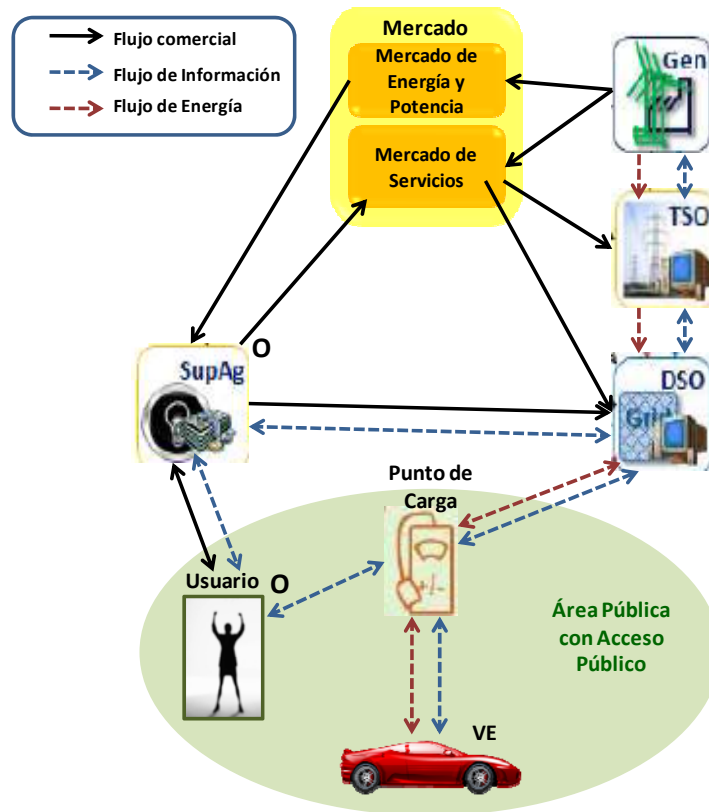


Figura 19: Interacción entre los actores en un proceso de carga con redes inteligentes (Bending "et al", 2012 [28])

Por lo tanto, en lo referido al impacto en la infraestructura, se infiere que mucho más importante que el lugar de emplazamiento de la recarga es la forma como se realizará: de forma lenta o rápida.

Esto porque considerando magnitudes de energía de las baterías de los vehículos conectables revisadas en la sección 2.5 del Capítulo 2, una carga de aproximadamente 30 minutos no podría hacerse desde un enchufe doméstico de 220 V, ya que exigiría corrientes para la red de baja tensión domiciliaria del orden de los 30 a 60 [A] (Pallisé, 2009 [5]) a diferencia de la carga lenta que requeriría en este caso una corriente del orden de 10 [A] durante 5-6 horas (Amarilla, 2009 [19]). Por ende se debe considerar adaptar la infraestructura de la red para que ocurra la carga rápida en lugares habilitados y diseñados con una conexión trifásica de al menos 400 V para realizar la carga en menos de una hora.

Por consiguiente de acuerdo a la experiencia internacional, en la vía pública se deberán habilitar lugares de carga rápida en que el consumidor realiza el pago mediante un sistema de tarjetas de prepago, y conectándose a instalaciones que cuentan con equipos de protección eléctrica. Estos puntos, por basarse en el concepto comercial de las estaciones de bencina o "bencineras" convencionales, se denominan "electrolineras" (Guillén, 2009

[17]). En la Figura 20 se presentan una serie de modelos comerciales de cargadores rápidos existentes.



Figura 20: Ejemplos de cargadores rápidos comerciales (Palma "et al", 2010 [2])

Por último, existe la posibilidad de conexión a altos voltajes, del orden de 12 [KV], que corresponden a redes eléctricas de media tensión MT. En estos casos, se requiere de una instalación mucho más sofisticada, considerando el transformador e interruptor principalmente, por lo cual se hace rentable en la medida que se esté pensando en la conexión de múltiples cargas, lo que puede ser atractivo para una empresa de transporte público por ejemplo (Murray "et al", 2000 [4]).

Todas estas posibles modificaciones de las redes para ubicar los puntos de carga según cada caso, deben ser estudiadas y analizadas por parte de los diferentes actores involucrados en el mercado del VE, en particular por el dueño y operador de la red eléctrica de distribución.

Las diferentes alternativas de ubicación de puntos de carga se representan en la Figura 21, distinguiéndose las posibilidades de recarga en lugares públicos o privados, según tipo de vehículo y de tipo de carga.

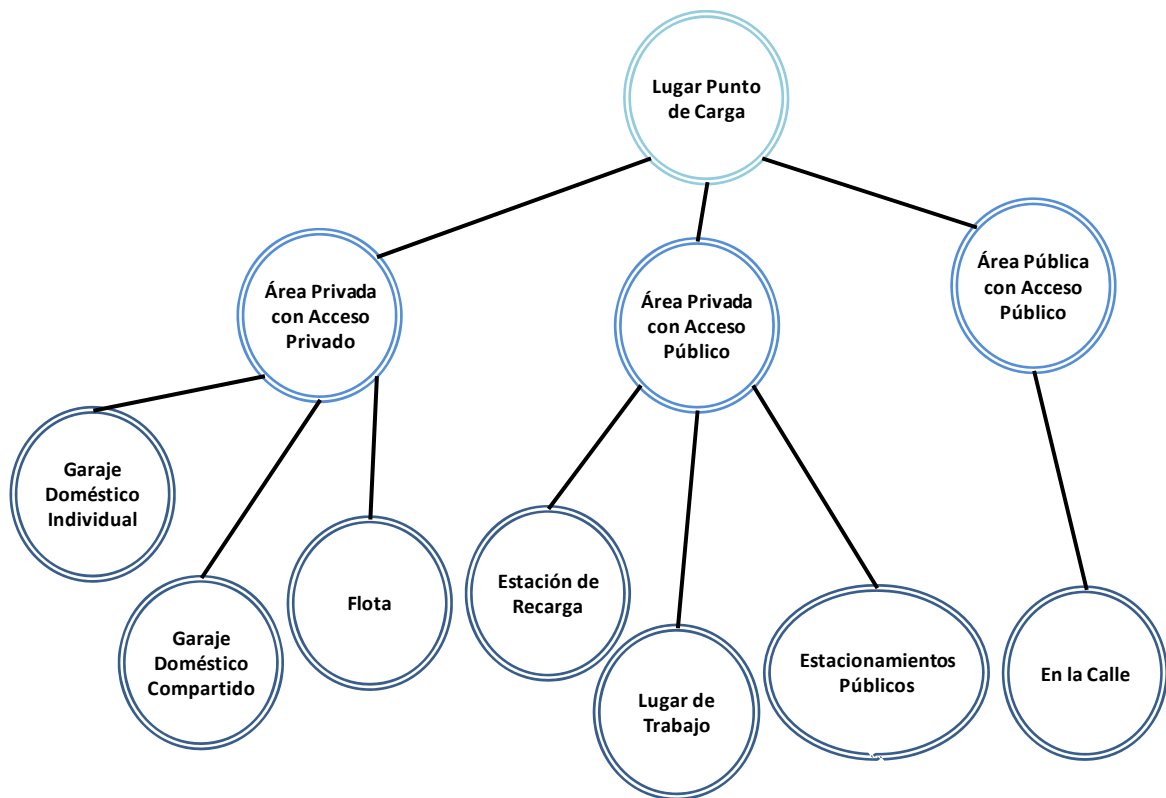


Figura 21: Posibles ubicaciones de los puntos de carga (Bending "et al", 2012 [28])

La adaptación de las redes para ubicar estas diversas modalidades de carga será paulatina a medida que se masifique el VE, pero a la vez la existencia de esta infraestructura de recarga es una condición vital para que el VE pueda comercializarse y tener niveles de participación importantes en los parque vehiculares (Palma "et al", 2010).

Considerando que existirá un período transitorio que puede durar varios años, más aun teniendo en cuenta los actuales precios de venta de los VE (ver sección 2.5) durante los cuales el parque de VE en las ciudades no superará el 2 a 5% del parque total (Pallisé, 2009 [5]), existe un tiempo prudente para que las adaptaciones de infraestructura necesaria se realicen durante estos años en las ciudades creando paulatinamente la infraestructura de recarga adecuada al nivel de crecimiento de VE dentro del parque automotriz de las ciudades, y por consiguiente de la demanda de un futuro parque vehicular eléctrico urbano.

3.2.3 Efectos de la descarga de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico

Tal como ya se ha mencionado, los VEHC al igual que todos los vehículos eléctricos conectables, pueden ser considerados como cargas que pueden servir para aumentar la generación de las plantas durante los períodos de

baja demanda, considerando que la carga de los vehículos se puede efectuar durante la noche.

Sin embargo, en forma complementaria los VEHC pueden proveer energía para abastecer los momentos de máxima demanda por medio de la descarga de la energía almacenada en las baterías. Estos vehículos pueden por tanto ser una alternativa económica a los generadores convencionales usados para esos casos, más aun considerando que estos se debieran encontrar hipotéticamente distribuidos en los mismos centros de cargas, reduciendo las pérdidas asociadas a la transmisión y distribución; siendo por lo tanto un posible sustituto para las plantas de generación abastecedoras de los picos de demanda del sistema (Denholm y Short, 2006 [25]). En consecuencia, el despacho óptimo de los VEHC puede afectar sin duda los patrones de demanda de energía eléctrica, aumentando los factores de utilización de las plantas y reduciendo los costos promedios del sistema.

Estas constantes cargas y descargas de una flota de PHEV deberá efectuarse controlada directamente o indirectamente desde un despacho de carga de modo de maximizar el valor económico de los VEHC. Por medio de un control directo, desde el sistema se puede enviar una señal hacia un vehículo o un grupo de vehículos. El control directo también puede ser ejecutado por medio de un "agregador" de demanda, que correspondería a una empresa que vendería esta demanda agregada al sistema en el mercado eléctrico. Otra alternativa es por medio de un control indirecto, que implicaría un sistema inteligente de respuesta en tiempo real que se conecte para vender o comprar energía en el momento apropiado (Soto y Díaz, 2009 [24]).

3.2.4 Efectos de la ubicación de los puntos de carga en la demanda eléctrica.

Según indica Palma "et al" (2012 [2]) "cada vez que se ha introducido un nuevo medio energético o una variación del mismo, como por ejemplo el gas o la gasolina sin plomo, la infraestructura de carga de los VCI debió adaptarse a la necesidad. Sin embargo, la situación para los VE es distinta a la de los VCI, puesto que en estos últimos, la red de carga (estaciones de servicio) es la única fuente de distribución de energía posible a diferencia de la red eléctrica que tiene múltiples puntos de carga factibles, entre otros el propio hogar. En ese sentido se puede inferir que la ubicación de los puntos de carga es un paradigma distinto que no puede analizarse exclusivamente con los modelos de la red de transporte".

Esta ubicación provocará un efecto en la demanda eléctrica, además del impacto en la infraestructura analizada en la subsección 3.2.2. En efecto, es importante considerar que los vehículos no se conectarán necesariamente a la red de distribución en los lugares de mayor capacidad instalada, sino en

función de sus necesidades, características de movilidad y los puntos de ubicación de los cargadores públicos. Es decir, la planificación de electrolineras como estaciones de recarga rápida y los estacionamiento públicos, como lugar de masiva recarga lenta, será ejecutada de acuerdo a estos criterios de instalación por parte de clientes comerciales que requerirán de potencias localizadas en ciertos alimentadores de baja o media tensión de la red de distribución, lo que puede significar, eventualmente la necesidad de reforzamiento de las redes de distribución o de nuevas instalaciones de transformación AT/MT o MT/BT por parte de la distribuidora eléctrica.

Estas electrolineras, como se presenta en la subsección 3.2.2 serán numerosas en la medida que se masifique el VE y pueden llegar a ser el medio principal de carga si las baterías evolucionen tecnológicamente para aumentar el rango a valores de 50 [kWh] o más, en cuyo caso según indica Palma "et al" (2010, [2]) "la carga lenta simplemente es impensable, considerando los tiempos de carga, por lo que la evolución a cargadores rápidos es una infraestructura que facilitara sin duda el desarrollo de la industria de EV".

En efecto una experiencia realizada por la empresa se Japonesa Tokyo Electric Power- TEPCO ha demostrado que si no existe una red de carga independiente, la expansión del uso del VE es muy limitada por parte de los usuarios, debido a la necesidad de disponer psicológicamente de una alternativa dentro del rango de movilidad. Esos resultados cambiaron drásticamente instalando un cargador público, lo que aumentó considerablemente el rango medio de desplazamiento de los vehículos en la ciudad de Tokyo, como se observa en la Figura 22 (Botsford y Szczepanek, 2009 [30]).

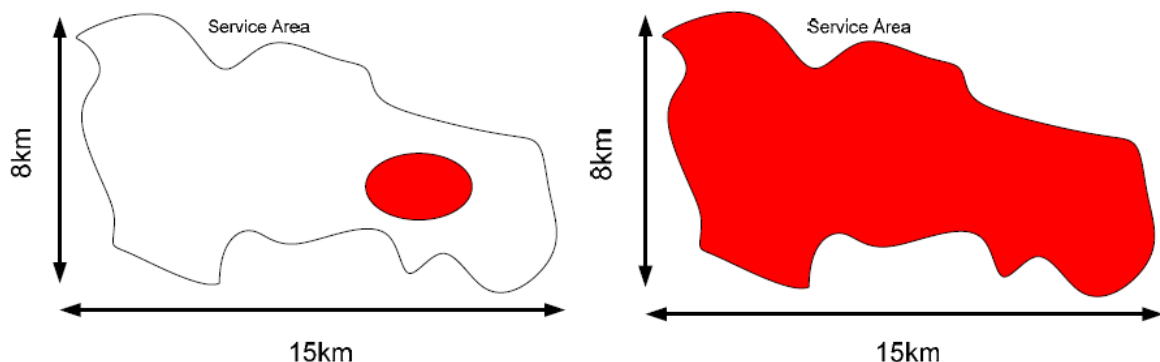


Figura 22: Área cubierta antes y después de introducción de Cargador rápido en Tokio (Botsford y Szczepanek, 2009 [30])

Lo anterior permite concluir que la ubicación de los puntos de carga rápida son un factor relevante para determinar el grado de uso de los VE y por consiguiente su demanda para la red de distribución, factor que será relevante en la medida que la carga rápida sea más común que la carga lenta, por existir baterías de gran capacidad o por existir diversos puntos de carga rápida instalados en la ciudad.

3.2.5 Efectos en la regulación y el mercado eléctrico

En un futuro, se deberá revisar la regulación del sector eléctrico producto del impacto en las redes y el surgimiento de nuevos modelos de negocio, principalmente en torno a temas de tarifas de recarga y especificaciones técnicas de los equipos.

La regulación y reglamentación deben ser favorables al VE si se desea que su penetración tenga éxito, al menos al inicio donde existen barreras de entrada, siendo la principal el costo de adquisición. Se debiera incidir en el ámbito de la comunidad de vecinos para facilitar la instalación de puntos de carga, en el ámbito urbano dando facilidad de acceso y circulación a los VE mediante vías prioritarias, ventajas de estacionamiento, etc; y en el ámbito de la regulación eléctrica facilitando tarifas diferentes y la existencia de comercializadores de energía eléctrica (Amarilla, 2009 [19]), para fomentar la competencias y mejores tarifas eléctricas.

Además, se debe considerar que los sistemas de potencia requieren de servicios auxiliares tales como regulaciones de frecuencia y reservas en giro. Los altos valores que poseen estos servicios y que pueden entregar los VEHC son un incentivo a su conexión para los propietarios de estos vehículos (Wirasingha "et al", 2008 [29]).

Por último, la conexión de las baterías a la red demanda una energía eléctrica con características diferentes a otro tipo de carga eléctrica. Se requiere incorporar elementos de electrónica de potencia que pueden afectar los factores de carga, los armónicos y el control de tensión de la red (Pallisé, 2009 [5]), que deberán estar regulados.

Es importante mencionar también que actualmente las compañías eléctricas están trabajando en temas como la normalización de los enchufes a escala Europea (Guillén, 2009 [17]) y en la planificación de la energía y potencia de las redes para evitar que un despliegue masivo del VE pueda provocar problemas de suministro en cantidad y calidad (Madureira "et al", 2012 [27]).

4. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DE RECONFIGURACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

En este capítulo se presenta una metodología general para determinar la demanda de energía y potencia requerida desde la red para abastecer los VE y el impacto que se proyecta en los requerimientos de reconfiguración de la red eléctrica, en función de la información exógena disponible de caracterización del parque vehicular y de los patrones de consumo eléctrico de la ciudad de Santiago de Chile.

La información exógena de la que se dispone corresponde a:

- Características históricas de crecimiento y distribución del parque vehicular de la ciudad, generalmente elaborado por un organismo público estatal. En el caso de Chile, el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) posee dicha información.
- Las características y patrones de demanda del sistema de transporte de la ciudad, generalmente determinados por un organismo público estatal, alguna universidad o centro de estudios. En el caso de Chile, la Secretaría de Transportes del Ministerio de Transportes (SECTRA) ha realizado diversos estudios y simulaciones en conjunto con la Universidad de Chile y Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Las características y patrones de demanda del sistema eléctrico de distribución de la ciudad. En el caso de Chile, esta información es de propiedad de la empresa distribuidora de la ciudad (Chilectra).
- Las características técnicas de los VE disponibles en la ciudad. En el caso de Chile, como se ha revisa en el Capítulo 3, existen muy pocas unidades vendidas a la fecha, pero se puede proyectar un mercado incipiente con VE que tendrán las características de los VE que se están instalando en los parque de las ciudades del mundo, cuyas características se presentan en los capítulos 2 y 3 de esta tesis.

Mediante esta información, se propone una metodología general, explicada detalladamente en los puntos siguientes, que consta de tres etapas o modelos principales:

- Modelo para determinar el parque vehicular.
- Modelo para determinar la energía consumida por dicho parque vehicular en circulación.
- Modelo para determinar la potencia consumida en el proceso de carga de las baterías de los vehículos integrantes del parque.

La Figura 23 presenta un esquema explicativo de cómo mediante estos tres modelos y la información disponible, en esta tesis se propone obtener la necesidad de reconfiguración de la red de distribución eléctrica de Santiago.



Figura 23: Modelo general para determinar la necesidad de reconfiguración de la red de distribución eléctrica

Cabe destacar que el modelo general propuesto en esta tesis se puede replicar a otras ciudades, en la medida que se disponga de la información exógena necesaria, para conocer el impacto del VE en los primeros años de instalación dentro de los parques vehiculares de cada urbe.

Sin embargo, cabe mencionar que a veces no toda la información exógena es de carácter público. En el caso de Santiago, para el desarrollo de esta tesis se ha utilizado información pública y privada. Aquella de carácter privada ha sido facilitada, para efecto del desarrollo de la investigación, por parte de SECTRA y Chilectra.

4.1 Consideraciones para el caso de estudio aplicado a Santiago de Chile

Para el parque vehicular se considera solamente un tipo de tecnología de vehículo eléctrico de los presentados en el Capítulo 2. Este tipo corresponde al Vehículo Eléctrico Conectable (VEC), lo que significa que por lo tanto se supondrá que todo posible vehículo eléctrico existente deberá abastecerse desde la red eléctrica para efecto de permitir su movilidad. En este sentido, para efecto de maximizar el posible requerimiento desde la red, solo se considera el Vehículo Eléctrico de Batería (VEB), por lo que solo se estudia el proceso de carga de las baterías y no el de descarga a la red, proceso que estos vehículos no son capaces de realizar como se explica en el Capítulo 3.

Cabe destacar que, tal como se indica en el Capítulo 2, la existencia de vehículos que puedan entregar energía y potencia a la red permitirá utilizarse para abastecer el sistema eléctrico en los momentos de demanda de punta, pero no sin antes haberse desarrollado en dicho sistema una forma de gestionar esta generación distribuida por medio de "redes inteligentes".

Por otro lado, en lo que se refiere al tipo de batería, se considerará una de Li-ion, que tal como se presenta en el Capítulo 2 se espera que predomine en el mercado. Esta decisión determina por lo tanto la característica de carga que se utiliza en el estudio.

En lo que se refiere a los puntos de conexión, es importante mencionar que para efecto del estudio no se analiza la posibilidad de que estos existan o no, sino que se supone que se disponen de los necesarios para que se posibilite un desplazamiento del parque vehicular eléctrico considerable en la ciudad, de acuerdo a las necesidades de la población. Es decir se parte de la hipótesis que el desplazamiento no será limitado por la falta de existencia de puntos de carga, cumpliéndose las condiciones expuestas en el Capítulo 3 para la existencia de un parque de VE en la ciudad.

Por lo tanto, el estudio se focaliza en el impacto que provocarán estos puntos de conexión, que tal como se explica en el Capítulo 3 pueden ser de carga rápida, con conexión generalmente trifásica, o lenta, con conexión monofásica en la red de baja tensión o tensión domiciliaria. Para el caso de Santiago, la tensión corresponde a 380 V trifásico y 220 V monofásico.

Finalmente es importante destacar que el impacto de los VE solo se analiza a nivel de requerimientos de energía y potencia de la red, pero no sobre las afectaciones que pueden tener los VE en la calidad de suministro.

4.2 Proyección del parque vehicular eléctrico de Santiago

En primer lugar para poder determinar cuál es el impacto de un parque vehicular en la ciudad de Santiago, es importante determinar cuál será la magnitud de este parque y de qué tipo de vehículos se compondrá.

Por ello, a continuación se determina el parque vehicular eléctrico que se utiliza posteriormente para determinar el consumo en energía y potencia que significará a las redes de la ciudad.

La Figura 24 presenta el modelo que se propone, en base a la información existente, para determinar el tamaño del parque vehicular eléctrico futuro.

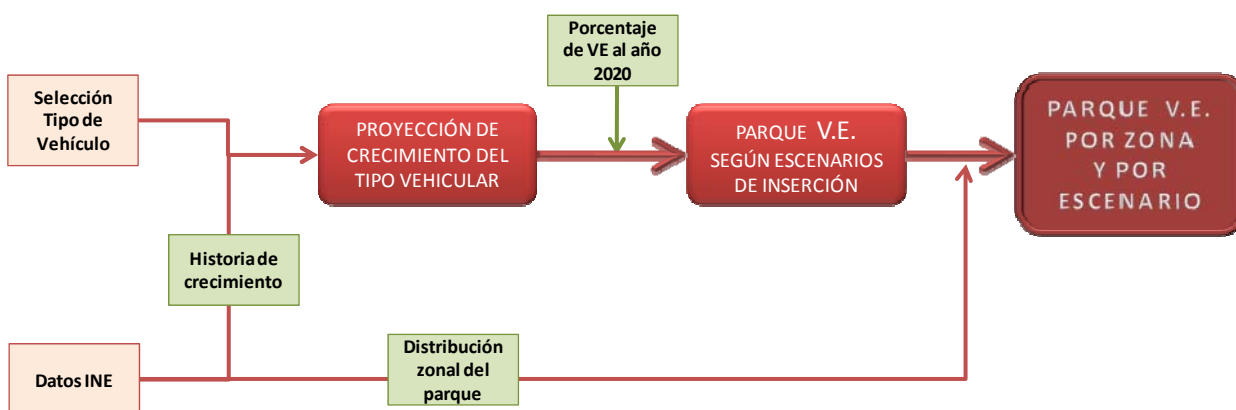


Figura 24: Modelo de determinación del parque vehicular eléctrico anual.

En las siguientes secciones se analiza paso a paso las etapas que se indican en el modelo de la figura, donde el porcentaje de VE al año 2020 será una hipótesis que se utilizará para generar parques vehiculares de diferente tamaño.

4.2.1 Proyección de crecimiento del parque vehicular de Santiago

A partir de los anuarios del Instituto Nacional de Estadísticas Chileno (INE) es posible conocer la evolución del parque vehicular de la ciudad capital (INE, 2010 [31]). Estos anuarios dan cuenta de la totalidad de vehículos motorizados en circulación a nivel nacional con un detalle desagregado por comunas, y se elaboran en base a los números de permisos de circulación entregados año a año por categorías vehiculares, distinguiéndose las siguientes:

- Transporte particular y otros: automóvil y station wagon, jeep, furgón, mini bus, camioneta, motocicleta y similares, otros con motor, otros sin motor.

- Transporte público: taxi, taxi bus, mini bus, bus, otros.
- Transporte de carga: camión simple, tractor camión, tractor agrícola, remolque, otros con motor, otros sin motor.

Al analizar las estadísticas de la Región Metropolitana, región de Chile donde se ubica la ciudad de Santiago, se observa que los vehículos particulares predominan sobre los de transporte público de personas o de transporte de carga, tal como se presenta en la Figura 25, elaborada en base a los datos del anuario 2010.

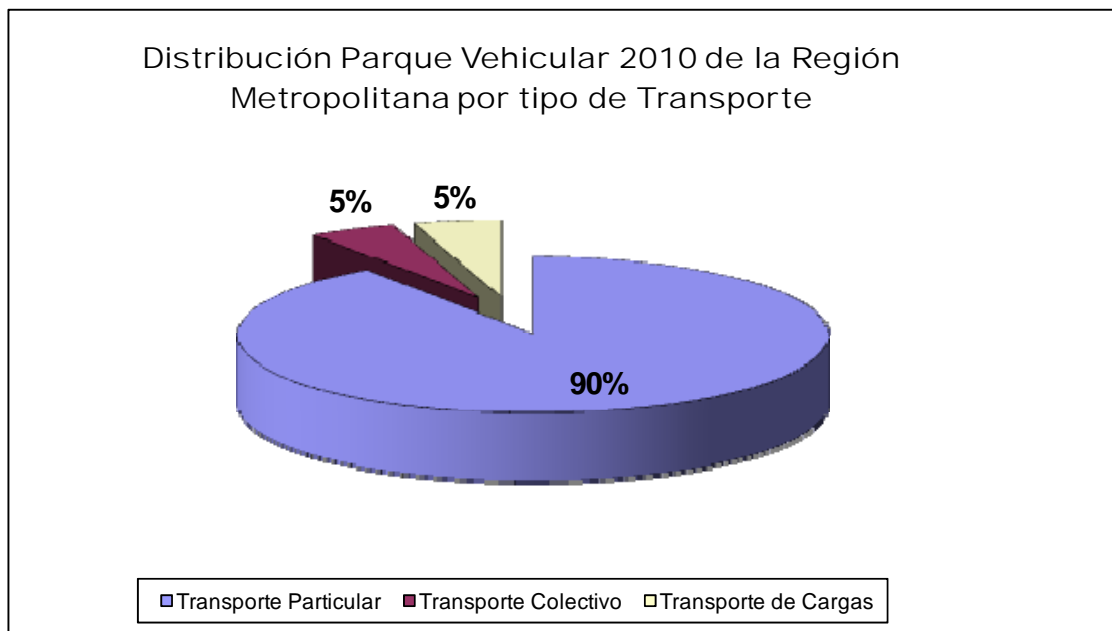


Figura 25: Distribución vehicular

En base a esta información de las comunas de la ciudad de Santiago, se proyecta el parque vehicular de la capital a mediano plazo para este modo de transporte, considerando las tasas de crecimiento del parque en los últimos años. Es decir, para objeto de obtener el parque vehicular futuro sobre el que se determinará un porcentaje de parque de VE, se considera solo el modo de transporte particular, que corresponde al modo más importante dentro del parque de la ciudad.

Dentro de este modo existen diferentes tipos o categoría de vehículos, entre los cuales destacan la categoría "Sedan y Station Wagon" utilizada por el INE, con una participación del 72% del parque vehicular particular en el año 2010, como se observa en la Figura 26. Dado esta situación se define esta categoría, como la categoría de interés para la proyección del parque en el horizonte de estudio.

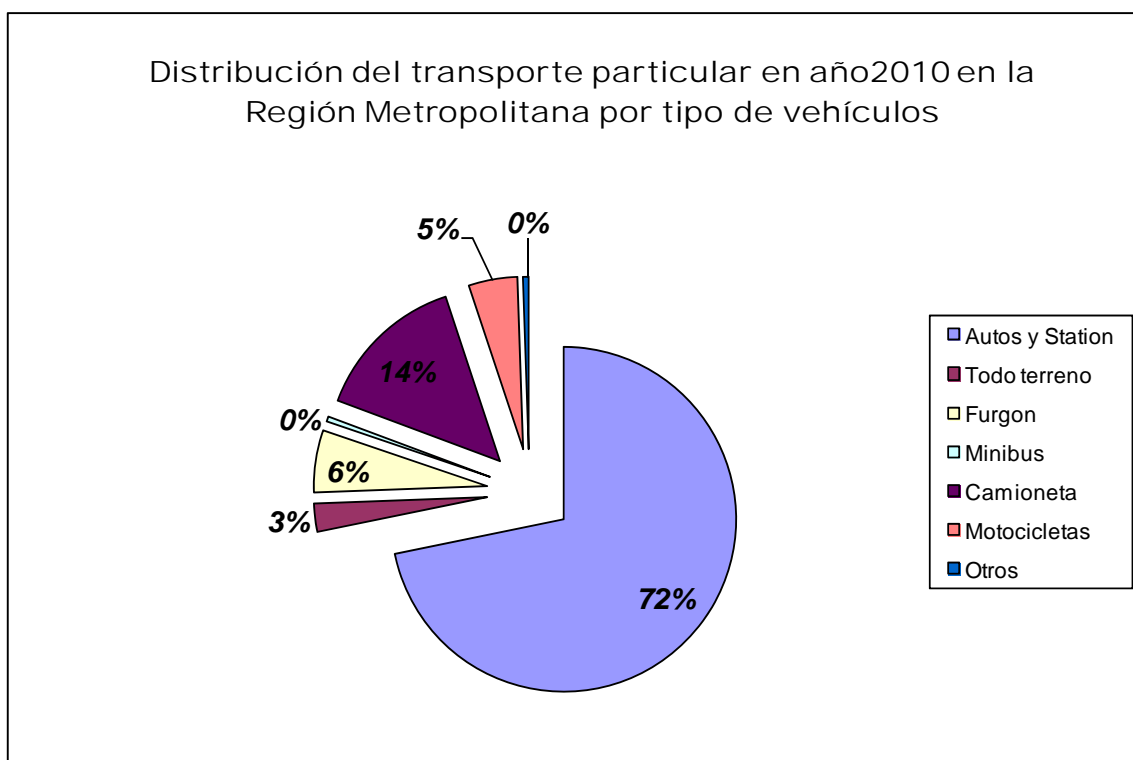


Figura 26: Distribución transporte particular

Del análisis de los anuarios de los años 1990 a 2010, se observa un constante crecimiento de este tipo de vehículos en el parque de la ciudad de Santiago. La Figura 27, elaborada en base a los registros de las comunas de la Provincia de Santiago de la Región Metropolitana, grafica dicho comportamiento. En esta se observa una tendencia de crecimiento constante a excepción de los primeros años del principio de la década del 2000. Además, se observa que este crecimiento se acentúa en el último quinquenio. Por ello, para efecto de la proyección, se considera la tasa media de crecimiento del período 2005 al 2010.

La Figura 28 presenta la tasa de crecimiento vehicular del último quinquenio, cuyo valor fue de 5,7% para la totalidad del parque vehicular de la Región Metropolitana (INE, 2010 [31]). Este valor se reduce a 5,61% al considerarse solo la categoría de vehículos de interés del estudio definida anteriormente ("Sedan y Station Wagon"). Esta tasa se deduce del crecimiento histórico del parque de esta categoría vehicular representado en la Figura 27.

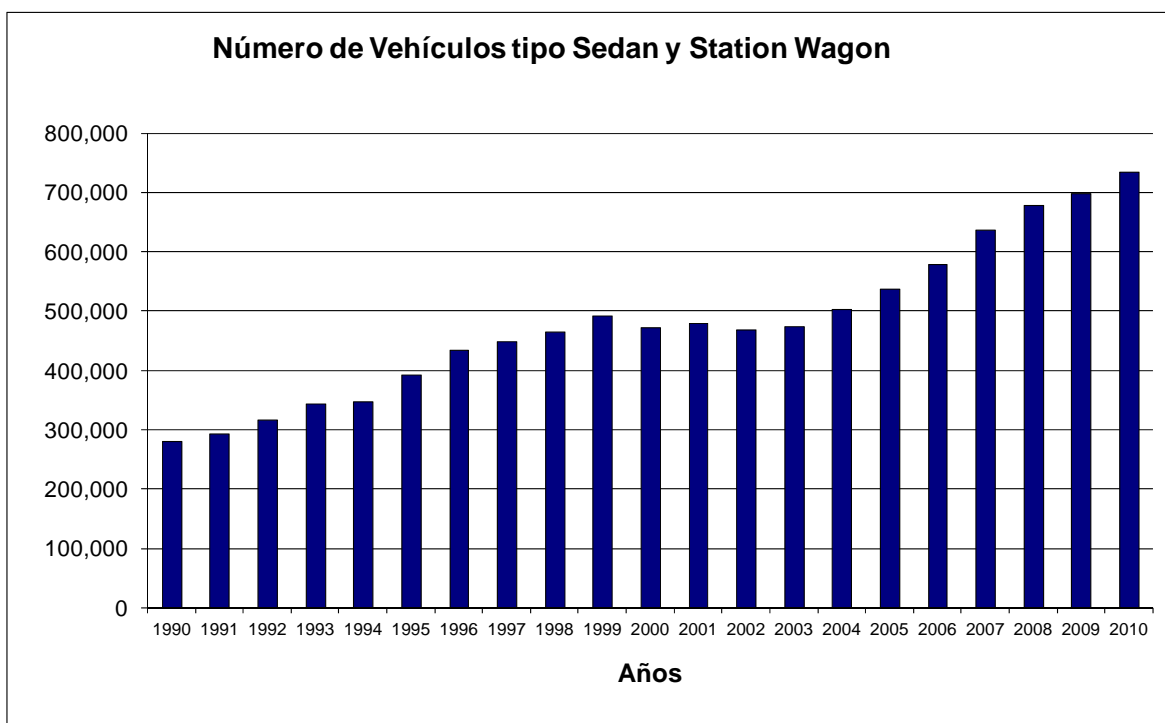


Figura 27: Evolución del parque de automóviles particulares.

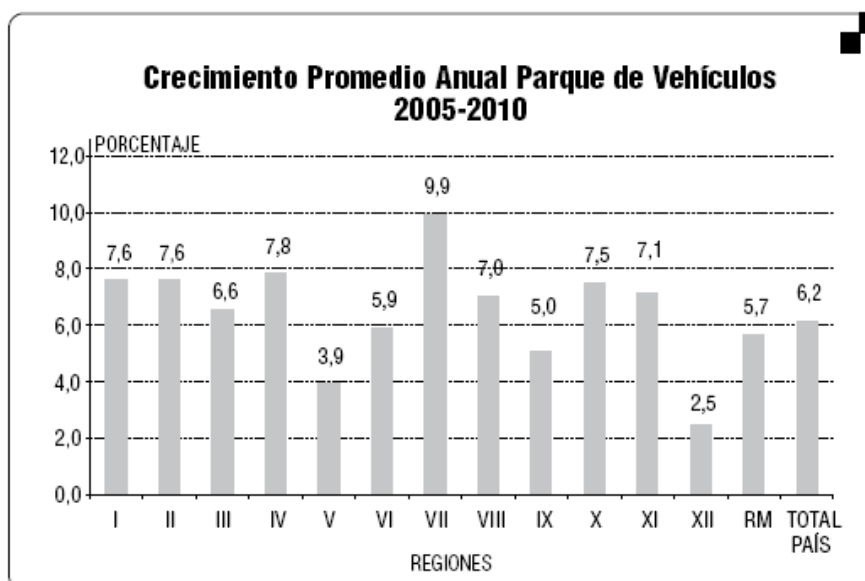


Figura 28: Tasas Regionales de crecimientos vehiculares (Instituto Nacional de Estadística, 2010 [31])

Esta tasa de crecimiento de 5,61% se mantendrá o aumentará en la medida que siga creciendo la economía nacional. En efecto, el crecimiento vehicular se relaciona con la capacidad económica de la población por medio del índice de vehículos per cápita. Al respecto, tal como se observa en la Figura 29, el último quinquenio la cantidad de vehículos particulares por cada diez habitantes ha ido en constante alza, al igual que el índice de automóviles de

la categoría "Sedan y Station Wagon" por cada diez habitantes de la Región Metropolitana.

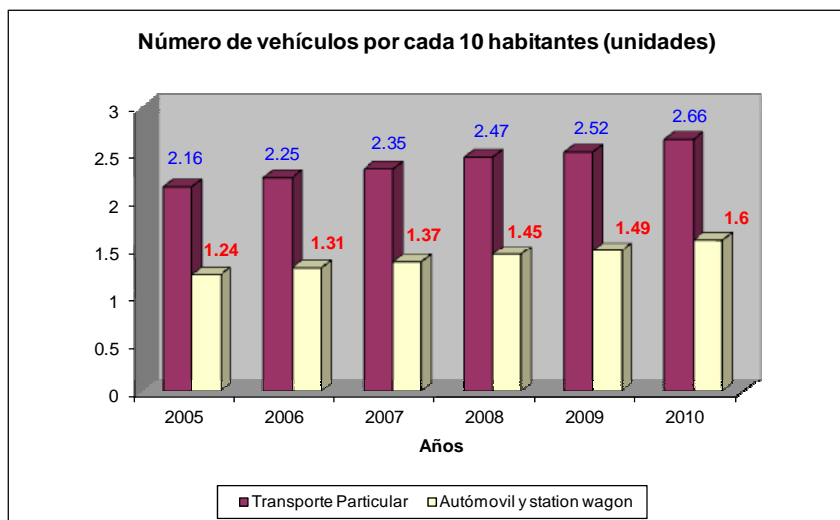


Figura 29: Número de vehículos por habitantes en Chile (Instituto Nacional de Estadística, 2010 [31]).

VEHÍCULOS MOTORIZADOS POR HABITANTE. AÑO 2004 (Unidades por 10 habitantes)				
PAÍS	TOTAL MOTORIZADOS		PAÍS	TOTAL MOTORIZADOS
Portugal	7,5		Grecia	4,3
Nueva Zelanda	6,9		Hungría	3,2
Australia	6,4		Irlanda	4,6
Dinamarca	4,3		Corea	2,9
Francia	6,0		Turquía	1,3
Alemania	5,9		Federación Rusa	1,9
España	5,7			

Tabla 4: Vehículos por habitantes en países de la OCDE (Instituto Nacional de Estadística, 2006 [32])

Por otro lado, este índice se puede utilizar para comparar el nivel de motorización nacional con respecto al de otros países desarrollados o en vías de desarrollo. En la Tabla 4 se presenta la relación que existía el 2004 entre algunos países de la OCDE y el índice del año 2010. Tal como se puede constatar, la tasa de motorización de 2,66 es aún baja con respecto a la de los países desarrollados.

Sin embargo, considerando el constante crecimiento de parque presentado en la Figura 27 y que Chile es un país con economía creciente, por lo que se espera un crecimiento del PIB per cápita de Chile, se puede proyectar que este índice crezca hasta llegar a los valores de la OCDE, y por consiguiente, se espera un nivel de crecimiento del parque vehicular a tasa igual o superiores a las que se observan hoy en día en la Figura 28.

Por lo tanto, en base a lo analizado se considera un valor adecuado utilizar al la tasa de crecimiento del último quinquenio para el parque, correspondiente a 5,61%, como tasa media de crecimiento en el periodo de proyección del parque.

Con este valor se proyecta el parque vehicular de la categoría en estudio para el decenio 2010-2020. El resultado se presenta en la Figura 30, donde se observa que de continuar la tendencia de crecimiento del parque vehicular de Santiago de los últimos cinco años, a fines de este decenio el parque vehicular de la categoría en estudio se duplicará, lo que sin duda representará un desafío para el desplazamiento de estos vehículos en la ciudad, más aun considerando la cantidad que esta categoría de vehículos representa dentro del parque total.

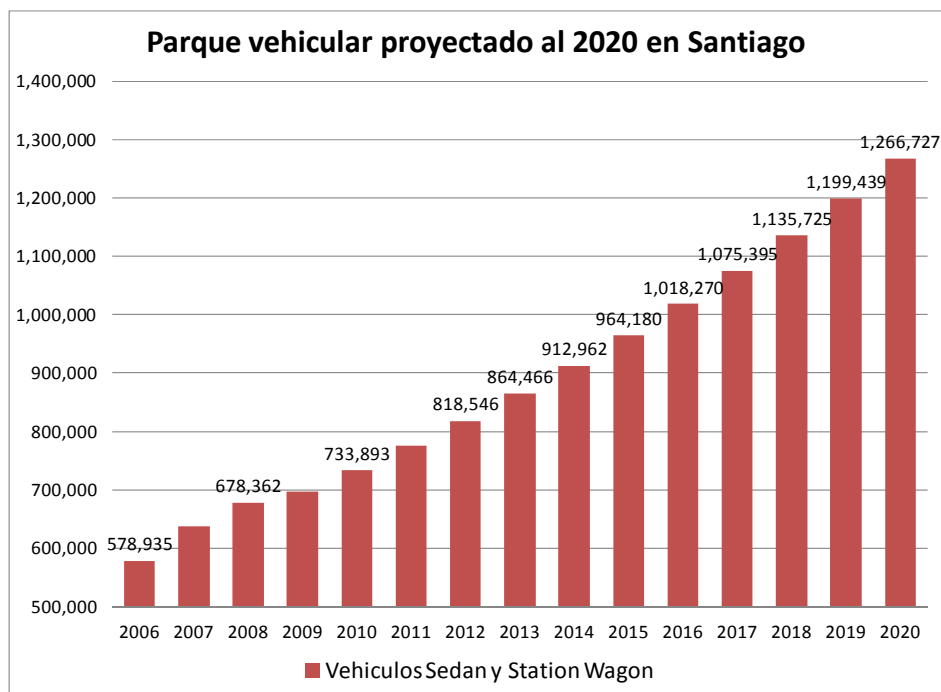


Figura 30: Proyección del parque vehicular de automóviles en Santiago.

4.2.2. Participación del parque vehicular eléctrico de Santiago

Tal como se indica en el Capítulo 2, recién el año 2011 se ha iniciado la venta comercial de los vehículos eléctricos conectables. En Chile solo han

llegado pocos modelos a un precio de adquisición que por el momento dificulta la posibilidad de un parque vehicular eléctrico significativo.

Dado lo anterior, no existe una estadística histórica que se pueda utilizar para proyectar la existencia de un parque vehicular eléctrico en Santiago. Por ello, en esta tesis se propone realizar dicha proyección generando un escenario base de inserción vehicular anual a tasa constante, tasa que se puede variar luego según escenarios de proyección. Cabe mencionar que esta tasa será muy dependiente de los niveles de autonomía que tengan los VE que lleguen a Chile y de su costo de adquisición, como se ha visto en el Capítulo 3.

En el mediano plazo, tal como se indica en el Capítulo 2, se espera que las tecnologías de las baterías permitan aumentar la autonomía de los VE, disminuyendo sus costos de adquisición. En ese sentido son claves las decisiones de los países líderes en el mercado automotriz como Estados Unidos, Alemania y Japón. Al respecto el gobierno del Presidente de Estados Unidos, Barack Obama, tiene como meta lograr la circulación de un millón de vehículos eléctricos al año 2015 (Bailey, 2009 [33]). Por otra parte, en España el sector privado ha desarrollado, en conjunto con el Gobierno Español, una proyección de existencia de un parque vehicular de aproximadamente 3 millones de vehículos eléctricos en el 2020, lo que equivaldrá en ese entonces, de acuerdo a las proyecciones efectuadas, a un 10% del parque vehicular total (Soto y Díaz, 2009 [24]). La Figura 31 presenta la proyección de ventas de VE en los países Europeos en concordancia con la proyección de España.

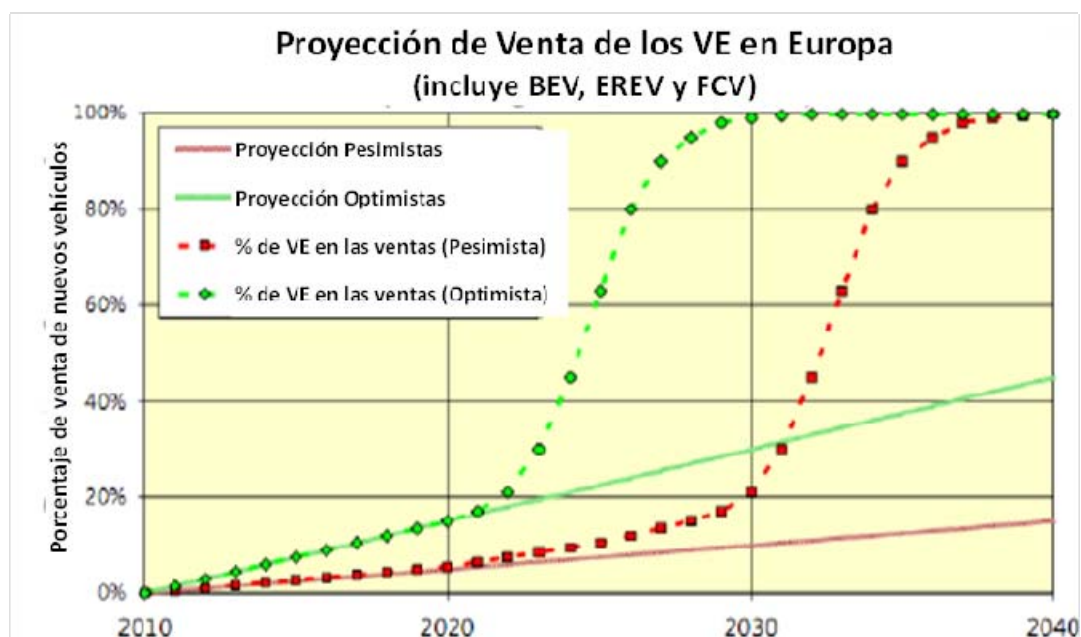


Figura 31: Proyección de venta de los VE en Europa (Rivier "et al" 34, 2011 [34])

Considerando estos antecedentes, se propone usar como tasa media de inserción anual para el escenario base, aquella que permita equiparar estas proyecciones extranjeras de una participación de 10% de VE en el parque vehicular.

Si bien esta tasa de inserción de 10% del VE en la ciudad de Santiago de Chile es optimista, considerando que en la actualidad el Gobierno Chileno no ha desarrollado un plan de acción y que Chile no es un actor protagonista en desarrollo ni investigación del mercado automotriz, se propone utilizarla para efecto de estudiar el impacto de un parque de VE de tal magnitud en la ciudad de Santiago. Este escenario base luego se puede sensibilizar a niveles de inserción menores o mayores, usando como horizonte de proyección el mismo año 2020 como ya se ha mencionado.

4.2.2.1 Determinación del parque vehicular eléctrico

Tal como se indica en la Figura 30, en caso de seguir la tendencia media de crecimiento de los últimos años, se espera que en el año 2020 existan aproximadamente 1.260.000 vehículos de la categoría "Sedan y Station Wagon". Dado el grado de participación del VE que se espera para ese año, para el escenario base de estudio indicado en el punto anterior, se supondrá que el 10% de ese parque vehicular corresponderá a vehículos eléctricos de la misma categoría, es decir aproximadamente 126.000 vehículos eléctricos.

Considerando las posibles categorías de VE presentados en la tabla 2, estos vehículos del tipo "Sedan y Station Wagon" corresponden a los del tipo M1 de la mencionada tabla presentada en el Capítulo 2. Por consiguiente, se considerará que los 126.000 vehículos del año 2020 serán de la categoría M1.

Dicha cifra esperada de 126.000 VE en escenario base, significa que del total de autos que ingresan anualmente en el parque, el 25% de estos debieran ser eléctricos considerando una tasa anual constante de inserción desde el año 2012. Se ha usado el año 2012 como primer año de proyección considerando que la venta de esta tecnología se inició el 2011.

En base a esa tasa de crecimiento anual del 25%, en la Figura 32 se presenta el crecimiento del parque vehicular eléctrico como una parte del parque vehicular proyectado en la Figura 30, para el período 2012 al 2020, que corresponde al periodo de estudio de esta tesis.

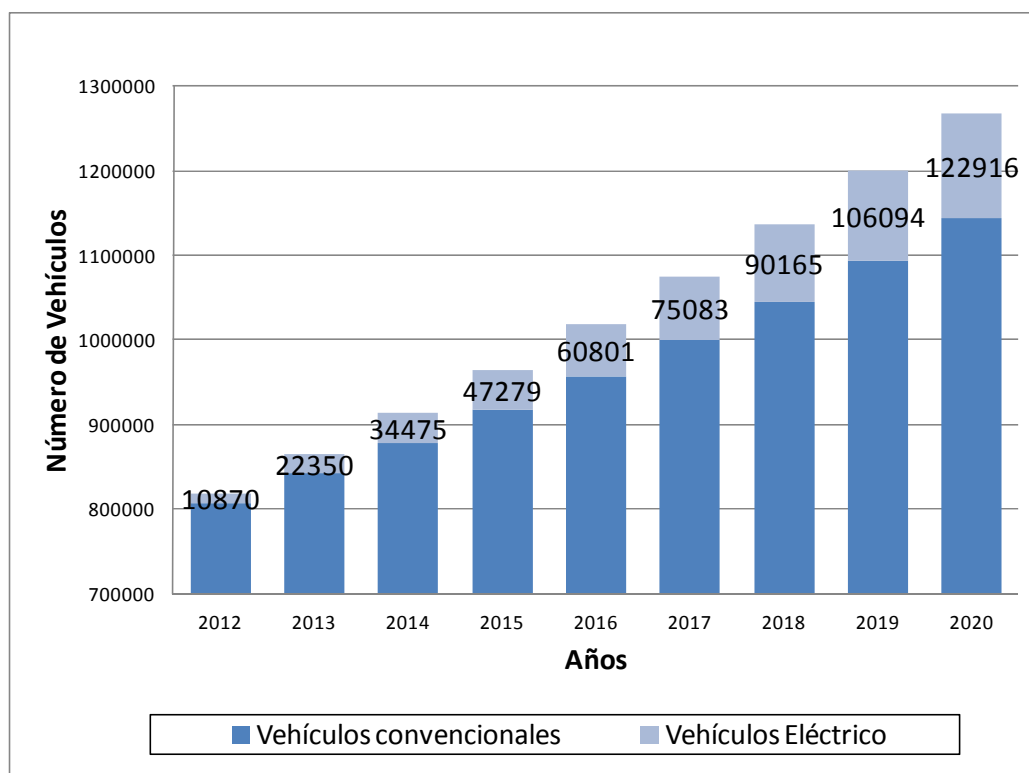


Figura 32: Parque eléctrico proyectado

Cabe mencionar que este parque vehicular de categoría M1 proyectado podrá estar compuesto por una diversidad de tecnologías y marcas de vehículos eléctricos presentadas en el Capítulo 2 y que ya son posible encontrar en el mercado: VE de Baterías (VEB, acrónimo en inglés BEV), VE Híbrido Conectable (VEC, acrónimo en inglés PHEV).

Por último, para efecto de considerar diferentes posibilidades de participación eléctrica en el parque vehicular, se implementan escenarios con distintos niveles de inserción de VE. Como ya se ha indicado, el escenario base considera un 10% de inserción al año 2020, logrado con una tasa anual de crecimiento de 25% desde el año 2012. Los otros escenarios se han diseñado con niveles de inserción menores y mayores de la tecnología eléctrica en el parque al año 2020. En la Tabla 5 se presentan las tasas de crecimiento anual por escenario (El escenario base corresponde al escenario 2).

Escenarios	Tasa anual de crecimiento de VE [%]	Nivel de inserción de VE al 2020 con respecto al parque proyectado [%]
0	SIN VE	0
1	15	6
2	25	10
3	50	20
4	80	30

Tabla 5: Escenarios de inserción vehicular eléctrico

La Figura 33 presenta el crecimiento anual esperado de los parque vehiculares eléctricos obtenidos con los escenarios de la Tabla 5.

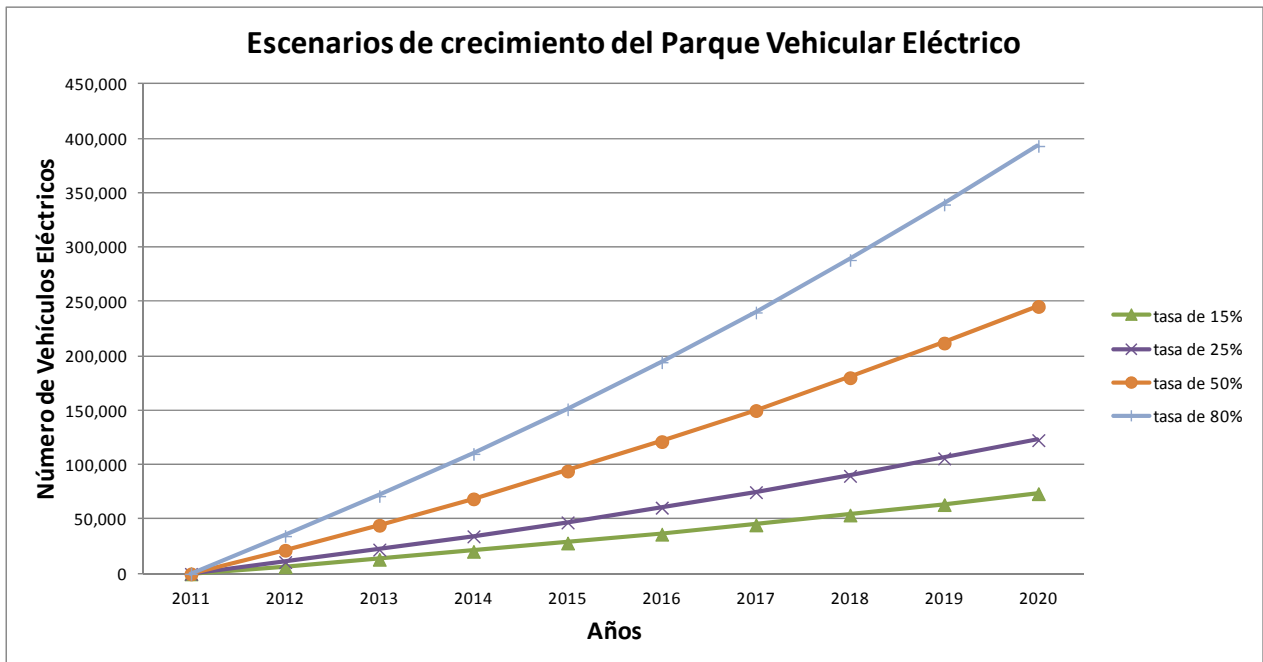


Figura 33: Crecimiento anual de los VE según tasas de crecimiento

4.2.2.2 Distribución del parque vehicular eléctrico

Además de generar escenarios posibles de tamaños del parque vehicular eléctrico esperado, es importante estudiar como este parque se distribuirá geográficamente dentro de la ciudad de Santiago en base a las estadísticas históricas de distribución de los vehículos en la ciudad.

Para efecto de esta tesis, la Provincia de Santiago, compuesta por 32 comunas, se sectoriza en 6 grandes sectores o zonas: Norte, Occidente, Oriente, Centro, Sur y Sur Oriente. Estos sectores corresponden a la sectorización utilizada por la Secretaria de Transporte (SECTRA) del Ministerio de Transporte (MTT) en la Encuesta de Origen y Destino, encuesta que recoge los patrones de uso y distribución de los vehículos y de los viajes en la ciudad (SECTRA, 2006 [35]).

La Figura 34 presenta la ubicación de los sectores de Santiago que se consideran en esta tesis en un mapa de la Provincia donde se ubica la ciudad de Santiago.



Figura 34: Comunas de la Provincia de Santiago y sectorización utilizada (SECTRA, 2006 [35])

Utilizando esa subdivisión territorial, se puede conocer la distribución del parque de la categoría vehicular en estudio (categoría "Sedan y Station Wagon") por sector para cada año a partir de los anuarios del INE.

La Figura 35 presenta la distribución obtenida para el año 2010, donde se observa que el sector oriente concentra los vehículos de la categoría de vehículos en estudio.

