



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución eléctrica.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autores:

Erick Gabriel Delgado Ávila

CI: 0302127915

erick.delgadoa@hotmail.com

José Luis Medina Muima

CI: 1150486361

joselmedinamnt@gmail.com

Director:

PhD. Juan Leonardo Espinoza Abad

CI: 0102559325

Co-Director:

PhD. Luis Gerardo Gonzalez Morales

CI: 1729711059

Cuenca, Ecuador

12-abril-2021



Resumen:

Este documento presenta un análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G (vehicle to grid) en las redes de distribución, considerando como referencia una zona residencial urbana de la ciudad de Cuenca, perteneciente al alimentador 0324 de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A (EERCS). Para el estudio se utilizó el software CYME/Cymdist. El análisis se enfoca en el nivel de carga del alimentador y transformadores de distribución, niveles de tensión, demanda del alimentador y pérdidas del mismo. Para ello se ha modelado el uso del vehículo eléctrico (EV) y se han determinado sus principales parámetros eléctricos. El análisis se realiza con base en 14 escenarios de estudio, planteados según el nivel de penetración de vehículos eléctricos (EVs), comportamiento de la demanda y tipo de EV. A partir de los resultados obtenidos se analiza el comportamiento de la red eléctrica con V2G.

Palabras claves: Vehículo eléctrico. V2G. Agregador. Nivel de carga. Alimentador. Demanda. Cymdist.



Abstract:

This document presents an analysis of the impact of V2G technology implementation in distribution networks, taking as reference an urban residential area of Cuenca, belonging to feeder 0324, owned by Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. This study uses the software CYME / Cymdist. The analysis is focus on the distribution lines and distribution transformers load level, voltage levels, feeder demand, and feeder losses. For this, the use of the electric vehicle (EV) has been modeled and its main electrical parameters have been determined. The analysis is carried out based on 14 study scenarios, based on penetration level of EVs, behavior of electrical demand and type of EV. From the results obtained, it was possible to evaluate the behavior of the electrical network with V2G, and compare between the scenarios proposed.

Keywords: Electric vehicle. V2G. Aggregator. Load level. Feeder. Demand. Cymdist.



LISTA DE SIGLAS

V2G: vehicle to grid

EERCS: Empresa Eléctrica Regional Centrosur

EV: electric vehicle

EVs: electric vehicles

V2X: Vehicle to anything

PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle

BEV: Battery Electric Vehicle

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional

AC: corriente alterna

DC: corriente continua

ER: Energía Renovables

GFC: Grid Friendly Charging Controller

LFC: Load Frequency Control

GEI: Gases de Efecto Invernadero

AGC: Automatic Generation Control

FLC: Fuzzy Load Controller

EVSE: Electric Vehicle Supply Equipment

ERS: Resistencia equivalente

NCA: Litio-cobalto-aluminio

DoD : Profundidad de descarga

ICEV: Internal Combustion Engine Vehicle

SCC: Costo social del carbono

NFPA: National Fire Protection Association

BESS: Battery Energy Storage System

CHAdEMO: El nombre del estándar es un juego de palabras aludiendo a “CHArge to MOve”



ÍNDICE

1	Generalidades	18
1.1	Introducción	18
1.2	Antecedentes	18
1.3	Justificación.....	19
1.4	Alcance.....	19
1.5	Objetivos	20
1.5.1	Objetivo General.....	20
1.5.2	Objetivos específicos	20
1.6	Contenido del documento.....	20
2	Marco teórico.....	21
2.1	Principales conceptos en el contexto de la tecnología V2G.....	21
2.1.1	Conceptos Generales.....	21
2.1.2	Niveles de carga.....	22
2.1.3	Conectores Standard	24
2.2	Flujo de Potencia entre el vehículo y la red.	28
2.2.1	V2G Unidireccional	29
2.