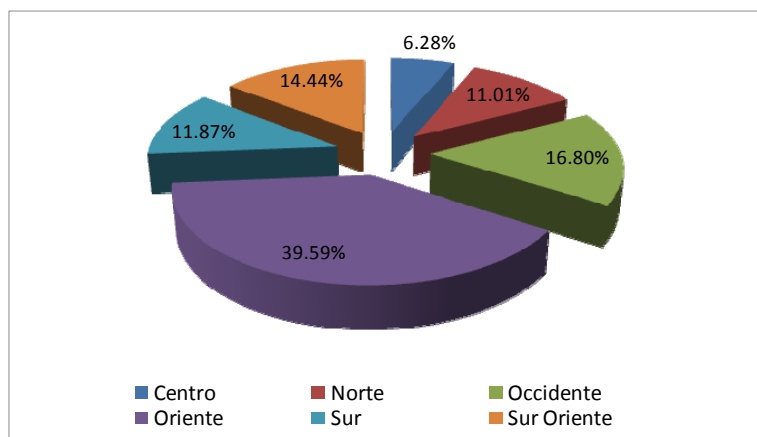


Figura 35: Distribución del parque vehicular de la categoría "Sedan y Station Wagon" en año 2010

Se propone entonces, para efecto de distribuir el parque VE de la categoría en estudio (M1), utilizar la media de la distribución sectorial de los vehículos entre los años 2005 y 2010 (INE, 2006 [32]; INE, 2010 [31]). De esta forma, se construye un primer caso (caso 1) de distribución geográfica del parque de VE según los niveles estadísticos de distribución por zona del parque vehicular.

La Figura 36 presenta la distribución bajo el caso 1 del parque vehicular eléctrico a año 2020 para cada uno de los posibles escenarios de la Tabla 5. Se observa que gran parte del parque vehicular, con un porcentaje cercano al 40%, se concentrará en la zona oriente de la ciudad bajo este caso de distribución.

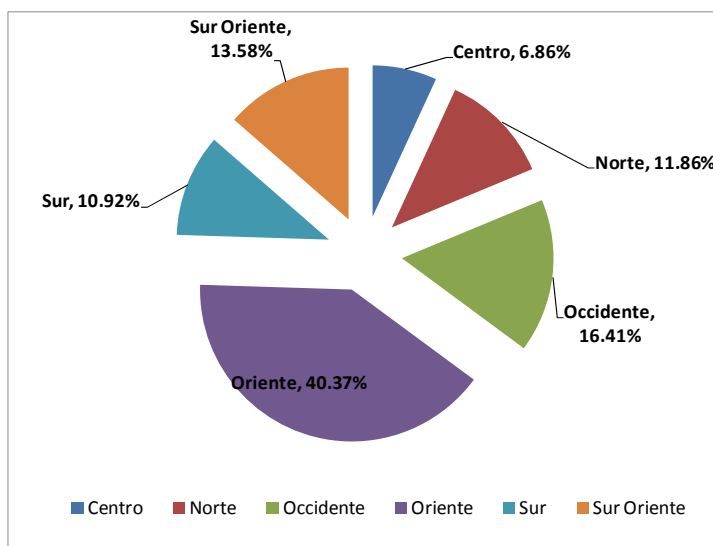


Figura 36: Distribución de vehículos eléctricos en año 2020 (caso 1)

Por otro lado, es importante destacar que la zona oriente es la que concentra el mayor nivel socio-económico de la ciudad. Por lo tanto, considerando que, como se revisó en el Capítulo 2, el precio de venta de los VE es actualmente muy superior al del vehículo convencional; en el periodo de estudio es muy probable que la adopción de esta nueva tecnología se concentre más aún en dicha zona a lo que hoy se observa para el VCI (Figura 35).

Además, si se analiza el nivel de motorización actual por sectores presentado en la Figura 37, se observa que la tasa de la zona oriente posee una clara diferenciación con respecto a las otras zonas, llegando a valores incluso del doble de la tasa de otros sectores.

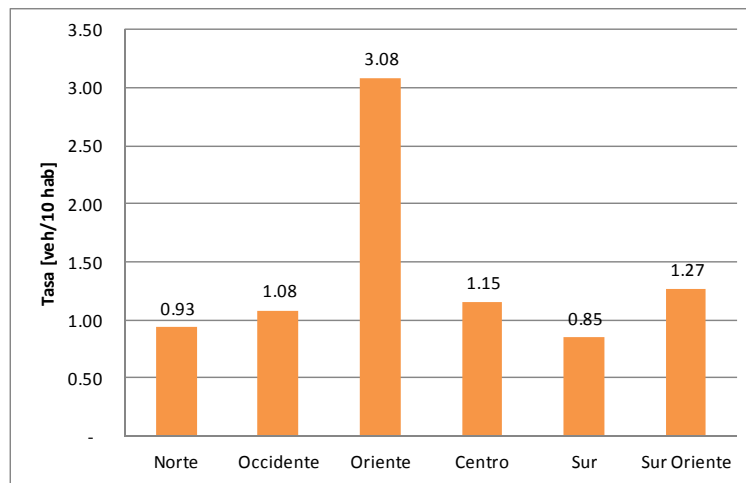


Figura 37: Tasa de motorización por sector en la ciudad

Por ello, en base a los antecedentes de la Figura 37 y de la capacidad adquisitiva de la población de la zona oriente, se propone construir un segundo caso de distribución, correspondiente a una situación crítica de concentración sectorial. Este segundo caso (caso 2) se diseña considerando un escenario de distribución en donde cerca del 80% del parque se concentra en la zona oriente para el 2020, generando ese caso mediante la consideración de una penetración de parque eléctrico bajísimo en todas las comunas (3%) en el 2020, a excepción de las comunas del sector oriente con tasas muy superiores, del orden del 20%.

El resultado de la distribución de este segundo caso se presenta en la Figura 38 en el año 2020, distribución que se puede aplicar a cada uno de los escenarios de inserción posibles definidos en la Tabla 5.

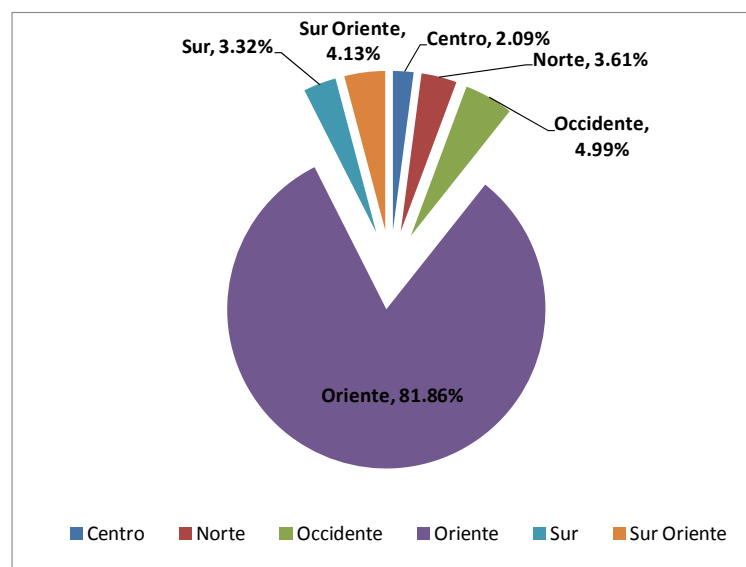


Figura 38: Distribución de vehículos eléctricos en 2020 concentrados en zona oriente (caso 2).

4.3 Metodología para determinar la energía del parque vehicular eléctrico

Para determinar la energía que consumirá el VE desde las redes, es preciso conocer cuánto es la energía que consumirá el parque vehicular eléctrico en circulación dentro de la ciudad.

En efecto, esta energía consumida por los VE desde la red en el proceso de carga de sus baterías se relaciona directamente con las características de uso vehicular en la ciudad. Para el caso de la ciudad de Santiago, estas características se recogen en la Encuesta de Origen y Destino (SECTRA, 2006 [35]).

Conociendo estas características, se puede determinar el consumo energético del parque vehicular proyectado en la sección anterior, bajo el supuesto que los patrones de circulación de este vehículo eléctrico van a ser iguales a los patrones de circulación de los vehículos convencionales, determinados por la necesidad de los usuarios y no por las características de los vehículos.

Al respecto es importante destacar que según lo revisado en la sección 2.5 del Capítulo 2, existen diversas barreras que pueden impedir una participación importante de los VE en los parques vehiculares, entre otras, el comportamiento de la población como se ha comentado en la sección 3.2.4 del Capítulo 3 y explicado en la Figura 22. Sin embargo, en este estudio se considera que los puntos de conexión a la red del VE existen en la ubicación y cantidad necesaria pues de lo contrario pudiera no ocurrir la inserción real de un parque de VEB en el parque vehicular en la ciudad. En efecto, según se indica en Palma "et al" (2010 [2]) "el efecto de ansiedad provocado por la autonomía acotada de esta tecnología, puede generar un nivel de desincentivo al uso de VEB, el que podría contrarrestarse efectivamente con la disponibilidad de una red de cargadores rápidos".

Por último, cabe mencionar que para efecto del estudio, se considera que la energía consumida en circulación, será igual a la energía extraída de las redes eléctricas. Es decir, no se consideran efectos de pérdidas existentes en la conexión de los procesos de carga y descarga de las baterías eléctricas.

4.3.1 Características del flujo vehicular en Santiago

La demanda por transporte dentro de la ciudad determina la característica del flujo vehicular. Esta demanda no es uniforme sobre toda la red ni a lo largo del día. Lo anterior se refleja en que en algunos momentos se generen condiciones de punta y fuera de punta, que provoca en algunos lugares congestión producto del alto tráfico. En efecto, la demanda por transporte puede concentrarse en ciertos períodos particulares del día, de la semana o

del año, según sean las características del tráfico o flujo en hora punta u hora fuera de punta.

Por otro lado la demanda por transporte es una demanda derivada de las necesidades de las personas (ir a trabajar, ir a estudiar, ir a comprar, ir de vacaciones, etc) y la necesidad del mercado (mover bienes o mercancías). Por ello caracterizar el flujo vehicular en una red vial no es una tarea fácil, porque se asocia esencialmente a satisfacer diferentes y complejas necesidades del sistema de actividades de una ciudad que pueden variar temporal y geográficamente.

Las características de este tráfico, o de los flujos, se obtienen mediante modelos de simulación de transporte. En particular, para la ciudad de Santiago existe un modelo de simulación denominado ESTRAUS (SECTRA, 2006 [36]), desarrollado por parte de la SECTRA en conjunto con las Universidades de Chile y Pontificia Universidad Católica de Chile.

ESTRAUS es un modelo de equilibrio simultáneo que permite modelar el sistema de transporte de la ciudad de Santiago. Para la modelación, ESTRAUS considera diversas etapas. Estas etapas son: generación, atracción, distribución, partición modal y asignación de viajes. Para obtener la solución final, ESTRAUS realiza una interacción de las tres últimas etapas con un algoritmo de tipo simultáneo que interactúa con cuatro submodelos detallados a continuación:

- Socioeconómico: Predice variables relacionadas con el sistema de actividades de los usuarios, los hogares por rango de ingreso, las tasas de motorización, la población y su distribución espacial.
- De generación y atracción: A partir del sub-modelo anterior, predice la generación y atracción de viajes para cada una de las zonas en que se subdivide el estudio.
- De equilibrio simultáneo: Resuelve conjuntamente la distribución, partición modal y asignación de los viajes a las diferentes redes de transporte público y privado, considerando que la interacción entre estos utiliza una infraestructura común, obteniendo flujos de vehículos y pasajeros en cada arco y los niveles de servicio.
- De evaluación económica: Realiza un análisis beneficio-costos mediante el cálculo del beneficio social neto, considerando la disposición a pagar por los usuarios, el beneficio de los operadores, las inversiones y costos de operación.

La base de datos que se utiliza para alimentar los diferentes submodelos se construye a partir de las siguientes fuentes de información:

- Encuesta de Origen-Destino (EOD): Contiene información respecto a las características socioeconómicas y viajes para hogares y personas a nivel de la ciudad.
- Uso de suelo: Contiene información desagregada a nivel de zona censal del sistema de actividades de la población.
- Redes de transporte: Representan la infraestructura vial y los servicios de transporte público de superficie.
- Conteo de tráfico: Contiene datos sobre flujos vehiculares, clasificados según tipos de vehículos y tasas de ocupación vehicular para las principales arterias de la red vial.

La Figura 39 corresponde a una visualización en un sistema de georeferenciación (por ejemplo GIS Arcview) de la red de arcos que se utiliza por parte del modelo ESTRAUS para simular el tráfico en la ciudad de Santiago, y la Figura 40 a una visualización de una parte de dicha red.

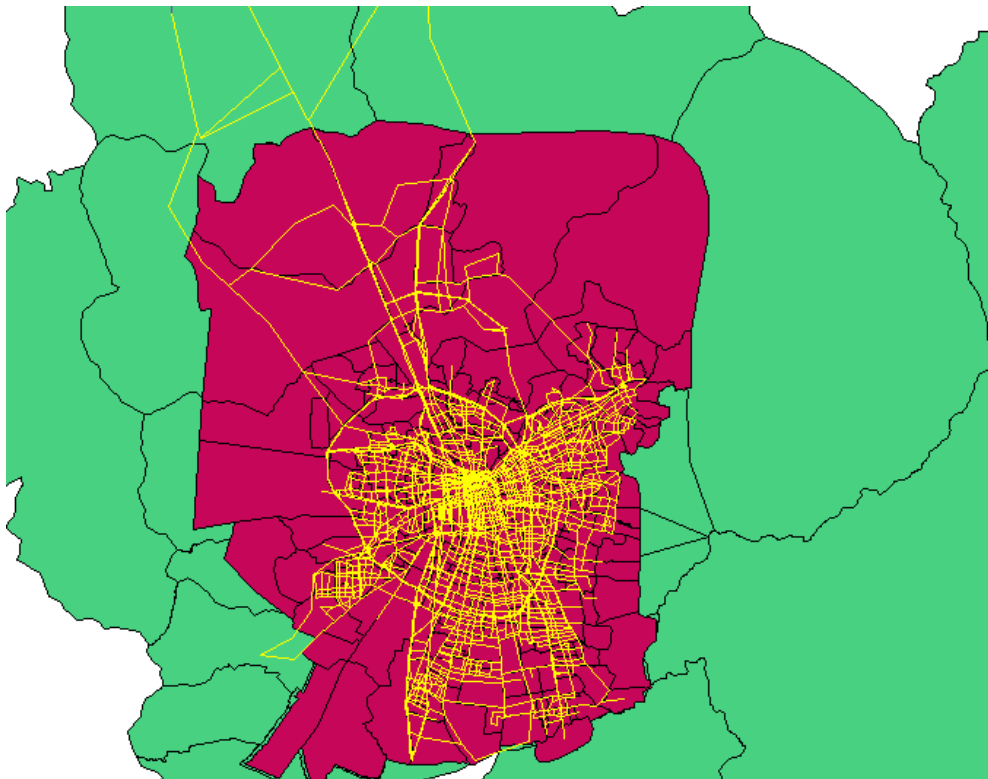


Figura 39: Arcos viales de la ciudad de Santiago utilizados por ESTRAUS para simular flujos vehiculares

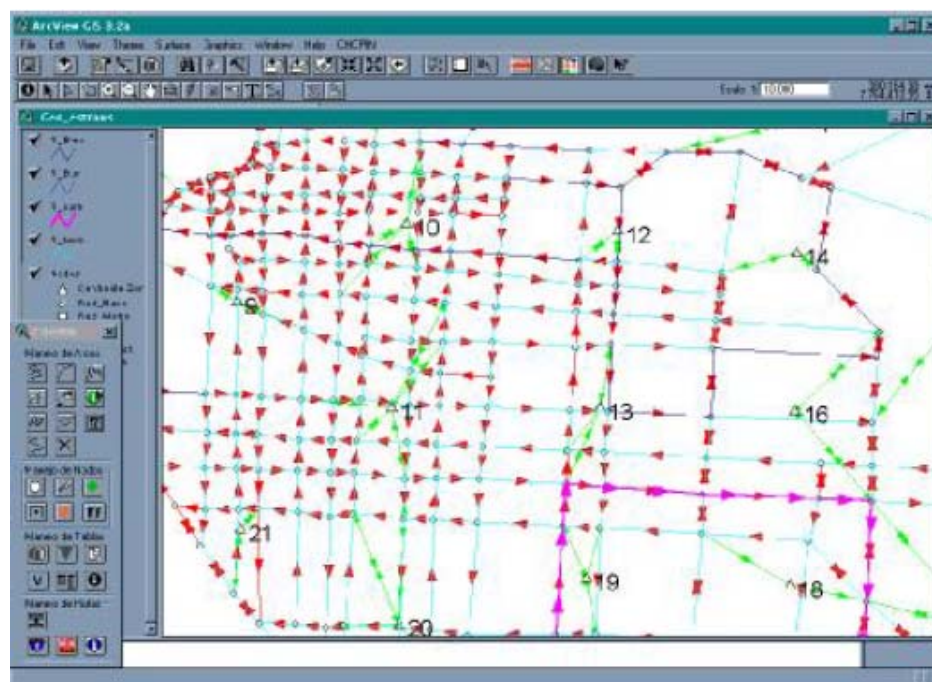


Figura 40: Interfaz gráfica utilizada por ESTRAUS para simular flujos vehiculares (SECTRA, 2006 [36])

Mediante el uso de ESTRAUS se obtiene lo que se denomina una corrida del flujo vehicular bajo un escenario de simulación. Esta corrida entrega la información del flujo en hora punta a nivel de cada tramo de cada comuna de la ciudad y su velocidad media de circulación. La hora de punta corresponde a la hora de 7:30 a 8:30 AM, equivalente al momento de mayor flujo vehicular total, y necesario para efecto de dimensionar las redes de transporte.

Este flujo de hora punta se puede expandir a lo largo del día mediante perfiles de flujo para obtener el flujo diario total. Para ello es necesaria la caracterización del flujo durante el resto de las horas del día. Estos perfiles se obtienen del trabajo "Actualización del Modelo de Cálculo de Emisiones Vehiculares – MODEM" (MIDEPLAN y Universidad de Chile, 2002 [37]) en el que se indican los resultados de las campañas de observación de flujos en terreno y conteos automáticos instrumentados realizados por la SECTRA para las distintas categorías vehiculares en los diferentes días de la semana (día hábil, fin de semana o festivo). Estos perfiles de flujo se presentan en el Anexo 1.

El flujo se subdivide en dos categorías: Flujo variable y flujo fijo. El flujo variable corresponde a los vehículos livianos de uso particular tales como sedan, Station Wagon, jeep, etc. En cambio, el flujo fijo se subdivide en buses licitados, camiones, taxis colectivos y taxis privados (SECTRA, 2006 [36]). Para efecto del estudio, solo se considera el flujo variable que abarca

la categoría de vehículos sobre el que se proyecta el parque VE de Santiago en la sección anterior.

4.3.2 Consumo del parque vehicular eléctrico en circulación

El consumo de un vehículo en circulación depende de su eficiencia en el traspaso de la energía interna (del combustible en el caso del VCI o de la batería eléctrica en caso del VE) y su velocidad media de circulación, y se caracteriza por curvas teóricas internaciones que relacionan la velocidad con el gasto de combustible según tipo de vehículo. Una adaptación de estas curvas a la realidad nacional ha sido realizada por el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Chile. Esta variación se ha incorporado a los modelos MODEM con objeto de determinar las emisiones de VCI en circulación producto del consumo de su combustible, por medio de las funciones de consumo, que se pueden abreviar como FCC (MIDEPLAN y Universidad de Chile, 2002 [37]).

MODEM es un programa que utiliza corridas del modelo ESTRAUS para obtener las emisiones de contaminantes específicos asociados a distintas categorías vehiculares. Básicamente MODEM recibe información de composición y velocidad de un flujo desde el modelo ESTRAUSS, y por medio de modelos de curvas típicas de emisión, genera como resultado los niveles de emisiones de contaminantes atmosféricos producidos por la actividad de fuentes móviles urbanas según tipos de vehículos (MIDEPLAN y Universidad de Chile, 2002 [37]).

Por esta razón se propone utilizar este modelo para determinar el gasto de energía eléctrica en circulación por parte del parque vehicular en estudio, considerando que se puede hacer una analogía entre el consumo de combustible y el consumo de energía eléctrica, obteniendo así la curva de consumo eléctrico para el vehículo en función de su velocidad media de circulación. De esta forma, para efecto del modelo MODEM, se considera el VE como una categoría que consume combustible pero sin emitir contaminantes. El combustible, en este caso, corresponde a la energía eléctrica almacenada en sus baterías.

Para determinar el factor de consumo de energía eléctrica, se utiliza el factor de consumo de la categoría vehicular equivalente, para caso del estudio la categoría M1 de la Tabla 2 como ya se ha mencionado anteriormente, y se multiplica por un factor que relaciona proporcionalmente el rendimiento esperado promedio de los vehículos de combustión interna y el de los vehículos eléctricos de la misma categoría, circulando a la misma velocidad promedio de circulación. Para la ciudad de Santiago, considerando los antecedentes de la SECTRA (SECTRA, 2006 [35]) y los resultados de las corridas de ESTRAUS, se utiliza una velocidad media 30 km/hr y un

rendimiento eléctrico de 7 km/kWh para determinar el factor (IEEE, 2007 [38]), con lo que se obtiene la siguiente función de consumo:

$$FCC = 552,25 * V^{-0.5486} \cdot \frac{1.25}{750} \quad (1)$$

De esta forma, mediante la integración de los modelos ESTRAUS y MODEM se obtiene el consumo de un parque vehicular eléctrico en circulación según las características de flujos esperados de tráfico, determinados por los patrones de viaje de la ciudad. La Figura 41 presenta un diagrama esquemático de la integración realizada.

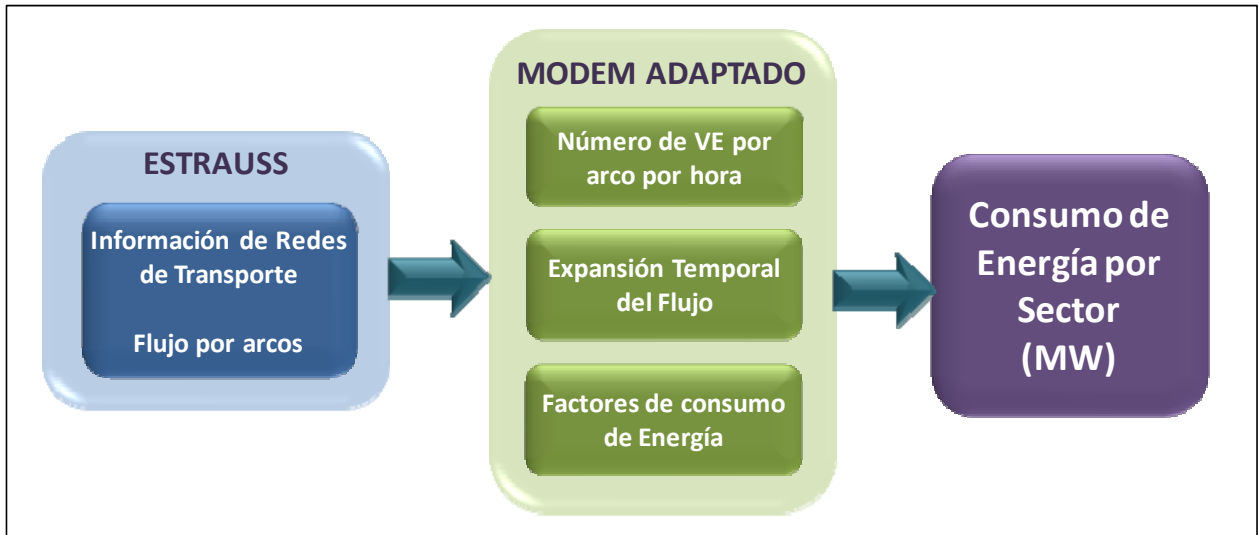


Figura 41: Diagrama de bloques para la obtención del Gasto de energía eléctrica del parque vehicular (Riveros "et al", 2012 [39])

En términos generales, lo que se realiza es adaptar el modelo MODEM para efecto de obtener el consumo de energía por cada sector de la ciudad, sumando el consumo energético de cada tramo o arco de la red vial de ESTRAUS en cada hora del día. De esta forma, la energía que se consume en un sector determinado en una hora determinada i corresponde a:

$$E_{sector_i} [MWh] = \sum_{j=1}^N E_{arco_{ij}} \quad (2)$$

Donde $E_{arco_{ij}}$ corresponde al consumo por tramo j en la hora i de un flujo de VE circulando a una tasa de consumo de energía eléctrica e_{ij} , medida en kWh/km. Es decir,

$$E_{arco_{ij}} [kWh] = e_{ij} [kWh / km] \cdot L_j [km] \cdot \quad (3)$$

Esta tasa de consumo de energía por kilómetro e_{ij} se obtiene con los factores de consumo obtenidos con la función FCC determinada para la categoría

vehicular eléctrica k , y F_{kij} correspondiente al perfil horario del flujo de dicha categoría en cada tramo:

$$e_{ij} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{km}} \right] = F_{kij} \cdot CF(\bar{v})_k \quad (4)$$

De esta forma, sumando la energía obtenida por sector en cada hora i para las 24 horas del día, se puede obtener la energía diaria consumida por el parque vehicular eléctrico.

Por último, para efecto de esta metodología, es importante destacar lo siguiente:

- Para efecto del estudio solo se poseen corridas para el año 2010 y 2030. Por lo tanto, considerando que se quiere conocer el consumo en los años futuros en el periodo 2012-2020, y que no existen corridas para esos años a disposición, para efecto de la metodología se multiplicaron los flujos de cada arco del año 2010 por un factor de ponderación F_e , que corresponde al número de VE proyectados en la comuna para cada año de estudio, conocido para cada uno de los escenarios de proyección y casos distribución del parque de VE definidos. Lo anterior se basa en considerar que a nivel agregado no debiera existir gran diferencia en el resultado y se puede mantener la distribución de los flujos en el tiempo, al ser dependientes de las características de transporte de la población. Para efecto de validar este supuesto y su efecto en el resultado de energía, se realiza también esta proyección utilizando el comportamiento de flujo recogido en las corridas del año 2030 y se comparan los resultados.
- Además, es importante mencionar que si bien se ha realizado el estudio con solamente una categoría vehicular eléctrica, esta metodología se puede replicar para otras categorías que se desee estudiar. Es así como se puede calcular el consumo energético de cualquier categoría vehicular k con la siguiente expresión general que se puede implementar al modelo MODEM:

$$E_{ijk} = FT_{jk} [\text{veh} / \text{h}] \cdot C_i \cdot FCC(v)_k [\text{kWh} / \text{km}] \cdot L_j [\text{km}] \quad (5)$$

Donde los términos de la ecuación (5) corresponden a:

- E_{ijk} : Gasto de combustible en [kWh] en un arco j para la categoría vehicular k en una hora i determinada.
- FT_{jk} : Flujo vehicular en [vehículos/h] total en arco j en hora de punta.

- L_j : Largo del arco evaluado en [km]
- $FCC(v)_k$: Factor de consumo de energía eléctrica en función de la velocidad media medido en [kWh/km] para la categoría k.
- C_i : Perfil de flujo o fracción de flujo total FT_{jk} correspondiente en la hora i para la categoría vehicular k.

4.4 Metodología para determinar la potencia del parque vehicular eléctrico

La energía consumida en el día por el parque vehicular se abastecerá de las redes del sector de la ciudad, más específicamente de los alimentadores de la red de distribución, lo que conlleva a considerar un efecto dependiente del lugar de conexión. Para efecto de este estudio se analizará este efecto sobre la red eléctrica a nivel de distribución secundaria, es decir la red de media tensión de distribución eléctrica de la ciudad de Santiago.

Por consiguiente el desafío es determinar las cantidades de potencia de conexión, los lugares y momentos de carga de los vehículos del parque vehicular eléctrico, factores que determinarán el impacto en potencia en los alimentadores de esta red de distribución. Este impacto, tal como para el caso de la energía, es dependiente de las características de transporte de la urbe o del uso de los VE por la población como se explica en la Figura 23.

4.4.1 Potencia agregada de la conexión de los vehículos eléctricos en la red

Los requerimientos de potencia son función de la potencia, la frecuencia y el tiempo de conexión del VE a la red de un lugar determinado. Tal como se presenta en el Capítulo 3, en el mercado existen principalmente dos tipos de carga: la carga lenta y la carga rápida. La carga lenta se realiza en instalaciones domiciliarias monofásicas, a diferencia de la carga rápida que requiere una instalación trifásica.

En concordancia a los patrones determinados en países europeos presentados en la Figura 42 (Downing y Ferdowsky, 2010 [26]), se puede considerar que siempre al final del día los VE se conectarán en su lugar de estacionamiento para realizar un proceso de carga lenta durante las horas nocturnas (similar a la costumbre de llegar al hogar y cargar el teléfono celular).

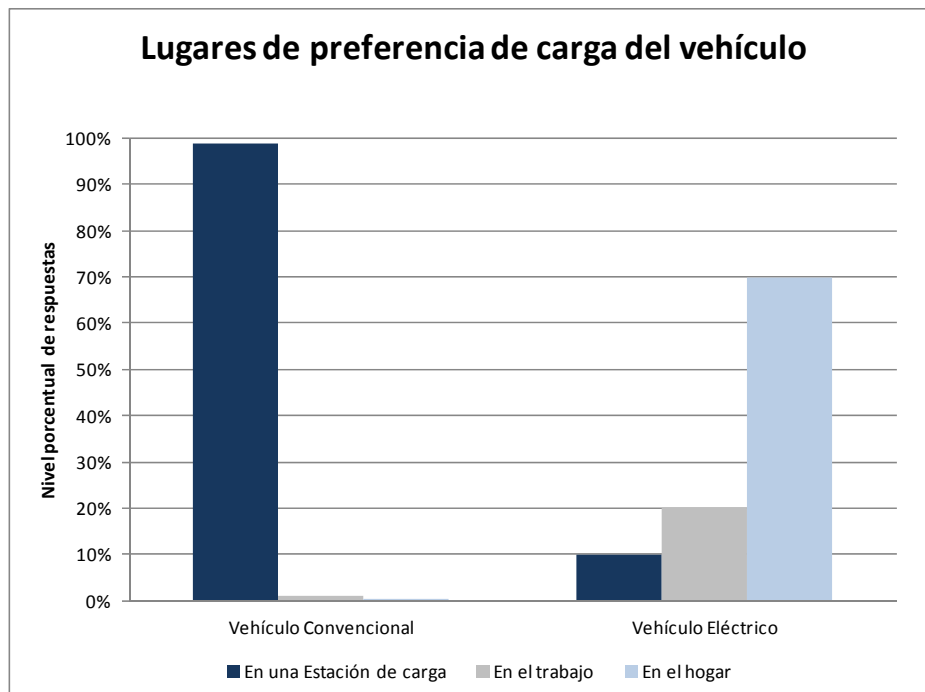


Figura 42: Preferencia de lugar de recarga del vehículo (Downing y Ferdowsky, 2010 [26])

Dado los patrones de la Figura 42, se considera para la metodología la hipótesis de que los automovilistas preferirán la carga domiciliaria, que corresponde a una carga lenta, más aún si la autonomía de los VE futuros es suficiente para los viajes diarios; y solo una porción menor optará por la carga rápida cuando lo requiera. Cabe mencionar que esta situación es la que se espera para Santiago, al menos en la primera etapa de instalación del VE en el mercado chileno (Palma "et al", 2010 [2]).

De esta forma, solo aquellos vehículos que recorran distancias muy largas, provocando un descenso importante del nivel de carga de su batería, es decir del nivel de SOC (Ball "et al", 2010 [21]), se verán obligados a realizar un proceso de carga rápida en algunos puntos intermedios de los trayectos diarios realizados.

Considerando los efectos de ambas cargas y los números de vehículos que se conectarán, se puede determinar la potencia de carga del parque de VE por hora desde la red eléctrica (compuesta por un conjunto de alimentadores o tramos de alimentadores) cómo:

$$P_{\text{carga}} = P_{\text{lenta}} \cdot n_l + P_{\text{rapida}} \cdot n_r \quad (6)$$

Donde p_{lenta} es la potencia máxima de carga de un vehículo en modalidad lenta, n_l es el número de vehículos que cargan en modalidad lenta, $p_{\text{rápida}}$ es

la potencia máxima de carga de un vehículo en modalidad carga rápida y n_r es el número de vehículos que cargan en dicha modalidad.

Tal como se ha visto en el Capítulo 3, los valores de potencia de carga obedecen al tipo de VE. Para las potencias de carga lenta y rápida, dado que el estudio considera vehículos tipo M1 (Ball "et al", 2010 [21]), se usaron valores de 3 [kW] y 15 [kW] respectivamente, que corresponden a los valores medios de mercado de este tipo de VE. Además, en base a lo expuesto en la Figura 42, se consideró n_l como todos los VE que residen en los hogares abastecidos por una cierta red eléctrica.

Por su parte n_r corresponde al número de VE que cargan en modalidad rápida en la misma red. El parámetro n_r será una fracción del parque VE que se diferenciará por lugar de conexión en función de:

- El número de VE, de todo el parque, que cargan en la red.
- Nivel de descarga de la batería al momento de tener la posibilidad de conectarse a la red. Cabe recordar que para tal efecto se usa la hipótesis de que existen los puntos de conexión suficientes para abastecer el vehículo cuando este lo requiere.
- Los propósitos de los viajes.

Cada una de estas variables se explica a continuación considerando la red eléctrica dividida por los sectores de la ciudad determinados en el punto 4.2.

El número de VE que cargan en la red de un sector se deriva de Encuesta de Origen y Destino (SECTRA, 2006 [35]). De esta encuesta es posible conocer la distribución, frecuencia y tiempos de los viajes que se realizan entre cada sector de la ciudad bajo cada modo de transporte. Considerando el tipo de VE en estudio, se selecciona la información del modo de transporte privado, información presentada en las Tabla 6 y Tabla 7 a continuación.

Sector Origen	Sector Destino								Total
	Norte	Occidente	Oriente	Centro	Sur	Sur Oriente	Externa	Sin Inf.	
Norte	242.246	45.572	69.378	22.173	14.054	18.782	3.143	131	415.478
Occidente	39.546	415.761	40.027	61.836	48.597	16.516	4.930	0	627.213
Oriente	70.652	44.352	1.045.367	77.071	41.885	81.863	8.250	2.816	1.372.255
Centro	27.651	51.208	78.584	81.571	33.462	36.597	1.594	0	310.668
Sur	15.629	44.021	49.212	29.192	286.072	50.171	7.914	2.506	484.718
Sur Oriente	14.034	15.533	85.178	34.133	57.918	350.072	16.260	1.843	574.971
Externa	1.071	7.453	3.416	1.777	9.103	7.985	0	0	30.805
Sin Inf.	112	0	2.816	0	1.255	1.743	0	0	5.926
Total	410.940	623.899	1.373.976	307.752	492.346	563.731	42.092	7.296	3.822.034

Tabla 6: Matriz Origen Destino de viajes diarios del modo de transporte privado (SECTRA, 2006 [35])

Sector Origen	Sector Destino						Total
	Norte	Occidente	Oriente	Centro	Sur	Sur Oriente	
Norte	0:15	0:32	0:38	0:29	0:57	0:50	0:36
Occidente	0:31	0:16	0:44	0:31	0:37	0:55	0:35
Oriente	0:36	0:54	0:17	0:29	0:44	0:32	0:35
Centro	0:33	0:31	0:27	0:13	0:30	0:43	0:29
Sur	0:50	0:33	0:43	0:28	0:17	0:28	0:33
Sur Oriente	0:59	0:47	0:31	0:39	0:27	0:14	0:36
Total	0:37	0:35	0:33	0:28	0:35	0:37	0:34

Tabla 7: Tiempos de viaje diarios del modo de transporte privado (SECTRA, 2006 [35])

A partir de los datos presentados en la Tabla 6, que indican el número de viajes entre zonas en un año determinado, se construye la Tabla 8 que presenta la distribución de viajes. Esta distribución proyectada a los años futuros de estudio se considera válida para el caso del parque de VE. Esta hipótesis nuevamente se sustenta en la consideración de la mantención de las características de tráfico indicada en los puntos anteriores.

	Norte	Occidente	Oriente	Centro	Sur	Sur-Oriente	Externo	S/I	TOTAL
Norte	62.13%	7.04%	10.39%	8.18%	3.44%	3.85%	0.35%	4.61%	100.00%
Occidente	5.43%	65.86%	5.84%	9.47%	6.55%	2.56%	0.23%	4.06%	100.00%
Oriente	3.59%	2.58%	72.82%	6.24%	2.45%	7.79%	0.30%	4.23%	100.00%
Centro	9.76%	16.69%	24.95%	25.73%	11.59%	8.26%	0.12%	2.91%	100.00%
Sur	2.83%	6.82%	6.35%	7.33%	62.20%	9.86%	0.60%	4.01%	100.00%
Sur oriente	3.04%	2.66%	17.79%	4.49%	8.88%	58.19%	0.20%	4.74%	100.00%
Externo	18.18%	12.12%	31.06%	7.58%	14.39%	11.36%	2.27%	3.03%	100.00%
S/I	12.39%	15.43%	34.60%	5.60%	12.45%	16.50%	0.06%	2.98%	100.00%
	117.35%	129.19%	203.81%	74.62%	121.95%	118.38%	4.14%	30.57%	

Tabla 8: Distribución porcentual de la Matriz Origen Destino del modo de transporte probado

Por su parte, el nivel de descarga de la batería está en directa relación con la autonomía del VE y con los tiempos medios de viaje.

Dependiendo de la autonomía del VE y del tiempo acumulado de viaje según su desplazamiento (se usan tiempos medios equivalentes a los presentados en la Tabla 7) se puede definir el momento de carga T de un VE que determina el momento en que el VE requiere recargar sus baterías antes de finalizar su trayecto diario. Por lo tanto, este tiempo T tiene relación directa con la autonomía de las baterías y por lo tanto con su capacidad.

La Figura 43 presenta las frecuencias de capacidad de baterías de los VE de la categoría M1 existentes en el mercado, categoría usada en esta tesis.

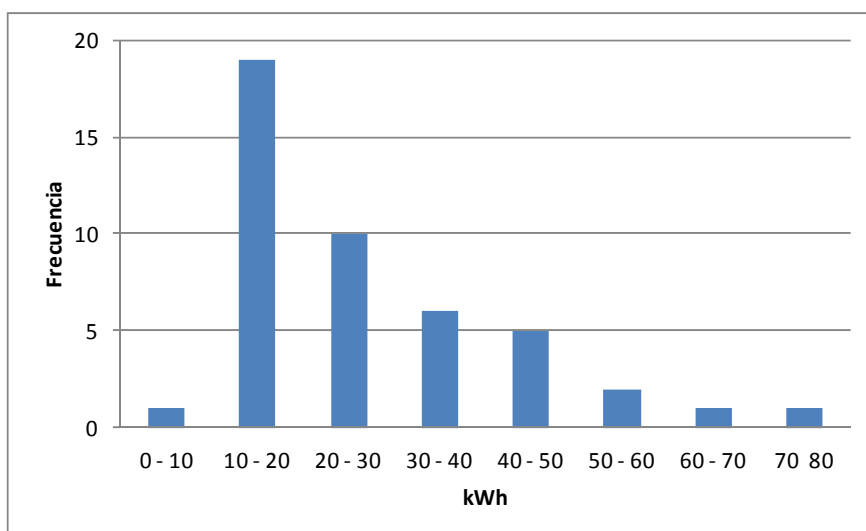


Figura 43: Distribución de frecuencia de las autonomías de baterías esperadas de un parque VE (Ball "et al", 2010 [21])

En la Figura 43 se observan frecuencias predominantes en torno a 10-20 kWh. También se distingue que la mayoría de los VE utiliza tecnología bajo 40 kWh. En base a lo anterior, para el estudio se utilizó una autonomía media de 15 kWh. Además, considerando la velocidad media del parque en torno a 30 km/h indicada en la sección 4.3, se obtiene un momento de carga T del VE igual a 60 minutos aproximadamente. Adicionalmente, se considerará a este valor de 60 minutos, otros casos de mayor autonomía en el que T es igual 90 o 120 minutos, basado en que, como se revisó en el Capítulo 2, se espera que aumentarán los rangos de autonomía del VE en el mediano plazo.

Por último los propósitos de viajes se relacionan con las actividades de los usuarios de los VE. Para efecto del estudio se consideran los patrones de un día laboral, equivalentes a los de mayor uso vehicular presentados en la Figura 44. En base a esta distribución se propone definir viajes diarios de 2, 3 y 4 tramos que representan distintos propósitos de viaje en el desplazamiento diario de un mismo VE. La Tabla 9 presenta la frecuencia de viajes según las posibilidades de tramos que se utilizan en el estudio.

Viajes	Frecuencias
	[%]
Viaje de 2 etapas	40
Viajes de 3 etapas	30
Viajes de 4 etapas	30

Tabla 9: Frecuencia de viajes por tramos

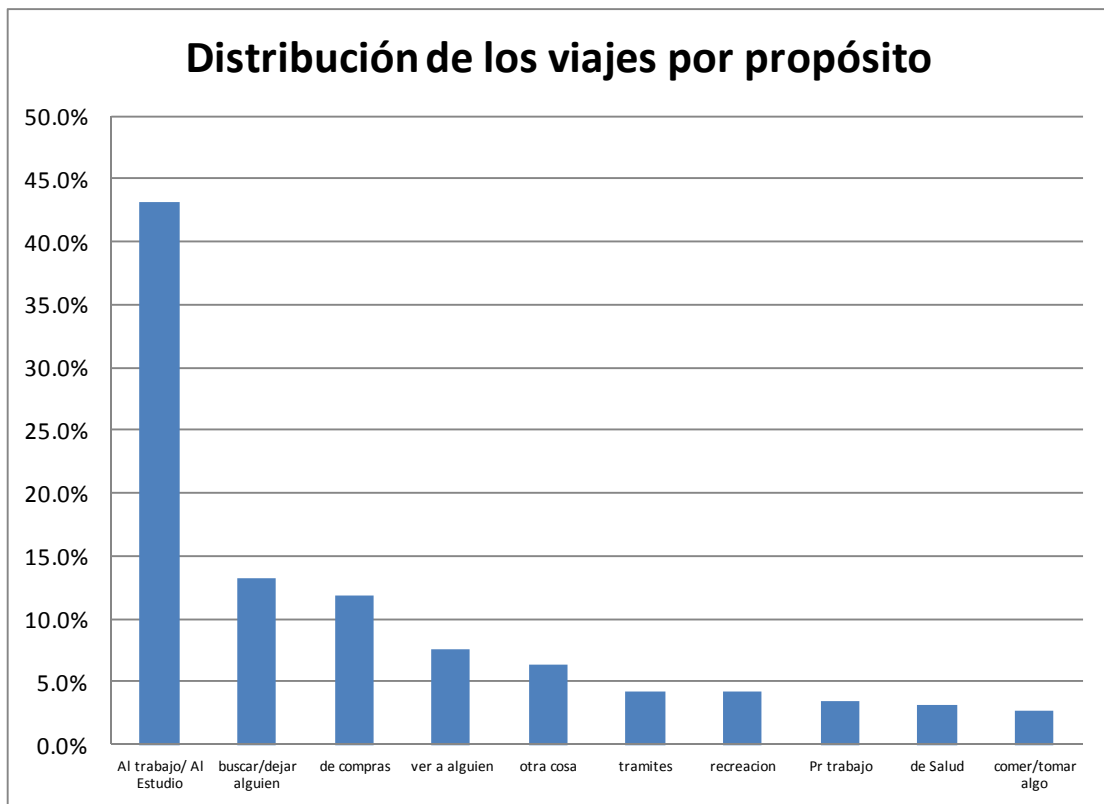


Figura 44: Distribución de los viajes por propósito (Ball "et al", 2010 [21])

De esta forma se logra determinar la cantidad de potencia agregada que se requerirá de la red de cada zona, considerando las cuatro variables presentadas en la ecuación (6), y determinar entonces la carga a nivel zonal para las redes eléctricas que abastecen la ciudad en estudio.

Para ello se implementa un algoritmo de simulación computacional mediante una herramienta ad-hoc, por ejemplo MATLAB. Este algoritmo consiste en primero definir la zona de carga Z_j (sector que se desea estudiar) y la zona de partida Z_i (sector de procedencia de los vehículos que cargan en la zona). Luego se procede a computar todas las posibles secuencias que contienen la zona Z_j dentro de los trayectos y que parten en Z_i . Esto se realiza para 2, 3 y 4 tramos según las frecuencias de ocurrencia de viajes definidos anteriormente en la Tabla 9. Utilizando estas secuencias y la distribución del flujo vehicular entre zonas presentadas en la Tabla 8, se obtienen las proporciones del parque que viajan de un sector a otro. De la misma manera, usando las secuencias y los tiempos de viaje entre zonas determinados en la Tabla 7, se obtiene los tiempos de viaje acumulado. Este tiempo, al superar el umbral de T , determinará el número de vehículos que realizará el proceso de carga rápida en la zona en que se encuentre el vehículo en ese momento del día, entregado por el modelo.

Por último, se puede determinar la potencia agregada a cada alimentador específico de una red de una zona determinada, distribuyendo la potencia agregada zonal obtenida entre la totalidad de alimentadores o tramos de alimentadores que cubren la red de la zona geográfica.

Considerando la distribución homogénea de la carga por las redes eléctricas de media tensión de la ciudad, se utiliza un factor de prorratio equivalente a la relación entre la potencia instalada de cada alimentador y la potencia total instalada en el sector, igual a:

$$f = \frac{P_{inst\ alim}}{P_{inst\ sector}} \quad (7)$$

De esta forma se obtienen los valores de potencia agregada a conectar en cada alimentador de una zona determinada, separados por una componente de carga lenta y otra de carga rápida. La Figura 45 presenta un diagrama explicativo del modelo propuesto que se utiliza y que ha sido descrito en esta sección:

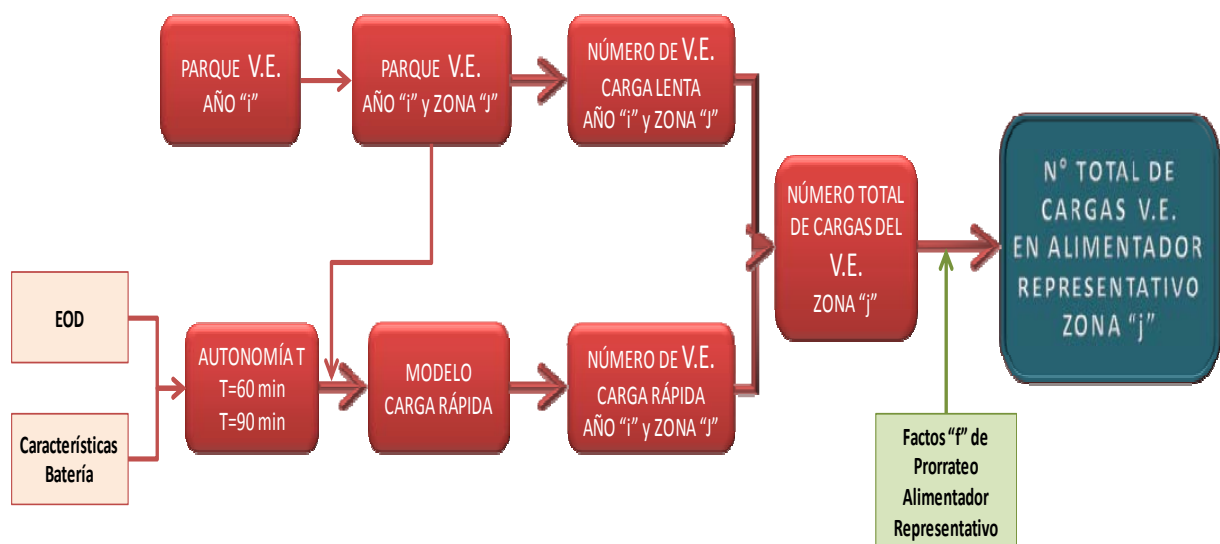


Figura 45: Modelo para determinar número total de Cargas de VE por alimentador

4.4.2 Potencia horaria consumida desde las redes eléctricas

Luego de determinar la potencia agregada que se espera para cada alimentador de la red eléctrica, es importante determinar cómo se distribuye ésta a lo largo del día, es decir como se ve modificada la curva de carga diaria de cada alimentador de media tensión.

En efecto, la cantidad total de VE que se conectan a un alimentador en un día genera una curva de carga diaria que se superpone y modifica la curva original del alimentador. Se propone denominar esta curva para efectos prácticos como Curva Agregada de VE (CAVE). Su proceso de construcción se detalla a continuación.

4.4.2.1 Curva agregada de carga de los vehículos eléctrico CAVE

La curva CAVE, correspondiente a un agregado de curvas de cargas eléctricas nuevas para un alimentador, se genera utilizando el número de VE que se conectan en carga lenta o rápida a dicho alimentador, la curva de carga lenta y rápida de cada VE, y los momentos horario de conexión de los respectivos vehículos.

El número de vehículos que se conectan en modalidad de ambas cargas se obtiene con la metodología presentada en la sección 4.4.1.

Considerando el tipo de vehículo que se usa en el estudio, para efecto de la curva de carga lenta se utiliza la curva de la Figura 46 de duración de 6 horas con una potencia máxima de carga inicial de 3 kW. Por su lado, considerando que la carga rápida es de duración de minutos, para efectos de la curva de carga CAVE, no se considera una curva sino que una carga puntual de 15 kW.

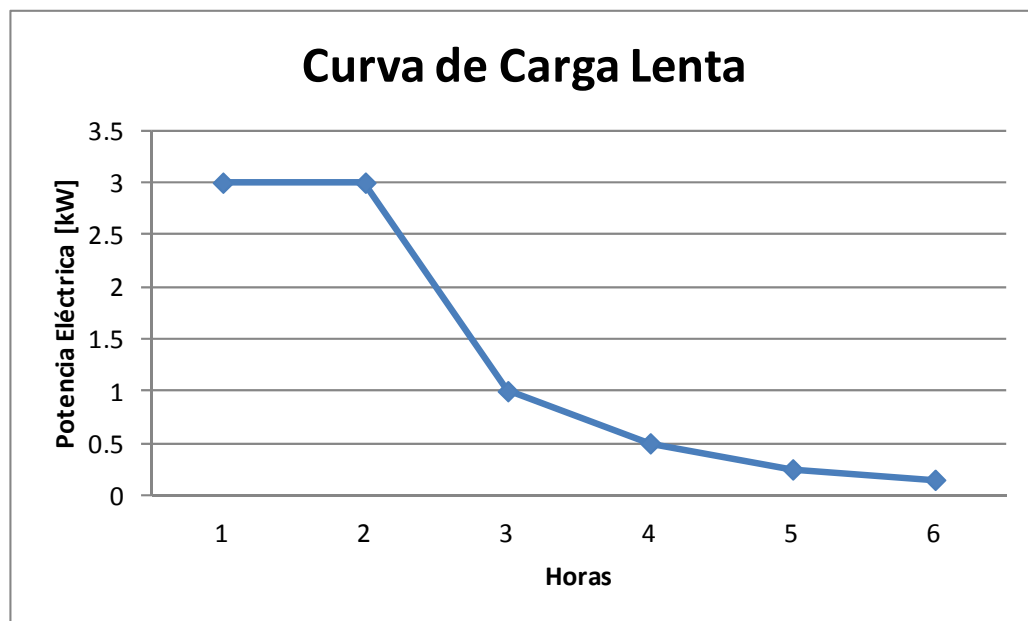


Figura 46: Modelo de curva de carga lenta utilizada (Ball "et al", 2010 [21])

Por otro lado, es necesario determinar la hora de conexión de los VE, lo cual se propone realizar en base a la distribución de viajes en la ciudad presentada en la Figura 47.

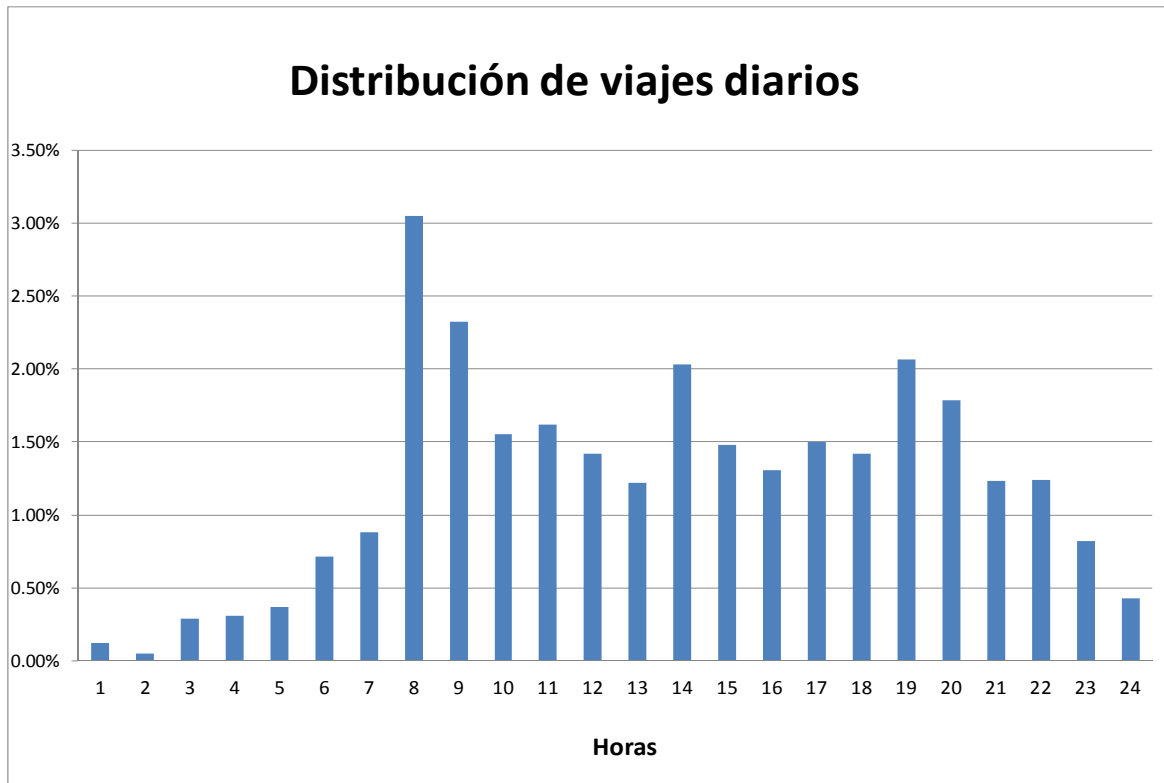


Figura 47: Distribución horaria de los viajes a lo largo del día en vehículos particulares en la ciudad (SECTRA, 2006 [35])

En base la distribución de la Figura 47, se propone considerar que las horas de conexión pueden ocurrir en 2 posibles períodos de carga diferenciados según el tipo de carga predominante en dicho período y limitados por las horas de punta de viajes:

- Periodo 1: 8 a 20 hrs: Período de carga rápida, de ocurrencia en las horas valle de distribución de viajes del día que se observa en la Figura 47, considerando que todos los vehículos parten su jornada de viaje con las baterías cargadas mediante recarga nocturna como mencionado en la sección anterior.
- Periodo 2: 0 a 8 hrs y de 20 a 23 hrs: Periodo de carga lenta, de ocurrencia en las horas de la noche, mediante un proceso de carga lenta en los domicilios de los vehículos.

Es posible que los VE realicen cargas lentas en el período 1 y rápidas en el período 2, sin embargo estos comportamientos no debieran ser los más

comunes, considerando los patrones esperados de carga de los usuarios presentados en la Figura 42.

Por último, para efecto de determinar la hora de carga se realiza lo siguiente:

- En el período 1 se consideran dos sub-periodos. En período 1A, comprendido entre las 8 y las 14 hrs, se ubica la carga rápida de los VE que exceden el valor de T (definido en la sección 4.4.1) al final de la segunda etapa del viaje; y se realizará en el momento de máxima demanda del alimentador en dicho sub-periodo. De manera análoga, los VE que exceden el valor T al final de la tercera etapa del viaje recargarán sus baterías en el sub-período 1B, comprendido entre las 14 y las 20 horas, en la hora de máxima carga del alimentador en el sub-período. Estos supuestos se establecen para efecto de analizar el peor caso para el periodo 1A y 1B y no exagerar el impacto de la carga rápida en una sola hora del período 1.
- En el período 2: se ubica el momento de carga desde la hora de demanda máxima del alimentador dentro del período, nuevamente considerando el peor caso, que corresponde a que todos los vehículos "residentes" del alimentador inicien su carga al mismo tiempo.

Finalmente, para obtener la curva de carga de los alimentadores con conexión de VE, bajo los escenarios de penetración de vehículos eléctricos del estudio, se debe agregar la curva CAVE a la curva de carga del alimentador proyectada en el año de estudio, lo que se realiza mediante un algoritmo programado en MATLAB.

Con objeto de obtener conclusiones de impacto a nivel zonal para las redes, se propone utilizar una curva de carga diaria de alimentador representativo (AR) a nivel zonal, en vez de la curva de cada uno de los alimentadores. Este alimentador "AR" se puede obtener para cada zona mediante un proceso de clusterización (Guojun "et al", 2007 [40]).

Mediante la herramienta computacional MATLAB, usando la data histórica de demanda horaria de todos los días del conjunto de alimentadores de la zona en el período 2004-2011, esto es más de 250.000 valores, se aplica el método AGNES (Kaufman y Rousseeuw, 1990 [41]) para obtener los "cluster", o familia de curvas, que representan mejor el total de curvas de cada día para cada alimentador. En cada clúster, se eligen entonces los alimentadores representativos de cada zona, que pueden ser más de uno, correspondientes a aquel cuya curva de carga diaria es más frecuente en el clúster respectivo.

Luego de seleccionar los perfiles de curva de los AR, estos son modulados con respecto a la potencia máxima de cada uno en el año 2011, de modo de proyectar la curva para años futuros, en función de las potencias máximas esperadas en el año de estudio.

Por lo tanto este alimentador AR, característico de una zona determinada, engloba los dos aspectos fundamentales para determinar el impacto de conexión de los VE a los alimentadores: el perfil o forma de la curva de carga y la máxima potencia proyectada para el año. Esta máxima potencia es obtenida mensualmente mediante el modelo de proyección SARIMA (Weron, 2006 [42]; Negnevitsky "et al", 2009 [43]) hasta el año 2020.

La Figura 48 presenta un diagrama explicativo del modelo propuesto que se utiliza y que ha sido descrito en esta sección:

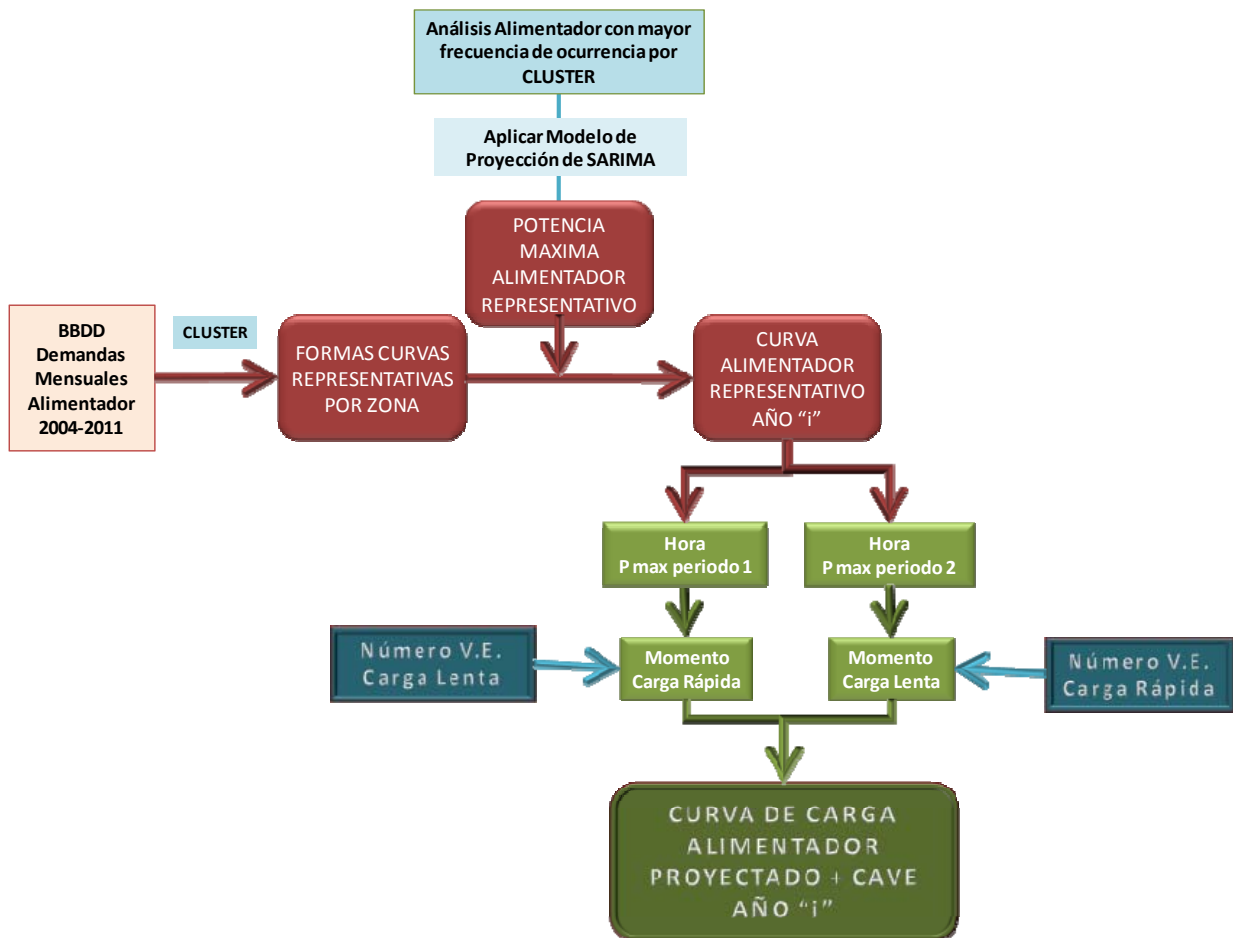


Figura 48: Modelo para construir la curva de carga de un alimentador con presencia de conexiones de VE

4.4.3 Determinación de necesidad de intervenir la red: Análisis de máxima potencia horaria

En el caso de que coincidan los momentos de carga del VE con la hora de demanda máxima del alimentador al que se conectan, o si se generan nuevos máximos en horas diferentes, será relevante analizar si las nuevas máximas de operación de las redes superan su capacidad de diseño, determinada por la sección del conductor y el nivel de tensión de operación.

Por lo tanto, para los años futuros en que se esperan VE conectados a las redes de Santiago, es necesario analizar si pudiera ocurrir este sobre paso de potencia de diseño. En caso de ocurrir, se deberá reconfigurar la red con la debida antelación de modo de descargar los alimentadores sobrecargados y recuperar los criterios de operación establecidos, siguiendo algunas de las técnicas descritas en el Anexo 2.

La necesidad de reconfigurar la red producto de la conexión futura de los VE puede ser antes de lo planificado por el operador de la red para el caso sin VE, y por ello afectar los planes de inversión en la red eléctrica, lo que ratifica la importancia de determinar el impacto de la inserción de los VE con anticipación.

Esta decisión de reconfigurar la red debe ser tomada en función de la variación de potencia máxima esperada producto de la conexión del parque de VE, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\Delta P = P_{\max_{\text{conVE}}} - P_{\max_{\text{sinVE}}} \leq \Delta P_{\text{Crítico}} \quad (8)$$

Donde $\Delta P_{\text{crítico}}$ de la ecuación (8) es el incremento máximo aceptable, sin superar la potencia máxima de diseño, y $P_{\max_{\text{conVE}}}$ es la potencia máxima que varía según el escenario de inserción del VE definido en la Tabla 2.

La Figura 49 presenta gráficamente el incremento de potencia y los límites de la ecuación anterior.

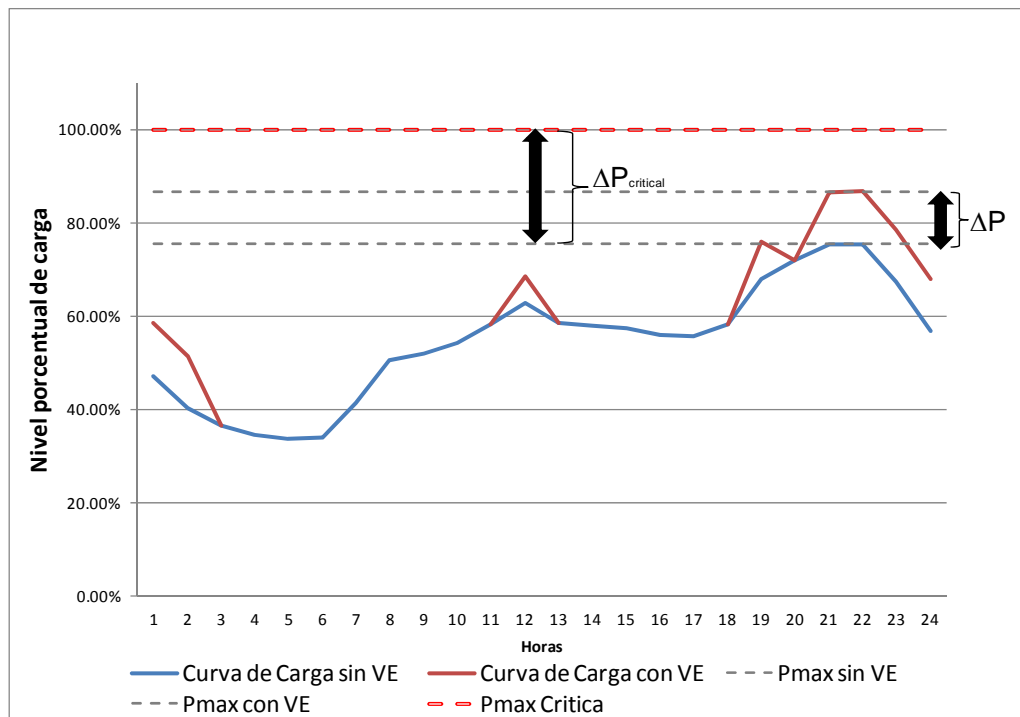


Figura 49: Efectos de variación de Potencia máxima debido a la curva agregada de carga de un parque vehicular en un alimentador.

Realizando este análisis de variación de potencia máxima esperada, se pueden obtener aquellos alimentadores representativos a nivel zonal, que en un escenario determinado de inserción de VE en Santiago, sobrepasan su capacidad de potencia.

La Figura 50 presenta un diagrama explicativo del modelo propuesto que se utiliza y que ha sido descrito en esta sección:

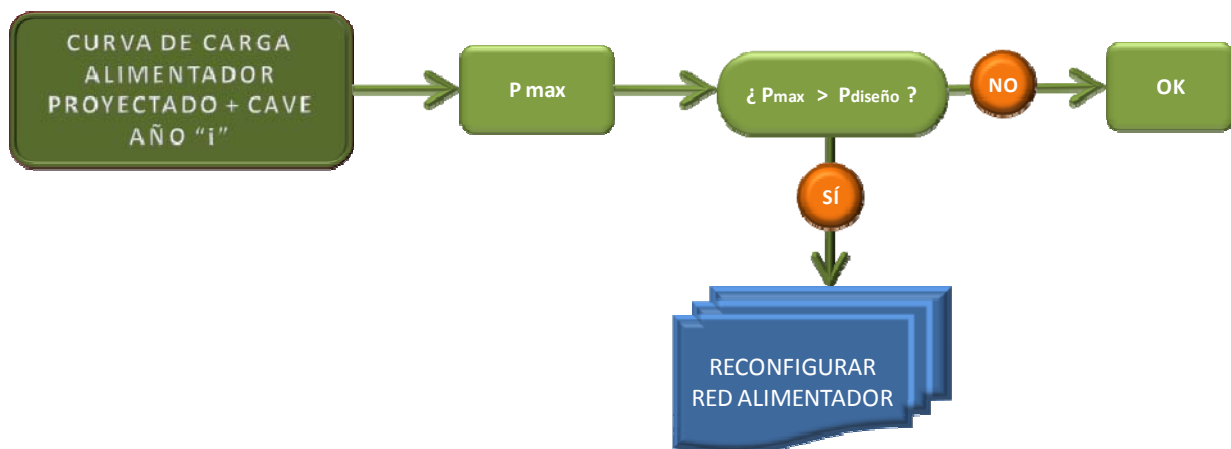


Figura 50: Modelo para detectar necesidad de reconfiguración de la red

Finalmente, la Figura 51 presenta un esquema explicativo que agrupa el conjunto de la metodología propuesta en esta tesis para determinar el impacto de los VE en la red de distribución de una ciudad en función de datos reales de las características de su parque vehicular y de su consumo eléctrico.

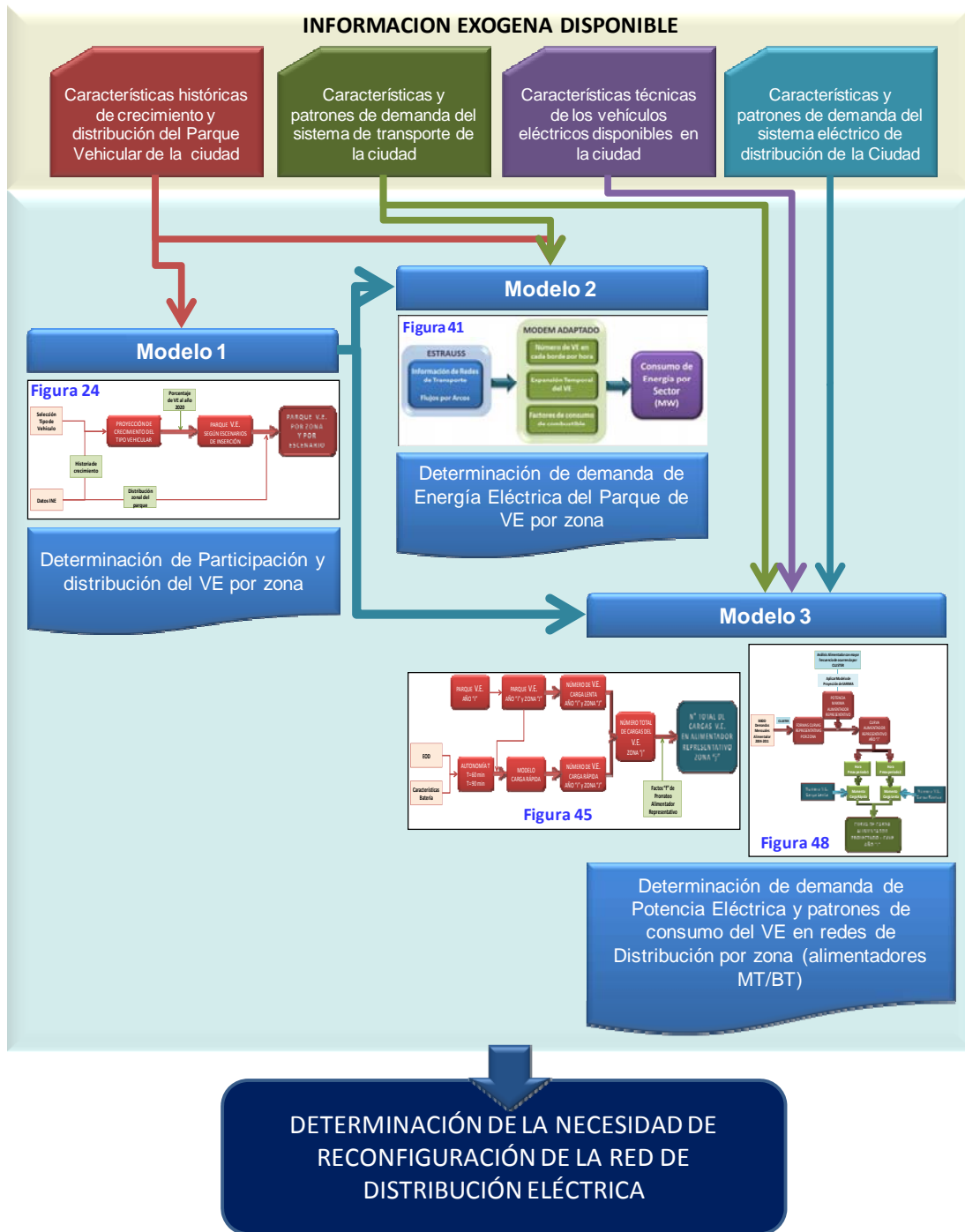


Figura 51: Esquema explicativo del Modelo general y sub-modelos determinados.

Al aplicar la metodología de la Figura 51 a la ciudad de Santiago de Chile, usando datos reales de los alimentadores de la red de distribución eléctrica y de los flujos de transporte de la ciudad, obtenidos gracias a una colaboración de Chilectra y la SECTRA, se obtienen las demanda de energía y potencia que se proyectan para la ciudad en el periodo de inserción de los VE a su parque vehicular, y el impacto que significará en requerimientos de reforzar o reconfigurar la red eléctrica, bajo los diversos escenarios propuestos de inserción del VE en este capítulo, en el horizonte de tiempo de 2012 al 2020. Los resultados obtenidos se presentan el Capítulo siguiente.

5. RESULTADOS DE REQUERIMIENTOS DE RECONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE SANTIAGO

En este capítulo se presentan los resultados de la estimación de demanda de energía y potencia del parque vehicular eléctrico sobre las redes de distribución eléctrica de la ciudad de Santiago.

A partir de estas estimaciones se determina si la existencia de un parque vehicular eléctrico en la ciudad de Santiago puede provocar una necesidad de realizar reconfiguraciones de la red en el mediano plazo, considerando un horizonte de estudio de 2012 al 2020.

Para tal efecto se analizan los resultados para el año 2020, considerando en dicho año la existencia de un parque vehicular eléctrico igual al 10% del total del parque vehicular proyectado, lo que corresponde al escenario 2 (que se ha considerado como escenario base en la metodología) de inserción vehicular eléctrica presentado en la Tabla 5 y al escenario más optimista de participación eléctrica en los parques vehiculares a nivel mundial (The Boston Consulting Group, 2009 [7])

Primeramente, considerando el modelo presentado en el capítulo anterior, se determina cual es el nivel de energía que consumirá dicho parque vehicular a nivel agregado del sistema de distribución.

Luego, para efecto de concluir el nivel máximo posible de afectación en potencia de las redes de la ciudad, se presentan los peores casos que pudieran ocurrir, es decir los que provocan una mayor exigencia a las redes en función las características de los vehículos del parque.

Por último, se determina cuál es el nivel de inserción de la tecnología eléctrica en el parque vehicular de la ciudad que no generará impacto en las redes en el horizonte de evaluación. Es decir, se determina qué nivel de inserción vehicular, considerando los escenarios propuestos en la Tabla 5, no provocará la necesidad de reconfigurar la red producto del aumento de carga por la conexión de los vehículos eléctricos a los alimentadores de distribución de la ciudad de Santiago.

Siguiendo la metodología propuesta en el capítulo anterior, resumida en la Figura 51, se estudian de esta manera los efectos de la conexión de los VE en la red, utilizando alimentadores representativos por zonas, bajo los diferentes escenarios de inserción proyectados.

5.1 Energía consumida por el parque vehicular eléctrico

Por medio del modelo de proyección de consumo de energía del parque vehicular, se determina el nivel de consumo de un parque vehicular equivalente al 10% de participación eléctrica al año 2020, considerando las características del flujo vehicular. Este nivel de participación corresponde a un escenario optimista de proyección para Chile, según lo revisado en los Capítulo 2 y Capítulo 4.

El modelo de energía presentado en el Capítulo 4 permite obtener la demanda diaria para un día laboral, la que se puede proyectar al consumo anual considerando que esta demanda será la misma los 365 días del año, desestimando las variaciones de circulación vehicular en los días no laborales o festivos. De acuerdo a las características presentadas en (SECTRA, 2006 [35]), esa hipótesis entregará una carga mayor de consumo eléctrico, lo que es aceptable para efecto de determinar el impacto como límite superior de energía.

La Figura 52 muestra el crecimiento de esta demanda anual del parque vehicular eléctrico de la ciudad entre los años 2012 y 2020 usando el escenario 10% de penetración de VE al año 2020 y los casos de distribución geográfica del parque VE determinados en la sección 4.2.2.2 del Capítulo 4.

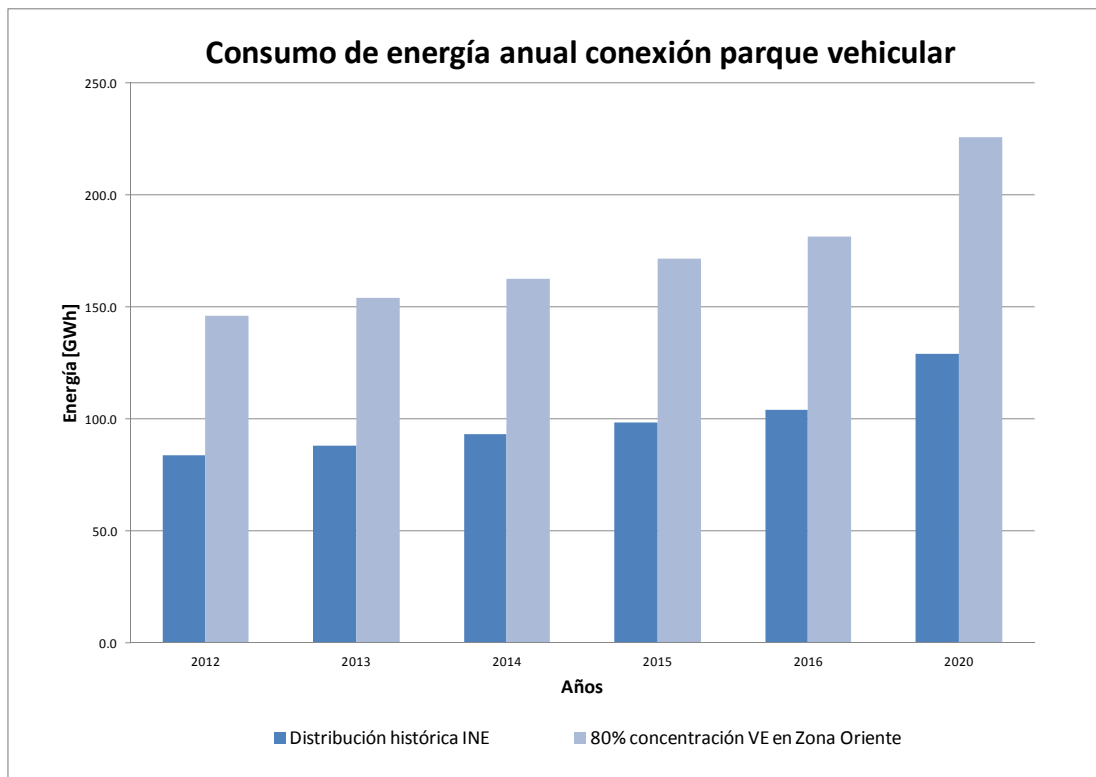


Figura 52: Resultados de consumo anual de la conexión de los VE según distribución geográfica del parque.

De la Figura 52 se observa que la demanda de energía de este parque vehicular eléctrico, bajo este nivel de inserción, genera un incremento máximo de 226 GWh al año.

Por otro lado, cabe recordar que este resultado depende directamente de los patrones de transporte del parque vehicular obtenidos desde los resultados de las simulaciones entregadas por el modelo ESTRAUS y MODEM (SECTRA, 2006 [36] y MIDEPLAN, 2002 [37]) para el comportamiento del parque vehicular de la ciudad del año 2010 proyectado al 2020 en función del crecimiento del parque vehicular que se espera en el periodo 2012-2020.

Por ello, tal como se propone en la sección 4.3.2, se realiza para efecto de validación de esta proyección el cálculo considerando los resultados entregados por los mismos modelos para el año 2030, es decir considerando una posible variación del comportamiento de la población en el sistema de transporte de la ciudad en el año 2030, y por lo tanto, de la distribución espacial y horaria de los flujos.

En este caso, considerando el mismo parque vehicular, se obtiene un incremento máximo de energía en el periodo de 260 GWh al año. En la Figura 53 se observa una comparación de variación porcentual entre los resultados obtenidos para el año 2020 con ambas simulaciones de los flujos del sistema de transporte, y considerando ambos casos de distribución geográfica del parque VE: distribución según datos históricos del INE y distribución concentrada en zona oriente.

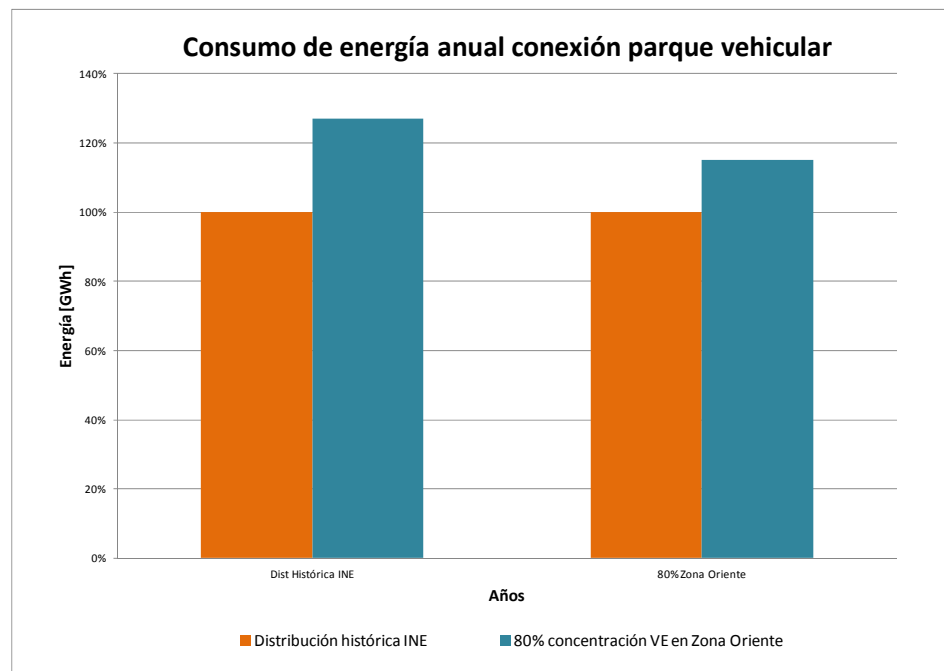


Figura 53: Comparación resultados de consumo de energía en año 2020 según patrones de flujo de vehículos

De la Figura 53 se observa que la variación porcentual entre ambos resultados no es mayor 27%, siendo menor para el caso de la distribución concentrada en la zona oriente.

Para determinar el grado de impacto que puede tener este aumento de energía en el sistema, es preciso conocer los actuales consumos del sistema de la compañía de distribución eléctrica de la ciudad de Santiago (Chilectra S.A.). Al respecto, a partir de los datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2010 [44]) se puede verificar que dicho consumo anual del año 2010 fue de 10.675 GWh.

Con esto se concluye que la demanda energética total del sistema para el año 2020 será menor de 2.1% de la del año 2010 bajo el nivel de inserción de un 10%, y que este resultado no cambia considerablemente si se usan los patrones de flujo proyectados al año 2030, pues en tal caso el aumento porcentual de energía asciende a 2.4%. Esto permite validar las consideraciones del modelo, en el sentido que en el periodo 2010-2020 para objeto del estudio se puede usar una invariancia en el comportamiento de la población y la distribución zonal de los flujos sin distorsionar el resultado significativamente.

Por último, cabe mencionar la fuerte diferencia que se observa en la Figura 52 en el consumo diario del sistema según el nivel de concentración de vehículos en la zona oriente. Lo anterior es debido a que, tal como se analiza en el Capítulo 4, en la zona oriente se juntan dos condiciones extremas: la existencia de un gran número de vehículos proyectados y la existencia de muchos vehículos circulando por la zona.

5.2 Impacto de los vehículos eléctricos en la demanda de potencia

Tal como se explica en el Capítulo 4, el impacto de la conexión de los VE en los requerimientos de potencia dependerá de la zona de estudio. Por medio del modelo propuesto en esta tesis se puede determinar la cantidad de vehículos que por día deberán realizar un proceso de recarga de sus baterías en una zona determinada. Los resultados se presentan a continuación.

Para efecto de analizar los resultados, en la siguiente sección se presentan las cantidades esperadas de vehículos eléctricos que realizarán el proceso de carga rápida bajo el escenario base correspondiente a 10% de inserción vehicular en el año 2020, en aquellas zonas en que se podrían dar las mayores exigencias en función de las características del parque presentado y analizado en el Capítulo 4. Estas exigencias mayores dependen de la ocurrencia de algunos de los siguientes factores:

- Una alta concentración vehicular, lo cual depende de las características de distribución del parque vehicular de la ciudad, estudiado en el Capítulo 4.
- Una gran número de vehículos que realizan carga en una zona al encontrarse de paso en ella o por ser una zona de destino frecuente de los viajes de los vehículos de la ciudad de acuerdo a los patrones de flujo vehicular presentados en (SECTRA, 2006 [35]).
- Una coincidencia de los momentos de conexión de los vehículos con los máximos de las redes a las que se conectan.

En consideración a lo anterior, los resultados que se presentan corresponden a las zonas oriente y centro de la ciudad de Santiago, dado sus características diferenciadoras del resto de las zonas de la ciudad. En efecto, la zona oriente es donde se espera la más alta densidad de vehículos eléctricos futuro, y ambas zonas corresponden al destino más frecuente de viajes (SECTRA, 2006 [35]). Estas zonas serán consideradas por lo tanto las zonas de estudio, y así se denominan a continuación.

Por otro lado, la conexión de los VE a la red, tal como se analiza en el Capítulo 3, se diferencia entre la conexión en modalidad de carga lenta y rápida. De acuerdo al modelo propuesto en el Capítulo 4, el número de conexiones de carga lenta es función de la cantidad de vehículos residentes en la zona, y la cantidad de conexiones de carga rápida es dependiente de la frecuencia de ocurrencia de requerimiento de recarga de batería en viaje, por lo cual es dependiente de la autonomía de viaje, la que se caracteriza por la variable T definida en dicho capítulo.

A continuación se presentan los números de VE que realizan carga lenta y rápida en ambas zonas de estudio en el escenario base, y el efecto que tiene esta conexión en los alimentadores que abastecen esas zonas. Además, se compara este efecto para el caso del límite superior de inserción vehicular de la Tabla 5.

5.2.1 Número de vehículos proyectados en conexión lenta diariamente en la Zona Oriente y Centro

La Figura 54 muestra en número de VE que cargará en modalidad lenta en las zonas oriente y centro diariamente, que de acuerdo a la metodología presentada en el Capítulo 4, corresponderán a la totalidad de VE proyectados para los parques de cada zona respectivamente, considerando el escenario 2 de inserción eléctrica y el caso de distribución histórica geográfica del parque presentado en la sección 4.2.2.2 de dicho capítulo.

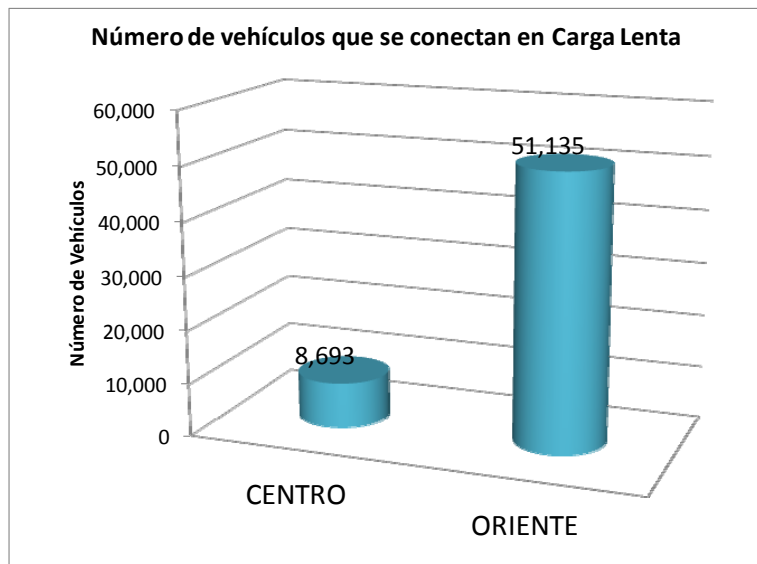


Figura 54: Número de VE que realiza carga lenta en zona centro y oriente.

Se observa que la diferencia entre los vehículos del parque que se conectan en carga lenta entre la zona oriente y centro es significativa, esto porque la distribución del parque es inclinada hacia la zona oriente.

Estos resultados se pueden obtener también para el escenario más crítico, de los propuestos en la Tabla 5, correspondiente a un 30% de participación del parque vehicular, distribuidos geográficamente según el segundo caso de concentración. Las Figura 55 y Figura 56 muestran el número de VE que cargará en modalidad lenta en las zonas centro y oriente considerando un nivel de inserción de 10% y 30%.

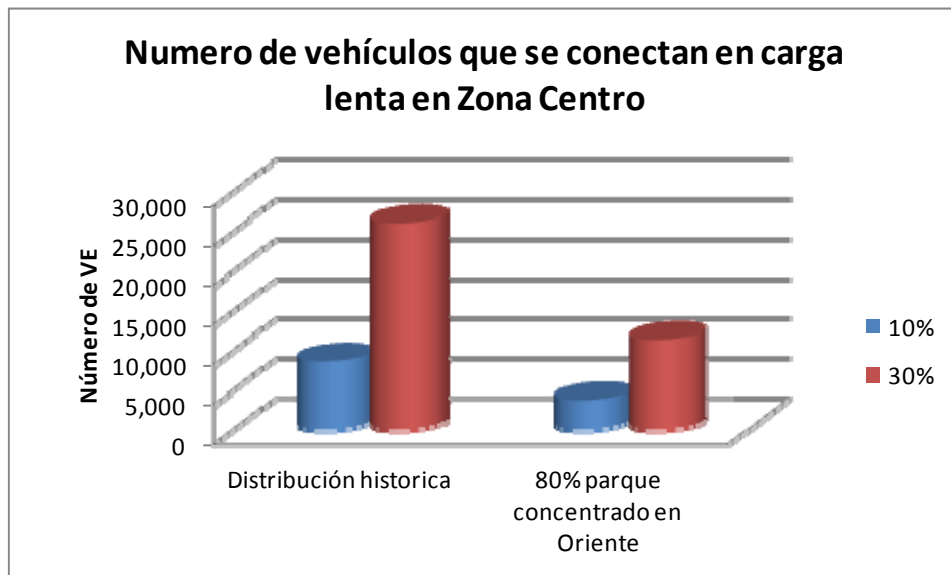


Figura 55: Número de VE que realiza carga lenta en zona centro según escenario de participación eléctrica

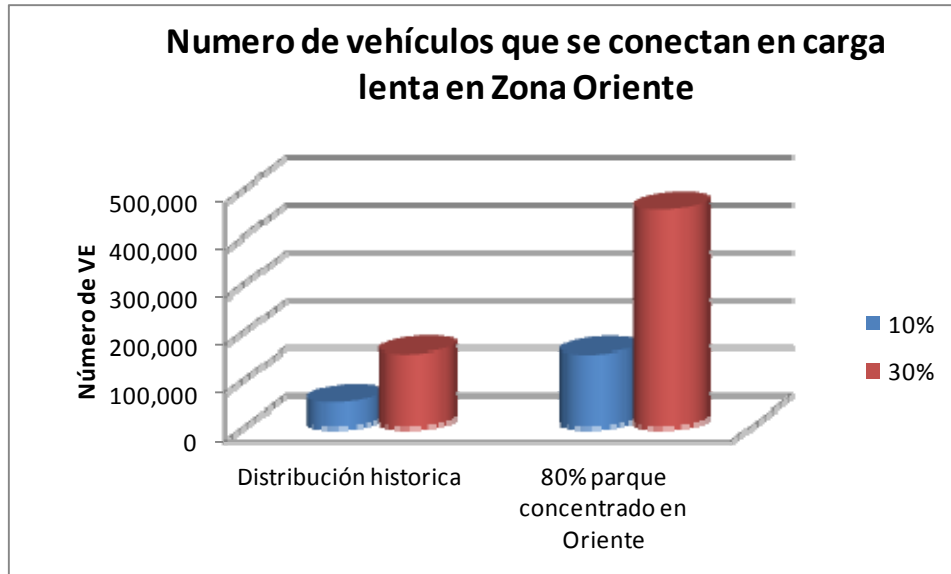


Figura 56: Número de VE que realiza carga lenta en zona oriente según escenario de participación eléctrica

Se observa de la Figura 55 que los resultados de número de VE para el caso del escenario 2 (10% de participación eléctrica al 2020) con 80% de distribución en la zona oriente, es muy similar al caso del escenario 4 (30% de participación eléctrica al 2020) con 40% de distribución en la zona oriente.

Por esta razón y considerando que la participación de 10% de VE en el parque es optimista, los resultados que se presentan en la siguiente sección (5.2.2) solo consideran la comparación entre los niveles de inserción vehicular entre el caso base 10% (escenario 2 de la Tabla 5) y el caso superior de 30% de participación eléctrica (escenario 4 de la Tabla 5) sin considerar la diferencia de distribución entre los casos 1 y 2.

5.2.2 Número de vehículos proyectados en conexión rápida diariamente en la Zona Oriente y Centro

A continuación se presentan los números de VE que realizan la conexión en carga rápida diariamente en las zonas centro y oriente, determinados mediante el modelo del capítulo anterior, bajo los escenarios de inserción vehicular eléctrica base de 10% y el superior de 30%.

En la Figura 57 se observa el número de vehículos que cargarán en la zona oriente y centro en un día en el año 2020 en modalidad rápida en función de la variable de autonomía T (definida en la sección 4.4.1 del Capítulo 4).

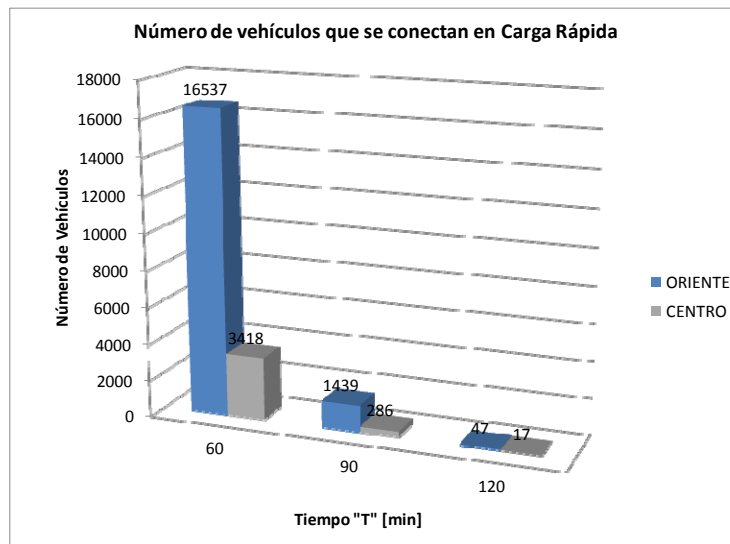


Figura 57: Número de VE que realiza carga rápida en zona centro y oriente en escenario base.

Se distingue que el aumento de 30 minutos de T, desde T=60 minutos a T=90 minutos, reduce considerablemente el número de vehículos que necesitarían cargar en modalidad rápida en las redes de ambas zonas; esto porque al existir autonomías mayores, los vehículos podrán finalizar su trayecto diario esperado sin realizar proceso de recarga antes de conectarse en sus hogares.

Además se observa que para T =120 minutos, la cantidad de vehículos que requerirían hacer una carga rápida es despreciable con respecto del número total de vehículos. Esto permite concluir que si la autonomía de los vehículos es tal que permite cubrir las distancias que suele recorrer en promedio un vehículo en la ciudad de Santiago, serán muy pocos los vehículos que necesitarán conectarse en puntos de carga rápida, prefiriendo por lo tanto probablemente la carga lenta domiciliar, como lo indican los patrones levantados para la población europea en la Figura 42 de Capítulo 4.

Sin embargo, esta autonomía promedio de los VE no puede superar los 50 kWh (equivalente a un T superior a 350 minutos para el parque de Santiago), pues en tal caso, como se ha revisado en el Capítulo 3, la carga lenta será impracticable.

Por otro lado, de la Figura 57 se observa que existe una diferencia significativa en el número de vehículos que se conectará en cada zona, siendo muy superior en la zona oriente lo cual es esperable dado la característica de destino de los flujos vehiculares de la ciudad.

Por último, la Figura 58 presenta los resultados obtenidos para el caso de una participación de 30% del parque vehicular en el año 2020.

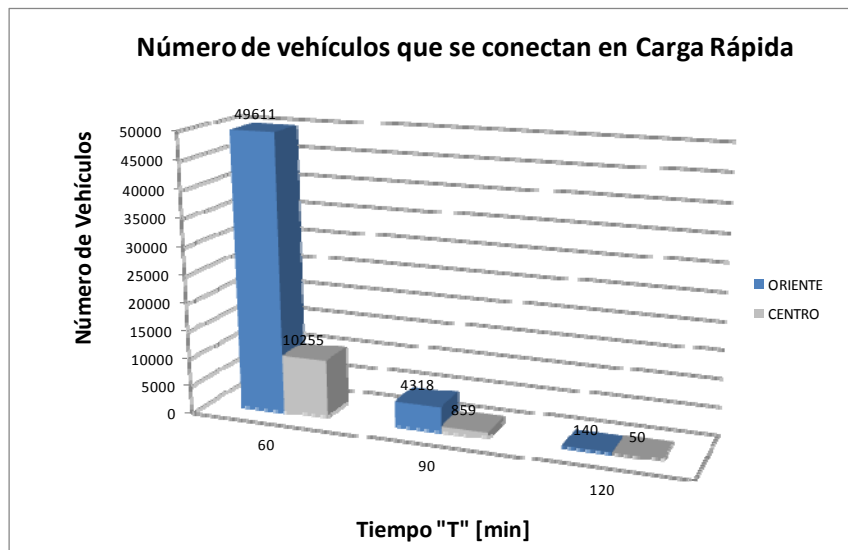


Figura 58: Número de VE que realiza carga rápida en zona centro y oriente en escenario 4

De la Figura 58 se observan resultados similares para el caso de participación de 30% a los del caso del escenario base, pero para un número mayor de vehículos en cada zona dado que el parque total será mucho más voluminoso.

A continuación estos resultados zonales del parque de VE que realizan conexiones a la red en modalidad lenta y rápida, se desagregan a nivel de un alimentador que alimenta cada zona, de modo de determinar el impacto de la conexión física a la red eléctrica. Siguiendo el modelo presentado en el Capítulo 4, se utilizan alimentadores representativos para determinar el efecto de estas conexiones.

5.2.3 Alimentadores representativos de las Zonas Centro y Oriente

De los resultados de las Figuras 54 a 58 y utilizando el factor de prorrateo descrito en el Capítulo 4, es posible determinar el número de VE que diariamente se conectarán a cada alimentador de las zonas en estudio para el año 2020.

Para determinar el impacto en la curva de carga por alimentador de la zona, se utiliza el alimentador representativo definido en la metodología presentada en el Capítulo 4. Este alimentador se obtiene con un proceso de "clusterización" explicado en la subsección 4.3.2.1, utilizando la data real de medición de potencia horaria de todos los alimentadores que energizan el 100% del territorio de la zona respectiva en el período 2004-2011.

Las Figura 59 y Figura 60 muestran los perfiles de carga tipo de la zona centro y oriente obtenidos mediante la clusterización de los datos.

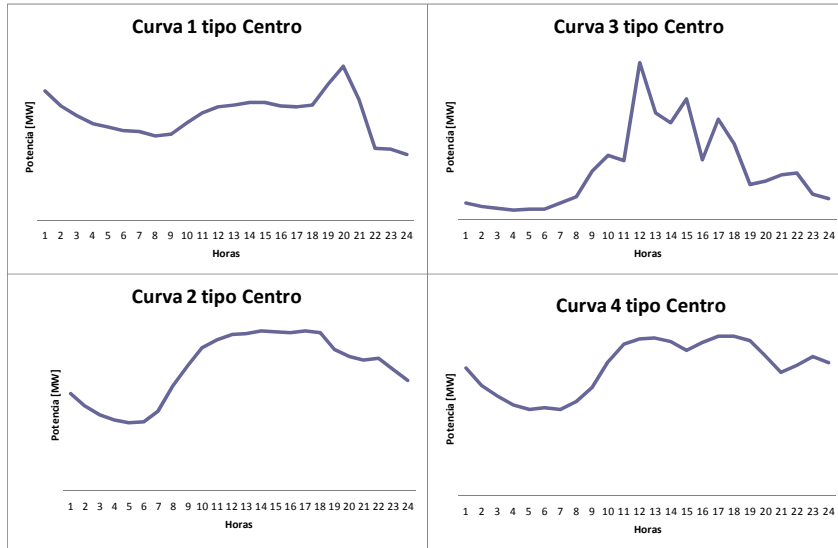


Figura 59: Forma de curvas de carga diaria representativas de la zona centro

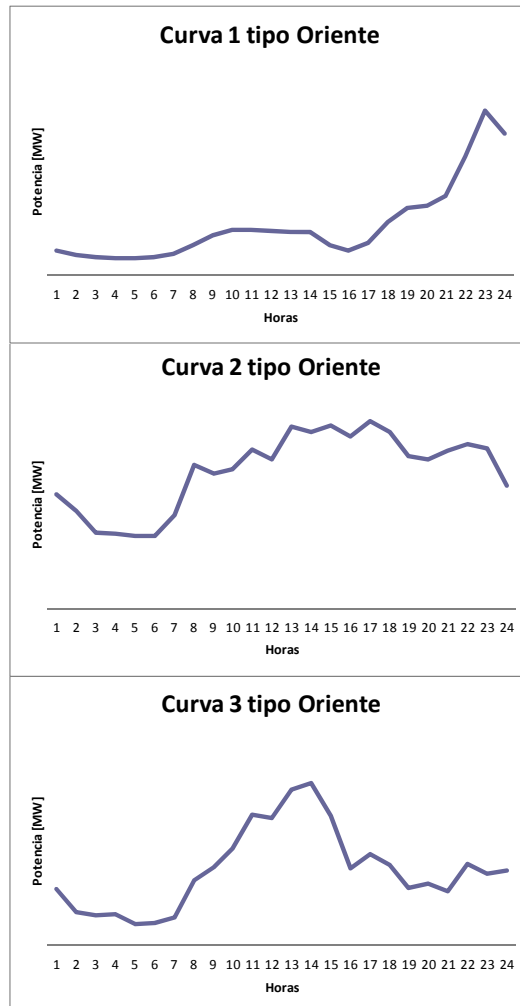


Figura 60: Forma de curvas de carga diaria representativas de la zona oriente

De las Figuras 59 y 60 se observa que se obtienen cuatro curvas características para la zona centro y tres curvas para la zona oriente. Además, se puede observar que ambas zonas poseen curvas características con un patrón de forma similar. Cabe mencionar que este patrón de forma es determinado por lo tipos de consumo eléctrico existentes en las redes (de tipo residencial, comercial o industrial), por lo que se concluye que existen tipos de consumos eléctrico similares en ambas zonas geográficas.

A continuación en la Tabla 10 se presenta el nivel porcentual de representatividad de cada tipo de curva con respecto al total de curvas de carga de los alimentadores de la zona centro y oriente, es decir el porcentaje de frecuencia de coincidencia de la totalidad de los alimentadores con los 4 tipo de curva característica (o cluster) presentados en las Figura 59 y Figura 60.

TIPO CURVA	% FRECUENCIA CLUSTER	
	CENTRO	ORIENTE
1	11.08%	32.05%
2	36.53%	39.41%
3	18.24%	28.54%
4	34.15%	0.00%

Tabla 10: Distribución de frecuencia de los tipos de curva sobre el total de alimentadores de cada zona

De la tabla 10 se deduce que las curvas 2 y 4 son las más representativas de la zona centro al tener los alimentadores de la zona una frecuencia mayor de coincidencia con esos tipos, del orden del 35%. Estas curvas presentan una forma de campana en el consumo diario, en que la máxima se ubica en el periodo entre las 12 horas y las 18 horas. Las características de estas curvas corresponden a un consumo principalmente comercial, pues corresponde a las horas del período laboral.

En cambio se observa que la curva 1, que tiene un perfil con máxima entre las 19 horas y las 21 horas, por lo tanto correspondiente a un consumo residencial, posee una representatividad significativamente inferior a las otras dos curvas, con una frecuencia menor al 12% en la zona centro.

Cabe mencionar que el proceso de "clusterización" se realizó con la demanda de todos los días del año, es decir no se diferencian los consumos estacionales ni los días hábiles de los fines de semana.

En lo que se refiere a la zona oriente, las curvas 2 y 1 son las más frecuentes para los alimentadores de dicha zona, en particular la curva 2 que corresponde una curva que presenta máximos entre las 12 horas y las 18 horas (consumo principalmente comercial) y luego un repunte importante entre las 19 horas y las 21 horas (consumo principalmente residencial). Es

decir, corresponde a un alimentador con mezcla importante de consumos comerciales y residenciales. Por su lado, la curva 1, que corresponde a un alimentador con un consumo residencial predominante, posee una frecuencia superior al 30%.

En conclusión, se verifica que para la zona centro los tipos de curva (o cluster) más representativos serán aquellos del tipo 2 y 4 que son curvas de carga de una red eléctrica con una marcada presencia de consumo comercial, y para la zona oriente los tipos 1 y 2 que son curvas de carga de una red eléctrica con una mezcla importante de consumo comercial y residencial.

Cabe mencionar que estas características de consumo corresponden a la realidad de la ciudad. En efecto la zona centro, que corresponde a la comuna de Santiago, agrupa el barrio cívico y una gran cantidad de comercios y oficinas y por lo tanto consumos comerciales principales, junto con lugares donde poco a poco se ha ido repoblando la zona con residencias mediante un plan de urbanización con edificios. Por su lado, la zona oriente, que comprende las comunas de La Reina, Ñuñoa, Las Condes, Vitacura y Providencia, concentra comunas principalmente residenciales tales como La Reina y Ñuñoa y por lo tanto consumos residenciales, pero también comunas con importante presencia de oficinas comerciales, empresas y comercio en general; esto último principalmente en las comunas de Providencia y Vitacura.

Considerando los diferentes tipos de curvas, a continuación se analiza el efecto esperado de la conexión del parque vehicular proyectado, siguiendo la metodología presentada en el Capítulo 4 en la Figura 48.

Para ello es necesario primero determinar un alimentador para el cual algún tipo de curva (o cluster) presentado en la Figura 59, si es de la zona centro, o Figura 60, si es de la zona oriente, le sea muy representativo. Luego, se aplica el número de vehículos que se espera que cargue sus baterías en este alimentador en un día, por medio de los factores de prorratio propuestos en el modelo para efecto de construir la curva CAVE. Esta curva finalmente se suma a la curva típica del alimentador representativo en cada zona de estudio.

Por ello considerando que existen dos tipos de curva (o cluster) más representativos por zona, se escogieron dos alimentadores para la zona centro, y dos para la zona oriente, que corresponden a los "alimentadores representativos" (AR) de este estudio. En la Tabla 11 se presentan los factores de prorratio correspondientes a estos alimentadores, y la máxima proyectada para el año 2020 de acuerdo al modelo SARIMA de predicción de demanda eléctrica propuesto en el capítulo anterior. La información sobre el factor de prorratio, y la máxima actual es proporcionada por la empresa

Chilectra, encargada del negocio de la distribución eléctrica de la ciudad. Cabe mencionar que se eligieron aquellos alimentadores con mayor factor de prorratio en cada una de las zonas.

Los alimentadores escogidos de la zona centro para efecto de nomenclatura se denominan C1 y C2, y los de la zona oriente O1 y O2.

ALIMENTADORES REPRESENTATIVOS	AÑO 2020	
	Pmax	Factor f
C1	6.65	2.31%
C2	6.91	2.09%
O1	6.80	1.42%
O2	6.55	1.27%

Tabla 11: Parámetros de los alimentadores representativos de la zona centro y oriente

Finalmente, para cada uno de estos alimentadores escogidos, siguiendo la metodología presentada en el Capítulo 4 se obtiene las curvas de carga de los alimentadores para cada zona bajo los diferentes escenarios de inserción de VE proyectados.

5.2.4 Curvas de carga de los alimentadores representativos

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los cuatro "alimentadores representativos" definidos en la Tabla 11 para la zona centro y oriente, bajo un escenario de inserción vehicular de 10%.

Para analizar los diferentes casos, se utiliza la carga de los VE considerando un parámetro de autonomía de T igual a 60 y 90 minutos, o la posibilidad de gestionar la carga lenta de los vehículos provocando que la conexión de carga lenta sea solo en horas de valle (fuera de punta) de la curva de carga, mediante las herramientas de gestión de carga comentadas en el Capítulo 3 de esta tesis.

5.2.4.1 Resultados para la Zona Centro

Superponiendo la curva de carga CAVE esperada de los VE para la zona centro y las curvas de los alimentadores representativos C1 y C2, se construyen las curvas de carga proyectadas para ambos alimentadores.

La Figura 61 presenta la curva de carga esperada para el alimentador C1, en el día de la demanda máxima proyectada del año 2020 mediante el modelo SARIMA, comparando las situaciones con conexión de VE y sin conexión de estos.

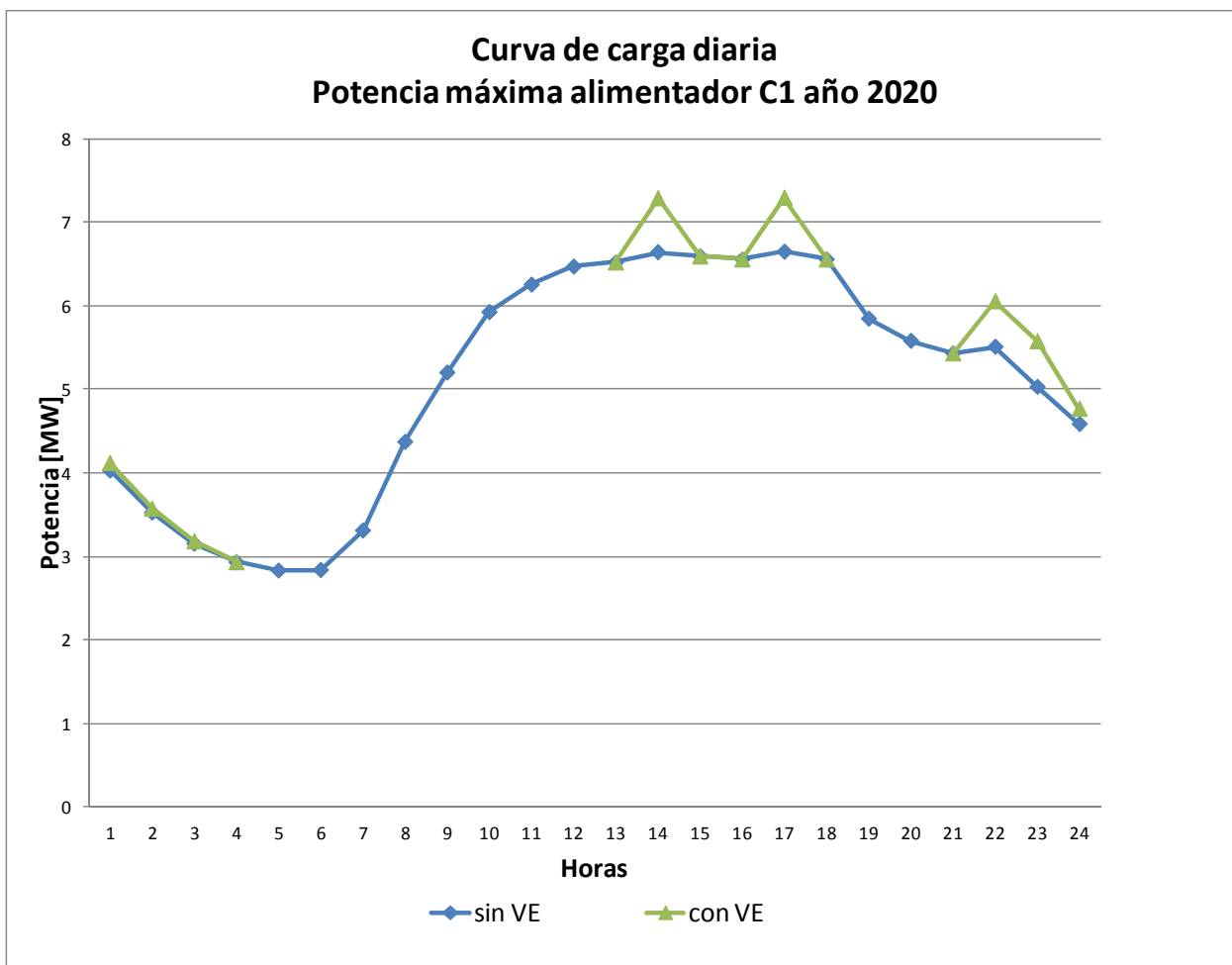


Figura 61: Curva de carga de alimentador C1

De la Figura 61 se observa que considerando que el alimentador representativo C1 posee en la característica que su máxima se concentra en un intervalo de horas comprendido dentro del periodo 1 de carga del modelo de la Figura 48, esto es entre las 8 y las 20 horas, se produce un aumento de potencia máxima del alimentador en su demanda máxima anual producto de la carga rápida, que es la modalidad de carga del parque de VE predominante en ese periodo de acuerdo al modelo.

Tal como se ha visto en el capítulo anterior, esta nueva máxima pudiera generar un impacto en la necesidad de reconfigurar la red, dependiendo de la potencia máxima de operación del alimentador y su cercanía a la máxima de diseño, y del nivel de concentración de la carga vehicular del total de la zona (lo que quiere decir con un alto factor de prorratio).

Por otro lado, con respecto a la carga lenta, dado que la magnitud de esta no alcanza a sobrepasar la máxima del alimentador proyectada en el escenario sin VE, se observa que no genera impacto. Sin embargo pudiera suceder que el factor de prorratio sea más alto, y por lo tanto la cantidad de vehículos

que se conectan al alimentador del total de la zona sea mayor, lo que en tal caso podría superar esa máxima.

Estas conclusiones se repiten, para el caso del alimentador representativo C2, cuyo resultado se presenta en la Figura 62, dado que tal como se observa en la figura el alimentador representativo C2 posee su periodo de máxima concentrado en el período 1, al igual que el alimentador C1 y un factor de prorateo similar (definido en la Tabla 11).

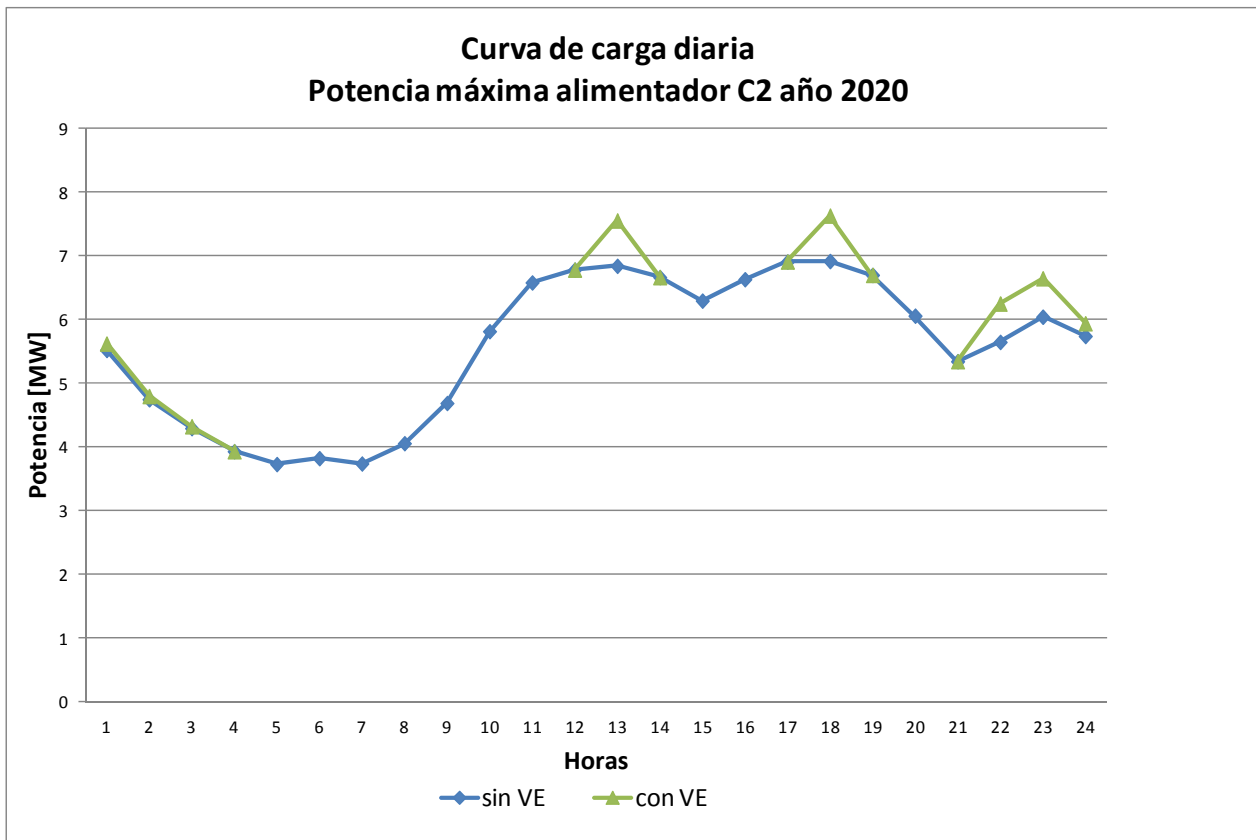


Figura 62: Curva de carga de alimentador C2

A continuación se observa la variación del impacto de ambos componentes de carga si se se puede desplazar el momento de carga lenta, gestionando la carga, o si el valor de T es igual a 90 minutos en vez de 60 minutos.

La Figura 63, construida con la misma metodología de la Figura 48, presenta el resultado de la curva de carga del alimentador C1 si se gestiona el momento de carga lenta del parque vehicular, desplazando el momento de carga lenta ocurrida después de las 20 horas, al momento de fuera de punta de las primeras horas del día.

Este desplazamiento del momento de carga de los VE se puede realizar con incentivos tarifarios por parte de la empresa distribuidora o mediante dispositivos electrónicos que controlen el momento de conexión automática

con telemando desde un despacho central (ver Capítulo 3). Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 63.

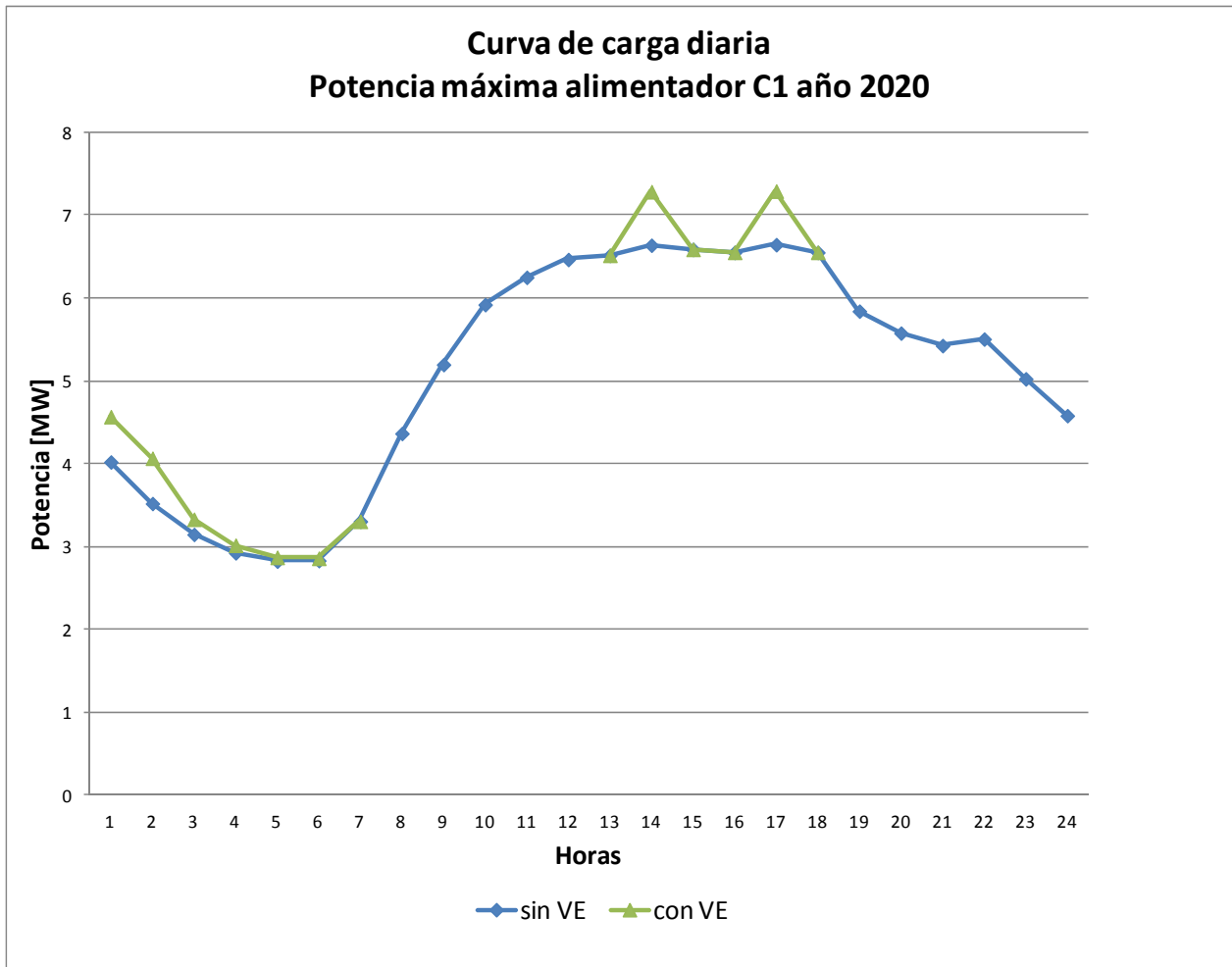


Figura 63: Curva de carga de alimentador C1 con gestión de carga lenta.

De la figura se observa que al desplazar la carga lenta existe un amplio margen para poder realizar la conexión de VE en dicha modalidad, por lo que el factor de prorrateo de carga zonal ya no es relevante, pero se mantiene el impacto de la carga rápida que solo puede disminuirse si la autonomía de los VE del parque aumenta.

La Figura 64 presenta el resultado si se considera una autonomía de 90 minutos en vez de 60 minutos, definida por la variable T explicada en el capítulo anterior, lo que se traduce en un número significativamente menor de requerimiento de potencia en la zona.

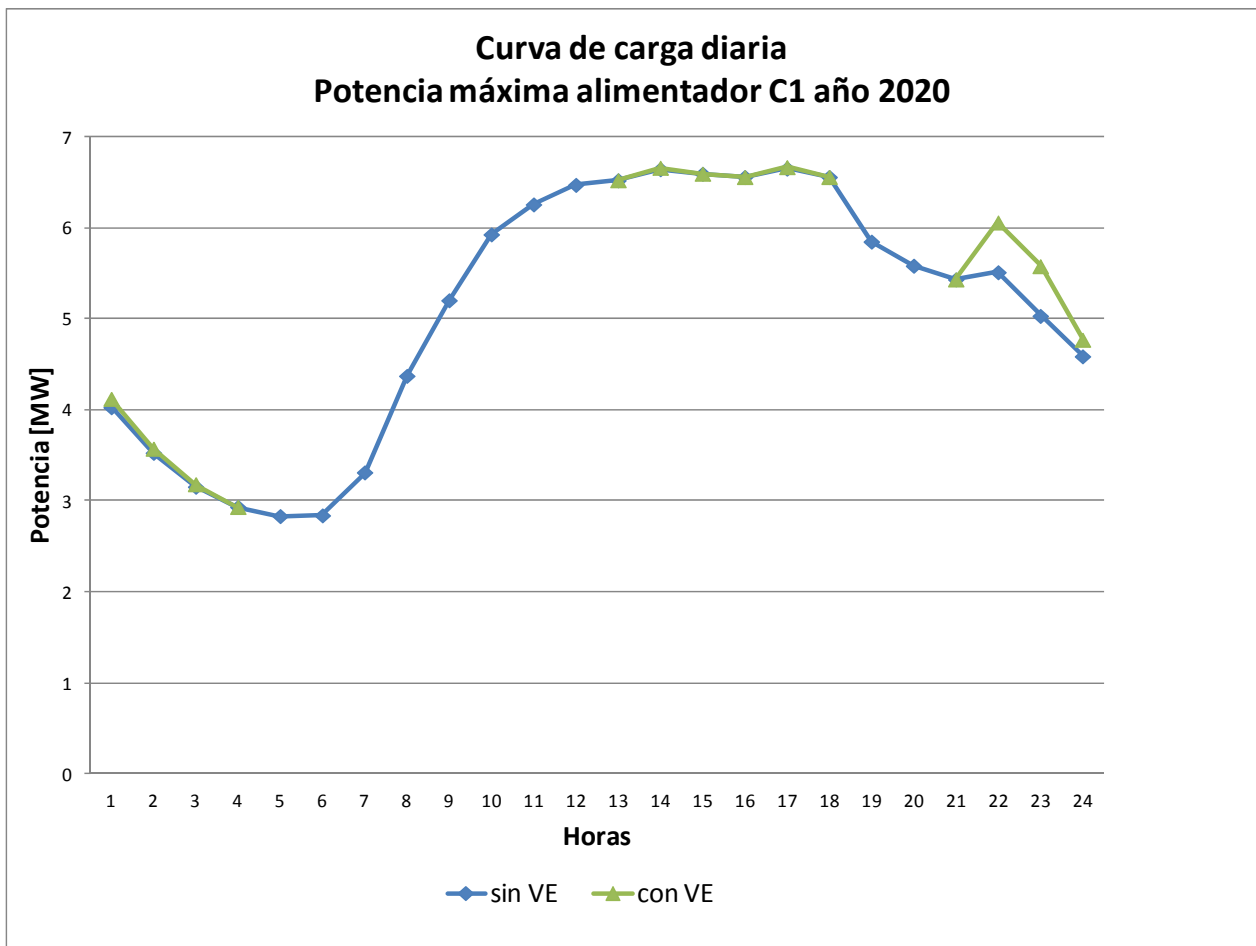


Figura 64: Curva de carga de alimentador C1 con parque de VE de autonomía T=90 min.

De la Figura 64 se observa en tal caso el aumento de potencia no es significativo, y por lo tanto no existirá un impacto para este alimentador producto de la conexión de los vehículos en carga rápida.

Considerando que los patrones de carga de la curva del alimentador C1 son idénticos a los de la curva del alimentador C2, se concluye lo mismo para la curva del alimentador C2.

Por lo tanto se puede concluir que en el año 2020, en la zona centro los alimentadores no se verán afectados bajo este escenario de inserción de 10% del parque vehicular proyectado, siempre y cuando se realice la gestión de carga en aquellos alimentadores que concentren gran parte de la carga eléctrica, y la autonomía de los vehículos sea de 90 minutos o más.

Por último, es importante destacar que esta conclusión depende de la potencia de conexión del vehículo, la que se relaciona con el tamaño de su batería y los tiempos de carga, tal como se ha revisado en el Capítulo 3. En este caso se ha considerado 15 [kW] para la carga rápida y 3 [kW] para la

carga lenta, considerando el tipo de vehículo de la categoría M1 (Ball "et al", 2010 [21]) usado para el estudio según lo indicado en el Capítulo 4.

5.2.4.2 Resultados para la Zona Oriente

De manera análoga a lo realizado para la zona centro, a continuación se analiza el efecto en las curvas de carga de los alimentadores representativos de la zona oriente para los alimentadores representativos O1 y O2.

La Figura 65 presenta el resultado para la curva del alimentador O1. En este caso se observa que la característica de la curva de carga posee un marcado máximo en las horas del fin del día, lo que provoca que el componente de carga que afecta este alimentador es el de carga lenta. Dado lo anterior, para disminuir el impacto de la conexión de los VE, será necesario realizar un desplazamiento del momento de dicha conexión por medio de métodos de gestión de carga.

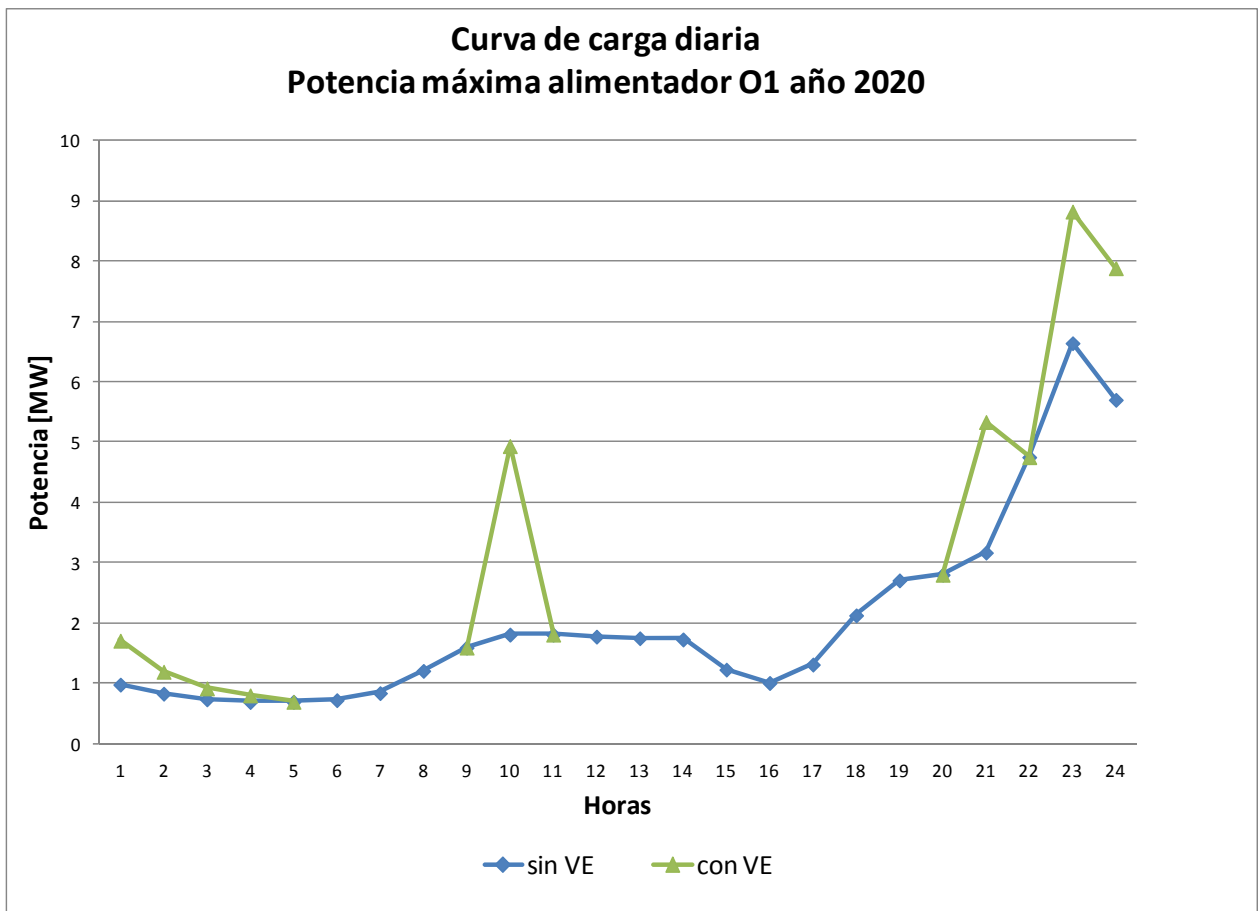


Figura 65: Curva de carga de alimentador O1

La Figura 66 presenta el resultado para la curva del alimentador O2. De esta se observa que el alimentador O2 posee su máxima entre las 12 y las 18

horas, comprendido dentro del periodo 1 de carga del modelo de la Figura 48. Por lo tanto en este caso, a diferencia del alimentador O1, se produce un aumento de potencia máxima del alimentador principalmente producto de la componente de carga rápida.

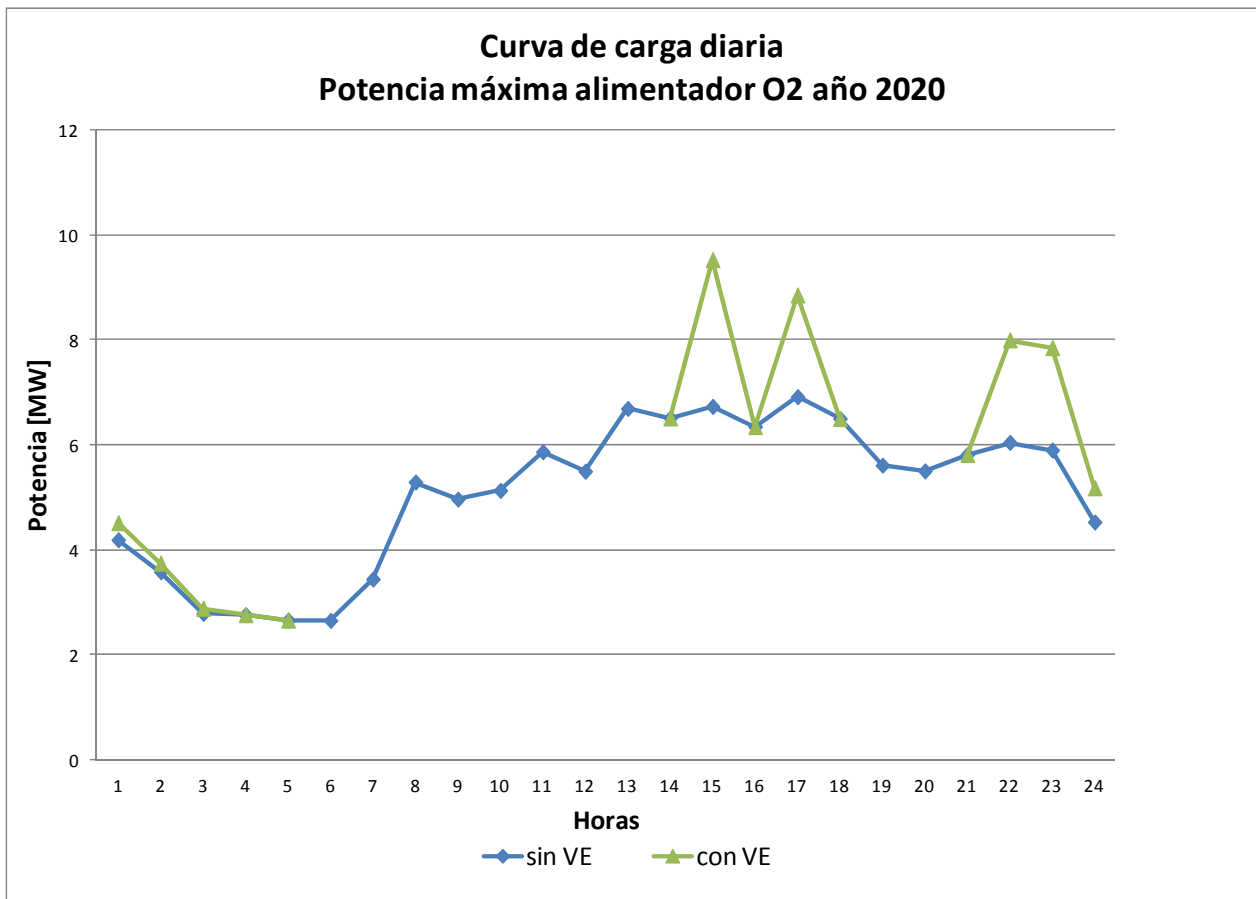


Figura 66: Curva de carga de alimentador O2

Sin embargo en este caso, dado la forma de la curva de carga de O2 que presenta máximos locales en el período de las 21 a las 23 horas, puede ocurrir que la componente de la CAVE de carga lenta sobrepase la máxima del alimentador en el escenario sin VE. Por consiguiente, en el caso del alimentador O2, la carga lenta también genera un impacto en la potencia máxima de operación del alimentador, el cual será mayor en función del factor de prorrateo del propio alimentador, definido en el Capítulo 4.

Al igual que para la zona centro, a continuación se presentan los resultados para estos alimentadores representativos de la zona oriente, para el caso en que la autonomía determina un valor de T igual a 90 minutos y donde se gestiona de carga, como forma de disminuir el impacto de la conexión del parque vehicular en modalidad lenta en la zona.

Las Figura 67 y Figura 68 presentan el resultado de realizar la gestión de la carga lenta en los alimentadores del tipo O1 y O2.

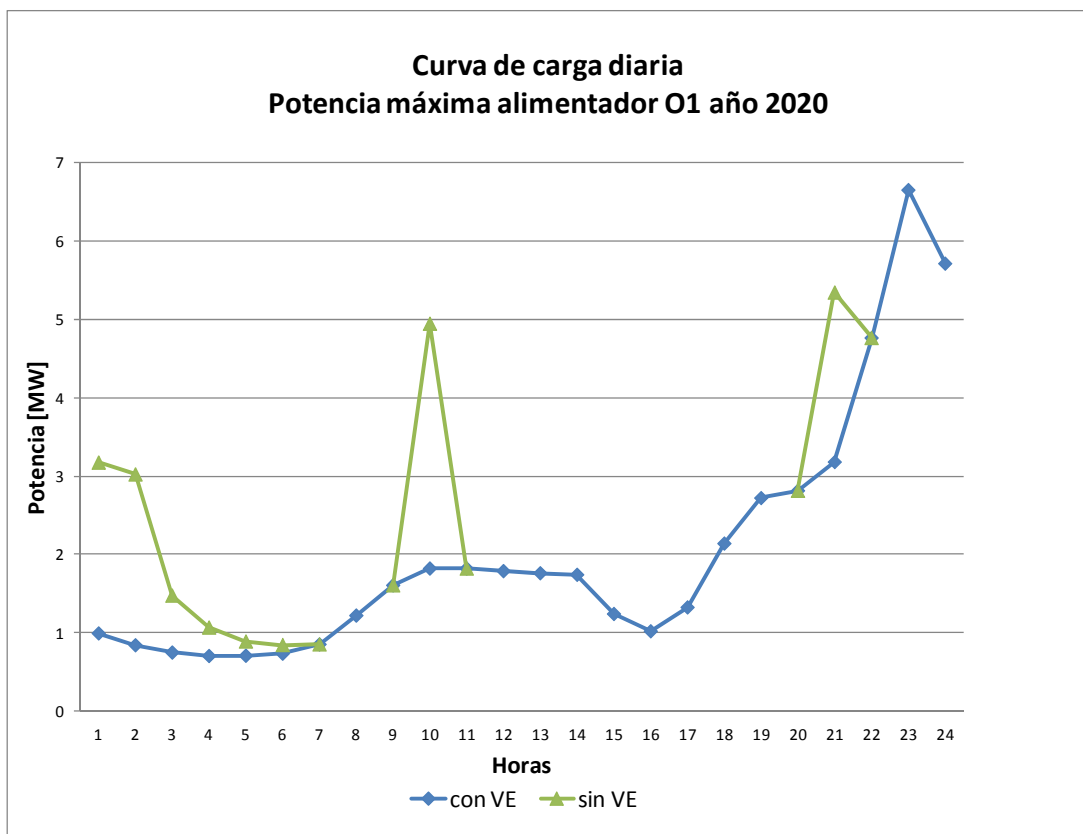


Figura 67: Curva de carga de alimentador O1 con gestión de carga.

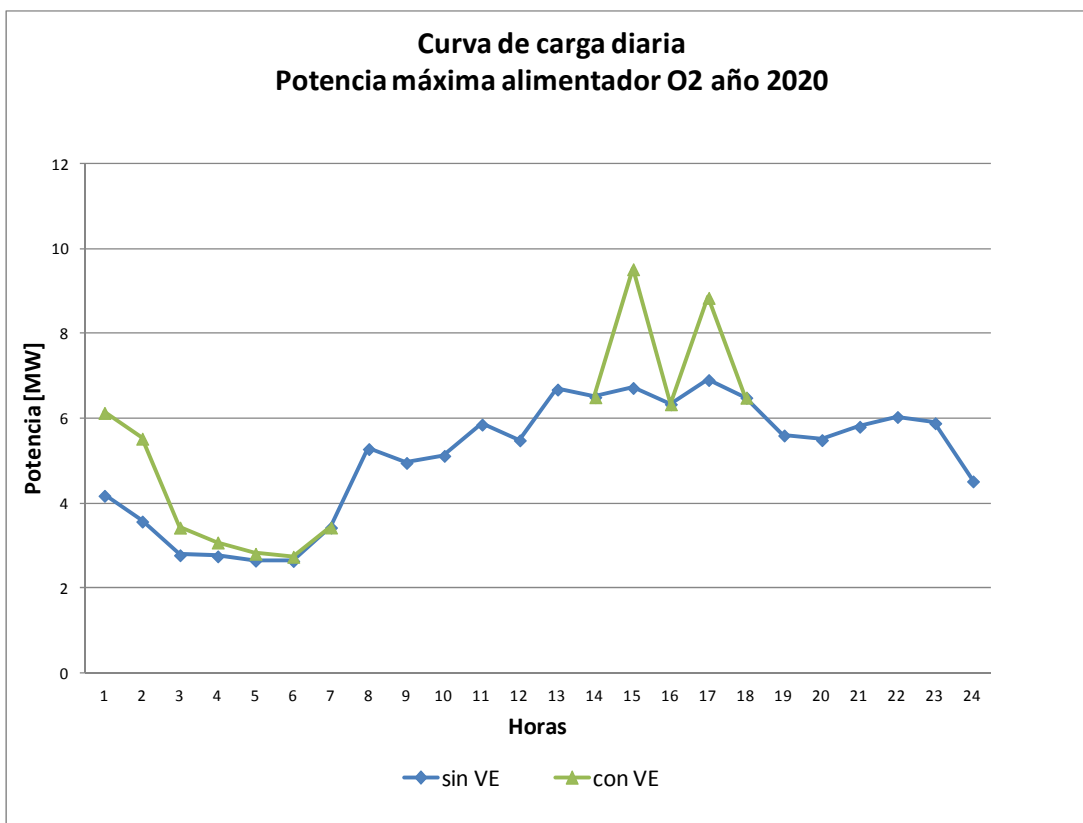


Figura 68: Curva de carga de alimentador O2 con gestión de carga.

Se observa de las figuras anteriores, que dado las características de las curvas de carga, el desplazamiento de la componente de carga lenta evita el sobrepaso de la máxima del alimentador sin VE solo en el alimentador O1. Esto no sucede en el caso del alimentador O2 porque, en ese caso, es la componente de carga rápida la que provoca el sobrepaso de la máxima en la situación sin VE, como ya se ha comentado.

Por otro lado, la Figura 69 presenta el resultado al utilizar una autonomía de $T=90$ minutos en el alimentador O2. Se observa que en este caso, tal como para la zona centro, el efecto de la carga rápida prácticamente desaparece, y de manera similar, se puede proyectar ese resultado al alimentador O1.

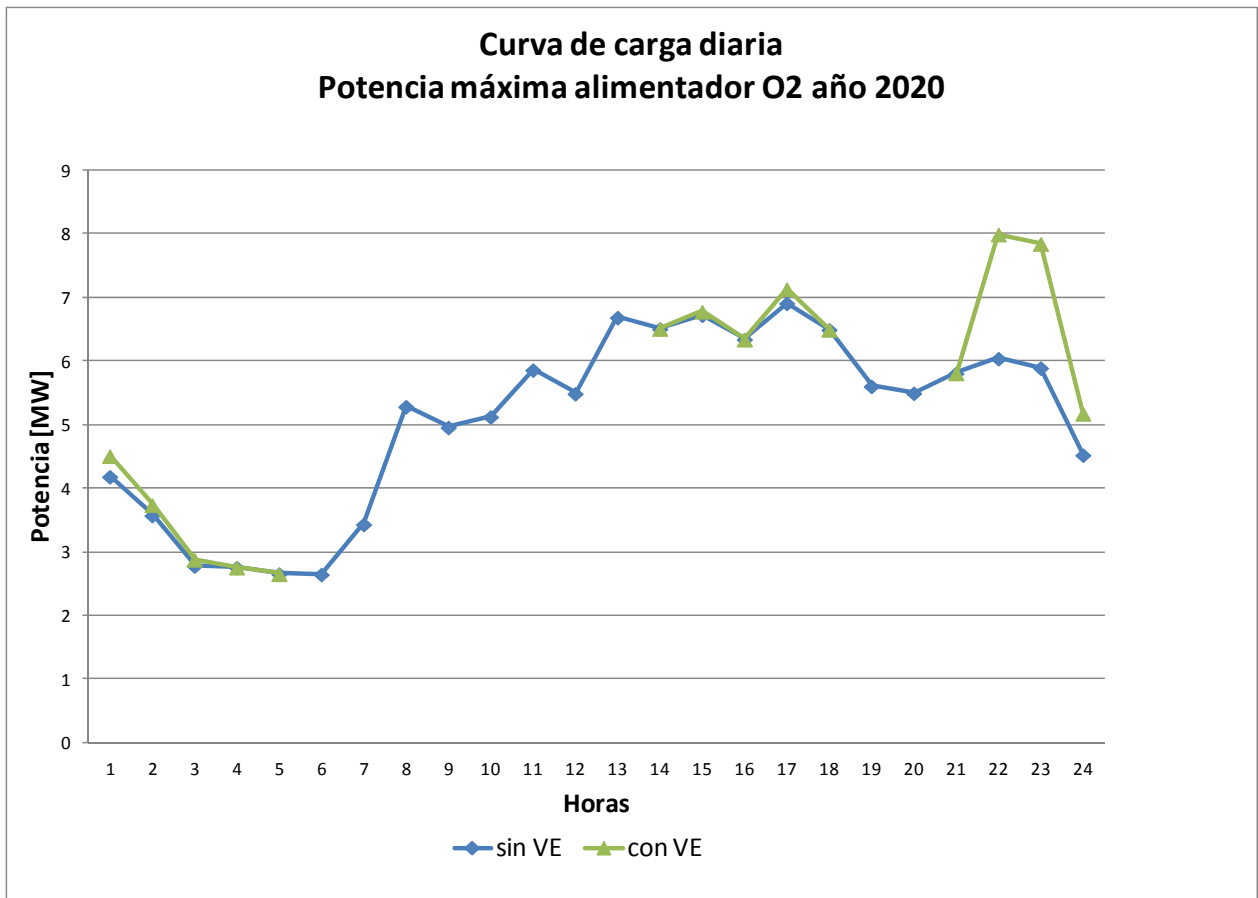


Figura 69: Curva de carga de alimentador O2 con parque de VE de autonomía $T=90$ min.

Por lo tanto se puede concluir que, al igual que para la zona centro, para la zona oriente en el año 2020 los alimentadores no se verán afectados bajo el escenario de inserción de 10% de participación de VE en el parque vehicular proyectado, siempre y cuando se realice la gestión de carga en aquellos alimentadores que concentren gran parte de la carga eléctrica y que la autonomía de los vehículos sea de 90 minutos o más.

5.3 Impacto en la reconfiguración de las redes en función del escenario de inserción de los vehículos eléctricos

Conociendo la potencia y los aumentos de demanda máxima en las curvas de carga de los alimentadores de la zona de estudio, se debe analizar el impacto de estos niveles de potencia en los requerimientos de reconfiguración de la red eléctrica.

En efecto, tal como ya se ha analizado de los resultados presentados en las secciones anteriores de este capítulo, para la situación del año 2020 considerando un escenario de inserción de 10%, existe la posibilidad de que exista la necesidad de descargar algún alimentador con las técnicas descritas en el Capítulo 4 y detalladas en el Anexo 2, en la eventualidad de que:

- La potencia máxima de operación del alimentador sea muy cercana a la potencia máxima de diseño, lo que se traduce en un pequeño margen posible de variación de potencia "Delta P" antes de ser necesaria la reconfiguración (ver Figura 49).
- Si el factor de prorrateo de la carga de los VE es alto, considerando que este factor es el que determina la cantidad de VE que se conectan al alimentador en cuestión.
- Si la autonomía de los vehículos no es suficiente como para desprestigiar el componente de carga rápida. Tal como se ha visto, dada las características de circulación del parque vehicular de la ciudad, si T es de 90 minutos, los efectos de la carga rápida no son significativos.
- Y sobre todo, según el tipo de consumo del alimentador, sin considerar existencia de VE, lo que condiciona los momentos de máxima propia del propio alimentador.

A continuación se determina, en el horizonte de los próximos años hasta el 2020, el año en que se proyecta que los alimentadores representativos del estudio sobrepasan su potencia máxima de diseño producto de la conexión de los VE, gatillando por lo tanto la necesidad de ejecutar la reconfiguración de la red con antelación. Además, siguiendo la metodología general de la Figura 51, se analiza como varían los resultados en función del nivel de inserción de VE en el parque vehicular (con valores diferentes al 10% al 2020), considerando los otros posibles escenarios de participación eléctrica en el parque vehicular de la Tabla 5.

La curvas de carga de los alimentadores se construyen siguiendo el modelo presentado en la Figura 48 en el Capítulo 4, considerando una autonomía media de los VE definida por $T=60$ minutos. En las Figura 70 y Figura 71 se presentan los resultados de curvas de carga proyectadas para los alimentadores C1 y O1 bajo los posibles niveles de inserción vehicular al año 2020.

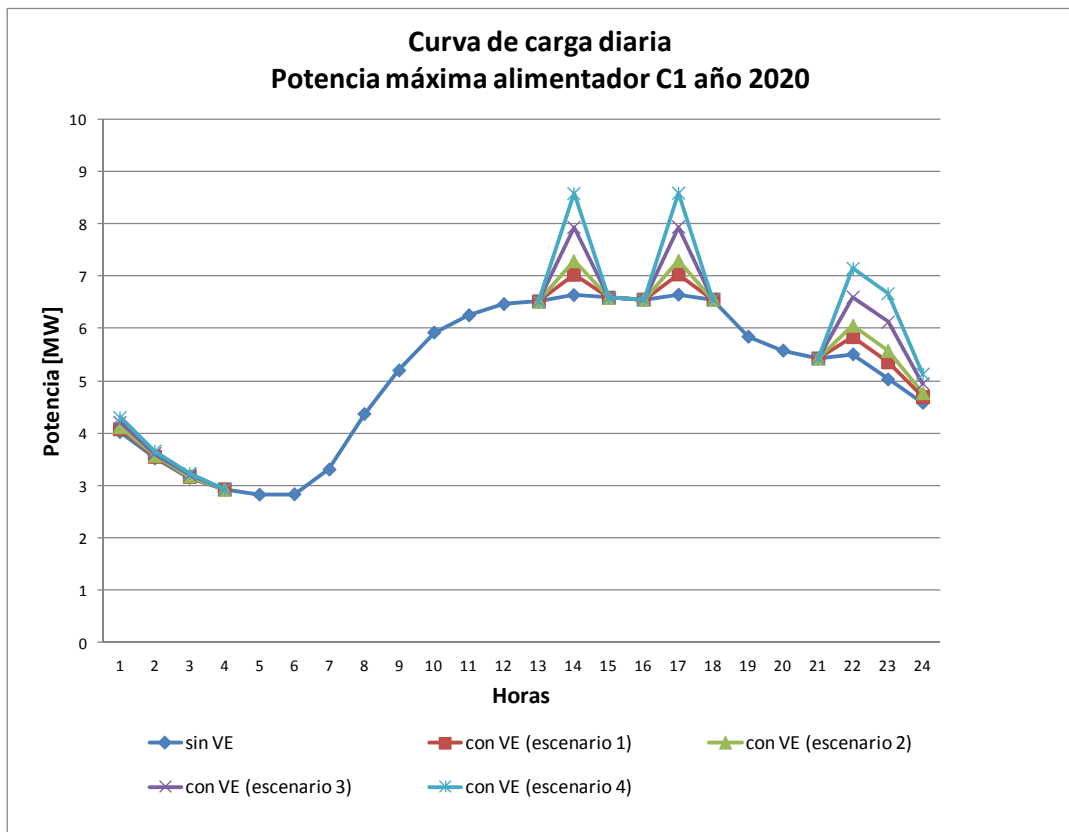


Figura 70: Curva de carga de alimentador C1 con diferentes escenarios de inserción vehicular.

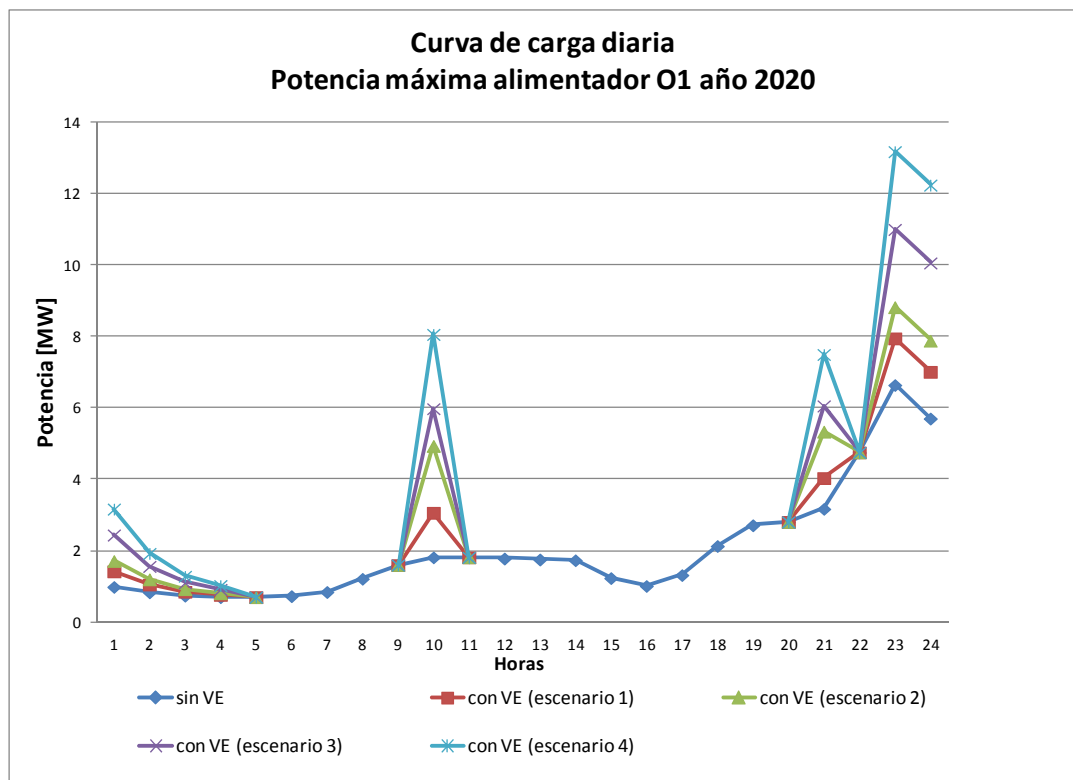


Figura 71: Curva de carga de alimentador O1 con diferentes escenarios de inserción vehicular.

De las Figura 70 y Figura 71 se observan los mismos comportamientos analizados en la sección anterior referidos a los componentes de carga que afectan la máxima del alimentador.

Es importante destacar que en función del nivel de inserción de VE en el parque vehicular, de las figuras se observan que ocurren valores de máxima en estos alimentadores que pueden ser muy superiores a la máxima proyectada para el escenario sin VE en el año 2020, incluso con valores igual o superiores al doble de la máxima original.

De forma análoga a lo realizado en la sección anterior (5.2.4), se puede analizar cómo se puede mitigar el impacto en las curvas de carga de las componentes de carga lenta y rápida del parque de VE, mediante el desplazamiento del momento de carga lenta y la autonomía del parque definida por la variable T.

Todas estas curvas se pueden construir para cada uno de los años 2012 al 2020 para los cuatro alimentadores representativos considerados en este estudio. A modo de ejemplo, todas las curvas de cargas obtenidas para los alimentadores C1 y O1 se presentan en el Anexo 3.

Considerando el valor máximo de consumo obtenido año a año para cada alimentador y para cada escenario de inserción vehicular, se obtiene el valor máximo de potencia año a año, el cual se debe comparar con el valor de la potencia de diseño de modo de determinar si se requiere reconfigurar la red, tal como se indica en el modelo de la Figura 50.

A continuación se presentan los resultados de aplicar ese modelo, de modo de ir determinando el año en que se requiere reconfigurar el alimentador representativo por zona.

5.3.1 Resultados para la Zona Centro

Las Figuras 72 y 73 muestran la evolución de la potencia máxima de carga eléctrica en los alimentadores representativos C1 y C2 de la zona centro, para los distintos escenarios de inserción eléctrica, de un parque con autonomía tal que T es igual 60 minutos.

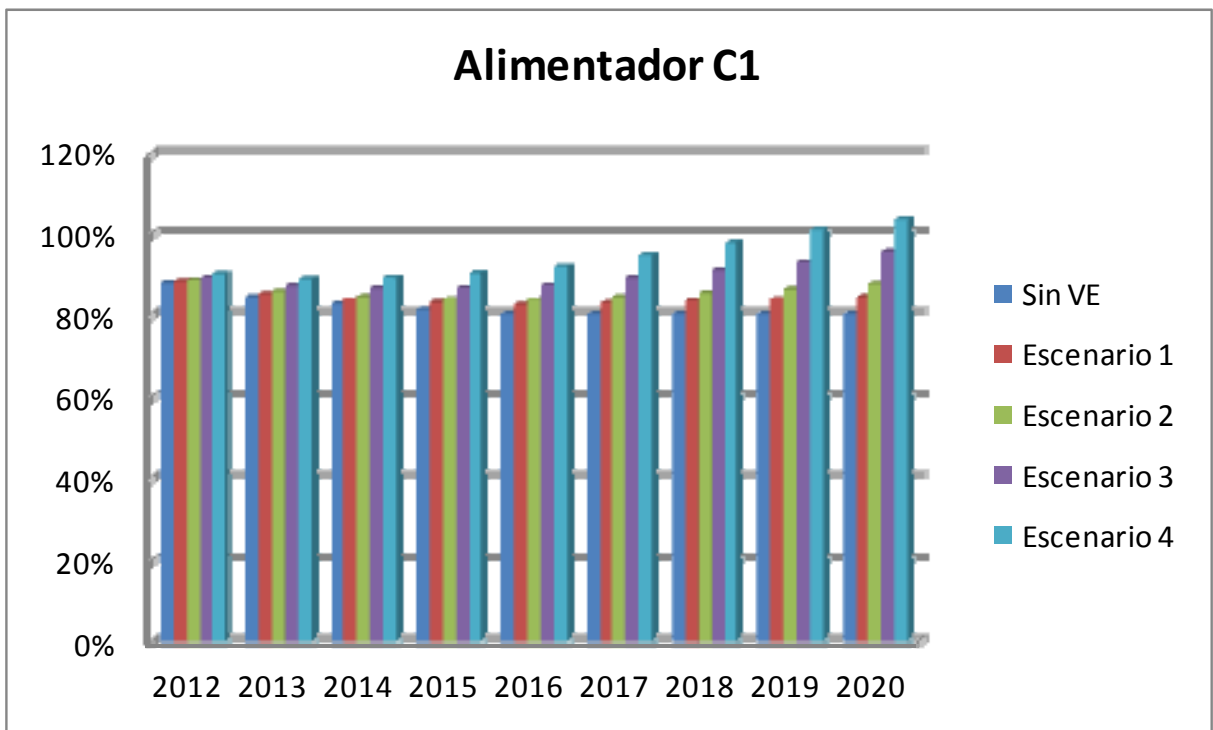


Figura 72: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador C1

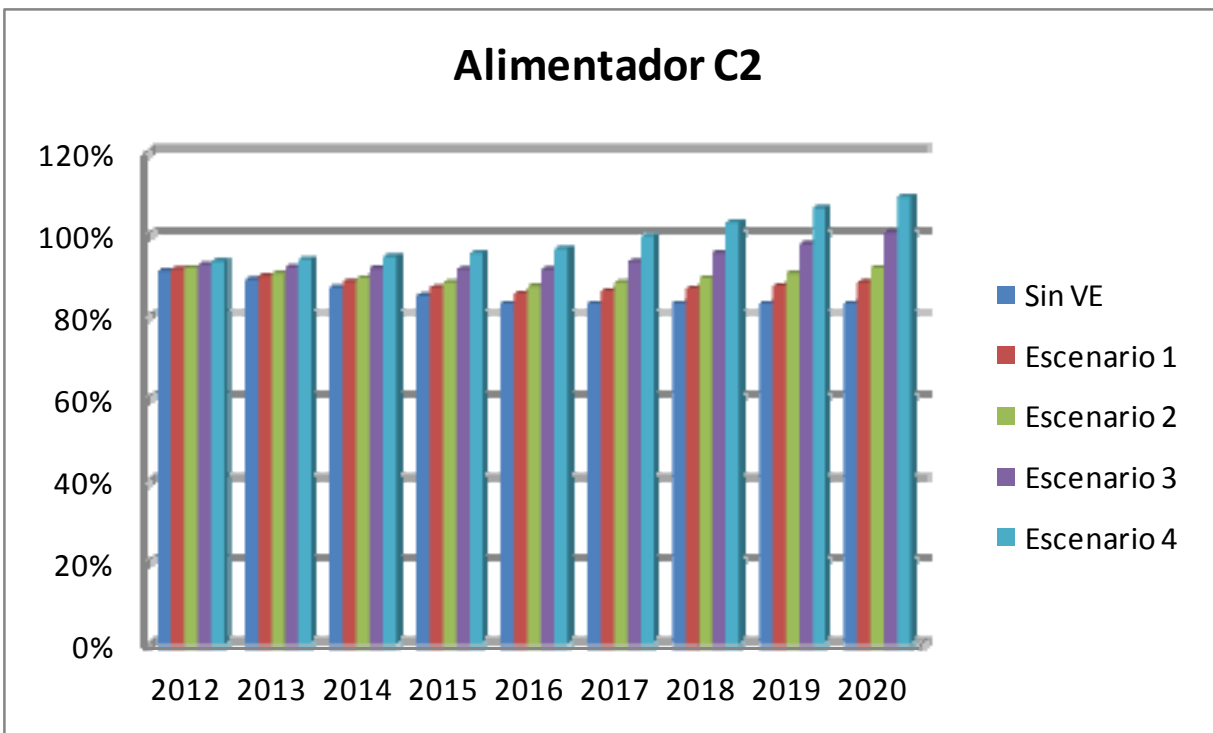


Figura 73: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador C2

De las Figuras 72 y 73 se puede observar el valor de potencia máxima de cada año considerando cada escenario de inserción vehicular, normalizado con respecto a la potencia de diseño. Los valores son presentados como porcentaje de la máxima capacidad del alimentador (máxima potencia de diseño). Por lo tanto, desde estas figuras se determina el año en que el alimentador representativo de la zona excede su potencia máxima de diseño al superar el valor de 100% en la gráfica.

Al observar las figuras se constata que, para ambos alimentadores representativos, solo el escenario 4, correspondiente a una inserción de 30% para el año 2020, supera la potencia máxima. Este sobrepaso ocurre en años diferentes según el alimentador. En el caso del C1 ocurre en el año 2020, mientras que en el C2 en el año 2018. Estas variaciones en los años es producto de la mayor carga inicial del alimentador C2 en el año 2012, sin considerar la conexión de VE, con respecto a C1.

Tal como lo indica el modelo de la Figura 50 presentado en el capítulo anterior, con los resultados de las Figuras 72 y 73 el planificador del sistema eléctrico puede determinar el año en que se deberá realizar el refuerzo o reconfiguración de la red.

Por otro lado, es importante destacar que se observa que para ambos alimentadores la potencia máxima sin VE es menor año a año. Es decir, el modelo SARIMA (Weron, 2006 [42]; Negnevitsky "et al", 2009 [43]) predijo, de acuerdo a la historia de carga del alimentador entre los años 2004-2011, una disminución de la carga eléctrica en el tiempo. Lo anterior se debe a que probablemente el dato histórico corresponde a datos con una tendencia de máxima anual en descenso por efecto de descargas del alimentador sucedidas en los años anteriores al 2012.

Para efecto de ver qué sucede si la demanda máxima anual propia del alimentador, es decir sin VE, hubiera seguido creciendo, se considera a continuación un crecimiento constante de 3% en lugar de los resultados de SARIMA. El resultado se presenta en la Figura 74 para el alimentador C2, el que, como se ha concluido de la Figura 73, puede requerir ser intervenido antes que el C1 producto de la mayor carga inicial.

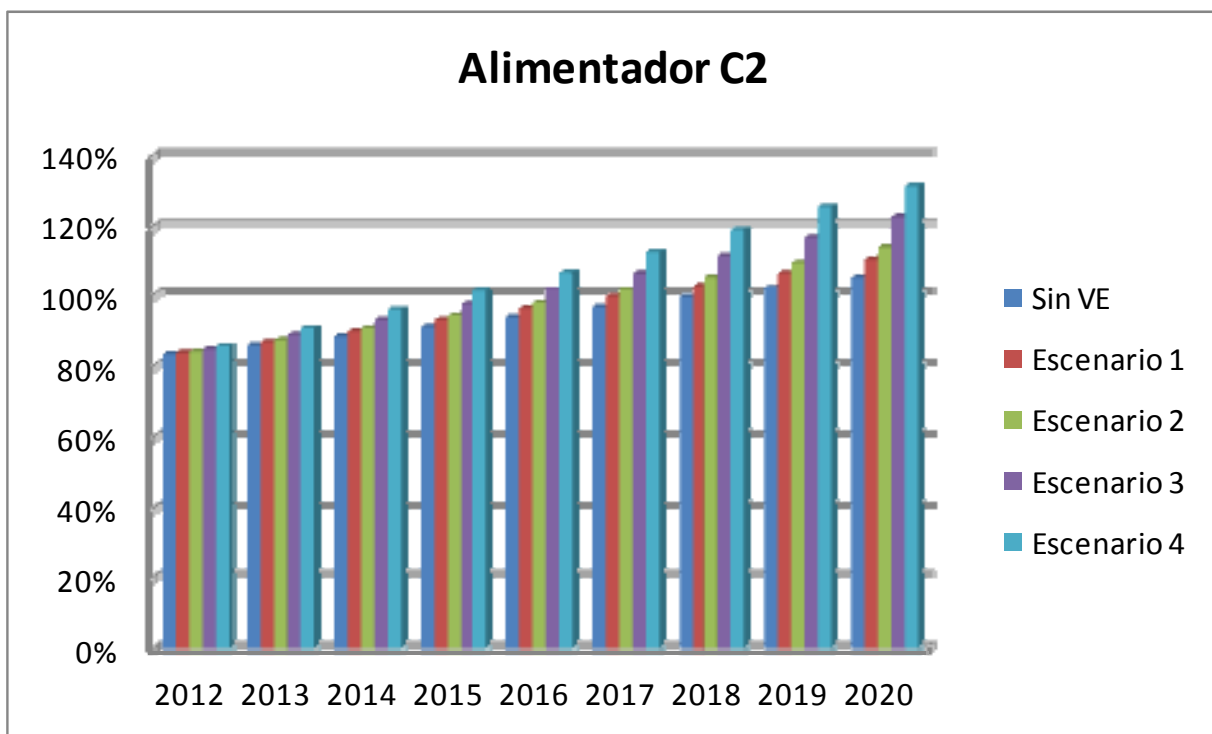


Figura 74: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador C2, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual

En este caso se observa que el escenario de inserción vehicular usado como límite inferior, equivalente al escenario 1 de la Tabla 5 (6% de participación eléctrica al año 2020), puede provocar el adelanto de la reconfiguración del alimentador. En efecto, de la Figura 74 se observa que en el año 2019 se supera la capacidad máxima del alimentador sin VE, sin embargo, tal como se ve en la misma figura, se sobrepasa el umbral de 100% en el 2018, un año antes producto de la carga de los VE.

A continuación se analiza cómo cambia este último resultado para el mismo alimentador C2 si se hace la simulación considerando disminuir el impacto de la carga rápida, lo que sucede si la autonomía T del parque es de 90 minutos o superior. Con respecto a la componente de carga lenta, tal como se analizó en el punto 5.2, considerando la característica de los alimentadores representativos de la zona centro, este tipo de carga no es un factor relevante en el impacto.

La Figura 75 muestra el resultado con T de 90 minutos y un crecimiento continuo de la demanda original (sin VE) del alimentador de 3%.

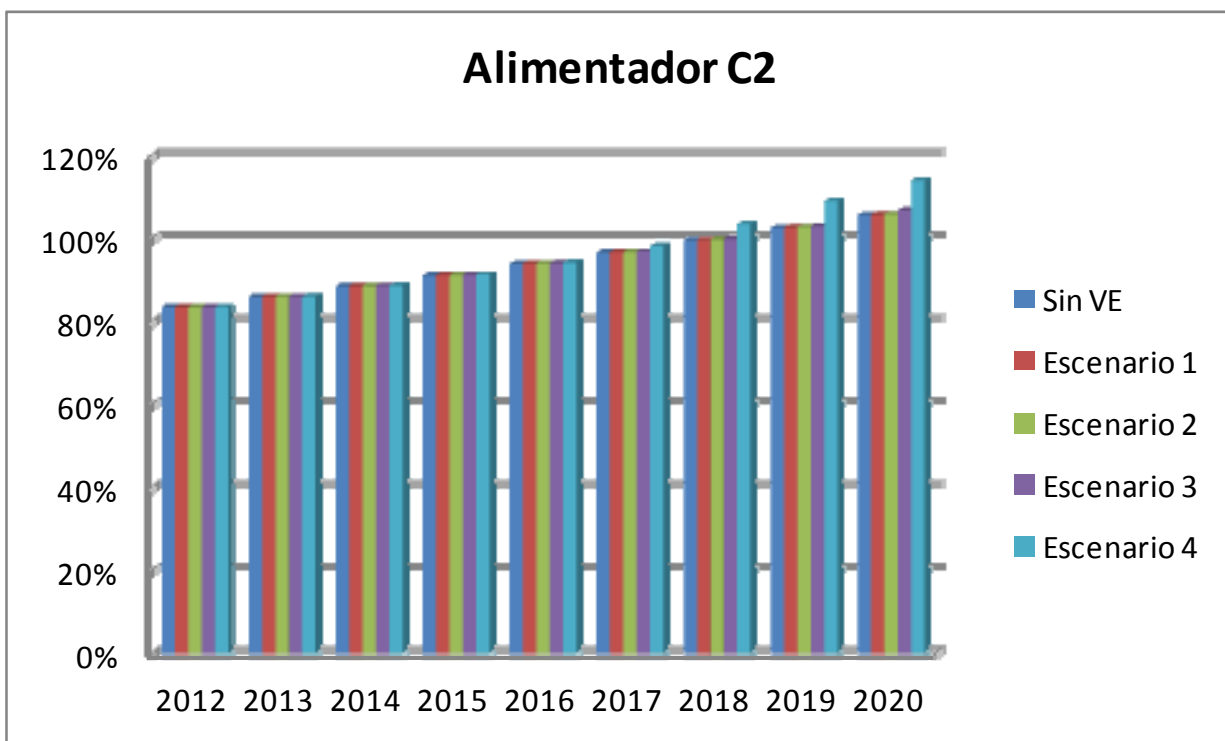


Figura 75: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador C2, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual y autonomía del parque T=90 min.

Al observar la Figura 75, se constata que en tal caso solo el escenario 4, correspondiente al escenario superior de inserción de VE, provocará un adelanto de la necesidad de reconfigurar la red. En los otros casos el VE no generará un impacto, pues no se sobrepasa el 100% de carga antes que lo haga la proyección de demanda de crecimiento del propio alimentador en la condición sin VE.

5.3.2 Resultados para la Zona Oriente

Tal como para la zona centro, desde las figuras que se presentan a continuación, se determina el año en que el alimentador representativo de la zona excede su potencia máxima de diseño, es decir supera el 100% de carga.

Las Figuras 76 y 77 muestran la evolución de esta potencia máxima de carga eléctrica en los alimentadores representativos de la zona oriente, O1 y O2, para los distintos escenarios de inserción utilizando T igual a 60 minutos.

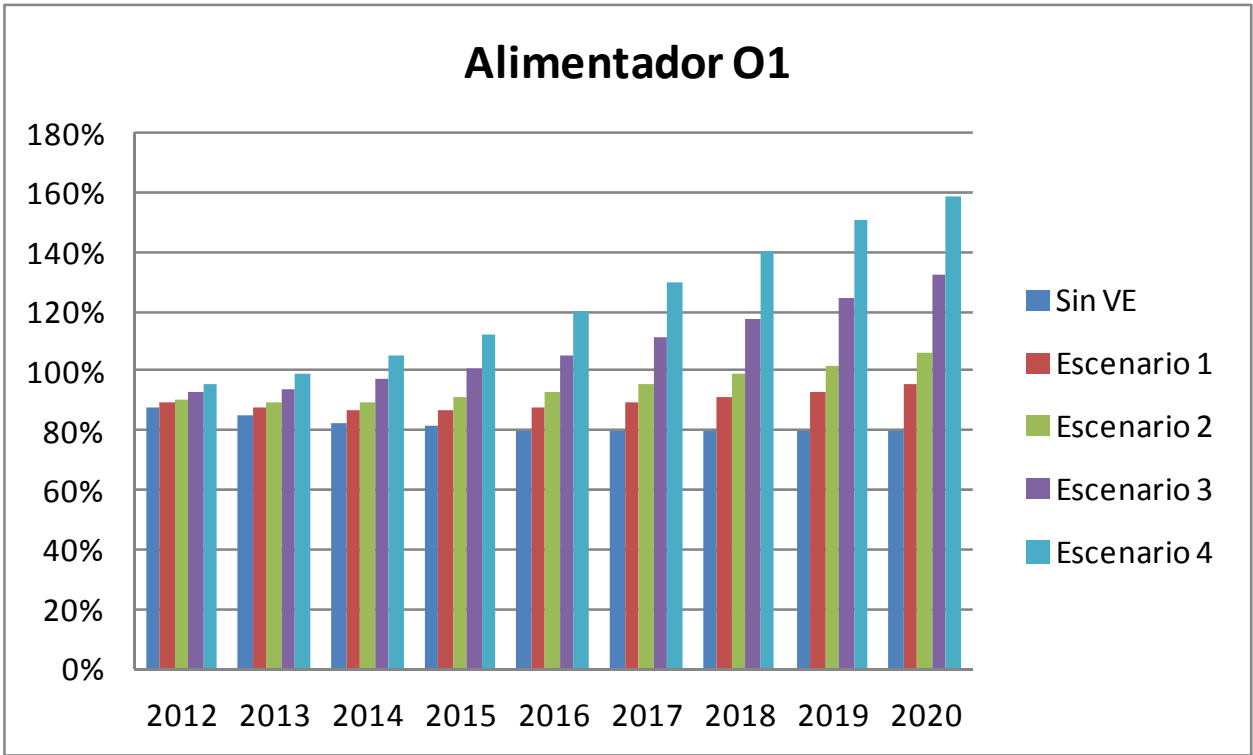


Figura 76: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O1

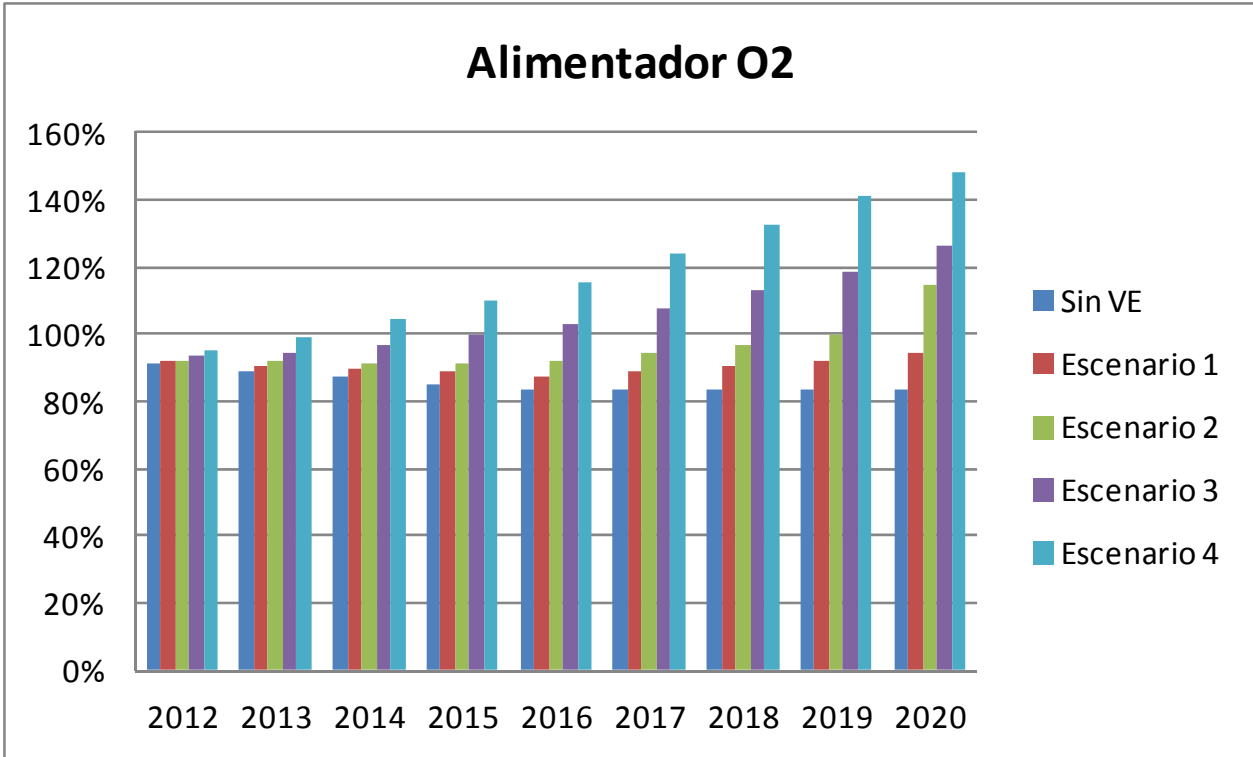


Figura 77: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O2

De las Figuras 76 y 77 se constata que, para los alimentadores representativos O1 y O2, se sobrepasan los límites de potencia de diseño por escenario en los mismos años, y que en el periodo 2012-2020 solo el escenario 1 no genera la necesidad de una reconfiguración antes del momento requerido por el crecimiento de la demanda propia del alimentador sin VE.

Por otro lado es importante destacar que, tal como se observa de las figuras, y al igual que para los alimentadores de la zona centro, para ambos alimentadores la potencia máxima sin VE es menor año a año, es decir, el modelo SARIMA de acuerdo a la historia de carga del alimentador predijo nuevamente una disminución de la carga en los alimentadores (por las mismas razones analizadas en la sub sección precedente 5.3.1).

Por lo tanto, al igual que para caso del Centro, para efecto de ver qué sucede si la demanda hubiera seguido creciendo, se realiza el proceso análogo considerando un crecimiento constante de 3% en la demanda anual propia del alimentador sin VE. El resultado se presenta en la Figura 78 para el alimentador O1.

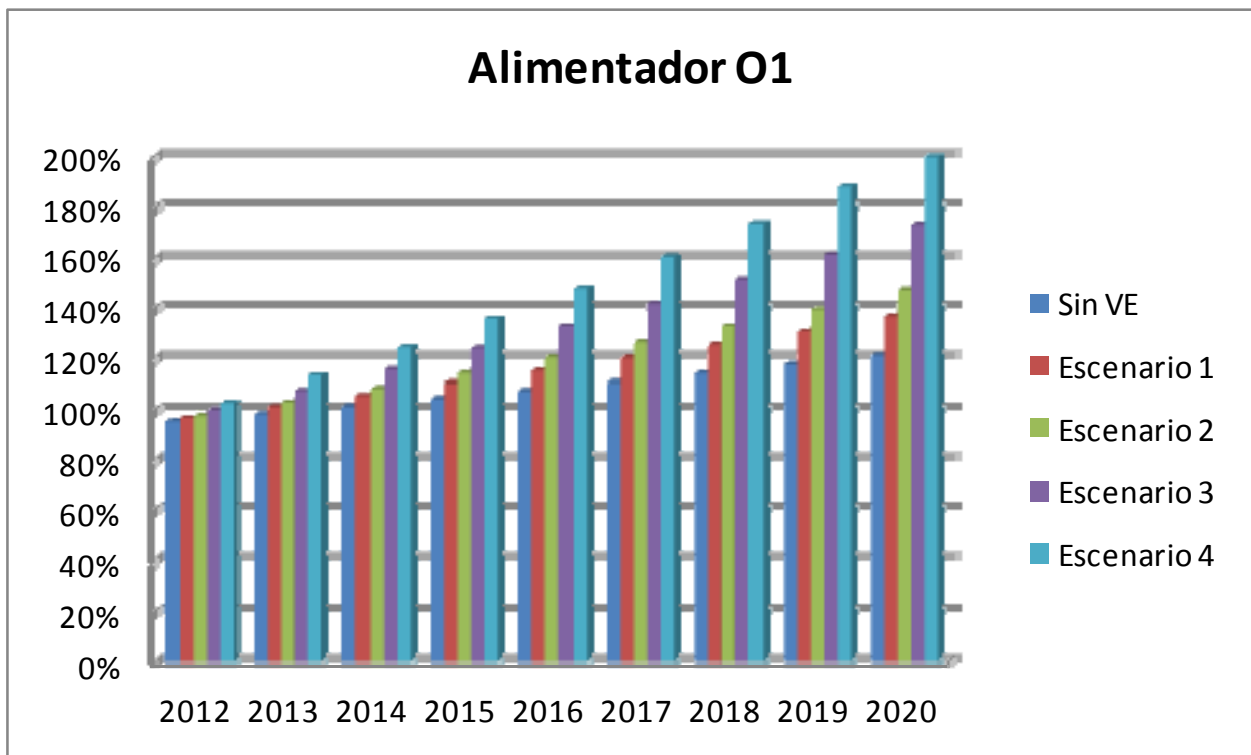


Figura 78: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O1, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual

En este caso se observa que el escenario de inserción vehicular usado como límite inferior, equivalente al escenario 1 de la Tabla 5 (6% de participación

eléctrica al año 2020) puede provocar el adelanto de la reconfiguración del alimentador. En efecto, de la Figura se observa que en el año 2015 se supera la capacidad máxima en el escenario sin VE, sin embargo tal como se ve en la misma figura, se sobrepasa el umbral de potencia de 100% de carga en el 2014, un año antes, producto de la carga de los VE.

A continuación se analiza cómo cambia este último resultado si se hace la simulación considerando disminuir el impacto de la carga lenta, mediante el proceso de gestión de la carga, para el mismo alimentador O1. Con respecto a la componente de carga rápida, tal como se analizó en el punto 5.2, considerando la característica del alimentador representativo O1, este tipo de carga no es un factor relevante en el impacto.

La Figura 79 muestra el resultado con el proceso de gestión de la carga y un crecimiento continuo de la demanda original (sin VE) del alimentador de 3%.

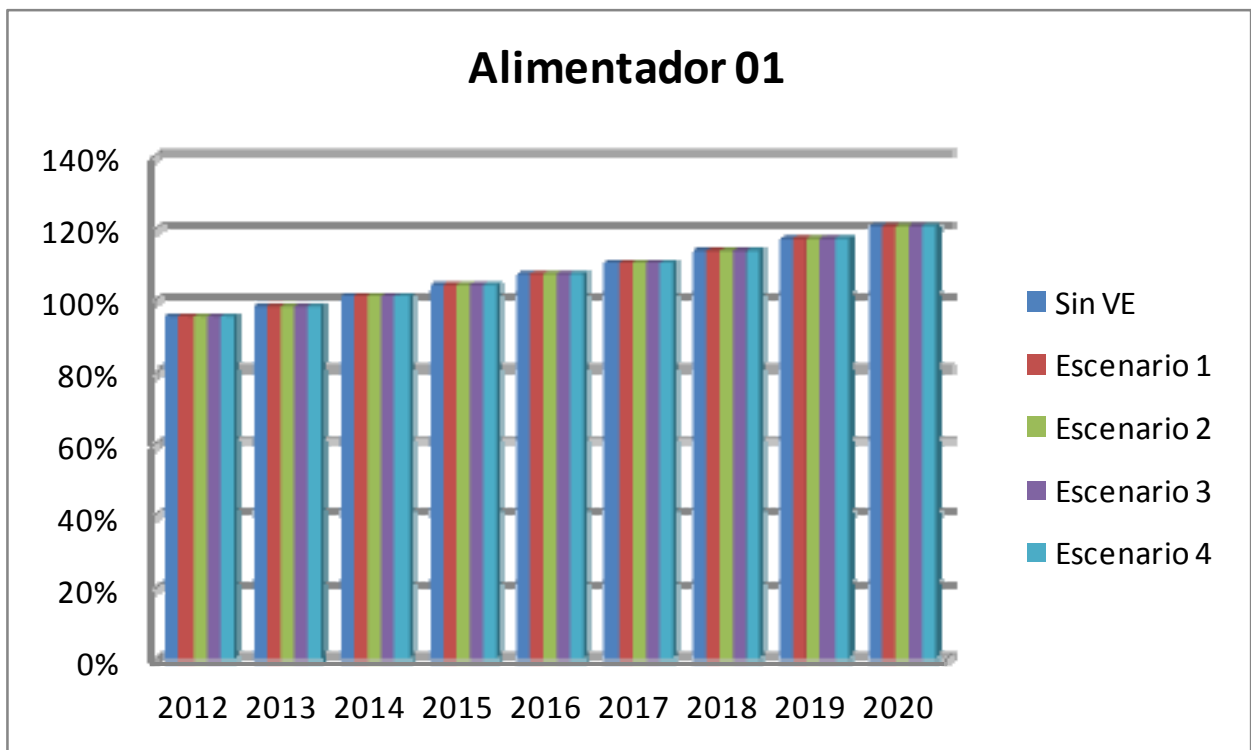


Figura 79: Evolución del crecimiento de la Potencia máxima esperada para el alimentador O1, considerando tasa de crecimiento de demanda original de 3% anual y gestión de la carga lenta del parque de VE.

De la Figura 79 se observa que gestionando la carga lenta, para cualquiera de los escenarios de inserción vehicular, no existirá un cambio respecto al año de superación de la potencia de diseño esperado por el simple crecimiento de la demanda eléctrica del alimentador al 3% anual.

Finalmente, con todos los datos obtenidos se construyen las Tablas 12 y 13. Estas tablas resumen para las zonas centro y oriente el año en que se deberá realizar un proyecto de reconfiguración de la red de sus alimentadores representativos (utilizados en el estudio) bajo los diferentes escenarios de inserción de VE en el parque vehicular de la ciudad de Santiago.

Considerando que el objetivo es evitar el sobre paso de la potencia máxima, para construir la tabla se ha considerado tomar la decisión de reconfiguración el año antes de aquel en que se determina el sobrepaso de potencia máxima de diseño de la red.

Alimentador representativo de Zona Centro (C2)			
Escenarios de inserción de VE	Año de ejecución de proyectos de reconfiguración de la red considerando proyección de demanda eléctrica y tiempo de autonomía promedio del parque vehicular		
	SARIMA	3% anual	3% anual
	T = 60	T = 60	T = 90
Sin VE	Sin reconfig	2018	2018
1	Sin reconfig	2017	2018
2	Sin reconfig	2016	2018
3	Sin reconfig	2015	2018
4	2017	2014	2017

Tabla 12: Año de ejecución de proyecto en Alimentador C2

Alimentador representativo de Zona Oriente (O1)			
Escenarios de inserción de VE	Año de ejecución de proyectos de reconfiguración de la red considerando proyección de demanda eléctrica y tiempo de autonomía promedio del parque vehicular		
	SARIMA	3% anual	3% anual
	Sin gestión de carga	Sin gestión de carga	Con gestión de carga
sin VE	Sin reconfig	2013	2013
1	Sin reconfig	2012	2013
2	2018	2012	2013
3	2014	2012	2013
4	2013	2012	2013

Tabla 13: Año de ejecución de proyecto en Alimentador O1

En general estos resultados permiten concluir que los alimentadores con potencia máxima de operación cercana a la potencia máxima de diseño serán más susceptibles de verse afectados por niveles de penetración alta de VE,

ya sea por efecto de la carga lenta o rápida, siendo más crítico el caso de la carga rápida al no poder esta gestionarse.

Asimismo, otro factor gravitante en el impacto en los alimentadores, es el número de VE que se conectan a una zona. Mientras mayor sea este valor, mayor será la cantidad de vehículos esperados por alimentador, considerando una distribución homogénea de la carga. Esto último, por lo tanto puede ser más crítico en el caso de la zona oriente, lugar en donde se espera que se concentre el parque vehicular eléctrico proyectado para cada escenario.

Por último cabe indicar que estos resultados obtenidos, con los modelos propuestos en el Capítulo 4, sirven como ejemplo de aplicación de la metodología propuesta en este estudio para estudiar el impacto de la conexión de los vehículos eléctricos a nivel de zonas de una ciudad, pero en la práctica los resultados de requerimiento de reconfiguración de la red podrán variar según las características de cada alimentador que se estudie mediante la misma metodología general de la Figura 23 que se propone en esta tesis, cuando el parque vehicular ya sea una realidad en la ciudad con tasas importante de penetración.

Sin embargo, de acuerdo a los revisado en el Capítulo 2, no se esperan tasas importantes de penetración de VE en el parque vehicular de Santiago antes del año 2020. Por lo tanto, se puede concluir que en los próximos 5 años (quinquenio 2013-2018) no debiera generarse un impacto en la reconfiguración de las redes de distribución de Santiago producto de la existencia de un parque vehicular naciente.

6. CONCLUSIONES

En esta tesis se ha presentado una metodología general que permite determinar, en función de las características de circulación del flujo del sistema transporte y de los patrones de consumo de la red eléctrica, el impacto de la conexión de los vehículos eléctricos en las redes de distribución de una ciudad.

Esta metodología, compuesta principalmente por un modelo de energía y otro de potencia, ha sido aplicada a la ciudad de Santiago de Chile para efecto de determinar la necesidad de reconfiguración de la red eléctrica bajo diferentes escenarios esperados de inserción de vehículos eléctricos en el parque vehicular.

Mediante el uso del modelo de energía se estima el consumo del parque vehicular esperado en un periodo determinado a nivel sistémico. Este resultado permite conocer los requerimientos de expansión de la capacidad instalada producto del crecimiento del parque de vehículos eléctricos en la ciudad.

Por otra parte, mediante el modelo para determinar el impacto de potencia aplicado por zonas, se determinan posibles alimentadores del sistema que pudieran sobrecargarse por causa de la conexión de los vehículos eléctricos. Este modelo considera (a) la densidad y tipo de vehículos que se conectan a un alimentador particular, (b) los momentos esperados de conexión de los vehículos y su posible coincidencia con en el período de demanda máxima del alimentador, y (c) el nivel de carga del alimentador proyectado sin existencia de vehículos eléctricos.

Los resultados obtenidos indican que en el caso de la ciudad de Santiago, el incremento de energía producido por un parque vehicular eléctrico con una participación de 10% del total del parque vehicular al año 2020, es menor al 3% de la energía total consumida por el sistema el año 2010. Considerando que este nivel de inserción es optimista para la realidad del desarrollo vehicular eléctrico en Santiago, se concluye que en el mediano plazo la existencia de un parque vehicular eléctrico no requerirá una cantidad de energía que pudiera impactar en el sistema.

Sin embargo en lo que se refiere a requerimiento de potencia desde las redes, se concluye que la densidad de vehículos que se conectan puede ser relevante, particularmente en los casos de la zona oriente y centro, dado las características de distribución del parque vehicular y de sus flujos de circulación actuales.

Por otra parte, en lo que concierne a los momentos de carga, teniendo en consideración que existen básicamente dos tipos de procesos de carga, se observa que se podrán provocar necesidades de reconfiguración o descarga de la red en función del tipo de curva de carga original que posee el alimentador al que se conecta el vehículo. Al respecto, se concluye que los alimentadores que presenten sus máximas de demanda en las horas del final del día serán más susceptibles de ser afectados por el proceso de carga lenta; en cambio los que presentan su máxima en las horas laborales del día, serán los más susceptibles de verse afectados por el proceso de la carga rápida.

En relación a los efectos de estos procesos de carga en las redes, tal como se revisa en este trabajo, el administrador de la red eléctrica de Santiago pudiera implementar medidas para amilanzar el impacto de estos procesos de carga. Estas medidas pueden enfocarse, dado su esperado patrón de ocurrencia, en la componente de carga lenta, por ejemplo, con incentivos tarifarios para que el usuario cargue las baterías de su vehículo en horas de la noche desde la red domiciliaria. En este caso, al desplazar el momento de conexión del proceso de carga lenta, los resultados obtenidos para la ciudad de Santiago permiten concluir que, bajo un escenario de participación optimista del 10% de vehículos eléctricos en el parque total, no existirá impacto en las redes que presenten su máximo de demanda en las horas del final del día.

Sin embargo esta gestión no se puede realizar con la componente de carga rápida, pues el momento de ocurrencia de esta modalidad de carga es absolutamente dependiente de los patrones de viajes y autonomía de los vehículos y por lo tanto no controlable. Pero en este caso, si bien no se puede gestionar, es posible determinar probables momentos de ocurrencia en función de patrones de carga que dependen del comportamiento del flujo vehicular de la ciudad y con esto proyectar el impacto en las redes de manera anticipada.

Cabe mencionar que todos estos resultados y sus respectivas conclusiones son dependientes de la tasa de crecimiento del parque y de la categoría de vehículos eléctricos que se proyecta en este, siendo un tema relevante la autonomía de los vehículos. En efecto, de los resultados obtenidos se concluye que si la autonomía de los vehículos eléctricos aumenta, considerando los patrones de comportamiento de los flujos diarios de los vehículos en la ciudad de Santiago, la componente de carga rápida será menos importante al requerirse recargar menos veces el vehículo eléctrico en dicha modalidad. En tal caso se espera que la componente de carga lenta sea predominante, es decir, que los usuarios preferirán recargar sus vehículos desde la conexión de sus casas a través de la red de baja tensión. Esta situación implica sin duda un reto para el desarrollo oportuno de puntos de

conexión en los lugares de estacionamiento, factor por cierto relevante para que pueda existir un parque vehicular eléctrico considerable.

La predominancia de la carga lenta es esperable considerando los niveles de autonomías actuales de los vehículos, determinados por las capacidades de almacenamiento de sus baterías, y la potencia de conexión de los cargadores respectivos. Cabe mencionar que los valores que fueron utilizados en el estudio son los esperados para el periodo de inserción de los vehículos eléctricos en la ciudad de Santiago. Sin embargo, luego de este periodo se puede invertir esta tendencia si el desarrollo tecnológico de las baterías permite autonomías muy superiores. En efecto, en tal caso la red eléctrica domiciliaria no podrá abastecer las baterías en modalidad lenta, y será la carga rápida por lo tanto la que predominará y que impactará en las redes eléctricas.

Sin embargo considerando el desarrollo tecnológico actual de los vehículos eléctricos y el grado de inserción, hasta el momento, de esta tecnología en el parque vehicular de la ciudad de Santiago, esta situación de altos requerimientos de carga rápida de un parque vehicular eléctrico masivo no se espera antes del año 2020. Por otro lado cabe mencionar que cuando se masifiquen los puntos de carga rápida, asociados sin duda a la maduración de la tecnología eléctrica dentro del parque vehicular, probablemente estos serán propiedad de terceros que deberán contratar potencia y energía a la distribuidora eléctrica de forma anticipada, siguiendo el procedimiento de cualquier requerimiento actual de conexión de un consumo trifásico a la red, lo que por lo tanto disminuye la incertidumbre para el planificador de la red eléctrica sobre la capacidad de ésta para abastecer la demanda del parque vehicular eléctrico.

Por último, se concluye que en base a la metodología propuesta en esta tesis, es posible determinar la necesidad de reconfiguración o refuerzo del sistema eléctrico con objeto de elaborar planes anticipados de acción sobre los alimentadores de distribución, considerando diferentes posibles escenarios de inserción vehicular eléctrica. Lo anterior aplicado al caso de Santiago en el periodo 2012-2020 arroja que, en vista de la reciente llegada del vehículo eléctrico al parque de la ciudad y la tasa de crecimiento esperada del parque actual en dicho período, la conexión de los vehículos eléctricos no será de criticidad para la planificación general del sistema eléctrico de la ciudad en el corto plazo; más aún, teniendo en cuenta que no todos los vehículos eléctricos que se venderán en los primeros años tendrán la capacidad de conectarse a la red, a diferencia de lo que se ha supuesto en este estudio en que se consideró la totalidad del futuro parque eléctrico compuesto por vehículos de batería no híbridos.

6.1 Posibles desarrollos futuros

A continuación, se presentan las propuestas de mejora para la metodología implementada que se podrían realizar a partir de lo desarrollado en esta tesis, para objeto de obtener resultados más precisos a medida que aumente el número de “vehículos eléctricos conectables” en el parque vehicular de Santiago:

Primero que todo, para efecto del modelo de consumo energético, sería interesante incorporar las categorías vehiculares eléctricas directamente en las corridas ESTRAUSS, como una categoría nueva de vehículo del modelo MODEM y en función de su distribución real en la ciudad, de modo de obtener directamente sus patrones de viaje desde el modelo mismo.

Además, considerando que para efecto de este trabajo se utilizó el supuesto de que los puntos de conexión eléctrica existirán, pues de lo contrario es difícil que se masifique el vehículos eléctrico, sería interesante simular el comportamiento de las proyecciones en los años futuros considerando variables de restricción en el desplazamiento, en función del número de puntos de carga y su localización en la ciudad.

Por otro lado, además de determinar el impacto por zonas por medio de alimentadores representativos, como próxima etapa se propone determinar simular los momentos de carga de los vehículos eléctricos en cada uno de los alimentadores de la red eléctrica de distribución, con objeto de determinar conjuntos de alimentadores que bajo diferentes niveles de inserción eléctrica sobrepasan su capacidad de diseño en un año determinado, pudiéndose a su vez realizar un análisis de sensibilidad con respecto a la distribución de densidad del parque vehicular eléctrico.

Por último, como comentario final, cabe mencionar que independiente al nivel de inserción del vehículo eléctrico en el país en los próximos años, la esperada llegada del vehículo eléctrico al parque vehicular plantea desafíos importantes para el mercado de la distribución eléctrica, ya sea por la necesidad de gestión futura de redes inteligentes, como por la necesidad de una mayor integración del mundo eléctrico con el del transporte vehicular. Estos desafíos deberán ser compartidos por los otros actores involucrados, a saber automotoras, distribuidores de combustibles, centros de investigaciones, y actores públicos en general, para generar las condiciones básicas técnicas y económicas que apalancarán el desarrollo de este tipo de vehículos en el país.

7. REFERENCIAS

- [1] INTERNATIONAL Energy Agency. Sustainable Transport: New Insights from the idea´s worldwide study, 2001. pp. 3-5.
- [2] PALMA, R., ALÉE, J. y PUSCHEL, S. Informe Final: Diagnostico de necesidades de infraestructura energética de la Ciudad de Santiago (y Chile) para soportar/integrar vehículos eléctricos en escala comercial. Santiago, Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2010. 104p.
- [3] CHAN, C y WONG, Y. Electric Vehicles Charge Forward. IEEE Power & Energy Magazine, (24): 25-33, 2004.
- [4] MURRAY, J., LANE, B., LILLIE, K. y MCCALLUM, J. An assessment of the Emissions Performance of Alternative and Conventional Fuels. En: Report of the Alternative Fuels Group of the Cleaner Vehicles Task Force. Norwich, UK, 2000. pp. 5-6, 60-70.
- [5] PALLISÉ, J. Reinventando la movilidad: sobre petróleo, energía, vehículos, transporte y medio ambiente. En: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Guía del Vehículo Eléctrico. Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, España, 2009. pp. 15-38.
- [6] MOREL, J. y ALÉE, J. Requerimientos y actualidad en el desarrollo de baterías de ion-Li para vehículos eléctricos. Centro Innovación del Litio, 2012. 30p.
- [7] THE BOSTON CONSULTING GROUP. The Comeback of the Electric Car? How Real, How Soon, and What Must Happen Next, 2009. 16p.
- [8] CHAN, C.C. The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles. Proceedings of the IEEE. 95 (April): 704-718, 2007
- [9] MATEO Rosso, Angel. Desarrollo, Estado del Arte. En su: Evaluación del Impacto de los Vehículos Eléctricos en las Redes de Distribución. Tesis (Ingeniería Industrial). España, Universidad Pontífica Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2010. pp. 8,31-42.
- [10] VAN DIJK, K. Presente y futuro de la tecnología híbrida. En: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Guía del Vehículo Eléctrico. Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, España, 2009. pp. 87-95.

- [11] NI, L., PATTERSON, D. y HUDGINS, J. Preliminary Design, Simulation and Modeling of a Series Hybrid Commuter Vehicle with a Minimal IC Engine. IEEE, 2007.
- [12] AMARILLA, J.M. Baterías recargables avanzadas para el Vehículo Eléctrico. En: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Guía del Vehículo Eléctrico. Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, España, 2009. pp. 117-138.
- [13] WESTBROOK, M. Energy sources 1: storage batteries. En su: The Electric and Hybrid Electric Car. United Kingdom, Society of Automotive Engineering, IEEE, 2001. pp. 65-87.
- [14] LINDEN D. y REDDY T.B. Handbook of Batteries. 3a ed. McGraw-Hill, 2002. 198p.
- [15] ÁLVAREZ, C. La batería de litio del coche electric. [en línea] El País. 13 de abril, 2010. <<http://blogs.elpais.com/eco-lab/2010/04/la-bateria-de-litio-del-coche-electrico.html>> [consulta: 04 julio 2012]
- [16] RIVEROS, J. Los autos del futuro llevarán litio chileno en sus baterías. Las Ultimas Noticias, Santiago, Chile, 6 agosto, 2010.
- [17] GUILLÉN, F. ¿Puede España liderar el desarrollo del sector del Vehículo Eléctrico?. En: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Guía del Vehículo Eléctrico. Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, España, 2009. pp. 39-61
- [18] ALONSO, J. Retos de futuro para la comercialización de vehículos eléctricos en España. En: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Guía del Vehículo Eléctrico. Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, España, 2009. pp. 63-85
- [19] AMARILLA, J.M. La red de distribución eléctrica y la carga de los vehículos eléctricos. En: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Guía del Vehículo Eléctrico. Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, España, 2009. pp. 165-182
- [20] Presentan el primer punto de recarga para autos eléctricos en Chile. [en línea] El Mercurio on line (EMOL). 20 de octubre, 2010. <http://www.emol.com/noticias/economia/detalle/detallenoticias.asp?i_dnot> [consulta: 8 julio 2011]
- [21] BALL, R., KEERS, N., ALEXANDER, M., BOWER, E. Modeling Electric Storage Devices for EV. [en línea] Mobile Energy Resources Ingrid of Electricity (MERGE Project), Task 2.1, ene. 2010. <www.ev-merge.eu>

- [22] RAAB, A., ELLINGSEN, M. y A. WALSH. Learning form EV Field Test. [en línea] Mobile Energy Resources Ingrid of Electricity (MERGE Project), Task 1.4, sep. 2011. <www.ev-merge.eu>
- [23] MITSUBUSHI Motors, 2009. [en línea] <<http://media.mitsubishimotors.com/pressrelease/e/products/detail1940.html>>
- [24] SOTO, F. y DÍAZ, B. Integración de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico español. En: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Guía del Vehículo Eléctrico. Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, España, 2009. pp. 139-163
- [25] DENHOLM, P. y SHORT, W. An Evaluation of Utility System Impacts and Benefits of Optimally Dispatched Plug-In Hybrid Electric Vehicles. National Renewable Energy Laboratory, : 1-24. Oct. 2006.
- [26] DOWNING, N. y FERDOWSI, M. Identification of Traffic Patterns and Human Behaviors. [en línea] Mobile Energy Resources Ingrid of Electricity (MERGE Project), Task 1.5, 2010. <www.ev-merge.eu>
- [27] Evaluation of the impact that a progressive deployment of EV will provoke on Electricity Demand por MADURERIA, A. "et al". [en línea] Mobile Energy Resources Ingrid of Electricity (MERGE Project), Task 3.2, feb. 2012. <www.ev-merge.eu>
- [28] BENDING, S., FERDOWSI, M., CHANON, S., STUNZ, K. Specification for an enabling Smart Technology. [en línea] Mobile Energy Resources Ingrid of Electricity (MERGE Project), Task 1.1, ago. 2010. <www.ev-merge.eu>
- [29] WIRASINGHA, S., SCHOFIELD, N. y EMADI, A. 2008. Plug-in hybrid electric vehicle developments in the US: trends, barriers, and economic feasibility. En: Vehicle Power and Propulsion Conference: 3, 4 y 5 de septiembre de 2008. China, IEEE.
- [30] BOTSFORD, C. y SZCZEPANEK, A. Fast Charging vs. Slow Charging: Pros and cons for the New Age of Electric Vehicles. En: The International Electric Vehicle Symposium and Exposition (EVS24): 13, 14, 15 y 16 de mayo de 2009. Stavanger, Norway, World Electric Vehicle Association (WEVA).
- [31] INSTITUTO Nacional de Estadística. Chile. Anuarios Parque de Vehículos en Circulación 2010.

- [32] INSTITUTO Nacional de Estadística. Chile. Anuarios Parque de Vehículos en Circulación 2006.
- [33] BAILEY, R. Obama Clean Car Chimera. [en línea] Reason New. 31 de marzo, 2009. <<http://reason.com/archives/2009/03/31/obamas-clean-car-chimera>> [consulta: 28 julio 2012]
- [34] RIVIER, M., GÓMEZ, T., COSSENT, R., MOMBER I. New Actors and Business models for the integration of EV in Power Systems. [en línea] Mobile Energy Resources Ingrids of Electricity (MERGE Project), Task 5.1, dic. 2011. <www.ev-merge.eu>
- [35] SECTRA. Encuesta Hogares. En su: Encuesta de Origen y Destino. Santiago, Chile, Secretaría de Planificación de Transporte, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, Gobierno de Chile, 2006a. pp. 5-1 – 5-79.
- [36] SECTRA. Manual de Diseño Operacional ESTRAUS. Versión 2.3. Santiago, Chile, Secretaría de Planificación de Transporte, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, Gobierno de Chile, Agosto, 2006b.
- [37] MIDEPLAN y UNIVERSIDAD DE CHILE. Actualización del Modelo de Cálculo de Emisiones Vehiculares MODEM, Santiago, Chile, 2002.
- [38] IEEE USA. Plug In Electric Hybrid Vehicle in USA. Board of Directors, 2007.
- [39] RIVEROS, M., PAREDES, G. y VARGAS, L. Impact of electric vehicles on the reconfiguration requirements of a distribution network: The Santiago city case. En: LATIN AMERICA CONFERENCE and Exposition, Sixth IEEE/PES: 3, 4 y 5 de septiembre de 2012. Montevideo, Uruguay, IEEE.
- [40] GUOJUN, G., CHAOQUN, M. y JIANHONG, W. Data Clustering: Theory, Algorithms, and Applications. En: WELLS, M., BANKS, H.T., HAWKINS, D., HOLMES, S., LAVANGE, L., MADIGAN, D., VAN DER LAAN, M. (Eds). Data Clustering. Estados Unidos de Norteamérica, ASA-SIAM Series on Statistics and Applied Probability, 2007. pp.
- [41] KAUFMAN, L. y ROUSSEEUW, P. Clustering large Application. En su: Finding groups in data: an Introduction to cluster analysis. New York, The Wiley-Interscience Paperback Series, 1990.

- [42] WERON, R. Modeling and Forecasting Electricity Loads. En su: Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices. A Statistical Approach. England: John Wiley & Sons Ltd, 2006. pp. 67-100
- [43] NEGNEVITSKY, M., MANDAL, P. y ANURAG, K. An Overview of Forecasting Problems and Techniques in Power Systems. POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 26-30 de Julio de 2009. IEEE.
- [44] CNE. Antecedentes de ventas por empresas de distribución. [en línea] Comisión Nacional de Energía. 2010. <www.cne.cl>

8. ANEXOS

ANEXO 1: Perfil de flujo horario de los flujos variables.

A continuación se presentan los valores de perfil horario que se utilizan para obtener el flujo variable de circulación diario a partir de los resultados de ESTRAUS.

Estos datos provienen del modelo MODEM, el que utiliza la siguiente sectorización comunal:

Sector 1 : Providencia, Vitacura, Las Condes, Lo Barnechea

Sector 2 : Ñuñoa, La Reina, Macul, Peñalolén

Sector 3 : Santiago, Estación Central

Sector 4 : Huechuraba, Recoleta, Independencia, Conchalí

Sector 5 : Renca, Quinta Normal, Cerro Navia, Lo Prado, Pudahuel, Quilicura

Sector 6 : Maipú, Cerrillos, Lo Espejo, Pedro Aguirre Cerda

Sector 7 : San Miguel, San Joaquín, La Cisterna, La Granja

Sector 8 : San Ramón, la Pintana, El Bosque, san Bernardo

Sector 9 : La Florida, Puente Alto

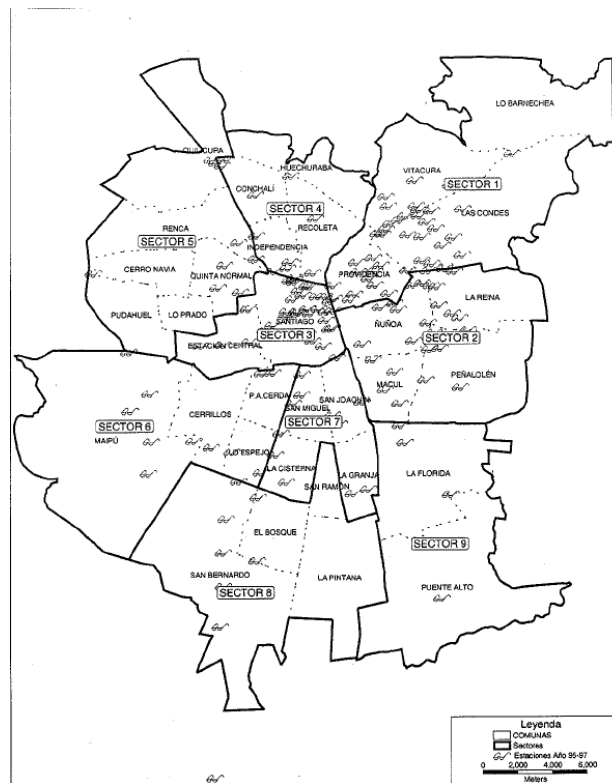


Figura A-1: Sectorización comunal de la ciudad de Santiago con efecto de caracterizar el flujo vehicular.

Comunas	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Providencia	0,31	0,18	0,10	0,06	0,04	0,05	0,21	0,73	1,00	1,09	0,89	0,90	0,94	1,00	0,90	0,93	0,98	1,02	1,13	1,16	1,01	0,74	0,48	0,33
Vitacura	0,31	0,18	0,10	0,06	0,04	0,05	0,21	0,76	1,00	1,09	0,89	0,90	0,94	1,00	0,90	0,93	0,98	1,02	1,13	1,16	1,01	0,74	0,48	0,33
Las Condes	0,31	0,18	0,10	0,06	0,04	0,05	0,21	0,76	1,00	1,09	0,89	0,90	0,94	1,00	0,90	0,93	0,98	1,02	1,13	1,16	1,01	0,74	0,48	0,33
Lo Barnechea	0,31	0,18	0,10	0,06	0,04	0,05	0,21	0,76	1,00	1,09	0,89	0,90	0,94	1,00	0,90	0,93	0,98	1,02	1,13	1,16	1,01	0,74	0,48	0,33
Nuñoa	0,31	0,16	0,09	0,05	0,04	0,06	0,29	0,98	1,00	0,90	0,75	0,74	0,80	0,86	0,79	0,80	0,83	0,89	1,02	1,06	0,99	0,85	0,65	0,45
La Reina	0,31	0,16	0,09	0,05	0,04	0,06	0,29	0,98	1,00	0,90	0,75	0,74	0,80	0,86	0,79	0,80	0,83	0,89	1,02	1,06	0,99	0,85	0,65	0,45
Macul	0,31	0,16	0,09	0,05	0,04	0,06	0,29	0,98	1,00	0,90	0,75	0,74	0,80	0,86	0,79	0,80	0,83	0,89	1,02	1,06	0,99	0,85	0,65	0,45
Peñalolén	0,31	0,16	0,09	0,05	0,04	0,06	0,29	0,98	1,00	0,90	0,75	0,74	0,80	0,86	0,79	0,80	0,83	0,89	1,02	1,06	0,99	0,85	0,65	0,45
Santiago	0,18	0,10	0,06	0,05	0,05	0,09	0,24	0,76	1,00	0,87	0,83	0,85	0,87	0,85	0,80	0,83	0,89	0,90	0,95	0,89	0,75	0,63	0,48	0,33
Est. Central	0,18	0,10	0,06	0,05	0,05	0,09	0,24	0,76	1,00	0,87	0,83	0,85	0,87	0,85	0,80	0,83	0,89	0,90	0,95	0,89	0,75	0,63	0,48	0,33
Huechuraba	0,23	0,12	0,06	0,05	0,07	0,15	0,32	0,91	1,00	0,89	0,84	0,84	0,86	0,83	0,80	0,85	0,91	0,91	0,95	0,90	0,74	0,61	0,47	0,32
Recoleta	0,23	0,12	0,06	0,05	0,07	0,15	0,32	0,91	1,00	0,89	0,84	0,84	0,86	0,83	0,80	0,85	0,91	0,91	0,95	0,90	0,74	0,61	0,47	0,32
Independencia	0,23	0,12	0,06	0,05	0,07	0,15	0,32	0,91	1,00	0,89	0,84	0,84	0,86	0,83	0,80	0,85	0,91	0,91	0,95	0,90	0,74	0,61	0,47	0,32
Conchalí	0,23	0,12	0,06	0,05	0,07	0,15	0,32	0,91	1,00	0,89	0,84	0,84	0,86	0,83	0,80	0,85	0,91	0,91	0,95	0,90	0,74	0,61	0,47	0,32
Renca	0,20	0,11	0,07	0,06	0,07	0,13	0,41	0,98	1,00	1,01	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,87	0,90	0,94	0,99	0,89	0,74	0,63	0,51	0,35
Quinta Normal	0,20	0,11	0,07	0,06	0,07	0,13	0,41	0,98	1,00	1,01	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,87	0,90	0,94	0,99	0,89	0,74	0,63	0,51	0,35
Cerro Navia	0,20	0,11	0,07	0,06	0,07	0,13	0,41	0,98	1,00	1,01	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,87	0,90	0,94	0,99	0,89	0,74	0,63	0,51	0,35
Lo Prado	0,20	0,11	0,07	0,06	0,07	0,13	0,41	0,98	1,00	1,01	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,87	0,90	0,94	0,99	0,89	0,74	0,63	0,51	0,35
Pudahuel	0,20	0,11	0,07	0,06	0,07	0,13	0,41	0,98	1,00	1,01	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,87	0,90	0,94	0,99	0,89	0,74	0,63	0,51	0,35
Quilicura	0,20	0,11	0,07	0,06	0,07	0,13	0,41	0,98	1,00	1,01	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,87	0,90	0,94	0,99	0,89	0,74	0,63	0,51	0,35
Maipú	0,26	0,13	0,08	0,06	0,06	0,13	0,36	1,02	1,00	0,92	0,84	0,84	0,85	0,83	0,83	0,88	0,93	0,94	0,98	0,99	0,92	0,80	0,64	0,43
Cerrillos	0,26	0,13	0,08	0,06	0,06	0,13	0,36	1,02	1,00	0,92	0,84	0,84	0,85	0,83	0,83	0,88	0,93	0,94	0,98	0,99	0,92	0,80	0,64	0,43
Lo Espejo	0,26	0,13	0,08	0,06	0,06	0,13	0,36	1,02	1,00	0,92	0,84	0,84	0,85	0,83	0,83	0,88	0,93	0,94	0,98	0,99	0,92	0,80	0,64	0,43
P.A. Cerda	0,26	0,13	0,08	0,06	0,06	0,13	0,36	1,02	1,00	0,92	0,84	0,84	0,85	0,83	0,83	0,88	0,93	0,94	0,98	0,99	0,92	0,80	0,64	0,43
San Miguel	0,55	0,26	0,18	0,11	0,10	0,19	0,43	1,04	1,00	1,16	0,98	1,01	1,00	0,98	0,93	0,99	1,08	1,10	1,14	1,16	1,09	0,98	0,80	0,60
San Joaquín	0,55	0,26	0,18	0,11	0,10	0,19	0,43	1,04	1,00	1,16	0,98	1,01	1,00	0,98	0,93	0,99	1,08	1,10	1,14	1,16	1,09	0,98	0,80	0,60
La Cisterna	0,55	0,26	0,18	0,11	0,10	0,19	0,43	1,04	1,00	1,16	0,98	1,01	1,00	0,98	0,93	0,99	1,08	1,10	1,14	1,16	1,09	0,98	0,80	0,60
La Granja	0,55	0,26	0,18	0,11	0,10	0,19	0,43	1,04	1,00	1,16	0,98	1,01	1,00	0,98	0,93	0,99	1,08	1,10	1,14	1,16	1,09	0,98	0,80	0,60
San Ramón	0,26	0,13	0,07	0,06	0,07	0,15	0,38	1,00	1,00	0,96	0,88	0,90	0,89	0,88	0,84	0,92	0,94	0,99	1,10	1,06	0,97	0,82	0,62	0,43
La Pintana	0,26	0,13	0,07	0,06	0,07	0,15	0,38	1,00	1,00	0,96	0,88	0,90	0,89	0,88	0,84	0,92	0,94	0,99	1,10	1,06	0,97	0,82	0,62	0,43
El Bosque	0,26	0,13	0,07	0,06	0,07	0,15	0,38	1,00	1,00	0,96	0,88	0,90	0,89	0,88	0,84	0,92	0,94	0,99	1,10	1,06	0,97	0,82	0,62	0,43
San Bernardo	0,26	0,13	0,07	0,06	0,07	0,15	0,38	1,00	1,00	0,96	0,88	0,90	0,89	0,88	0,84	0,92	0,94	0,99	1,10	1,06	0,97	0,82	0,62	0,43
La Florida	0,35	0,17	0,09	0,05	0,06	0,17	0,71	1,05	1,00	0,91	0,85	0,85	0,87	0,88	0,89	0,89	0,94	0,96	1,01	1,02	0,98	0,94	0,82	0,60
Puente Alto	0,35	0,17	0,09	0,05	0,06	0,17	0,71	1,05	1,00	0,91	0,85	0,85	0,87	0,88	0,89	0,89	0,94	0,96	1,01	1,02	0,98	0,94	0,82	0,60

Tabla A-1

Perfiles horarios de flujo por comunas para los vehículos livianos particulares

ANEXO 2: Características de la red de Distribución de Santiago y técnicas posibles de reconfiguración.

1. Características de la red de Distribución.

La red de la empresa distribuidora de la ciudad de Santiago, se basa en un anillo abierto de 220 KV con SSEE de interconexión de 220/110 KV, de las cuales nace un anillo de 110 KV que alimenta un conjunto de SSEE de distribución de 110 / 12 kV o 110/ 23 kV.

Cada una de estas SSEE alimenta las redes de media tensión que poseen una configuración radial, es decir el flujo de potencia solo circula en un sentido, de fuente a carga, y un diseño cónico, es decir la sección de la red en la cabecera es mayor que en los extremos, esto debido a que por el conductor de la cabecera circula la potencia que abastece al conjunto de cargas aguas abajo.

Esta red de media tensión se compone de diversos alimentadores, que se extienden por las calles de la ciudad, y a su vez poseen las SSEE de distribución terciaria, que corresponden a los transformadores de MT/BT que alimentan monofásicamente los consumidores.

En la cabecera de estos alimentadores, es decir en sus orígenes, se puede conocer la potencia y energía mediante el registro de equipos de medición ubicados en las SSEE secundaria de distribución AT/MT. Los datos de estos equipos permiten conocer la curva de carga horaria de cada alimentador.

Producto del crecimiento de la demanda eléctrica, constantemente se debe modificar la red reforzándola para permitir el abastecimiento de una demanda creciente. Es así que si se determina que el conductor de un tramo considerado para un alimentador no permite pasar la potencia y energía requerida sin sobrepasar la capacidad de diseño del conductor, este conductor debe ser modificado.

En particular, considerando la característica de diseño cónico de los alimentadores, la capacidad de traspaso de potencia del conductor del origen de alimentador, condiciona la máxima potencia que puede abastecer el alimentador.

2. Técnicas de reconfiguración de la red.

Si producto de un aumento de carga esperada, como por ejemplo la conexión masiva de los vehículos eléctricos, se determina que la capacidad de diseño de un alimentador es sobrepasada, se debe emplear una técnica de reconfiguración de la red para efecto de evitar un traspaso de potencia y energía por un conductor superado en su capacidad. Estas técnicas consisten

en reforzar un alimentador cambiando los conductores, o descargarlo hacia alimentadores colindantes con menor carga o un nuevo alimentador que debe determinar el planificador de la red.

2.1 Descarga del alimentador

Existe la posibilidad de realimentar un alimentador, o parte de este, desde las redes colindantes cambiando los límites de zona (lugar de la red en que se encuentra interrumpido el paso de corriente entre un lado y otro mediante un seccionamiento de la red o un equipo de operación en condición de "abierto") para efecto de respaldo en forma temporal en caso de pérdida de suministro desde la cabecera, o para trasladar definitivamente parte de la red del alimentador a otro alimentador colindante.

Este traspaso de carga cambia las configuraciones de los alimentadores, y por lo tanto reconfigura la red, descargando un alimentador cuya carga sea excesiva a un alimentador colindante.

La Figura A-2 muestra un ejemplo de descarga de un alimentador, cambiando el límite de zona del alimentador A con el alimentador colindante B. Tal como se observa, gráficamente lo anterior se traduce en que el sector de la red del área destacada cambia de color al traspasarse al alimentador B.

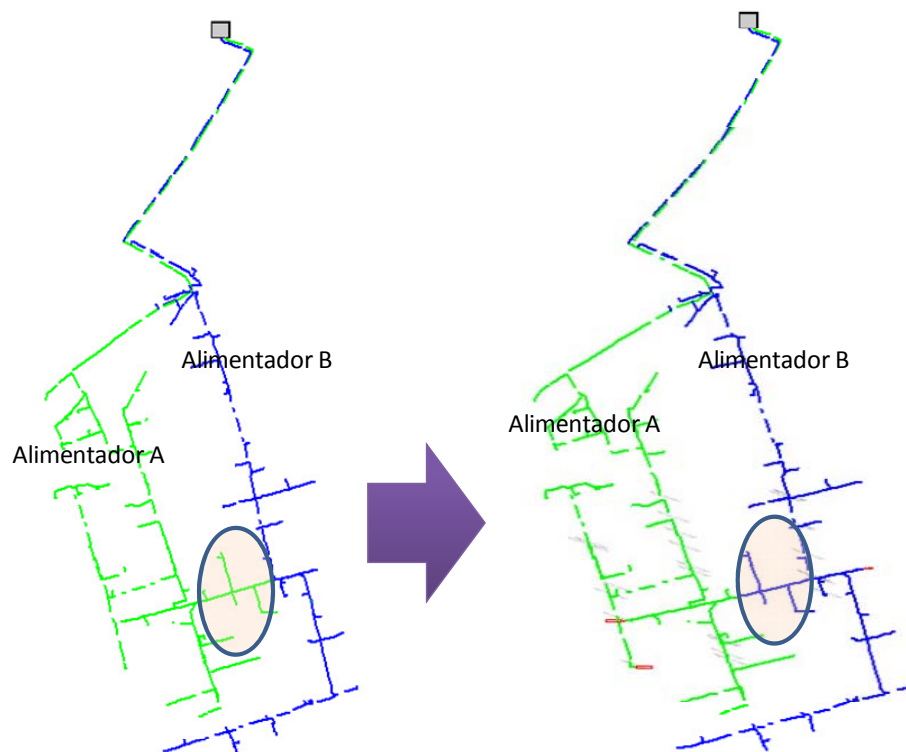


Figura A-2: Descarga de alimentador MT en red colindante.

2.2 Nuevo alimentador

En el caso que los alimentadores colindantes estén con capacidad límite de carga, se deberá considerar la creación de un nuevo alimentador, lo que implicará constar con capacidad de carga suficiente en el transformador AT/MT de alguna de las SSEE cercanas al alimentador a descargar

En tal caso se trazan nuevos tramos de red o se mezclan nuevos tramos con tramos y existentes, de modo de descargar alimentadores de la zona en el alimentador nuevo.

2.3 Cambio de nivel de tensión del alimentador.

La capacidad de transmisión en distribución depende del nivel de tensión y de la capacidad de conducción del conductor.

Debido al diseño radial de las redes de distribución, la capacidad del conductor de la cabecera del alimentador, será el que limite la capacidad de la red aguas abajo. En ese sentido, se suele utilizar un conductor con capacidad de 400 [A].

Por lo tanto la máxima transferencia de potencia permitida, considerando un nivel de distribución de 12 kV, es de:

$$S = V \times I \times \sqrt{3}$$

$$S = 12 \text{ [kV]} \times 400 \text{ [A]} \times \sqrt{3} = 8,3 \text{ MVA}$$

Sin embargo, si se aumenta el nivel de tensión a 23 kV, de manera directa podrá transmitirse mucha más potencia. Pero es importante indicar que realizar dicho aumento de tensión no es elemental, pues hay que cambiar todos los equipos de la red, considerando que se deberá considerar a nivel de ingeniería una red que opere con niveles de seguridad, aislación, y niveles de cortocircuito de una red de 23 kV.

Cualquiera de estas tres técnicas de reconfiguración de la red, son las que posee el planificador de la red de distribución para determinar qué proyecto se debe implementar, considerando alguna de estas técnicas o una mezcla de ellas, para evitar que un alimentador se sobrecargue más allá de su límite de diseño.

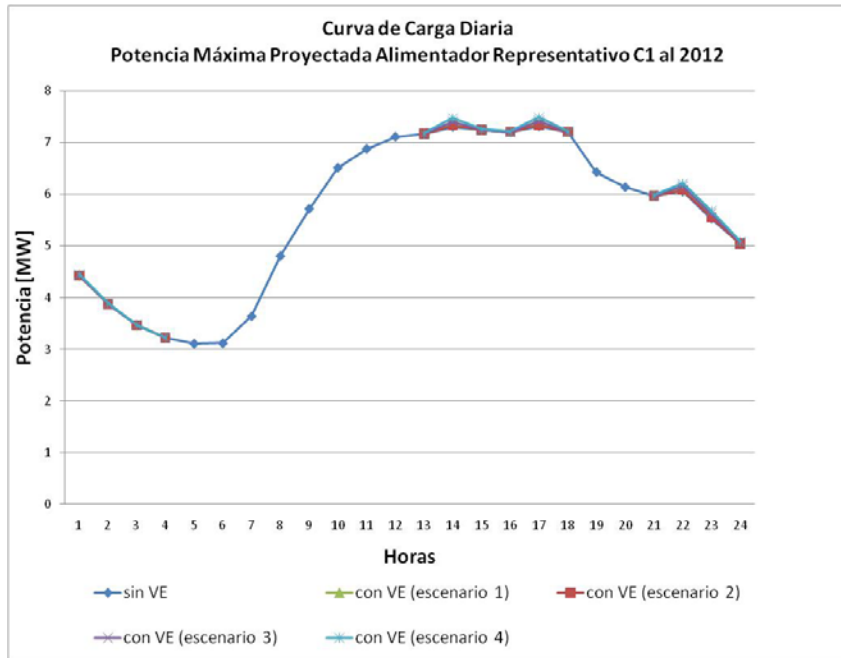
Cabe indicar que los proyectos indicados suelen tener un tiempo de ejecución de un año aproximadamente, considerando los tiempos de ingeniería, aprovisionamiento de materiales y equipos, construcción y puesta en servicio, por lo que el planificador deberá determinar la ejecución del proyecto un año antes del momento pronosticado de sobre carga.

ANEXO 3: Curvas de Carga de Alimentadores Representativos por zonas según escenarios de inserción vehicular eléctrica

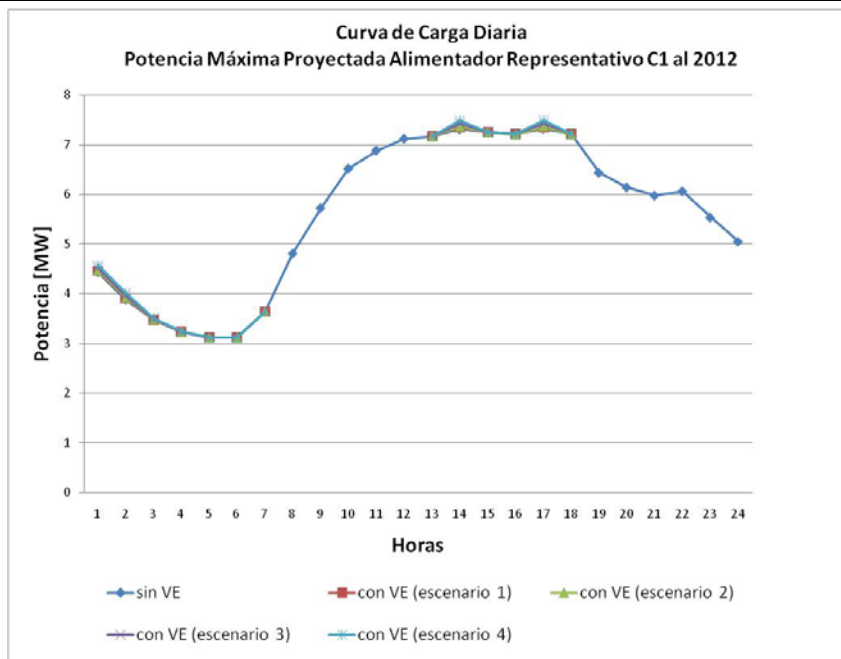
ZONA CENTRO

AÑO 2012

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

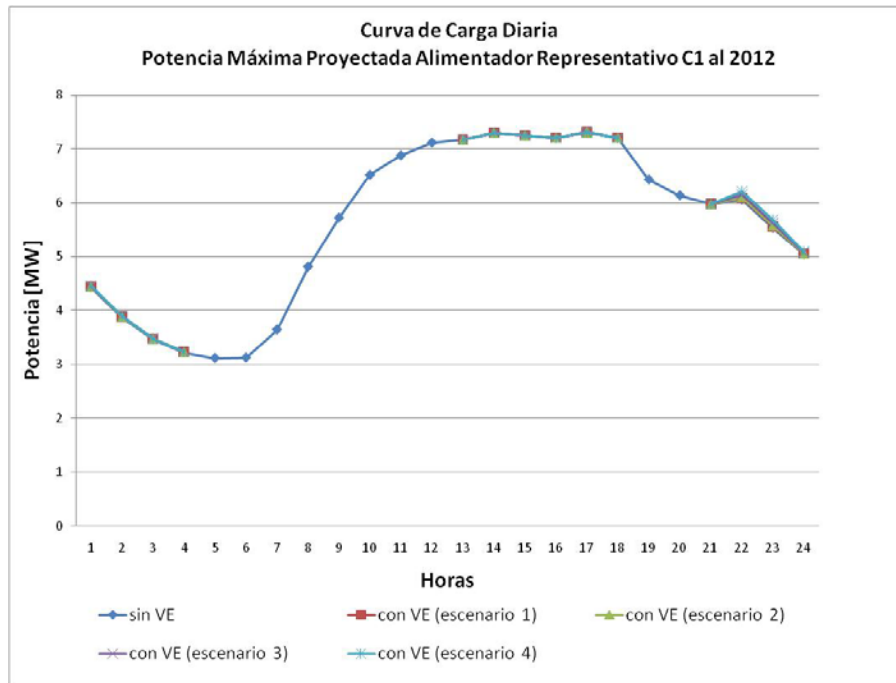


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



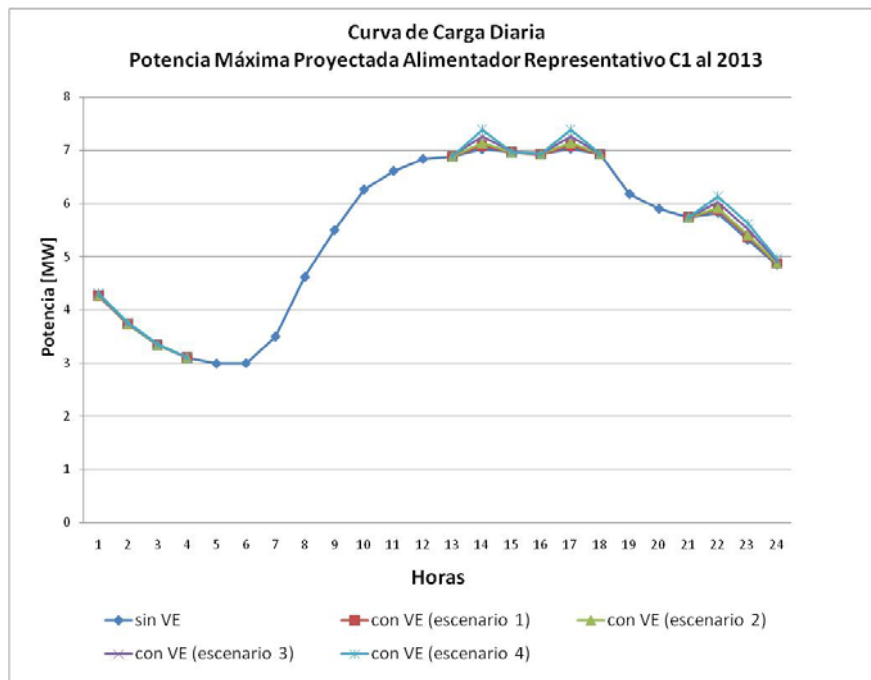
AÑO 2012

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



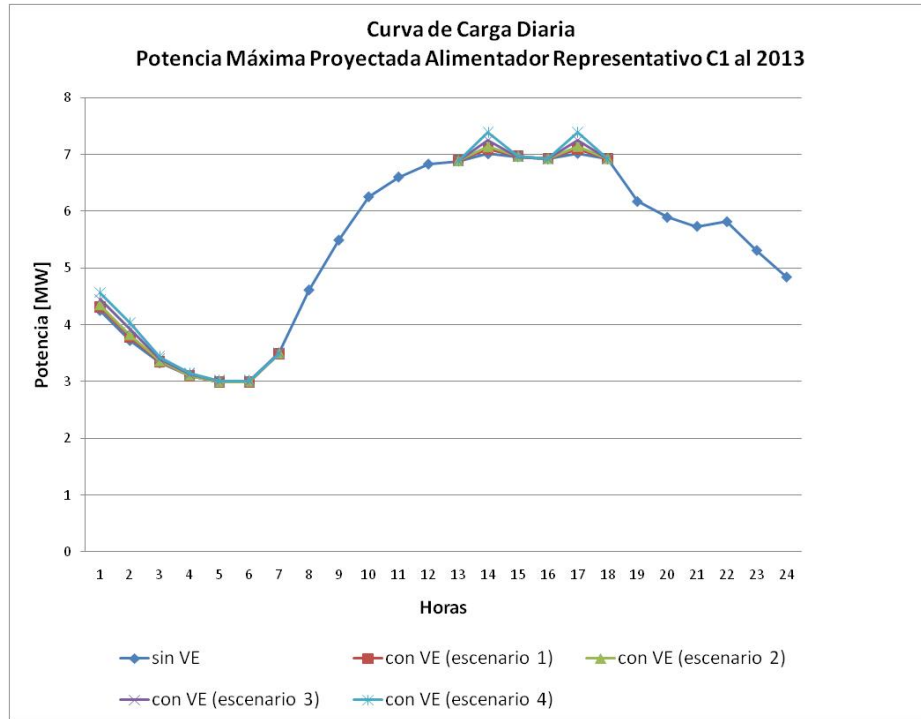
AÑO 2013

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

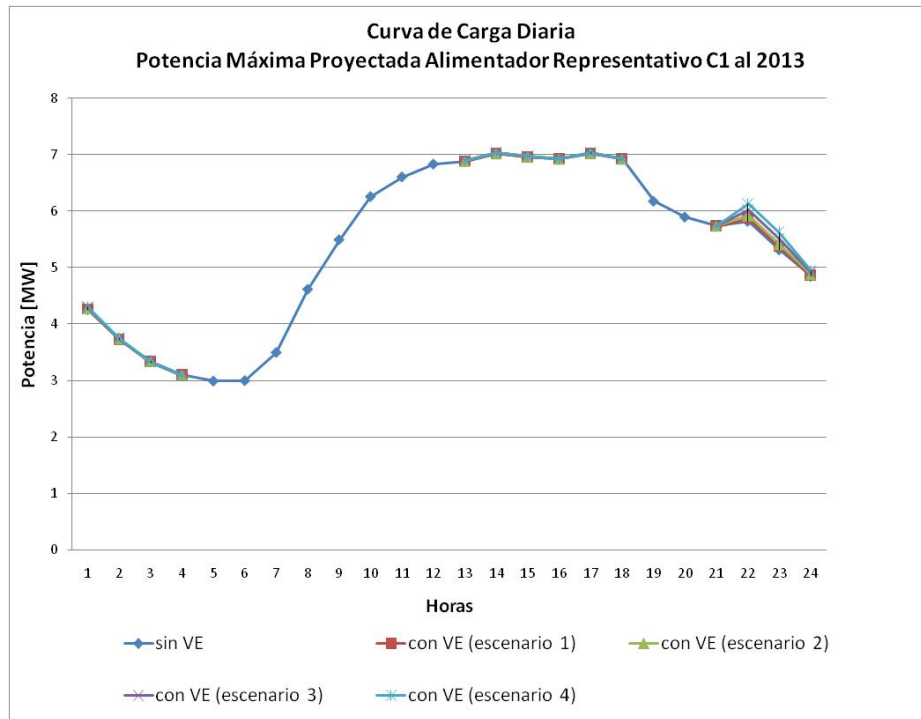


AÑO 2013

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

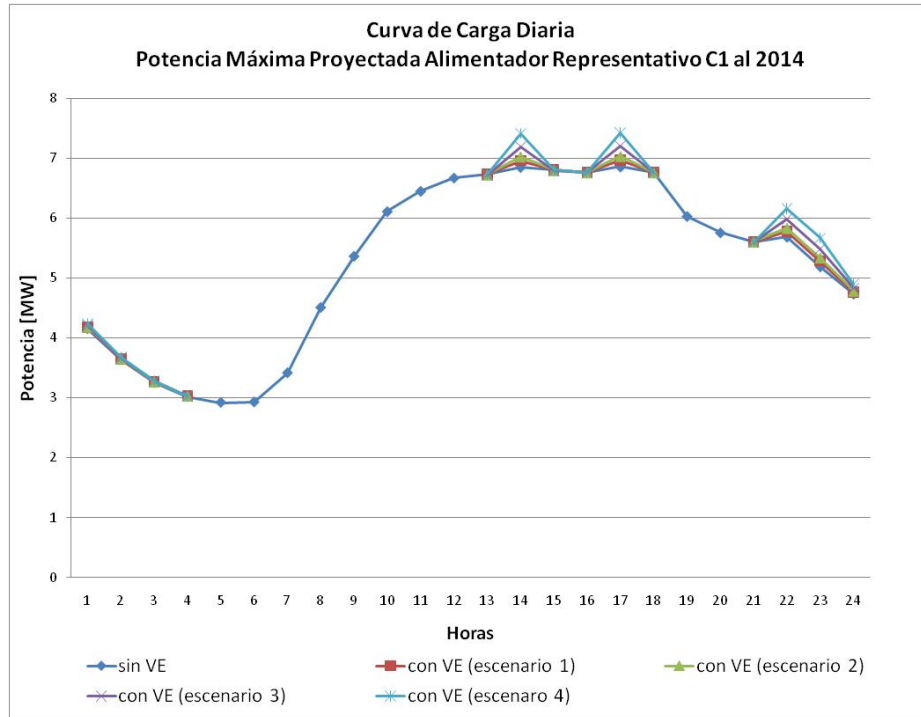


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

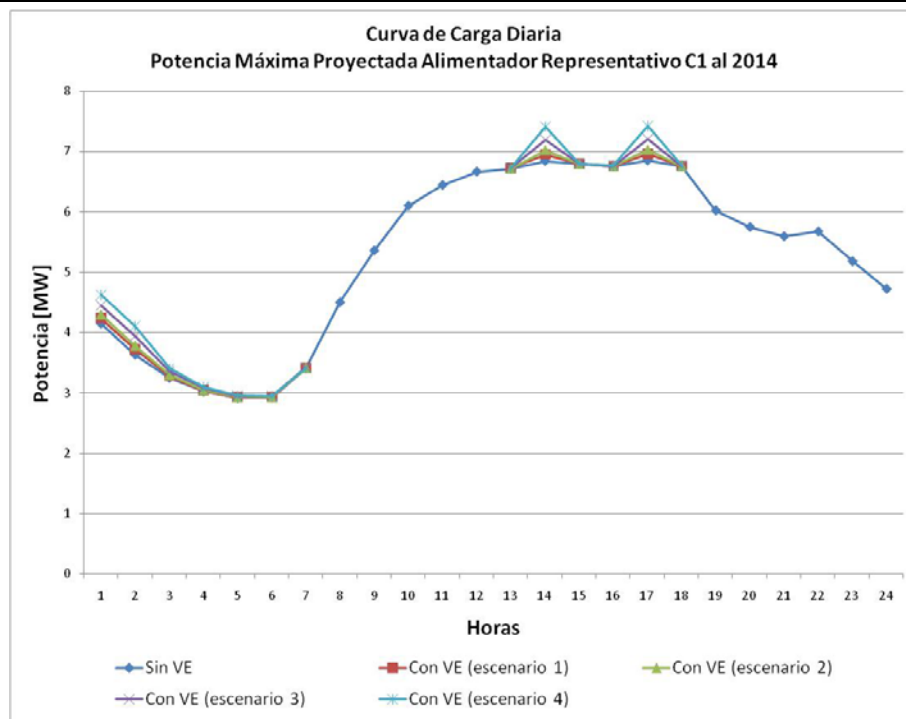


AÑO 2014

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

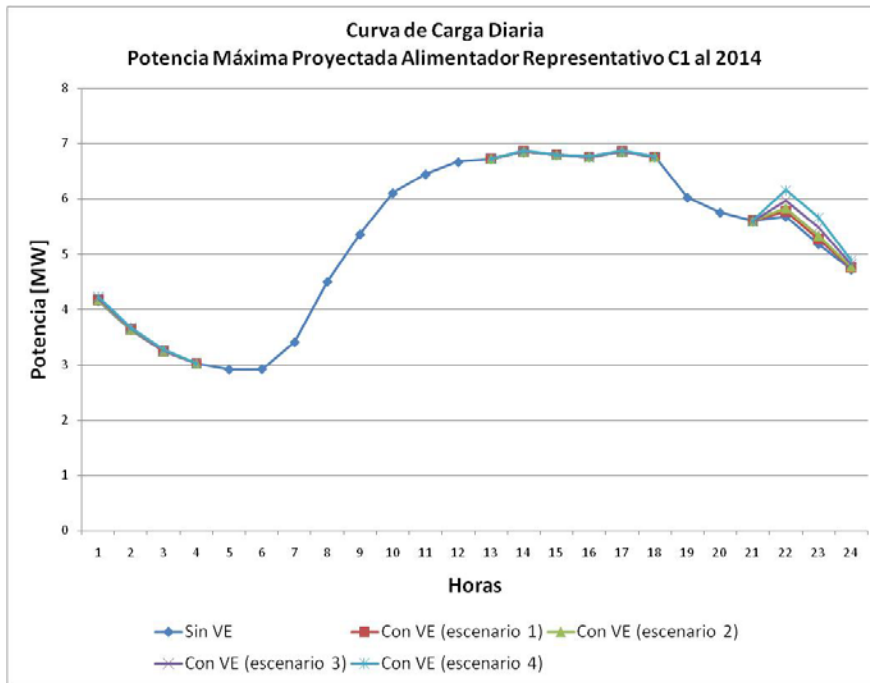


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



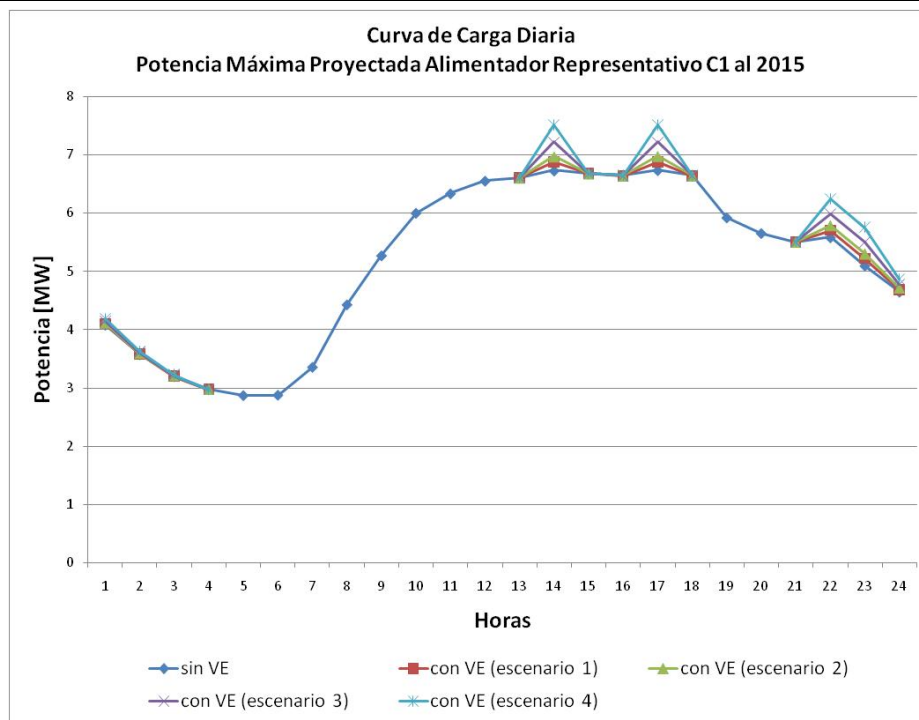
AÑO 2014

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



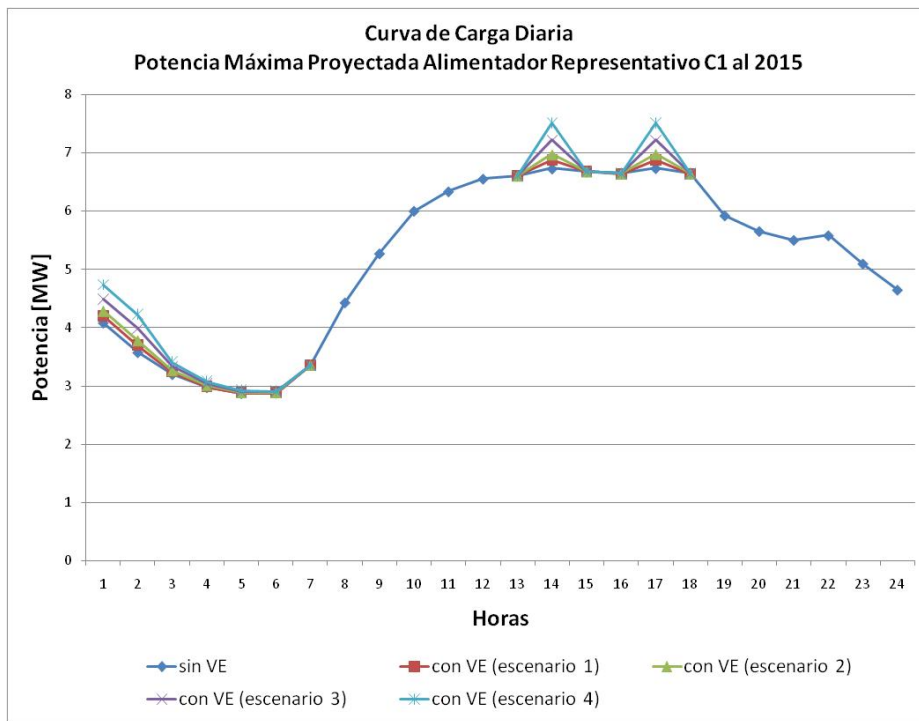
AÑO 2015

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

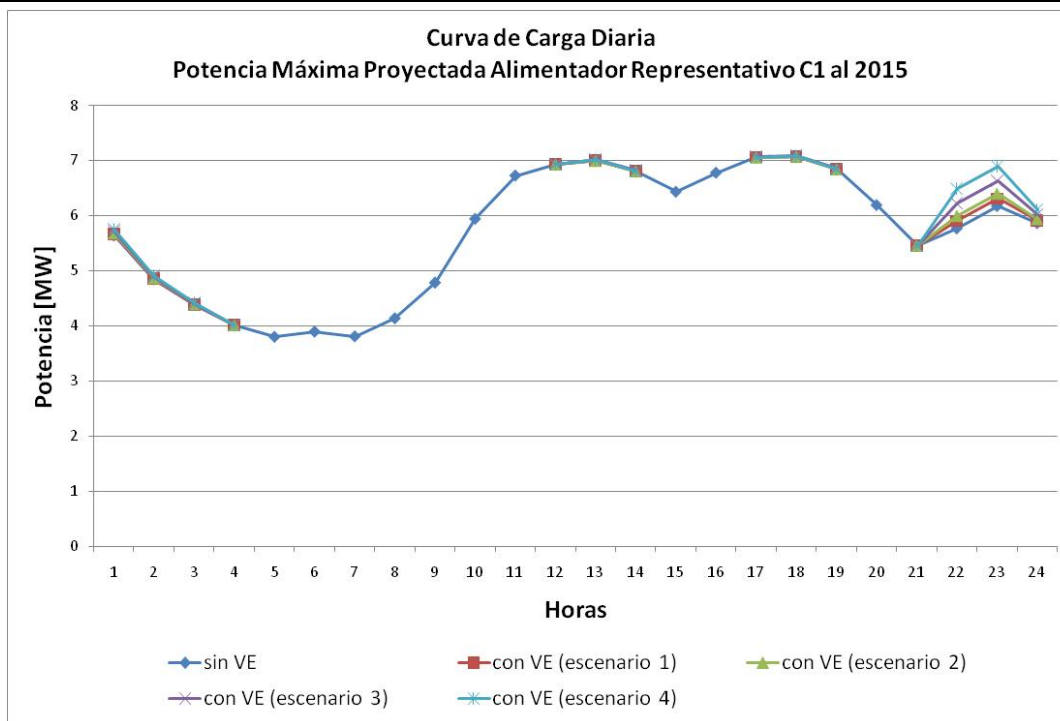


AÑO 2015

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

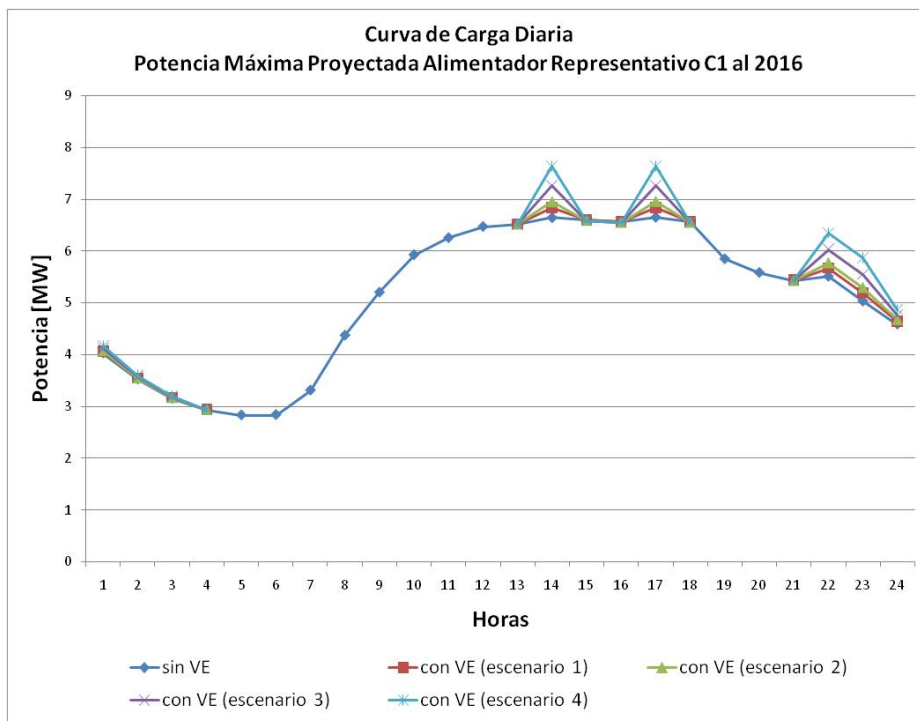


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

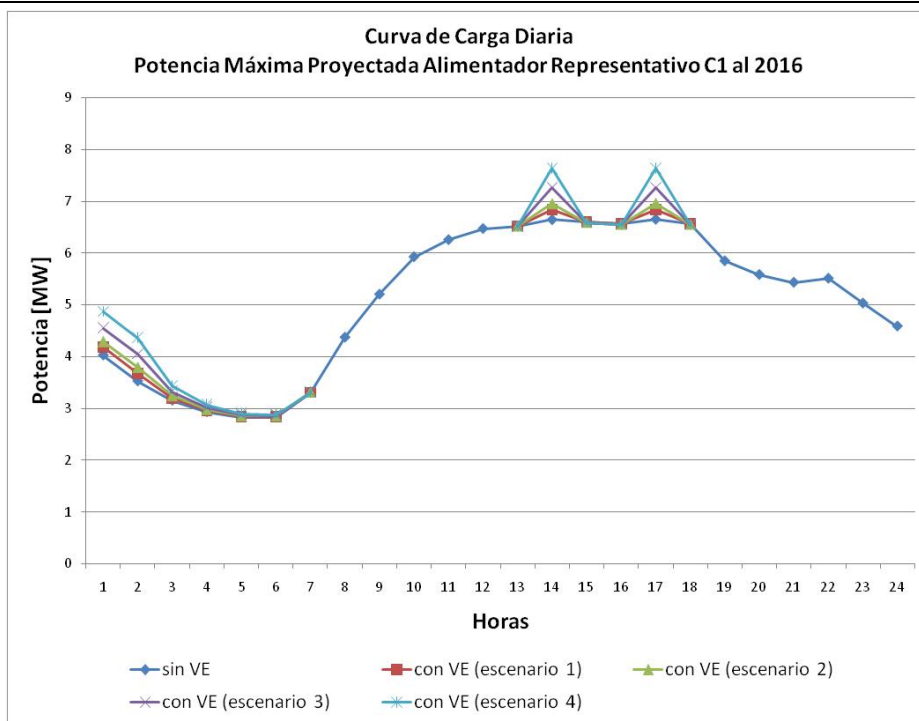


AÑO 2016

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

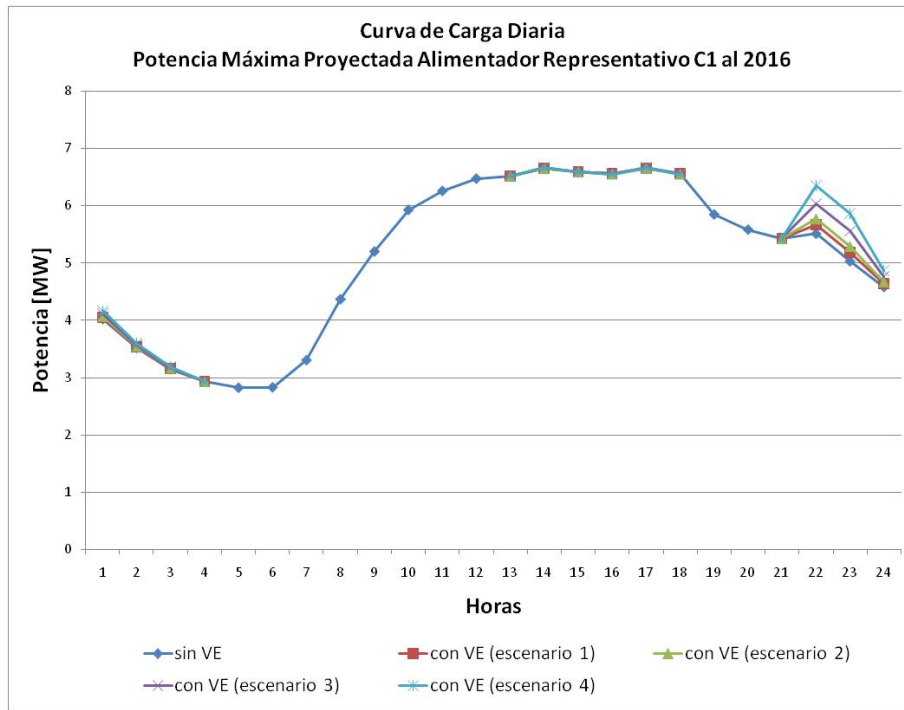


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



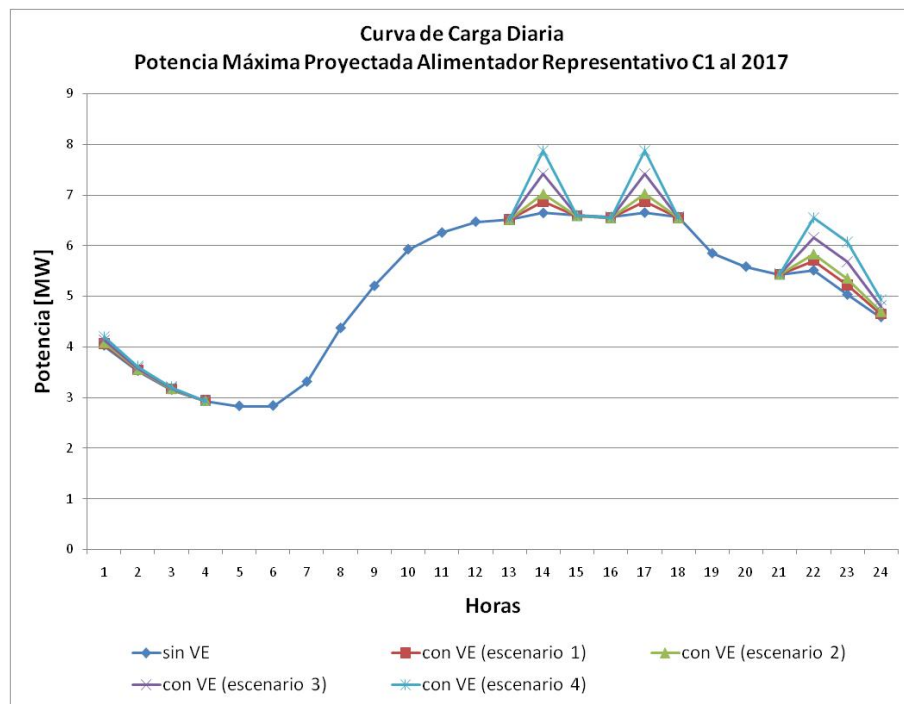
AÑO 2016

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



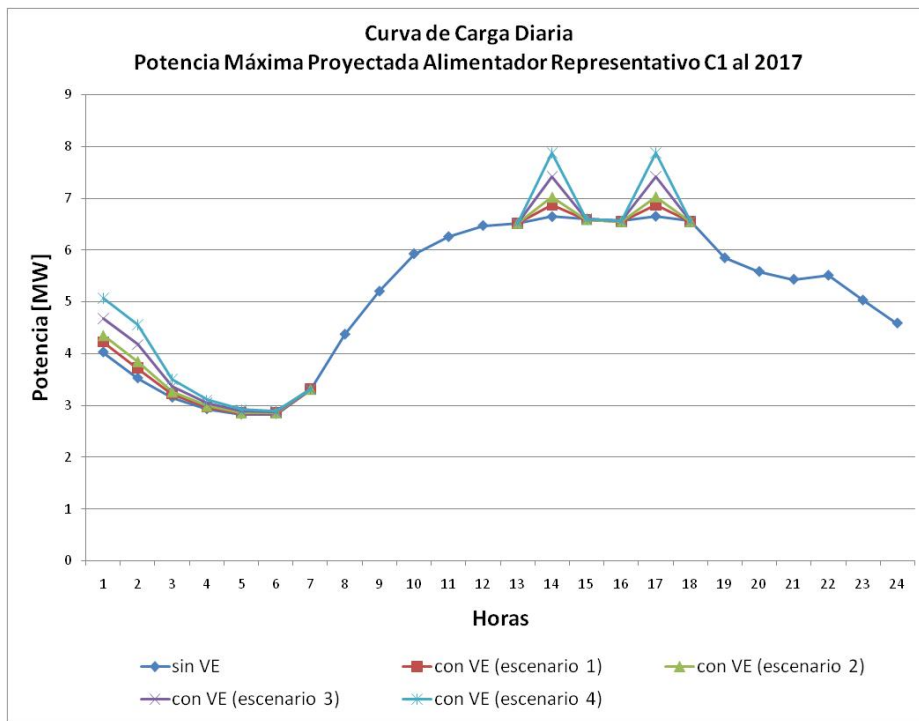
AÑO 2017

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

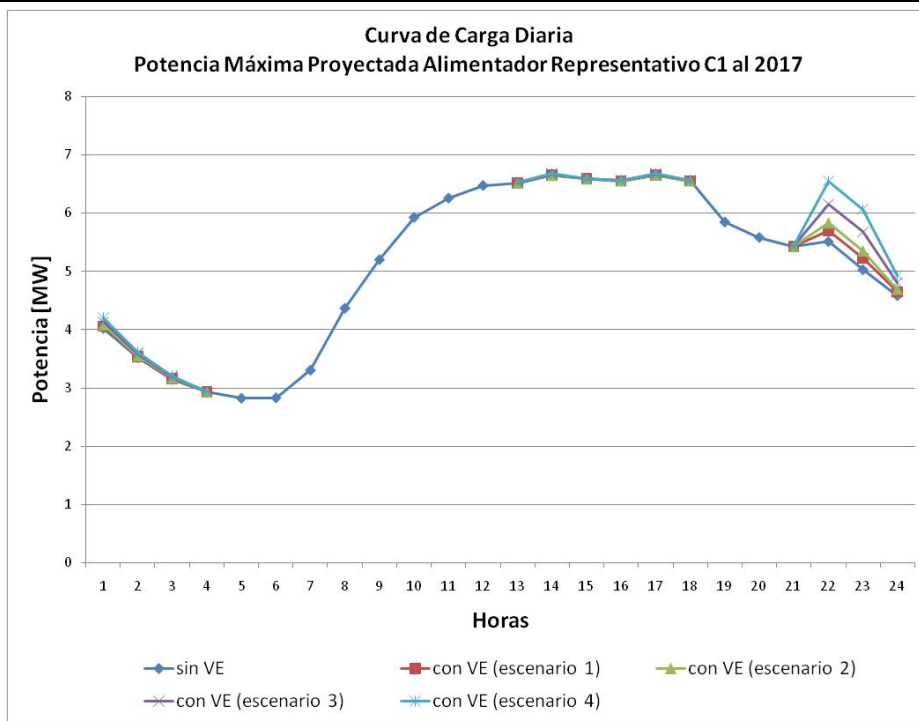


AÑO 2017

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

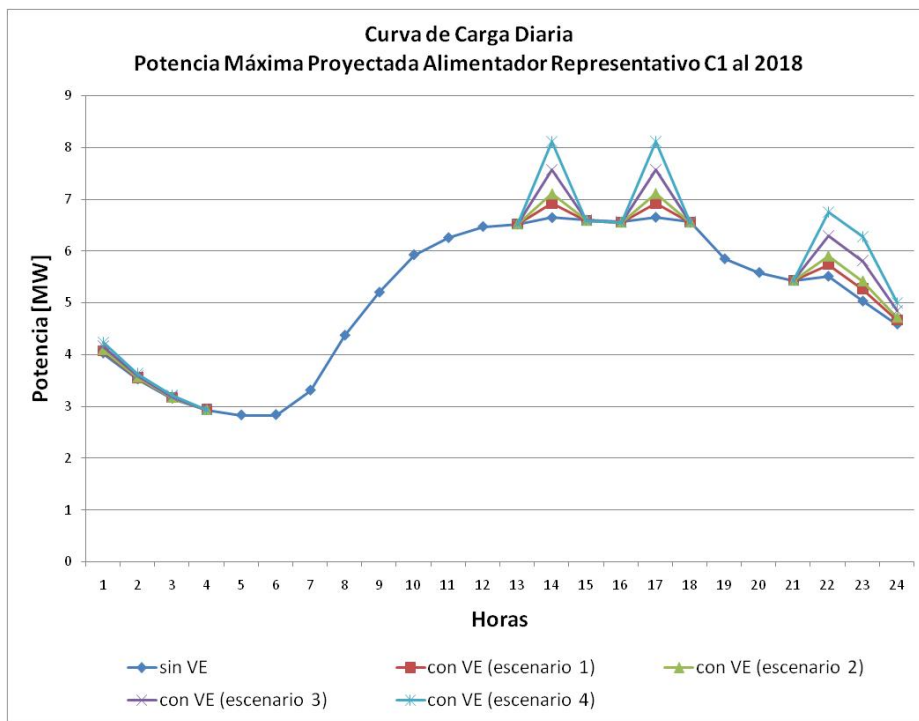


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

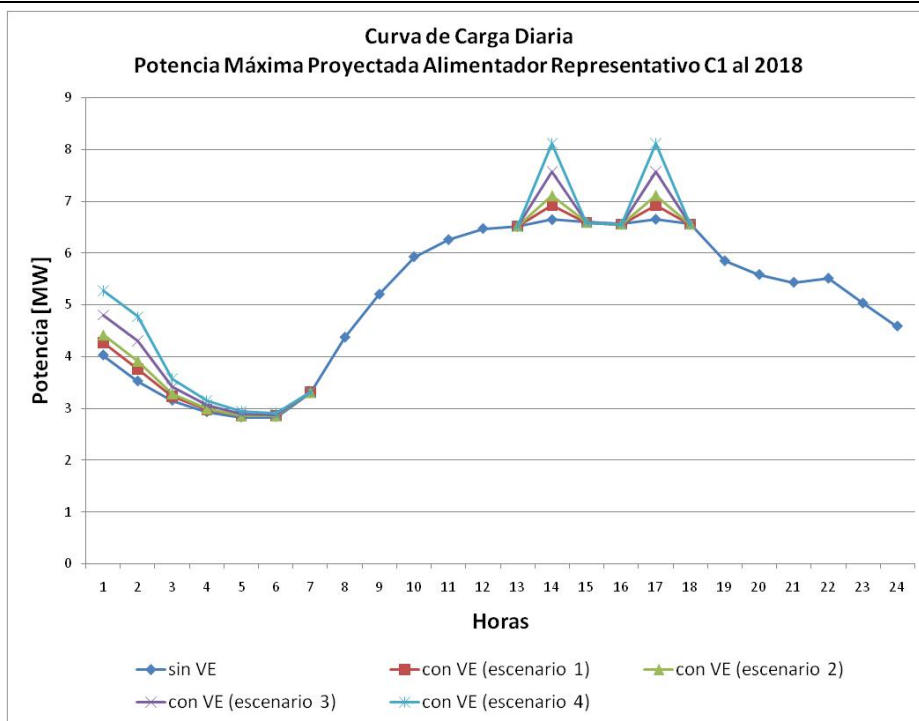


AÑO 2018

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

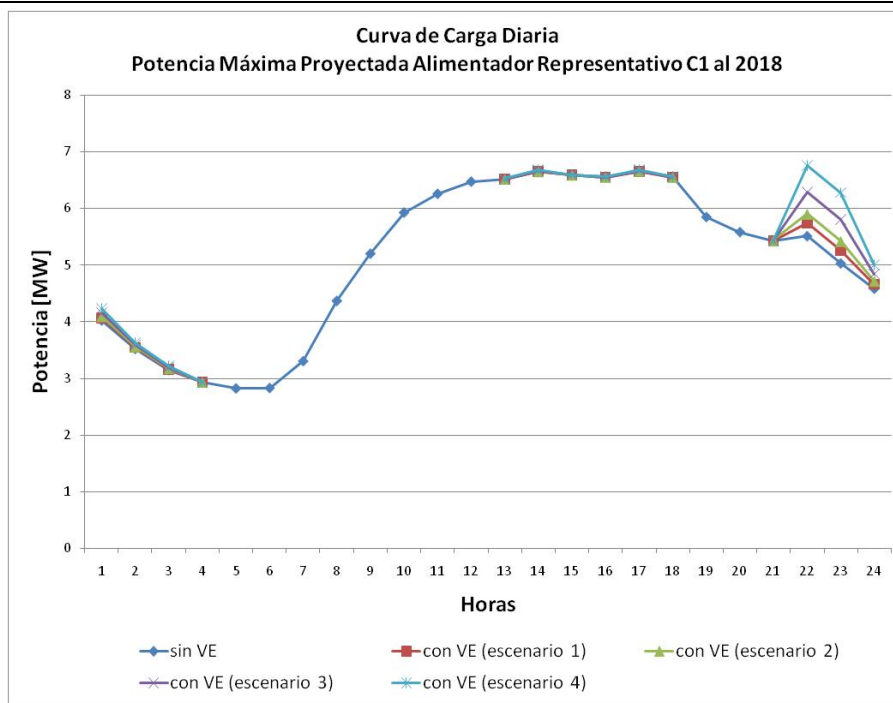


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



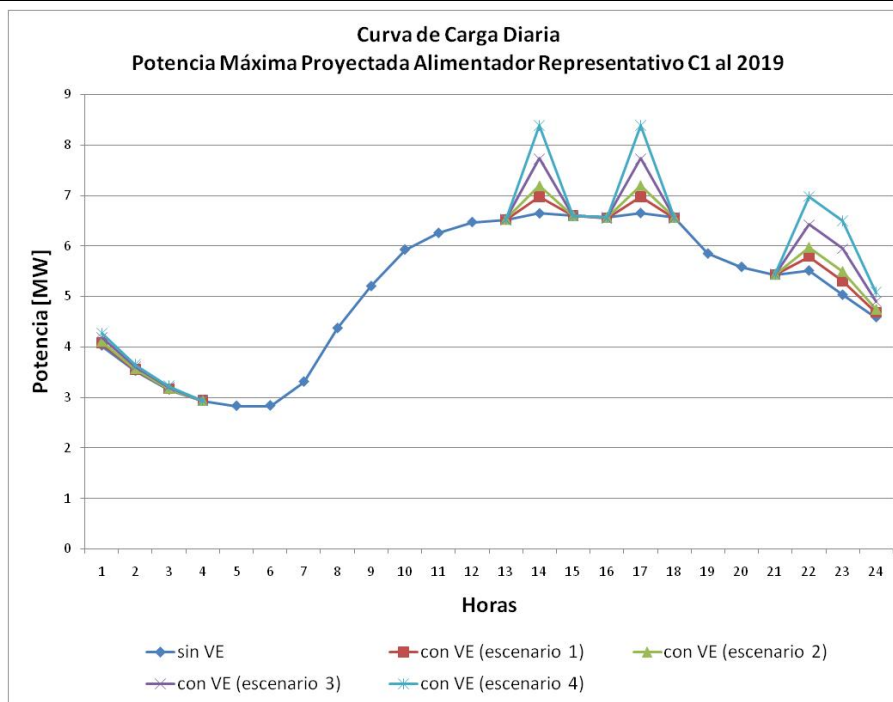
AÑO 2018

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



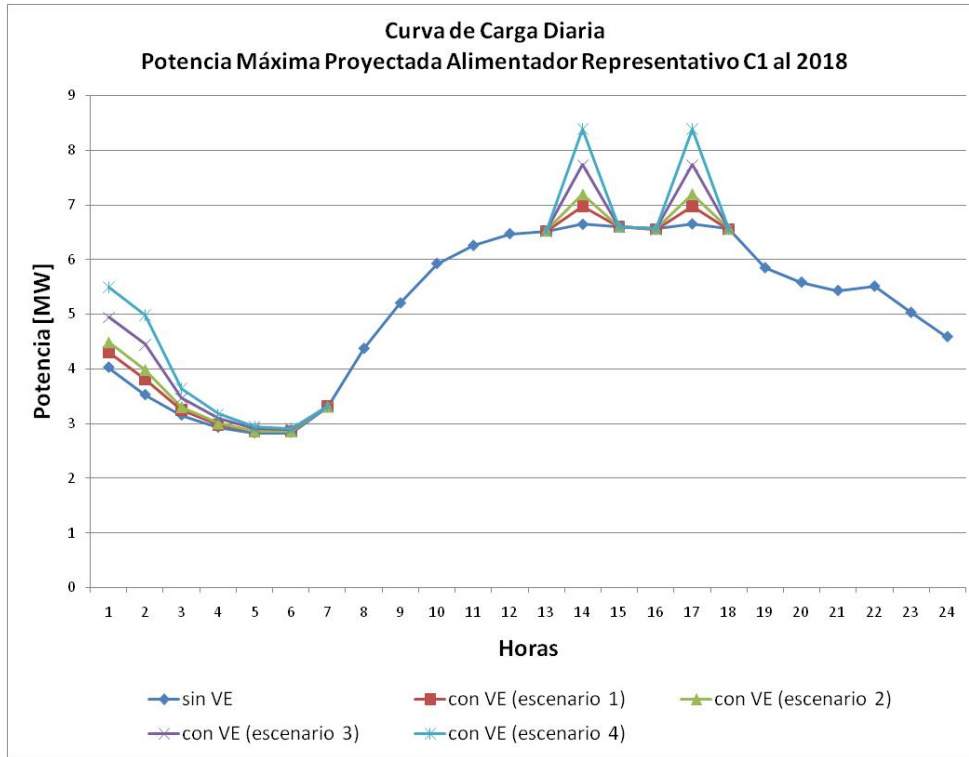
AÑO 2019

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

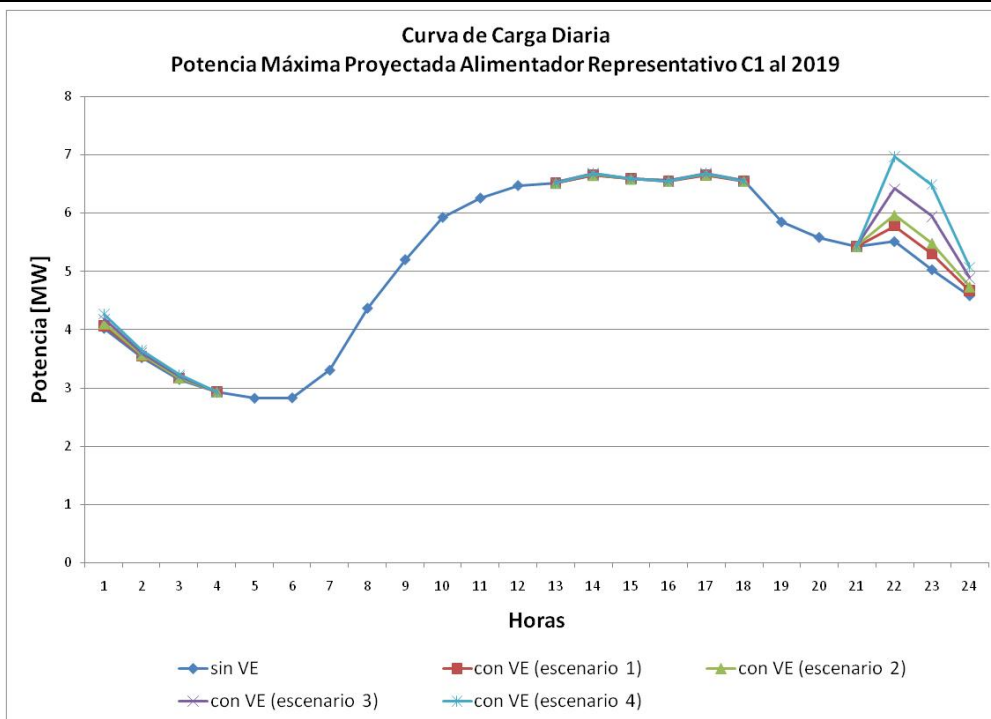


AÑO 2019

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

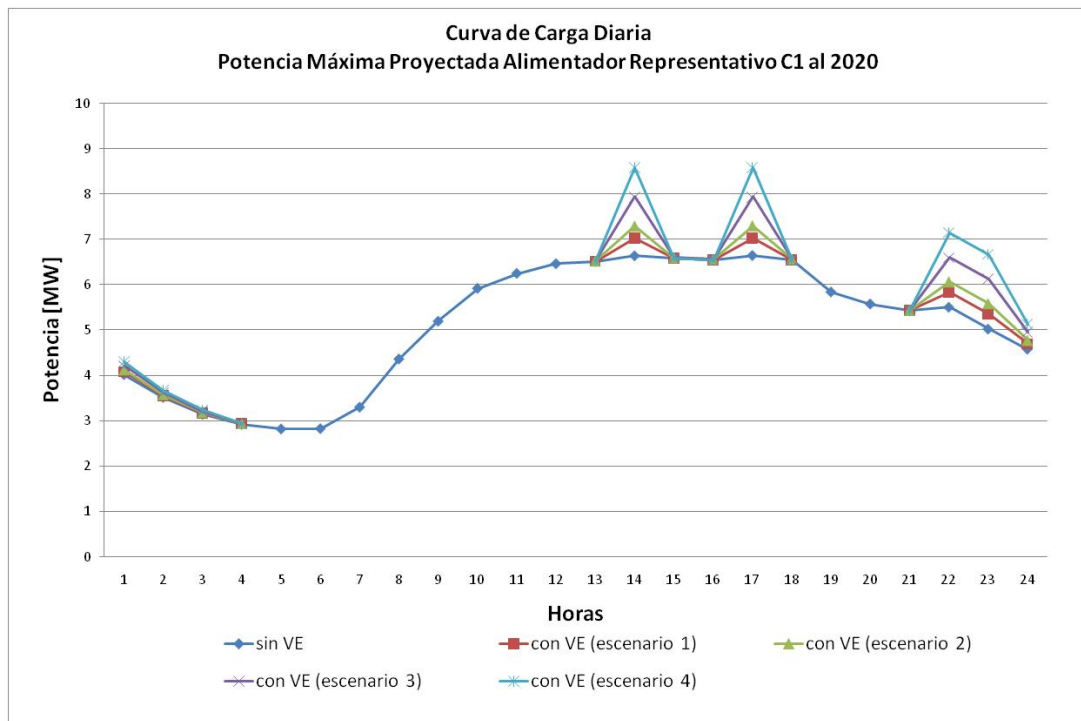


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

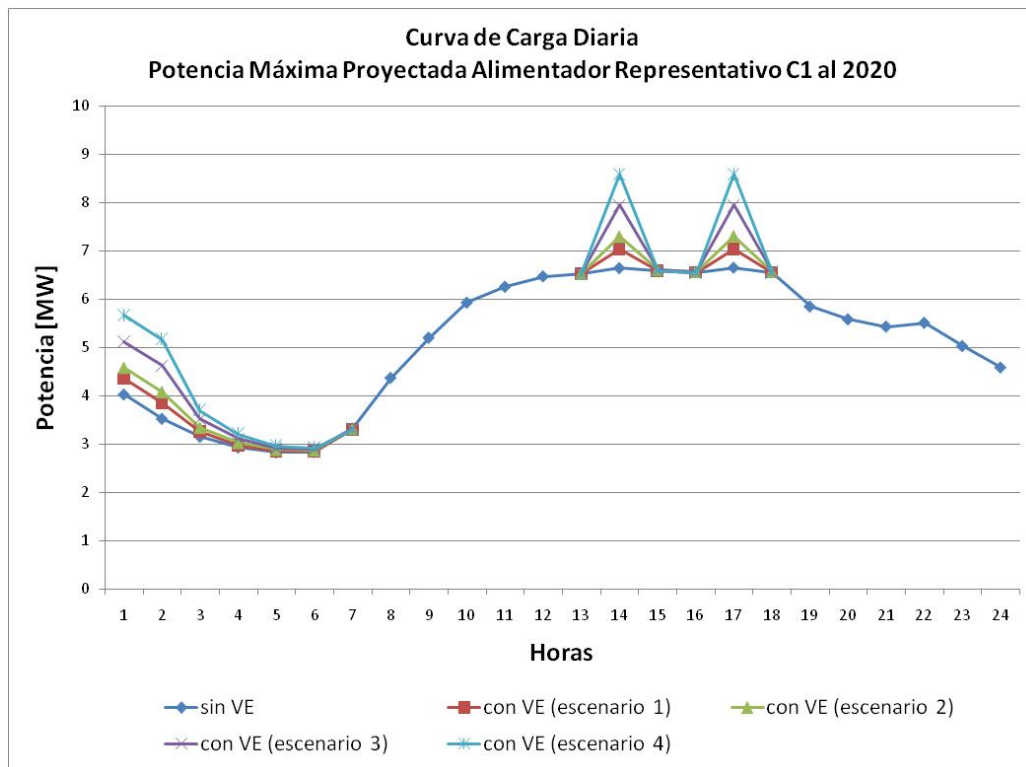


AÑO 2020

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

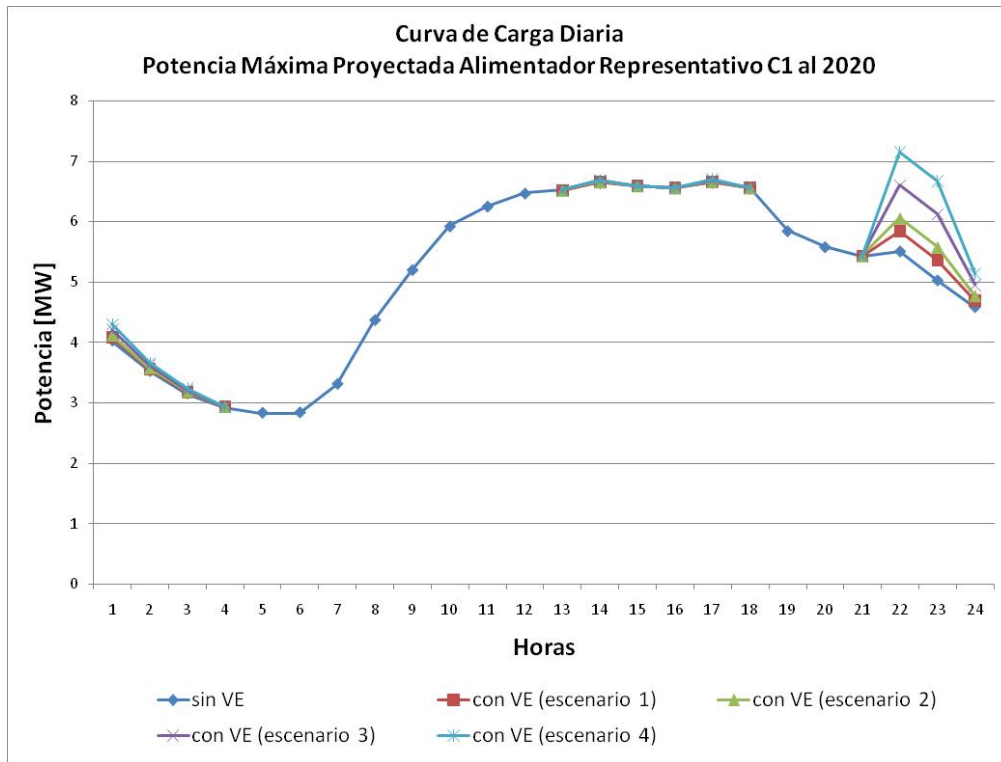


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



AÑO 2020

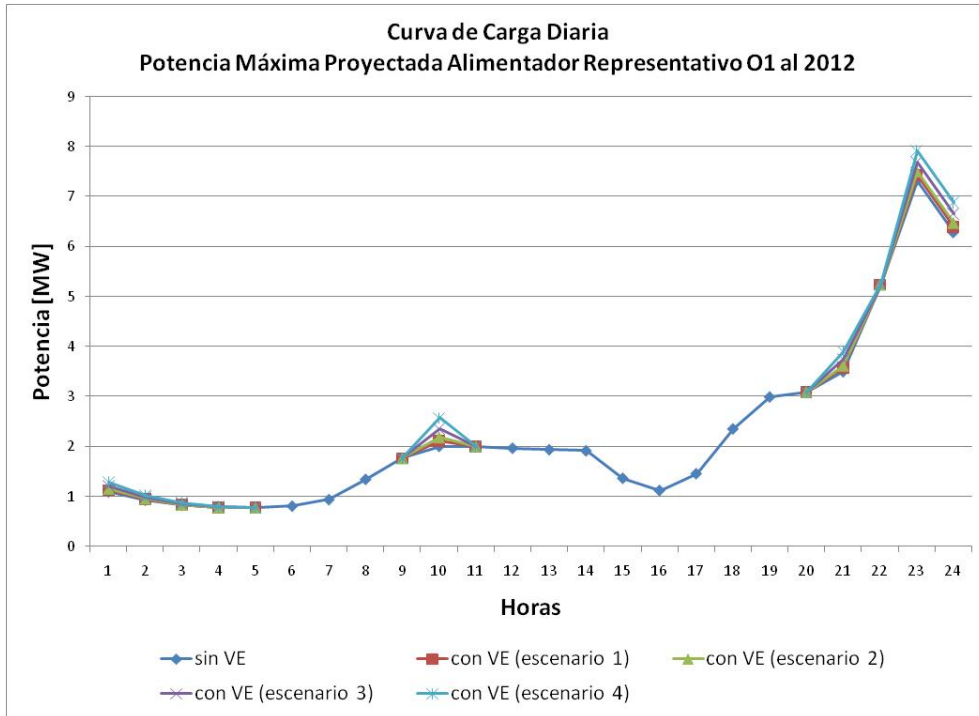
Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



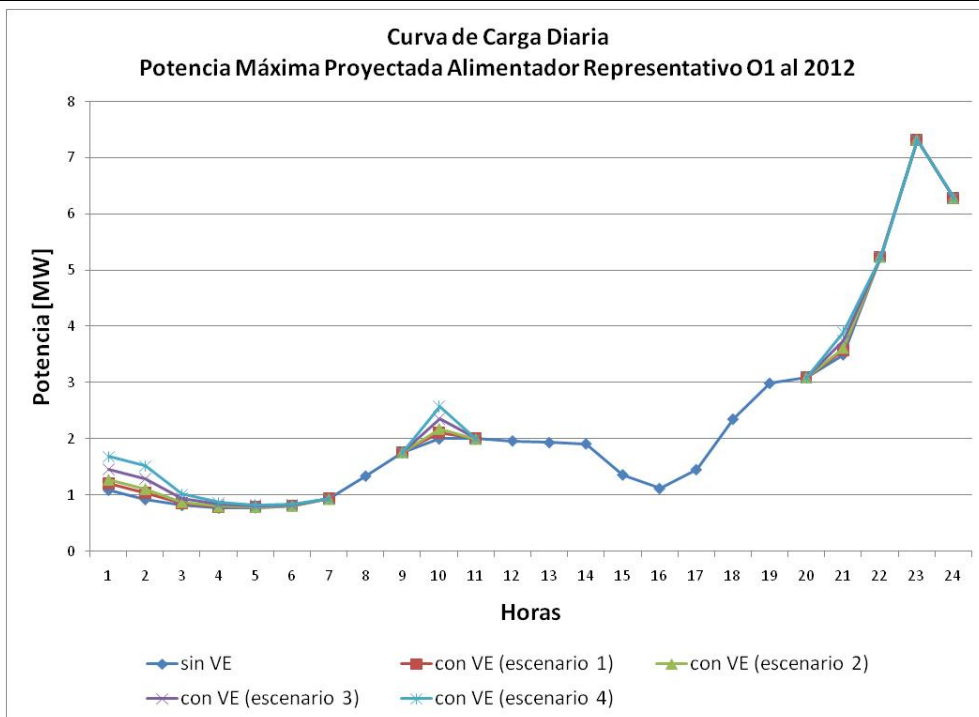
ZONA ORIENTE

AÑO 2012

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

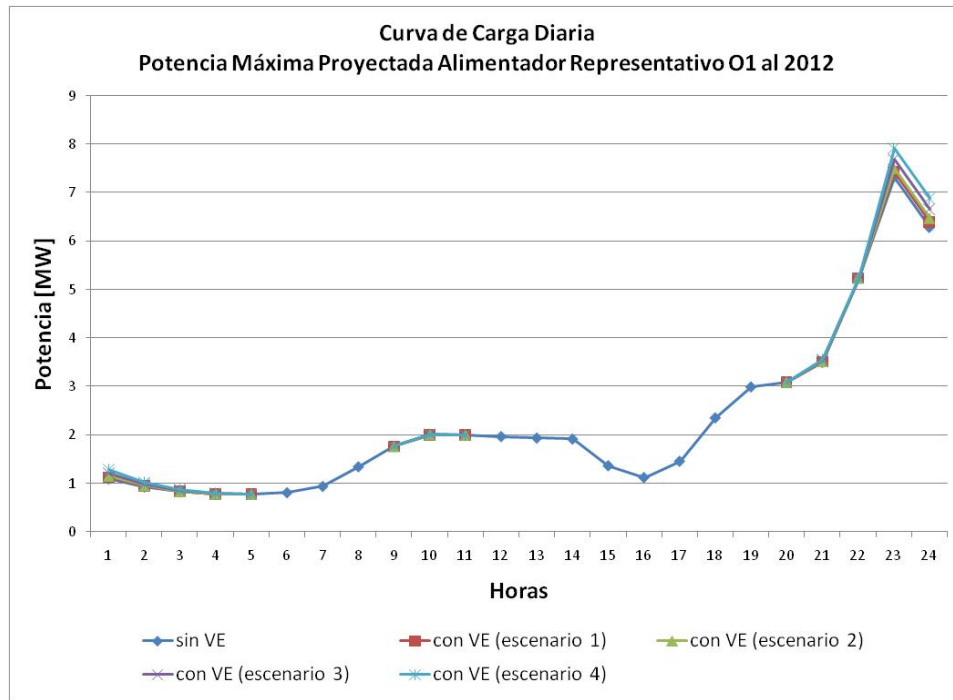


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



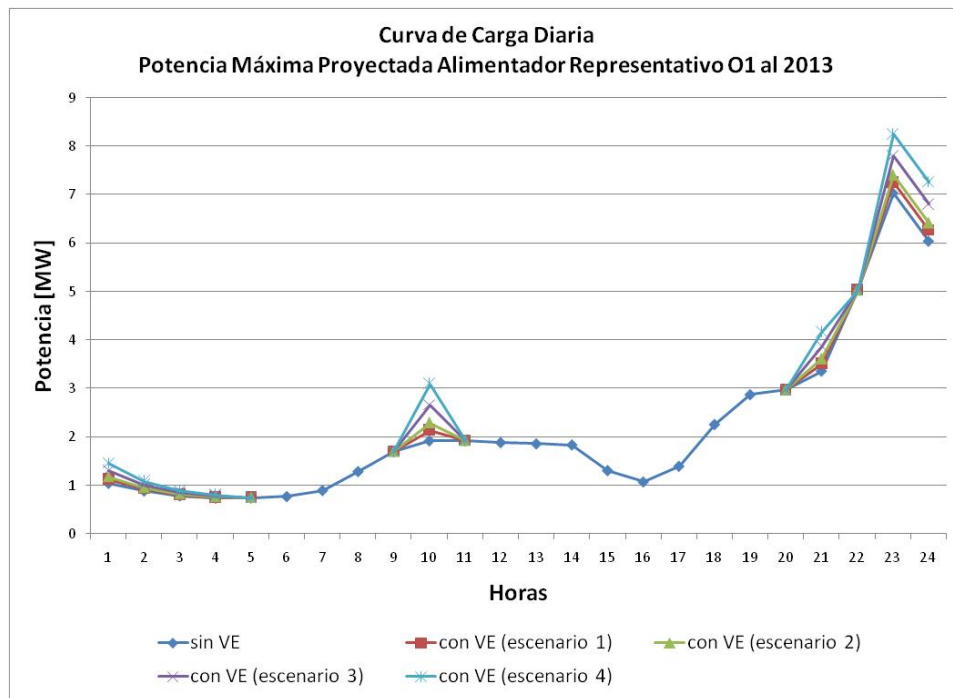
AÑO 2012

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



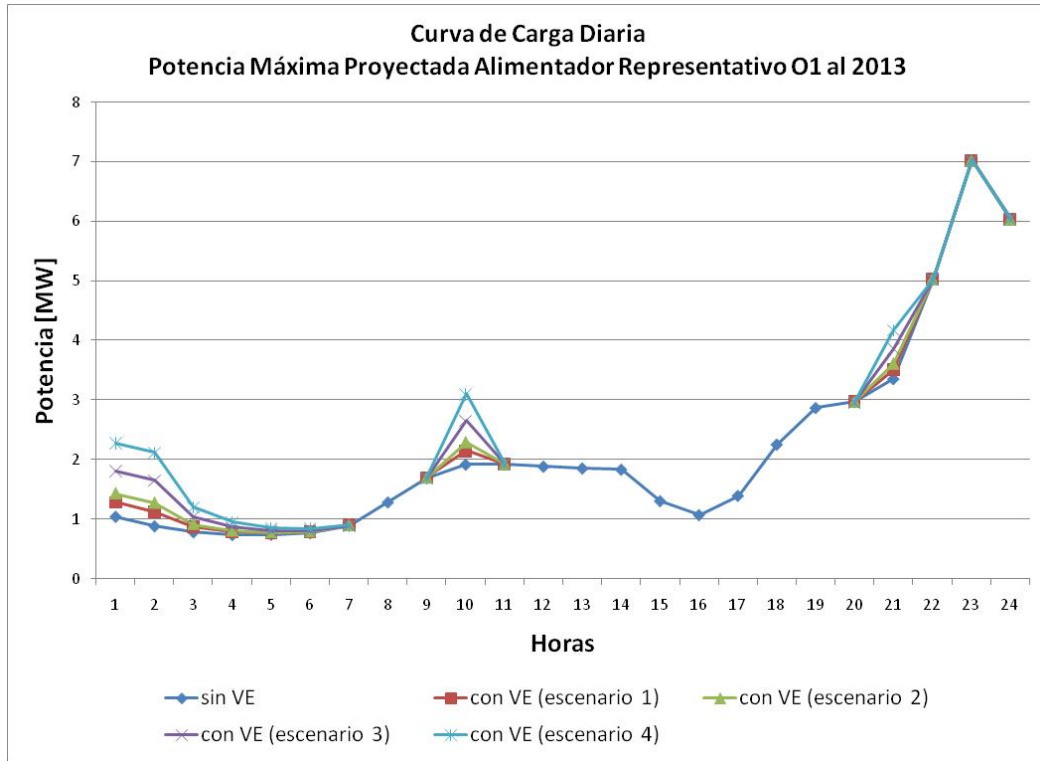
AÑO 2013

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

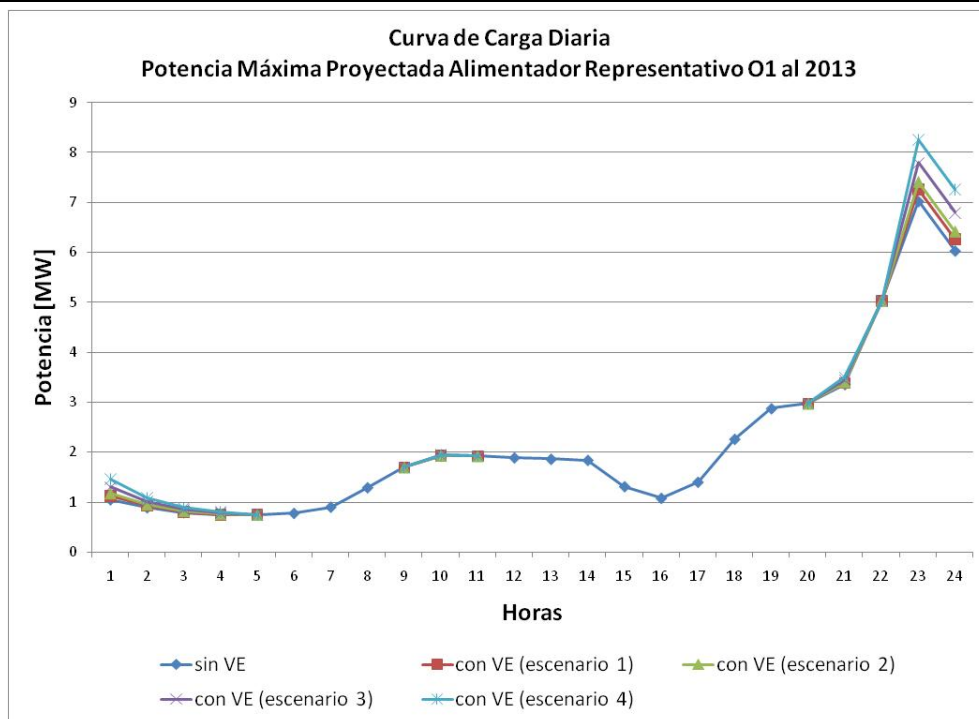


AÑO 2013

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

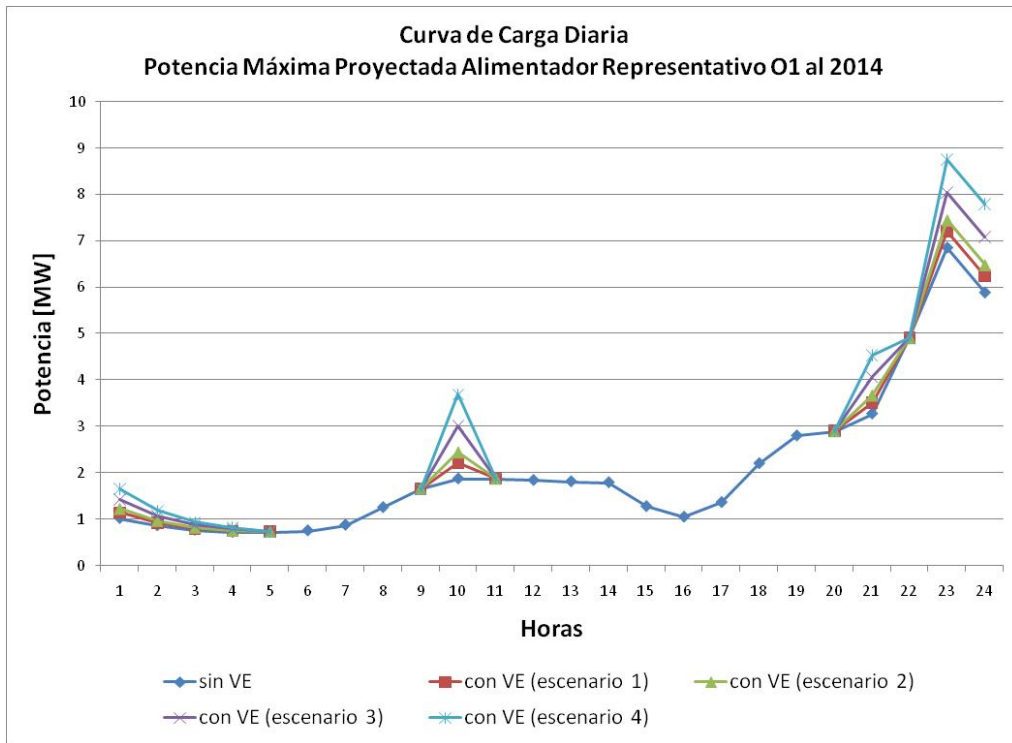


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

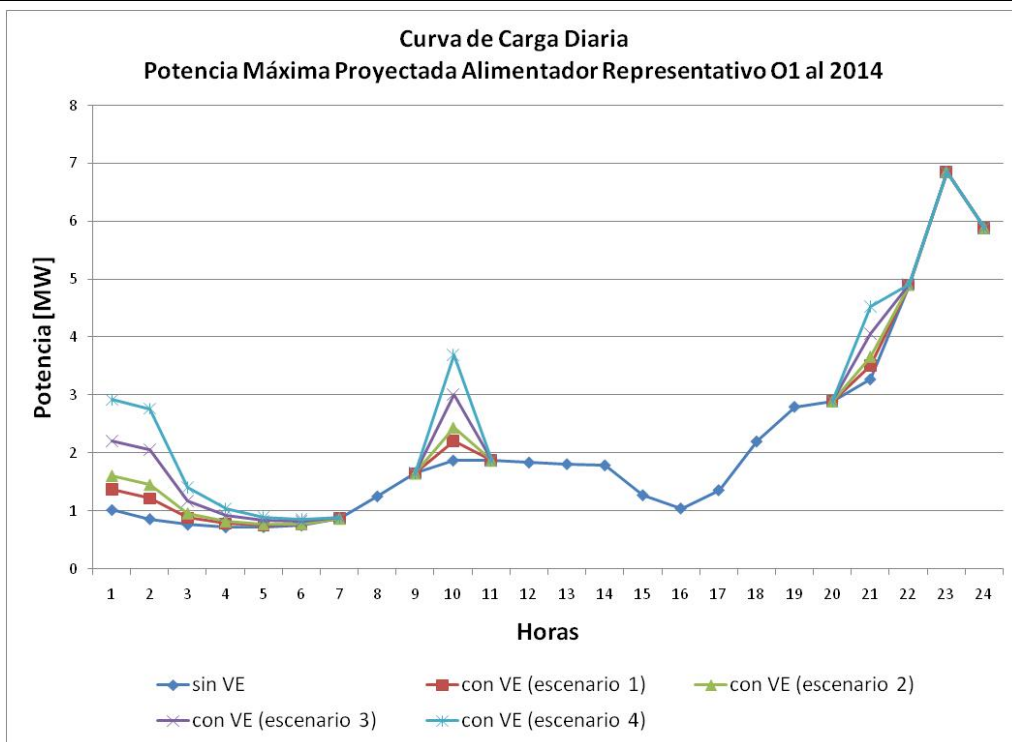


AÑO 2014

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

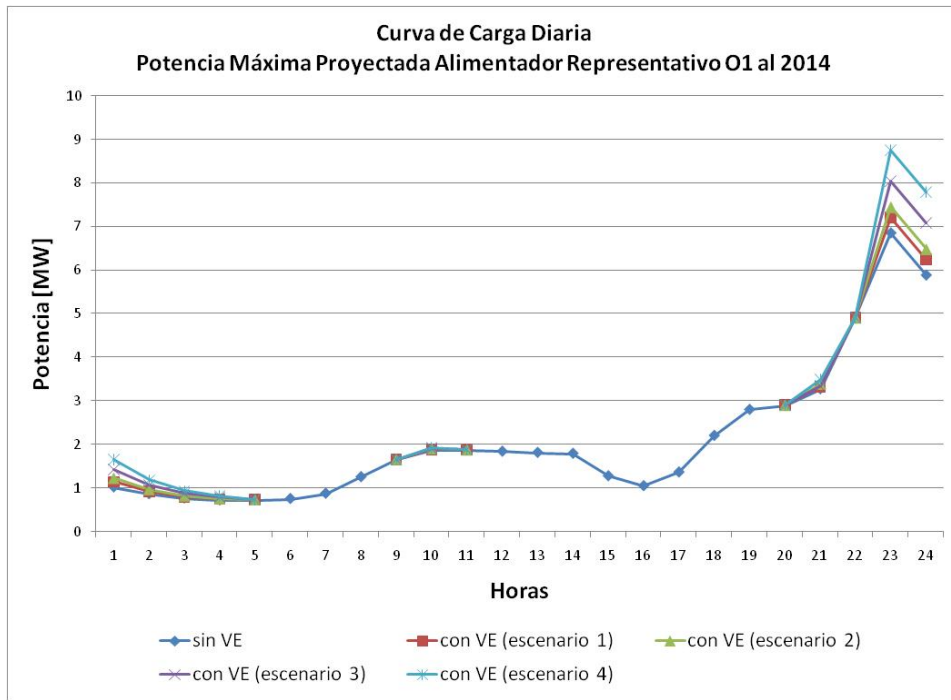


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



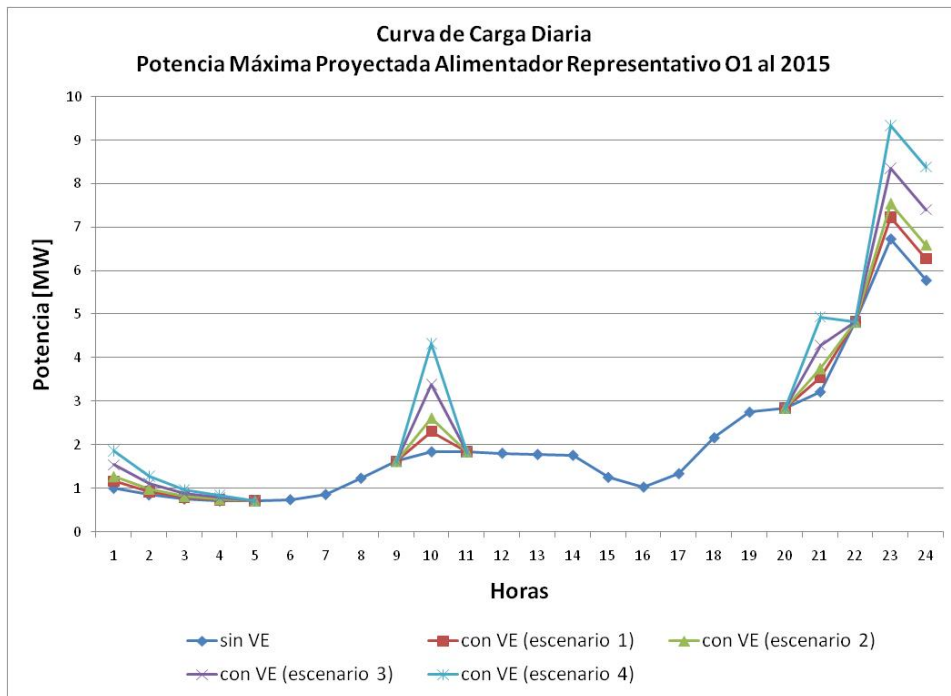
AÑO 2014

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



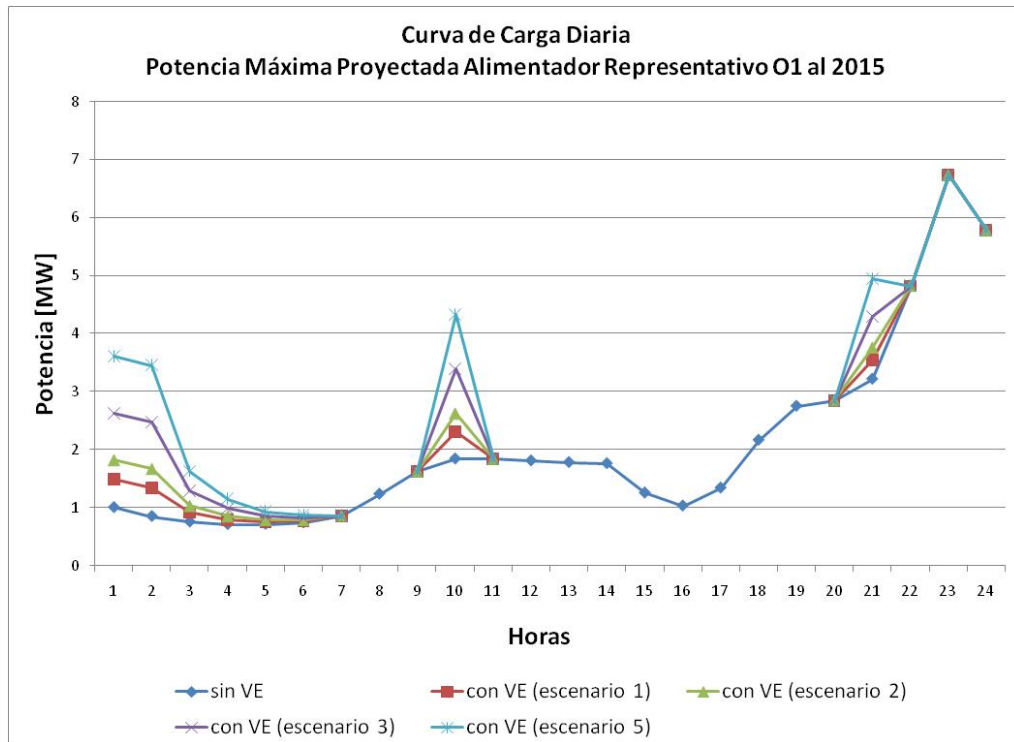
AÑO 2015

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

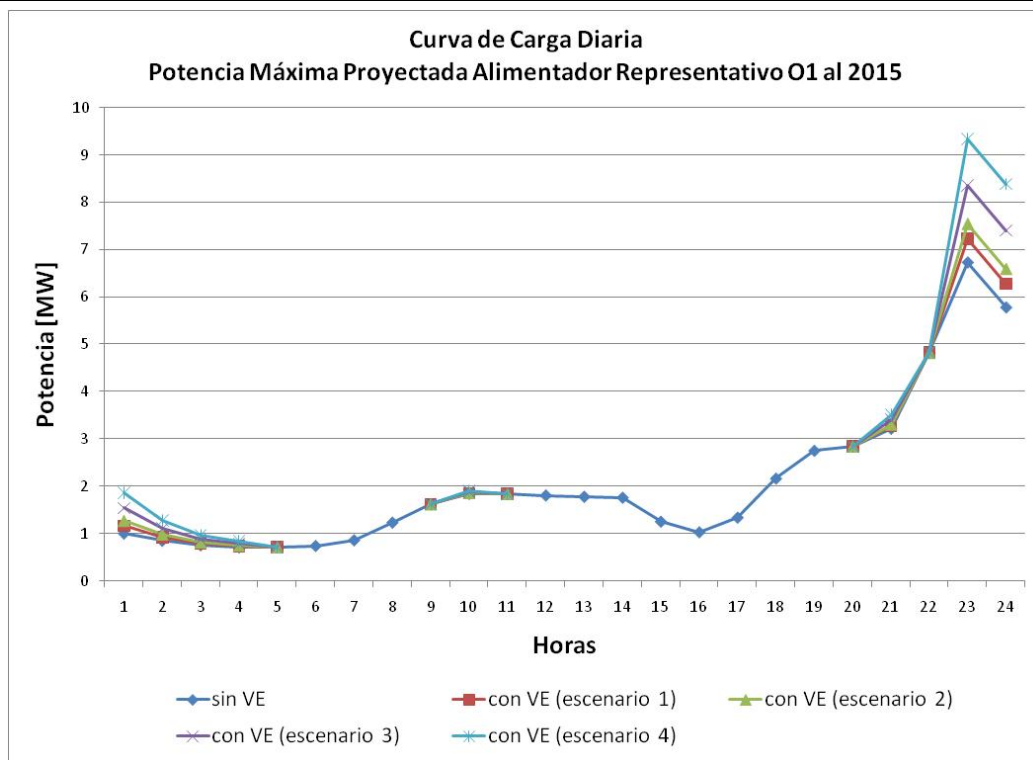


AÑO 2015

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

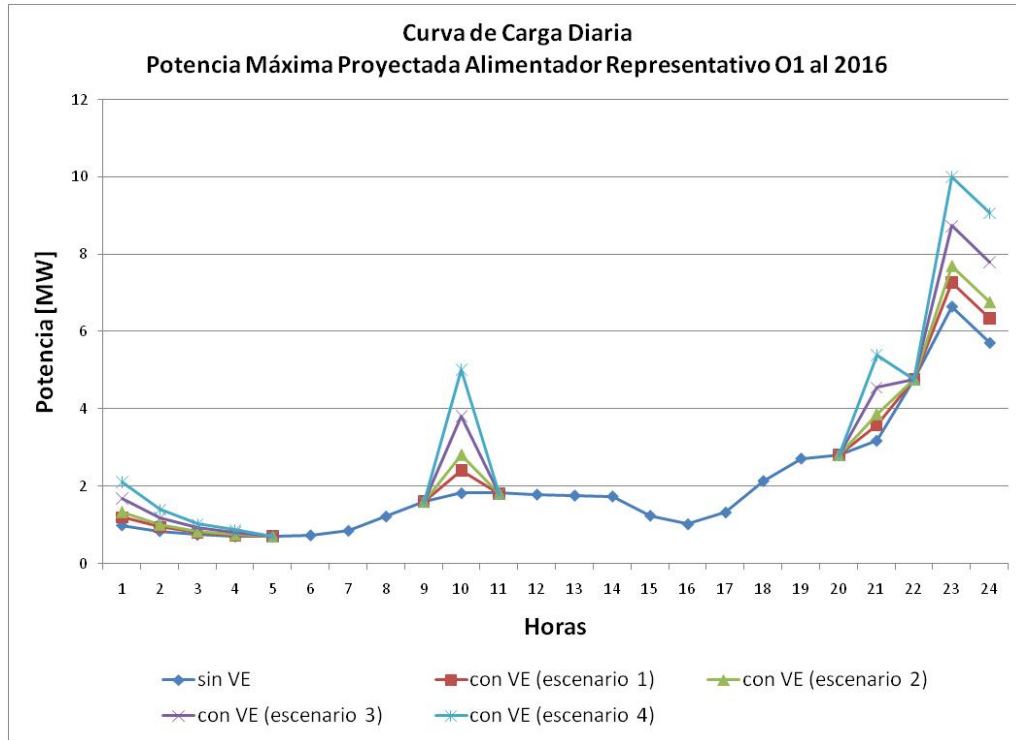


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

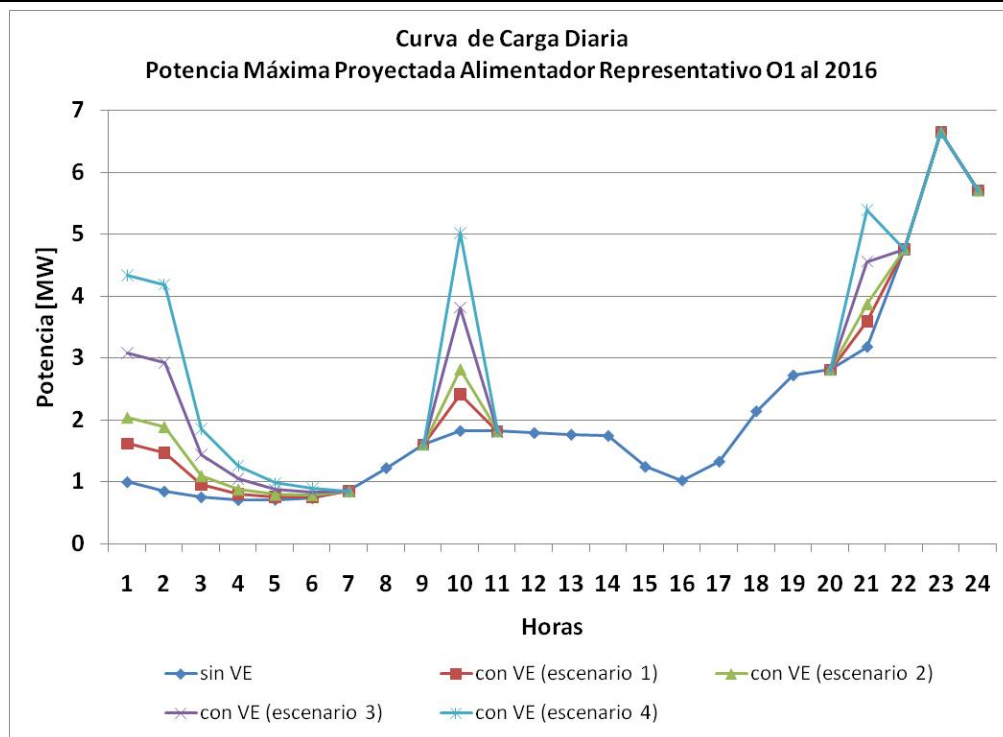


AÑO 2016

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

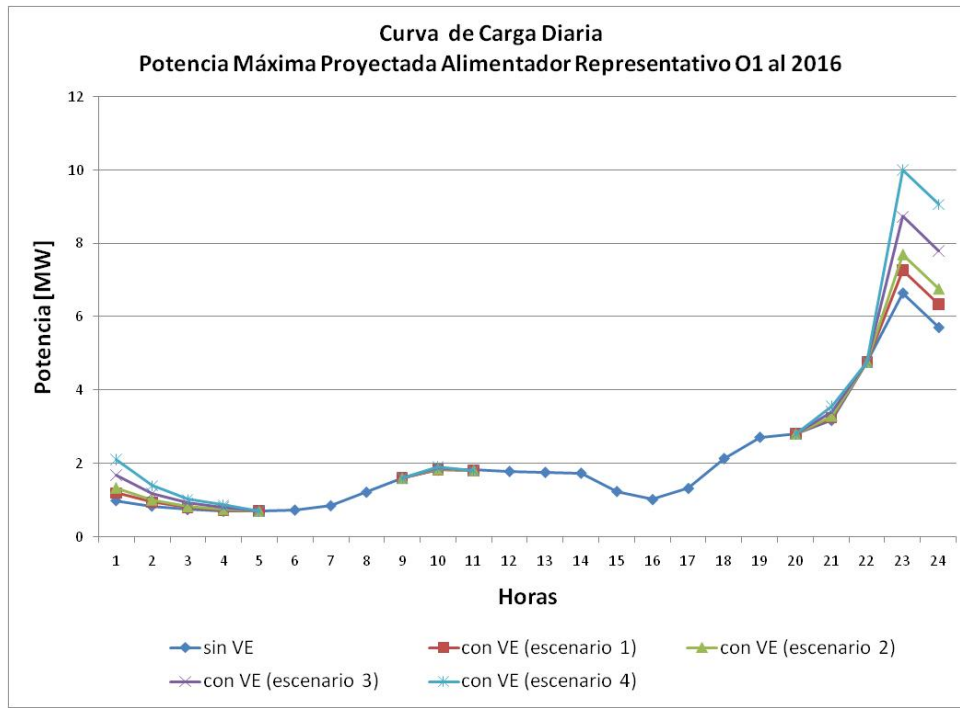


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



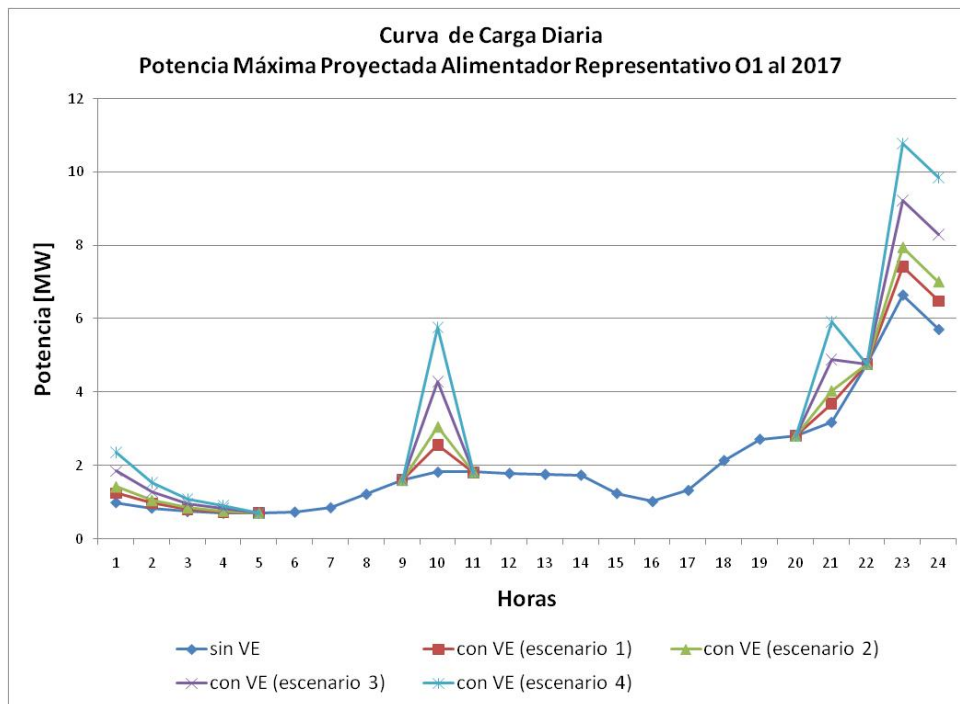
AÑO 2016

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



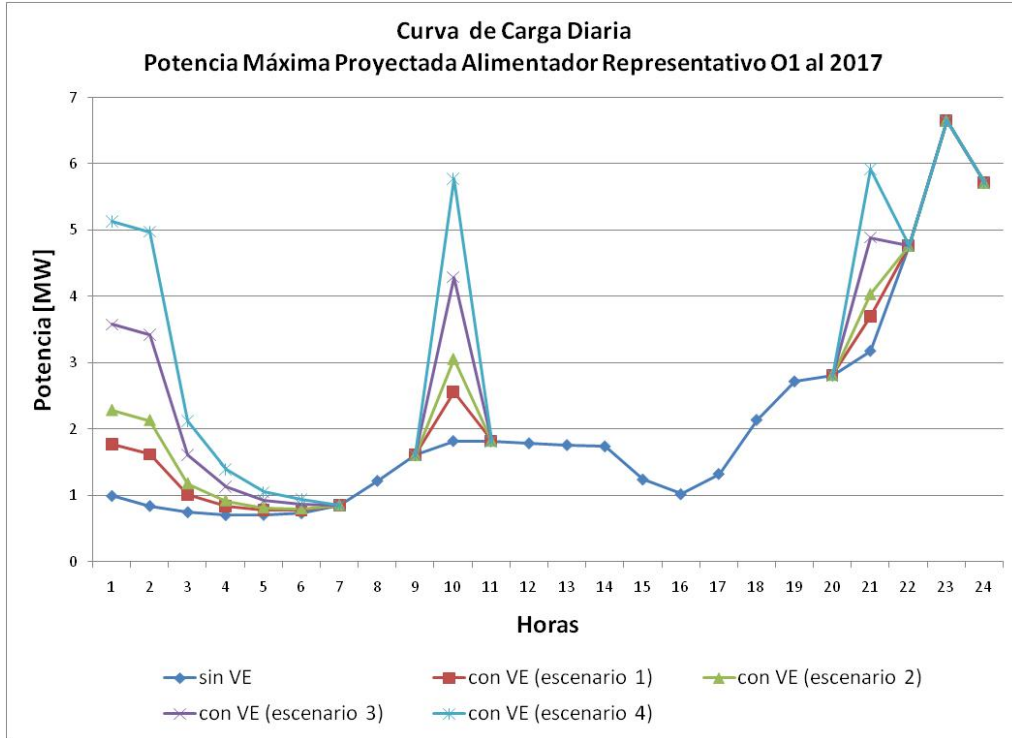
AÑO 2017

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

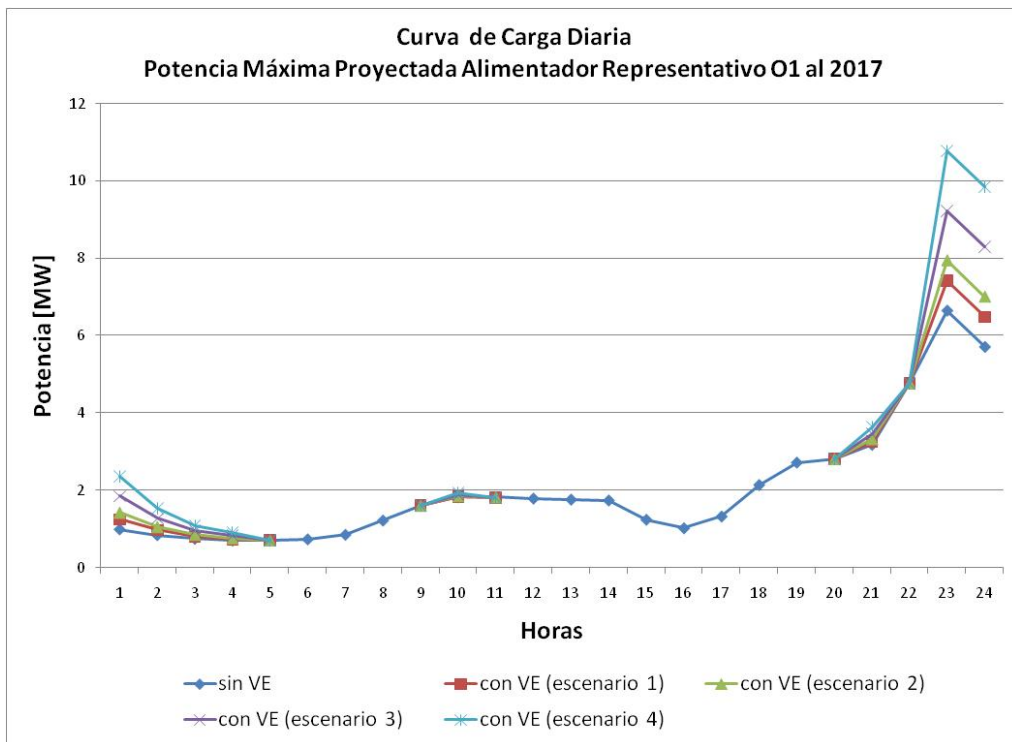


AÑO 2017

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

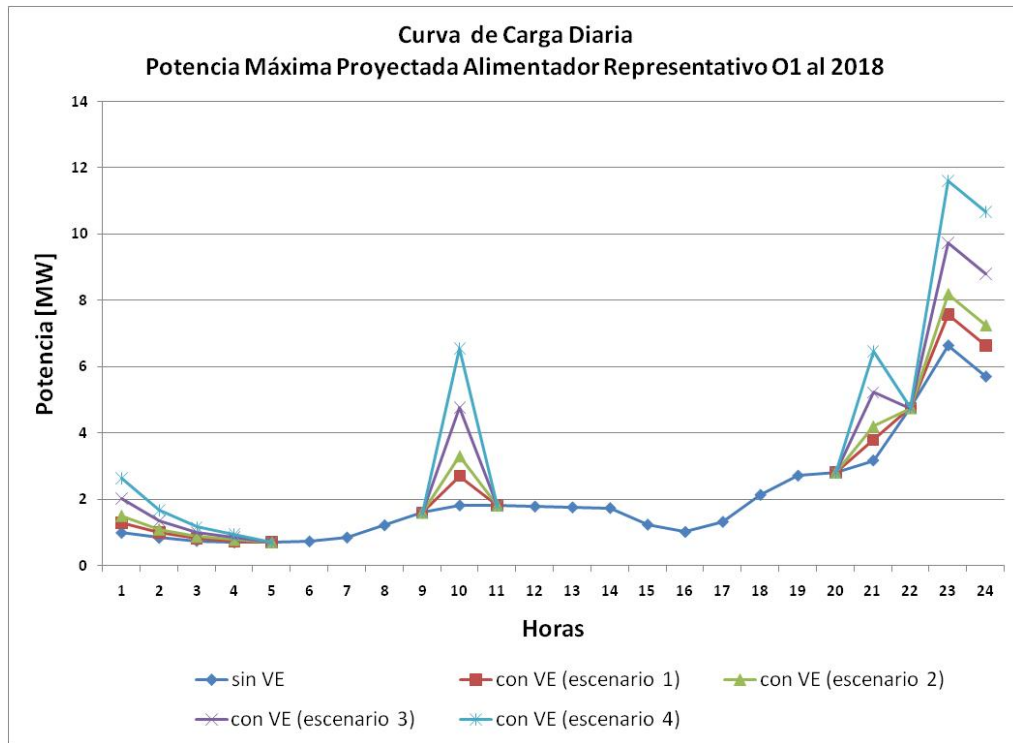


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

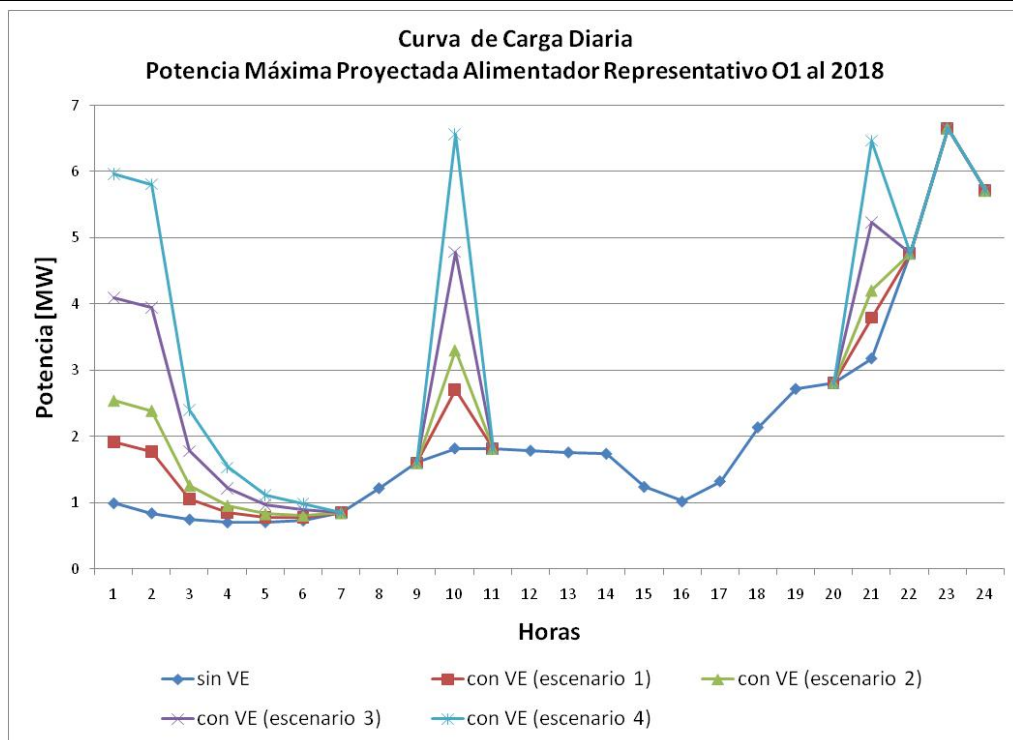


AÑO 2018

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

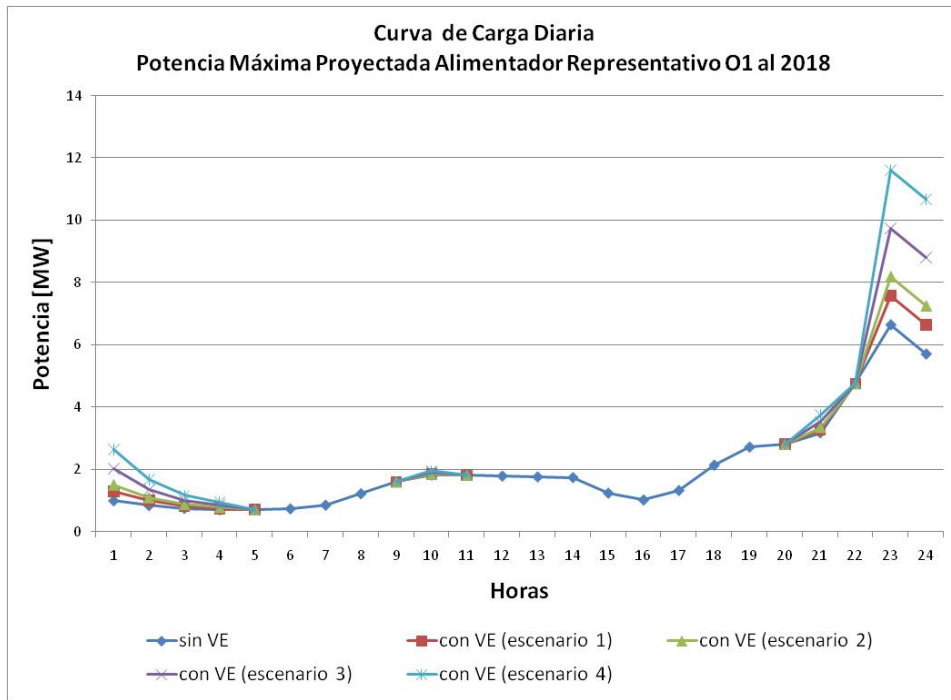


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



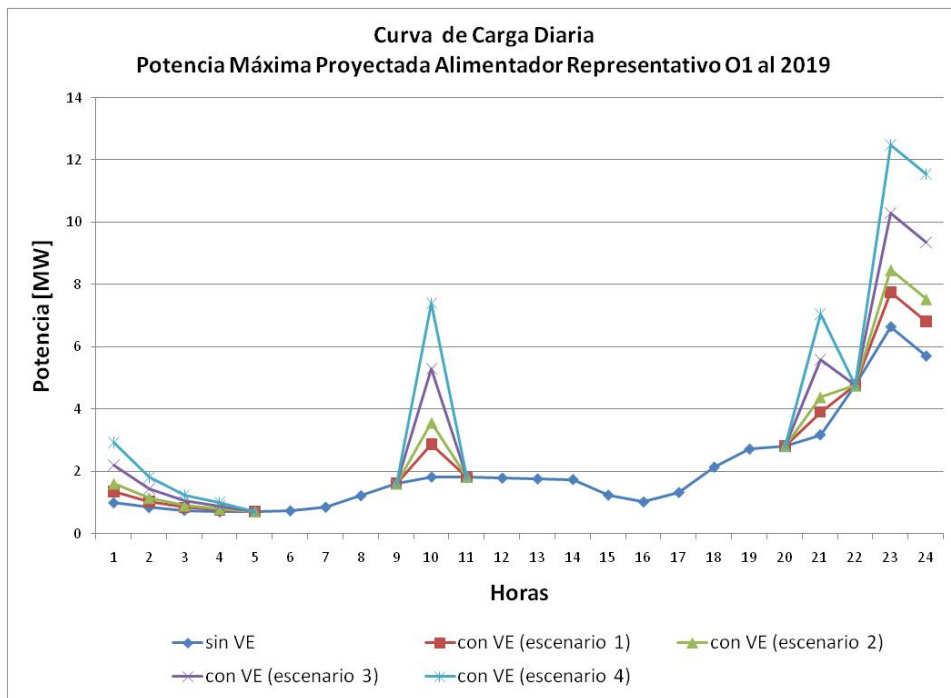
AÑO 2018

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



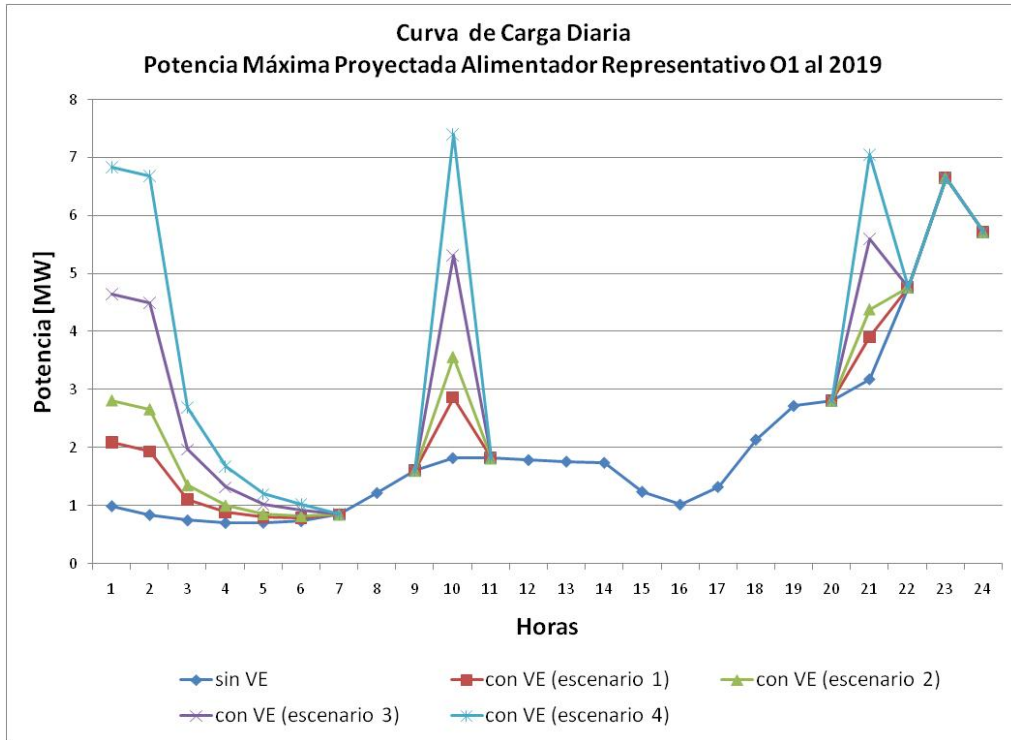
AÑO 2019

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

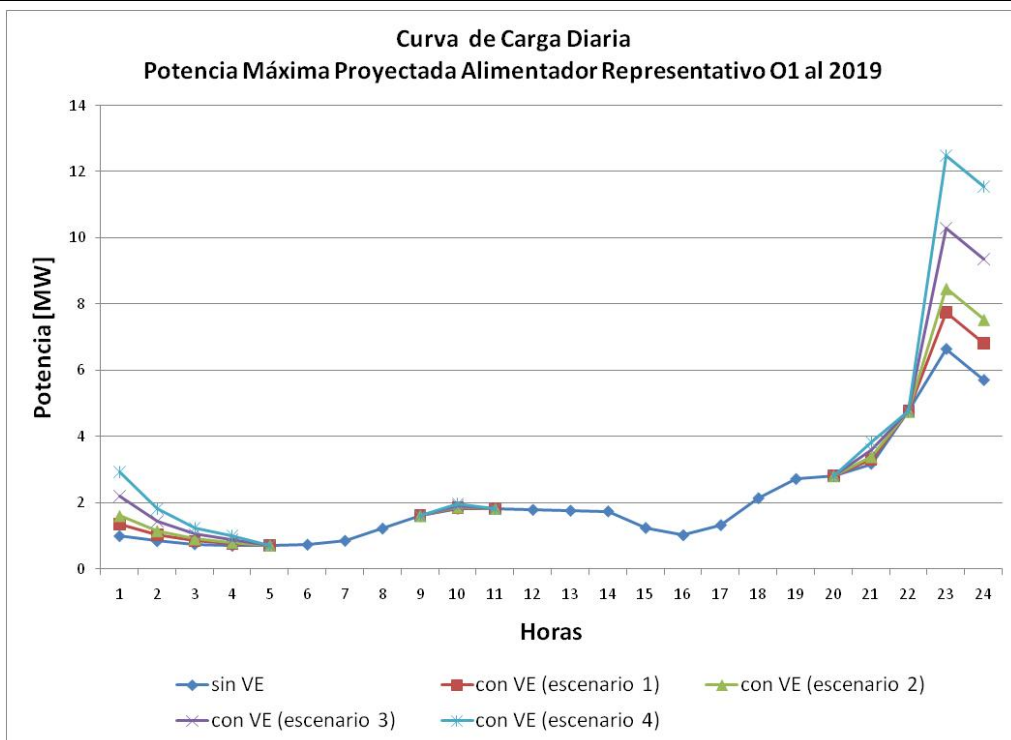


AÑO 2019

Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta

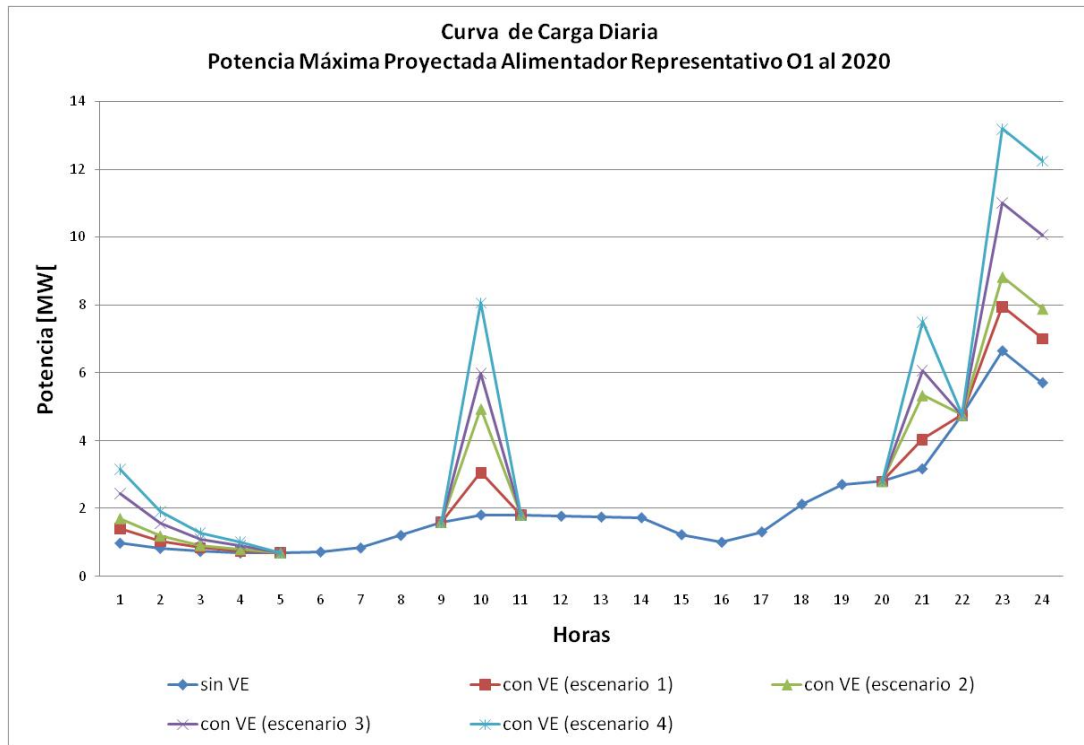


Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.

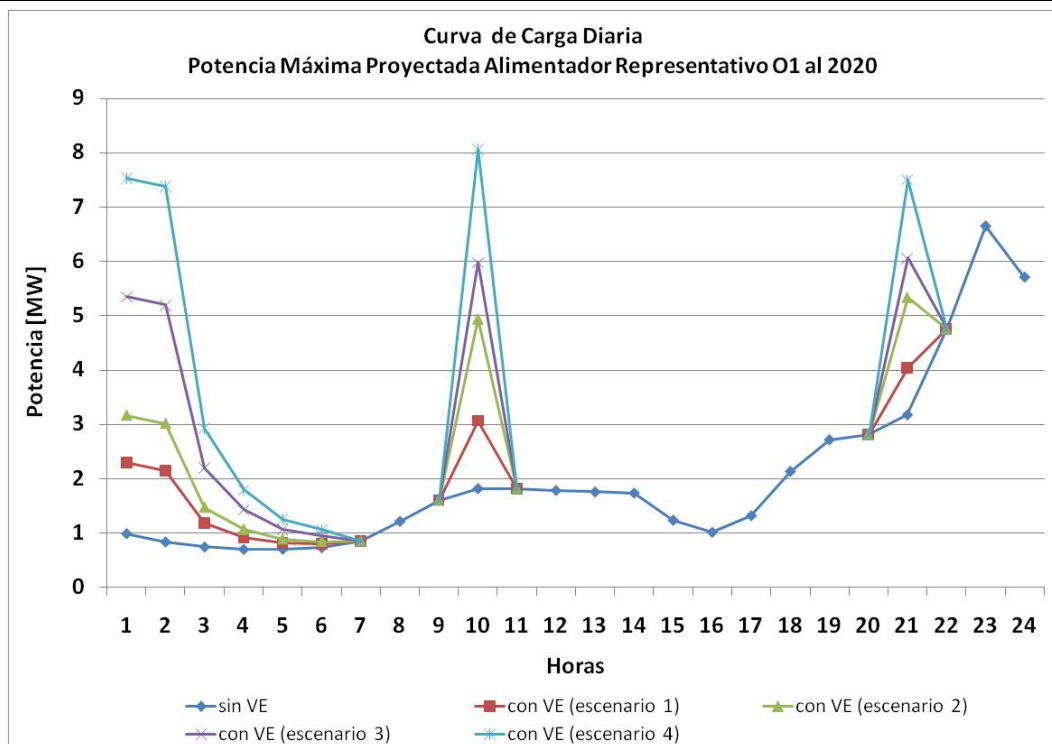


AÑO 2020

Caso 1: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min.

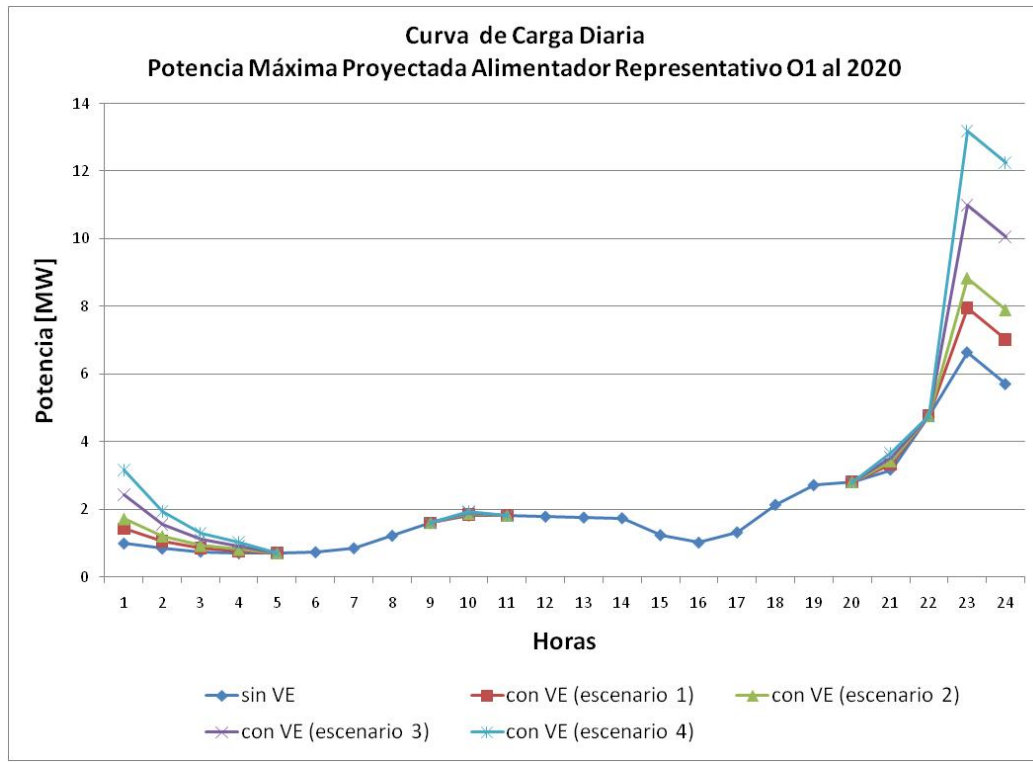


Caso 2: Autonomía del Parque Vehicular con $T=60$ min. y Gestión de Carga Lenta



AÑO 2020

Caso 3: Autonomía del Parque Vehicular con $T=90$ min.



**ANEXO 4: Publicación de los resultados de la Tesis en Congreso IEEE
PES LATINAMERICA**

Impact of Electric Vehicles on the Reconfiguration Requirements of a Distribution Network: The Santiago City Case

Mauricio Riveros

Department of Electrical Engineering
University of Chile
Santiago, Chile
mrr@chilectra.cl

Gonzalo Paredes

Department of Electrical Engineering
University of Chile
Santiago, Chile
goparede@ing.uchile.cl

Luis Vargas

Department of Electrical Engineering
University of Chile
Santiago, Chile
lvargasd@ing.uchile.cl

Abstract—This document presents a quantitative study of the incorporation of electric vehicles (EVs) in the distribution system of the city of Santiago. Specifically, the paper focuses on the reconfiguration requirements of the electric power grid. A model that estimate the increase in the electric load based on the transportation behavior of a city, assuming that the electric vehicle will be used by individuals according to their needs and the characteristics of the city transportation system is developed. Results indicate the power that future EVs will require can be determined according to their level of penetration and geographical distribution in a city. Finally, an scenario analysis is developed for assessing the peak load of electric vehicular and assess the need for reconfiguring or strengthening the distribution network.

I. INTRODUCTION

The operation of an electric system requires correct planning in order to maintain its security and efficiency over time. This task requires an evaluation and design of reinforcements and changes in the network configurations, i.e. the reconfiguration of the system [1]. Reconfiguration will be necessary when the limit of the network operating power exceeds a threshold, which is defined by the planner according to the levels of operation of the electricity network and the types of conductors [2].

The challenge studied in this paper refers to determine the electricity demand when there is a massification of EVs in the distribution networks [1].

This is a huge challenge as the EV load is mobile and depends on the necessities and transportation habits of the population. These two characteristics underline the necessity for studying the impact on the city of this new type of electricity consumption associated with the process of recharging electric vehicle batteries [3].

The capacity of the batteries is a key factor for the deployment of a large number of EVs in cities [4]. Another key element is the distance that a user can drive with an EV, which it is not only determined by the capacities of the batteries but also by the availability of charging points in the electrical network. The present work addresses the impact produced by these charging points.

For planning purposes, a sensitive topics will be the value of the load associated with the group of electric vehicles, as well as the times when the loading takes place. Indeed, at the level of distribution network, the maximum power of the network could be exceeded depending on the loading times. The latter will be a relevant factor if the daily load curves of the network are not a constant value but present peaks and valleys instead [5].

This work consists of determining the aggregated energy and power demand due to the incorporation of EVs in Santiago, Chile. The proposed aggregated energy model evaluates the global impact of EVs on the system by considering characteristics and patterns of both the electrical network and the transportation of vehicles. The aggregated power model assesses local impacts of charging EVs. The added load of the group of EVs is projected for the period 2012-2020, using the year 2010 as a base.

II. ELECTRIC VEHICLES FORECASTING

In this section a projection of the increase of the EV in different zones of the Santiago city is presented. In this work we assumed that EVs are mainly private cars. These vehicles are composed of a diversity of technologies that are already available in the market: Battery EV (BEV), Plug-Hybrid EV (PHEV), and Hybrid EV (HEV) [4]. In this work all the EVs are assumed to be BEV, consequently, they will only consume energy from the utility grid.

A. Historical Data

The statistical evolution of the number of vehicles of Santiago can be used to predict the number of vehicles. The average growth rate of the last five years of private vehicle cars with 4 and 5 doors is 5.7% [6]. The current rate of motorization is shown in Figure 1.

The average rate of motorization in Santiago is close to 2 vehicles for every 10 inhabitants, much lower than the 6 for every 10 vehicles in the developed countries [7]. On the other hand, from Figure 1 important differences among areas can be seen, especially in the eastern zone where the rate

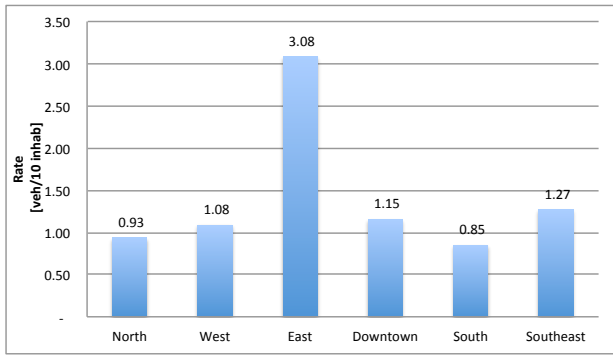


Fig. 1. Rate of Motorization by Sector in the City

is 3.08 vehicles for each 10 inhabitants, which is far greater than the average of the city (this spatial differentiation will be developed later on section C). Since the EVs arrived in Chile in 2011 there are currently few electric vehicles, and to date only a small number of vehicles have been sold. Therefore, we can not use historical registers to predict the growth rate of EV in Santiago.

As an alternative, an average value for electric vehicle inclusion, or penetration, will be assumed year by year in a scenario analysis. According to studies and predictions in countries that have specific policies to promote electric technologies in vehicles, such as the United States [8] and Spain [9], it is expected that 10% of the vehicles will be electric-based by 2020. This value will be assumed for the Santiago city as a baseline scenario. In addition, different scenarios of EV inclusion will be tested for 2020 for estimating the impact on Santiago's electric utility with different annual growth rate for EV's.

B. Forecasting Methodology

The total number of EVs and their proportion of the total number of private cars in the city can be calculated by considering the annual growth rate of 5.7%, which is the same growth rate of the total number of private vehicles with 4 and 5 doors. This annual rate is kept constant throughout the years until 2020 for all scenarios. Scenarios have been implemented using different shares of EV inclusion. The baseline scenario assumes 10% of share for the inclusion of EV's by 2020, therefore an annual growth rate of 25% for EV's is adopted since 2012 in order to achieve that goal. The other scenarios have been designed with penetration levels of 15%, 20% and 30% of the total number of cars by 2020. Table I summarizes the scenarios studied in this work.

TABLE I
SCENARIOS OF INSERTION OF EV

Scenarios	Annual Growth of EV's (%)	Percentage of EV's inclusion in 2020 (%)
Scenario 1	25	10
Scenario 2	40	15
Scenario 3	50	20
Scenario 4	80	30

In table I, an extreme case of 30% of share of EV's out of the total number of vehicles is considered. To accomplish this goal, an annual growth rate of 80% for EV's must be fulfilled. Figure 2 shows the forecasting of EVs for the baseline scenario.

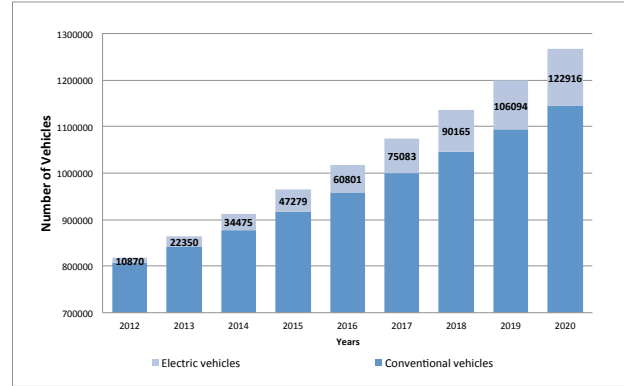


Fig. 2. Estimated Number of Private Electric Vehicles in Santiago for a 10% of EV's inclusion

C. Spatial EV's Differentiation

Regarding the spatial differentiation, two cases will be studied. The first case considers that the current spatial differentiation (see Figure 1) will be the same throughout the years. The historical average breakdown for the years 2005 to 2010 is considered by dividing Santiago into 6 zones or sectors. The spatial pattern, in terms of the share of total numbers of cars, is shown in Figure 3 for the year 2020.

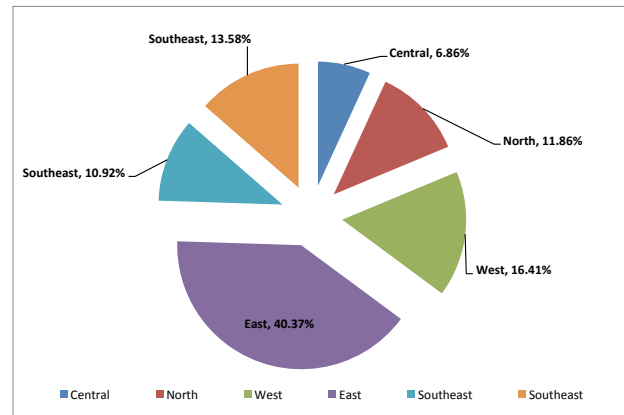


Fig. 3. Distribution of EV's in 2020 by Sector According to the Historical Data for Scenario 1

Figure 3 shows that vehicles are concentrated in the eastern zone with a percentage close to 40% of the total number of cars. This zone is where the highest socio-economic level of the population is concentrated. Since the average sale price of the EV's is higher than that of conventional vehicles, it is highly probable that the adoption of this new technology will be concentrated there during the period of this study. In order to explore further this aspect, a second case is studied.

A second case was designed in which nearly 80% of the total number of car is concentrated in the eastern zone in 2020. The shares of this case, for 2020, are shown in Figure 4.

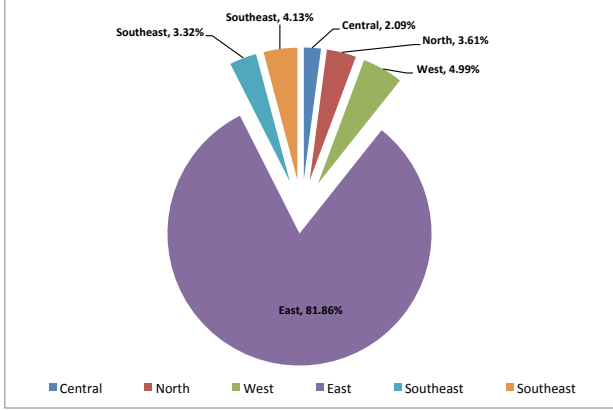


Fig. 4. Distribution of EV in 2020 by Sector Maximizing the Concentration in the Eastern Sector

This concentration case is used as the upper limit on the requirements of the distribution network in the eastern zone.

III. ENERGY CONSUMPTION METHODOLOGY

In this section a general methodology for determining the energy and power consumption in the distribution grid due to the charging process of EVs is presented.

The energy consumed by EV's from the city grid is absolutely linked to the transportation behaviors. These characteristics of traffic flow are reflected in the Origin and Destination Survey of the Department of Transportation (in Spanish *SECTRA* [10]). Models were used to determine the movement of vehicular traffic at peak times (*ESTRAUS* [11]) and fuel consumption (*MODEM* [12]) by category of vehicle [4].

The *ESTRAUS* model uses empirical traffic counts, existing transport networks, and socio-economic characteristics of population. Meanwhile, the model *MODEM* uses factors of energy consumption as a function of the velocity of the circulation. These models are integrated to obtain the consumption of a group of electric vehicles in circulation, based on the travel patterns of the city, as is shown in Figure 5.

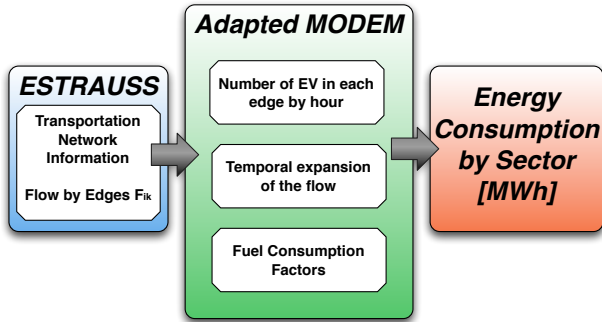


Fig. 5. Models Used for Calculating Energy Consumption

The model shown in Figure 5 estimates the energy consumption for each area of the city adding the energy consumption of each edge, or segment, of the transportation network. Thus, the energy consumed in a given sector at hour i corresponds to:

$$E_{Sector}[MWh] = \sum_{j=1}^N E_{edge_{i,j}} \quad (1)$$

$E_{edge_{i,j}}$ corresponds to the energy consumption in edge $j \in Sector$ at hour i . That is to say:

$$E_{edge_{i,j}}[kWh] = e_{i,j}[kWh/km] \cdot L_j[km] \quad (2)$$

L_j is the length of edge j and $e_{i,j}$ is the rate of energy consumption per kilometer, which depends on the consumption factor ($CF(v)_k$) and the share of flow associated with the type of vehicle ($F_{k,i,j}$):

$$e_{i,j}[kWh/km] = F_{k,i,j} \cdot CF(\bar{v})_k \quad (3)$$

Where k is the type, or category, of vehicle and \bar{v} is the average velocity in the edge j . The share of flow associated with the type of vehicle $F_{k,i,j}$ uses the inclusion rates defined in scenarios (see Table I). Selecting k as the EV's and using the daily profile of traffic flow [12] it is possible to determine the energy consumed in one day by the EV's.

IV. POWER CONSUMPTION METHODOLOGY

The energy consumed in one day for a number of EV's, determined as shown above, will be supplied by the electrical feeders in a zone of study. The challenge therefore is to determine the times and locations of EV's loading and their impacts on power.

A. Aggregated Power of Electric Vehicles Connections

The amount of power required by EV's depends on the charging power, the frequency of connection, and the time when the charges take place. There are essentially two types of charging in today's market [3]: slow charging and fast charging. The slow charge is done in a single-phase residential installation, unlike the fast charge that requires a three-phase installation [3]. According to the patterns that have been determined in European countries [13], one can deduce that at the end of the day most of the EV's will be connected at their residences for a slow loading process as is shown in Figure 6 (similar to the owners habit of arriving home and charging the cell phone).

There will be a fast charging at specific intermediate points, or a slow charge in places with prolonged parking only in those cases where the distances are very long, or whose routes impose a significant drop in the level of battery charge (SOC) [4]. For this reason it is assumed in this study that motorists prefer the home charging (as shown in Figure 6), especially if the battery range of the charge is sufficient for daily trips, and that a small proportion will opt for fast charging when

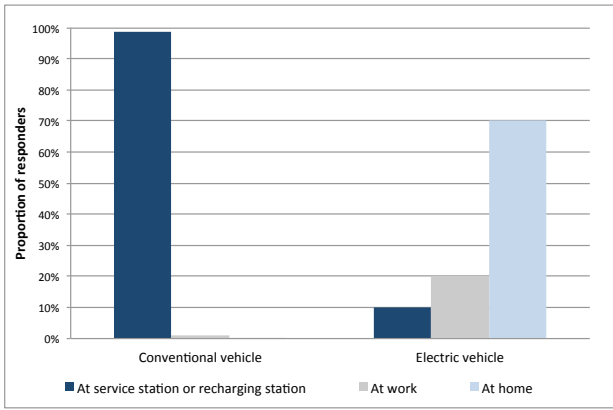


Fig. 6. Where do/would people choose to refuel their vehicles

required. Thus considering the effects of both types of charge, the load power of EV's connections from a feeder can be determined as:

$$P_{charge} = P_{slow_{ch}} \cdot n_s + P_{fast_{ch}} \cdot n_f \quad (4)$$

Where $P_{slow_{ch}}$ is the maximum power of the charging of a vehicle in a slow mode, n_s is the number of vehicles charged in the slow mode, $P_{fast_{ch}}$ is the maximum power of the charge in a fast mode, and n_f is the number of vehicles charged in fast mode.

$P_{slow_{ch}}$ and $P_{fast_{ch}}$ depend on the type of EV. At the same time n_s and n_f depend on the traffic patterns and the projected number of EV's. For this work values of 3 kW and 15 kW are used respectively as maximum power of slow and fast charges [4] and n_s is considered to be all the EVs that belong to a certain zone. For its part, n_f corresponds to the number of EVs that are loaded in quick mode in the same zone. The parameter n_f will depend on:

- The number of EVs (of the total number) that charge in a sector.
- The battery discharge level.
- The purposes of trips.

Each of these items will be explained in the following paragraphs.

The number of EVs that are charged in a sector is derived from the frequency of occurrence of trips between zones and the average times of travel. This information was obtained from the Survey of Origin and Destination [10]. Level of battery's discharge is in direct relation with the battery-life range of the EV and with the average times of travel.

An EV loading time T is defined as the time that the EV will need to charge its batteries. T depends on the battery-life range of the EV and the total time of travel. Figure 7 shows the frequencies of battery technologies used in the EVs [4] considered in this work.

In Figure 7 predominant frequencies of about 10-20 kWh can be observed. It can also be seen that most of the EVs use technology under 40 kWh. Based on the above, an average of 16 kWh battery-life range is used for this work. In addition,

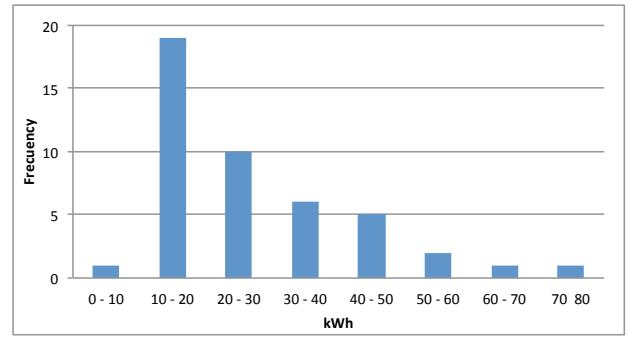


Fig. 7. Frequency of batteries capacity technology

considering the average velocity of 40 km/h [10], an EV loading time T is equal to 60 minutes. In order to analyze a greater battery-life range the value of T will be also set as 90 minutes.

Figure 8 presents the purposes of travel on working days for Santiago, Chile [10].

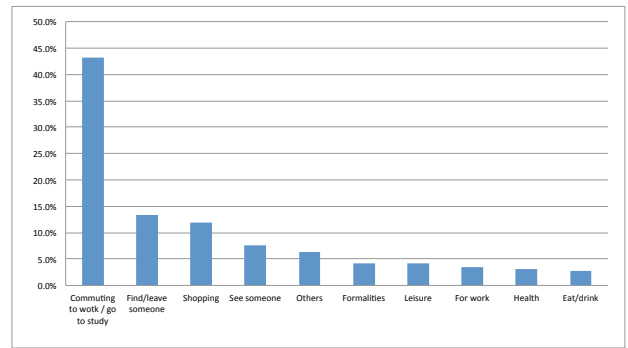


Fig. 8. Distribution by purpose of travel in working days

The purposes of trips are linked to the EV users' activities. Daily trips of 2, 3, or 4 steps that represent different purposes are defined. Table II shows the frequencies of trips of 2, 3, and 4 steps defined for this work according to the transportation habits of the population [10].

TABLE II
FREQUENCY OF TRIPS

Trips	Frequency (%)
Two step trip	40
Three step trip	30
Four step trip	30

These assumptions for trips of 2, 3, and 4 steps are based on the frequencies presented in Figure 8.

Considering the information presented in this section assumptions for simulating the aggregated power were made. With the goal of performing charging simulations by zone it is necessary to define the proportion of EVs that charge in a specific sector. In this work two of the six sectors of the city are analyzed: the Eastern Sector and the Central Sector. The general model for determining the proportion of EVs that are charged in a specific zone is described below.

First the zone of charge Z_j (the sector desired for study) is defined, and the departure zone Z_i . Then all the possible sequences that contain zone Z_j with a departure in zone Z_i are computed. This is done for trips with 2, 3, and 4 steps. Using these sequences and the distribution of the traffic flow between zones [10], the proportions of the total number that travel from one sector to another are obtained. In the same way the accumulated travel times are computed using the sequences and the average travel times between zones [10]. Thus a model that determines the number of EVs that are charged in a specific zone is constructed.

B. Power Consumption of the EV's by Zone

It is now necessary to estimate the EV charge separately for each feeder in a zone. A separation is proposed using a pro-rating factor that is supported by the homogenous distribution of the electric networks in the city. This pro-rating factor is equal to the relation between the installed power of the feeder and the installed power of the sector as shown in Equation 5.

$$f = P_{InstalAlim} / P_{InstalSector} \quad (5)$$

In this manner the aggregated power of the EV's is added to the consumption of the feeder in each zone. The profile, or characteristics, of a feeder can be changed due to the charging process of EV's. The impact of the power of the EV charges can be significant if they coincide with the time of maximum demand, or if they generate important changes in the original curve of the feeder (without EVs).

The set of EVs that gets connected to a feeder in one day generates an Aggregate EV load Curve (AEVC). This curve is constructed by using the load curve of each EV, the number of EVs that get connected in slow charging (n_s) and fast charging (n_f), and the times at which they get connected to the feeder. The slow charge curve of the EV's considered in this work is shown in Figure 9.

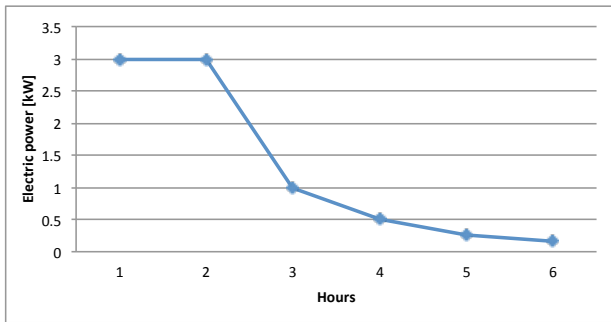


Fig. 9. Slow Charge Curve [4]

Figure 9 shows the profile of slow charging. The charging process takes six hours and the maximum power is 3 kW (value for the type of vehicles selected). The feeder load curve has measures of average power by hour. Therefore a fast charging process that takes less than 20 minutes [4] is included in only one register. The fast charging process also

has a dynamic in a timeframe of 20 minutes, however it is not relevant for this work.

Figure 10 presents the distribution of trips in the city. Two peaks, one in the morning and the other in the evening, can be observed. Assuming that all the EVs begin their day charged, quick charging is most probably seen during the valley between 8:00 AM and 8:00 PM. Slow charging is used from 8:00 PM on based on the assumption that all EV's charge at home at the end of the day.

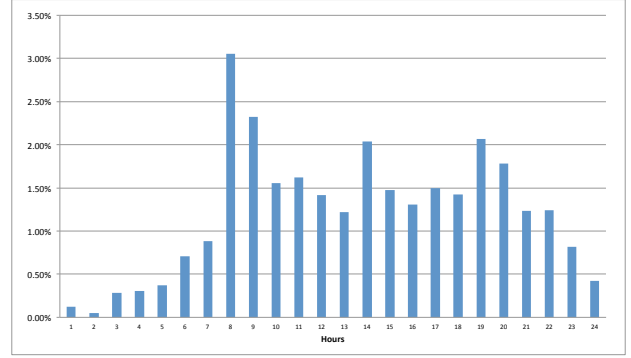


Fig. 10. Trip's Distribution by Hour in a working day [10]

Two possible periods for loading EV's are adopted considering the distribution of trips in the city shown in Figure 10:

- Period 1: 8:00 AM to 8:00 PM. Period of fast charges.
- Period 2: 8:00 PM to 8:00 AM. Period of slow charges.

It is possible that fast charges occur in period 2 and slow charges in period 1. However these behaviors are not the average according to the patterns presented in Figure [6]. Consequently the periods proposed for fast charging (period 1) and slow charging (period 2) considered the average behavior of users.

To obtain the total load curve (with EV's) in a future scenario of EV inclusion (defined in Table I), the AEVC curve must be added to the projected load curve of the feeder. In order to analyze the impact of the aggregated power of the EV's on the distribution network in a certain zone, the AEVC is added to the representative curves of the sectors under study.

The representative curves are determined by a clustering process [14] using historical data (2004-2011) of all feeders of each zone. More than 250.000 samples of 24 hours were clustered with the AGNES clustering method [15]. From each cluster a representative feeder (RF) was selected using the criterion that the most representative feeder is the one whose load curves are more frequently in the cluster, or the feeder with more occurrence.

After selecting the RF's the profile of these curves were modulated to fit the maximum power registered and projected on the feeder for each year. Thus, the RF's encompass two key aspects for assessing the impact of the EV's in a feeder; the profile, or form, of the curves and the maximum power projected for a year. Then, using a SARIMA model [16]- [17], the maximum power by month of the selected feeders was projected to 2020.

C. Maximum Hourly Power Analysis

In future scenarios it is necessary to analyze if the projected load with EV's exceeds the maximum power designed for the operation of the feeder (defined by the section of the conductor and its voltage level). In this case, the planner will have to reconfigure the network to discharge the feeder and meet the established criteria for operation. In scenarios with high penetration of EV's the need for reconfiguring the network could be sooner than the reconfiguration planned without EV's. The impact of the inclusion of EVs will be analyzed as a function of the maximum power variation expected for each scenario, defined in Equation 6.

$$\Delta P = P_{max\ with\ ev} - P_{max\ without\ ev} \leq \Delta P_{critical} \quad (6)$$

Where $\Delta P_{critical}$ is the maximum acceptable increase (without exceeding the maximum power designed) and $P_{max\ with\ ev}$ is the maximum power that varies by scenarios of EV penetration. Figure 11 shows an example of maximum power changes.

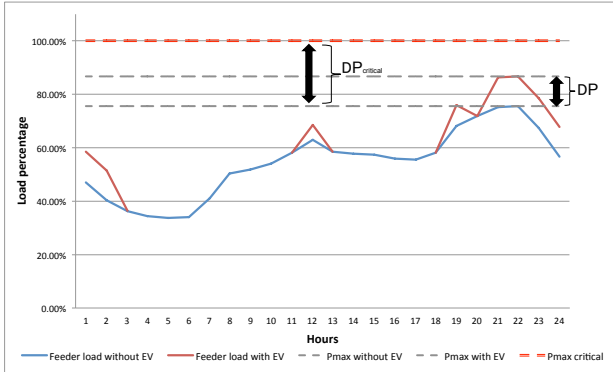


Fig. 11. Example of Maximum Power's Changes due to EV's inclusion in a Distribution Feeder

As shown in Figure 11, the fast charges in period 1 (between 8 A.M and 8 P.M) are associated with the types of trips defined in Table II. The steps of the trip are closely related to the time when the battery needs to be charged. The EV's that exceed the T value, at the end of the second step of the trip, will charge their batteries between 8A.M and 2 P.M (period 1.a) which is at the hour of the maximum power of the feeder in that period. Similarly the EV's that exceed the T value, at the end of the third step of the trip, will charge their batteries between 2 P.M and 8 P.M (period 1.b) again at the hour of the maximum power of the feeder. These assumptions are established to analyze the worst case for period 1.a and period 1.b. Another possible approach would be to charge all EV's at the hour of maximum power of period 1 (between 8 A.M and 8 P.M). This greedy approach would exaggerate the impact of fast charging on the distribution utility. This was the main reason for dividing period 1 into periods 1.a and 1.b.

Finally the methodology proposed for estimating the impact of EV's on the distribution network is tested with real data from feeders in Santiago, Chile.

V. RESULTS

The results of evaluating the impact of the EV on the electric distribution network by the proposed model are presented in this section.

A. Energy Consumed by the EVs

Figure 12 shows the daily energy consumption in MWh of Santiagos EVs using the example scenario (10% penetration of EVs in the year 2020). The figure presents two cases of EV distribution with different levels of concentration in the Eastern Zone (40% and 80%).

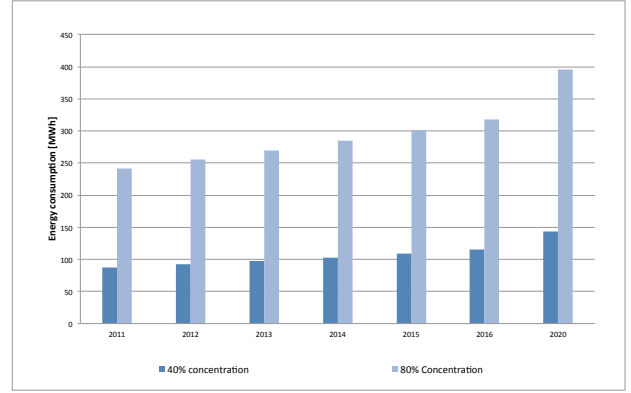


Fig. 12. Energy Consumption with Different Concentration of EV in the East Sector

From noting the patterns of city transportation in [10] it can be observed that there would be a large difference in daily electricity consumption in Santiago depending on the distribution and the concentration of EV's. With these results it is noted that the energy demand of a group of EVs equivalent to 10% of the number of cars expected in 2020 and with maximum concentration in the eastern zone generates an increase of less than 2% of the energy demand registered in the system at the year 2010 [18].

B. Impact of Electric Vehicles on Power Demand: The East and Central Zones Cases

Below are the results for the two sectors, the East and Central zones. These have been chosen for the high density of future electric vehicles (East zone) and for being both the most frequent destination of trips [10].

Figure 13 shows the number of EV's that would be charged in the East and Central Sectors in the fast mode for fixed values of T .

It can be seen that the increase of 30 minutes of T would reduce considerably the number of EVs that would need fast charging in the networks of both zones.

Figure 14 shows the number of EVs that would charge in the slow mode in the East and Central zones.

It is possible to determine the number of EVs that charge in the feeder being studied using the results shown in Figures 13 and 14 and the pro-rating factor described in Section II.

The central zone presents a pro-rating factor that currently ranges between 2.0 and 2.5%, and between 1.2 and 1.8% in

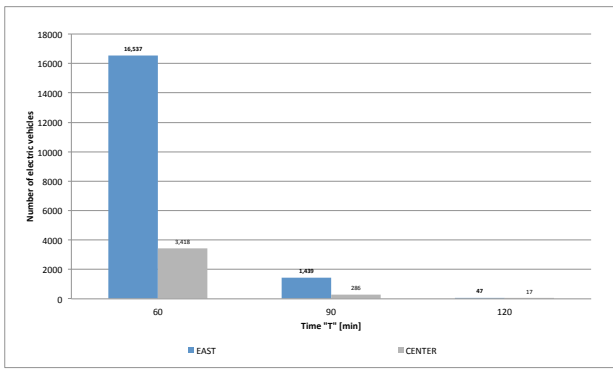


Fig. 13. Number of EV that Charged in Fast Mode in the East and Central Zones for a Fixed T

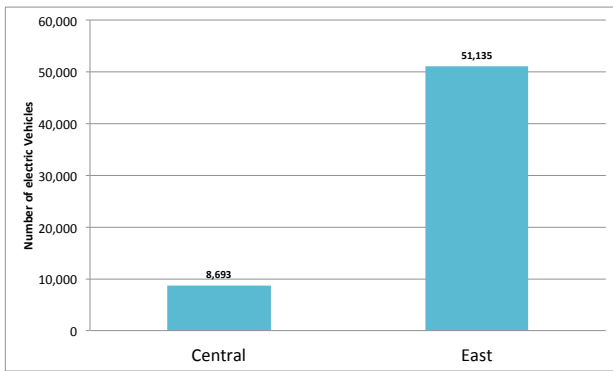


Fig. 14. Number of EV Charging at home (Slow Charge) in the East and Central Sectors

the eastern zone, i.e. a value of 2% will be representative if the current criteria of network planning for the city is maintained.

After the pro-rating is performed, the AEVC curve is added to the curves of the RF's of each zone. The RF curves are obtained from the clustering process. Figure 15 shows the RF's of the Central and East zones.

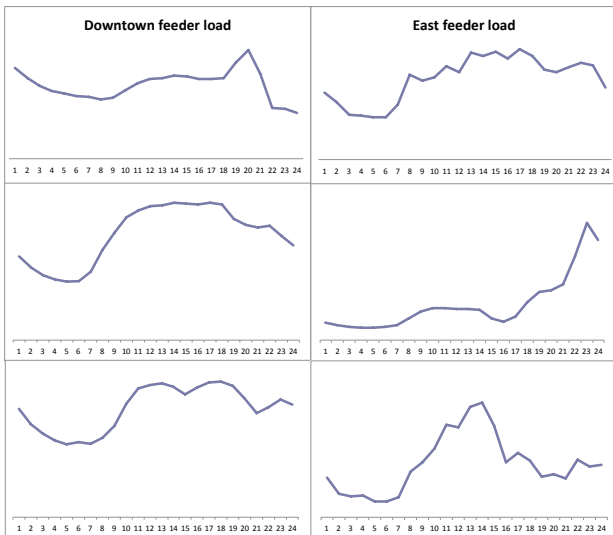


Fig. 15. Representative Feeders Found in the Central and East Zones

Three characteristic curves in the east and central zones were obtained. The new power demand of the RF's, after the processes of clustering and of projecting the maximum demand for 2020, were constructed. By way of an example, the results obtained for the curve of an RF of the eastern zone can be seen in Figure 16.

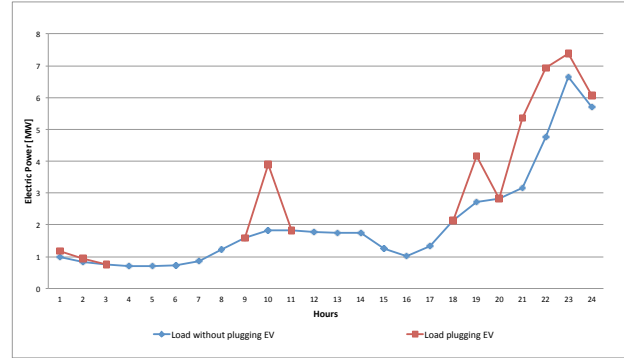


Fig. 16. Example of Slow and Fast Charging Effects in a Representative Feeder of the East Zone

It is noted that local maxima changed, but given the character of the feeder, only the slow charge generates a maximum greater than the global maximum of the feeder without EVs. Through the implementation of load management of the EVs [9] it is possible to transfer the slow charging from the global maximum to the valley of the curve, getting a result like that shown in Figure 17.

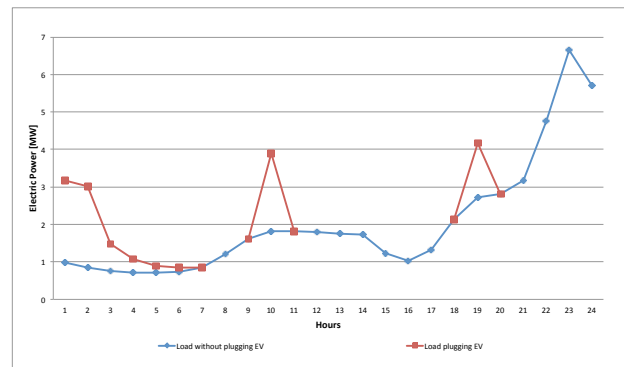


Fig. 17. Example of Slow and Fast Charging Effects in a Representative Feeder of the East Zone Using Load Management

Figure 18 shows the case of an RF of the central zone.

In this case if the maximum demand of the feeder occurs in periods 1, the number of EVs connected in the fast charging mode is relevant as can be seen in Figure 18.

In the examples presented (Figure 16, 17, and 18) the value of T was fixed at 60 minutes, i.e. when the accumulated time of travel of an EV exceeds 60 minutes the vehicle charges the battery. Setting the parameter T at 90 minutes the impact of fast charge is irrelevant based on the results shown in Figure 13.

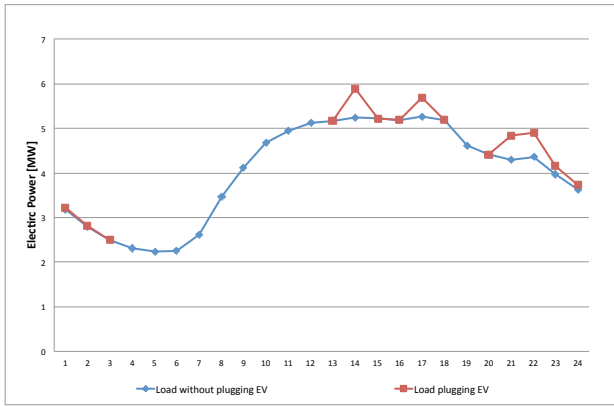


Fig. 18. Example of Slow and Fast Charging Effects in a Representative Feeder of the Central Zone

C. Electric Vehicle Scenarios: The Impact on the Reconfiguration of the Distribution Utility

Finally, the results of the scenarios developed for 2020 are presented. The scenarios with levels of inclusion higher than 10% were analyzed, i.e. with annual rates of inclusion above 25%.

In Figures 19 to 22 the new average power demand curves in the eastern and central zones are presented for the scenarios of EV inclusion with T equal to 60 and 90 minutes.

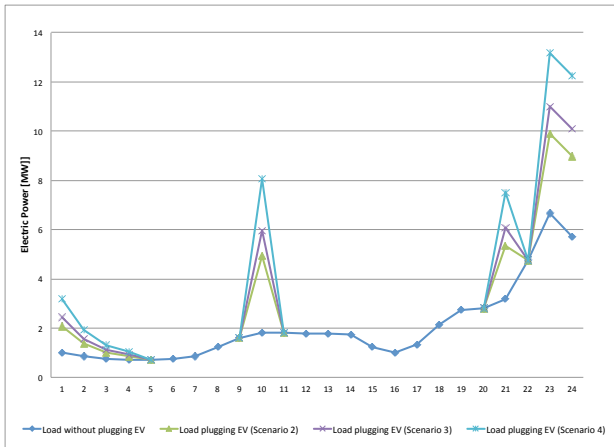


Fig. 19. Example of Slow and Fast Charging in a RF of East Zone by Scenarios and for $T=60$

In Figure 19 a maximum power variation of 6.5 MW is seen between the scenario without EVs and the scenario with 30% penetration for the year 2020 in the East Zone. This variation diminishes to 0.9 MW when load management is applied and T equals 90 as observed in Figure 20.

In Figure 21 a maximum power variation of 1.9 MW is seen between the scenario without EVs and the scenario with 30% penetration for the year 2020 in the Central Zone. This variation diminishes to 0.2 MWh when T equals 90 and load management is applied as observed in Figure 22.

These results enable deducing that the maximum level of inclusion able to be supplied by the networks of the city.

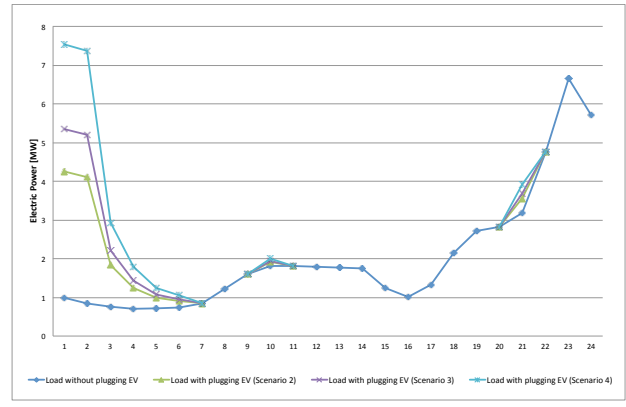


Fig. 20. Example of Slow and Fast Charging in a RF of East Zone by Scenarios, for $T=90$ and Using Load Management

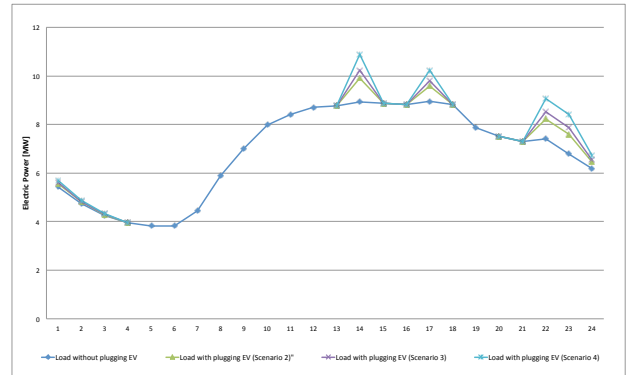


Fig. 21. Example of Slow and Fast Charging in a RF of Central Zone by Scenarios and for $T=60$

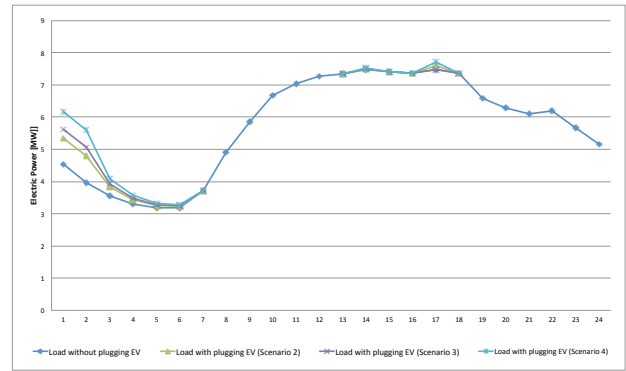


Fig. 22. Example of Slow and Fast Charging in a RF of Central Zone by Scenarios, for $T=90$ and Using Load Management

In case of exceeding the maximum power projected as a result of fast and/or slow charging, it is possible to implement mitigation techniques such as network reconfiguration or load management only in the case of slow charging.

These results developed for the year 2020 can be obtained for any year by following the same methodology. In this way, it would be possible for a given scenario to determine the year in which the feeder must be treated using the mitigation techniques described before. The year in which the maximum

power of operation is exceeded is different for each scenario.

Figures 23 and 24 show the evolution of the maximum power of an RF of the East and Central zones, for the different scenarios using T equal to 60 minutes.

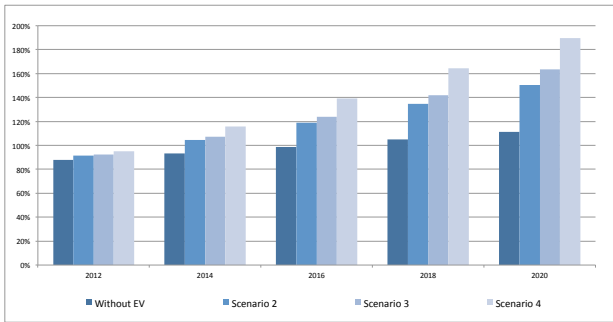


Fig. 23. Example of the Maximum Power Estimated for a RF of the East Zone by Year and by Scenarios

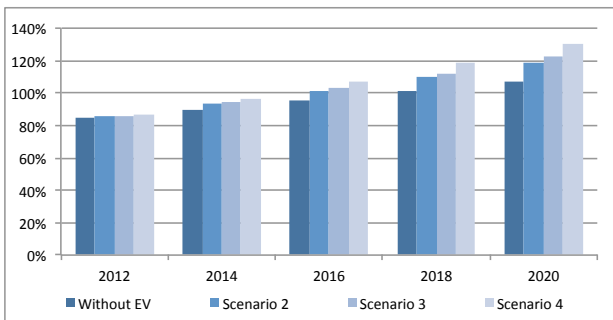


Fig. 24. Example of the Maximum Power Estimated for a RF of the Central Zone by Year and by Scenarios

Observing the information shown in Figures 23 and 24, the electric system planner can determine the year at which the reinforcement of the network or its reconfiguration has to be done.

The results presented in Figures 23 and 24, correspond to the same examples analyzed in Figures 19 to 21.

In these examples the maximum load power by year and by scenarios is presented. The results show the year in which the RF exceeds the maximum power capacity defined by the planner (level of 100% of power capacity). In both cases no load management was implemented. Values are presented as percentage of the maximum capacity of the feeder.

Using load management in the Central zone example will not change the impact on power because the power is exceeded in period 1 that is associated with the fast charging. In the East zone example the deadlines for the reconfiguration or reinforcement of the feeders can be extended using load management technique since the power was exceed in period 2 (associated with slow charging).

The results of the penetration scenarios show that even with high levels of inclusion it is not always necessary to strengthen or reconfigure feeder settings. This was the case of the RF used in the Central zone for scenario 4 in the year 2014.

On the other hand, the feeders with maximum power close to the maximum capacity will be more susceptible to high levels of EV penetration. Another serious factor is the number of EVs to be connected in a zone, since the higher this value, the greater the quantity of vehicles there will be per feeder.

VI. CONCLUSION

A method for determining the impact a major inclusion of electric vehicles would have on the distribution networks of a city has been developed. This methodology permits planning reconfigurations or reinforcements of the electric network considering the actual characteristics of city transportation, the projection of the total number of electrical vehicles, and the electricity demand.

Results indicate that the increase of energy demand due to EVs is limited. In the case of Santiago this increment is less than 2% of the energy registered in the year 2010. Consequently, for the complete system the energy consumed by the EVs is marginal as compared to the actual energy demand of the system.

This conclusion is not necessarily reached at the disaggregated level for zones and feeders. In fact, an important effect can be seen, which depends on three main features: (i) The number of EVs that are connected to a particular feeder, (ii) The overlap between the time of maximum power and the time of connecting the EV, and (iii) The feeders power profile without EVs.

The load curve of the EV consists of both slow and fast charging. In a scenario with high EV inclusion the slow charging can generate an impact on power depending on the implementation of load management by the system operator. The fast charging can also have a significant impact depending on the time of connection, which is determined by the patterns of trips and the level of battery-life of the vehicles. Increasing batteries capacity produces a reduction of the impact that EVs have on the distribution grid.

Regarding the slow charging, it is concluded that given its pattern of occurrence, it is possible to manage the time of charging. On the other hand, fast loading is not manageable because of the characteristics that depend on the pattern of trips. However, it is possible to determine periods in which its occurrence is most probable.

Finally, by using the proposed method it is possible to determine if the inclusion of EVs per zone generates a reconfiguration or reinforcement of the electricity distribution network for different scenarios until 2020.

ACKNOWLEDGMENT

This work was partially supported by The Millennium Science Institute-Chile Grant Complex Engineering Systems P01-34, the Initiative and Networking Fund of the Helmholtz-Association, the National Commission for Research and technology (in Spanish Conicyt), and Chilectra S.A.

REFERENCES

- [1] S. Rahman, G. Shrestha, "An Investigation into Impact of Electric Vehicle Load on the electric Utility Distribution System", IEEE Transaction on Power Delivery vol. 8, N2, April 1993.
- [2] A. Mateo, "Evaluación del Impacto de los Vehículos Eléctricos en las Redes de Distribución", Chap. II.1, pp. 8, Universidad de Comillas, España, 2010.
- [3] P. Denholm, W. Short, "An Evaluation of Utility System Impacts and Benefits of Optimally Dispatched Plug-In Hybrid Electric Vehicles", National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2006.
- [4] R. Ball, N. Keers, M. Alexander and E. Bower, "Modeling Electric Storage Devices for EV", MERGE Project, Task 2.1, 2010.
- [5] F. Koyanagi, Y. Uriu, "A Strategy of Load Leveling by Charging and Discharging Time Control of Electric Vehicles", IEEE Transaction on Power System, vol. 13, N3, 1998.
- [6] National Statistic Institute, "Anuarios Parque de Vehículos en Circulación 1995-2010", Chile, www.ine.cl, 2010.
- [7] F. Guillén, "Puede España Liderar el Desarrollo del Sector del Vehículo Eléctrico?", IDOM, 2009.
- [8] R. Bailey, "Obamas Clean Car Chimera", Published in www.reason.com, 2009.
- [9] Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, "Guía del Vehículo Eléctrico", 2009.
- [10] Department of Transportation, "Origin and Destination Survey," Santiago, 2006.
- [11] SECTRA, "Manual de Diseño Operacional ESTRAUSS ", Version 2.3, August 2006.
- [12] MIDEPLAN and University of Chile, " Actualización del Modelo de Cálculo de Emisiones Vehiculares MODEM ", Santiago, 2002.
- [13] N. Downing, M. Ferdowsi, " Identification of Traffic Patterns and Human Behaviors," MERGE Project, Task 1.5, 2010.
- [14] G. Guojun, M. Chaoqun and W. Jianhong, Data Clustering: Theory, Algorithms, and Applications, ASA-SIAM Series on Statistics and Applied Probability, SIAM, Philadelphia, ASA, Alexandria, VA, 2007.
- [15] L. Kaufman, P. Rousseeuw, "Finding groups in data: an Introduction to cluster analysis", Chapter 3, Wiley, New York, 1990.
- [16] R. Weron, "Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices. A Statistical Approach," Chapter 3, 2006.
- [17] M. Negnevitsky, P. Mandal and K. Anurag, "An Overview of Forecasting Problems and Techniques in Power Systems," IEEE, 2009.
- [18] National Energy Commission, "Antecedentes de ventas por empresas de distribución", www.cne.cl, 2010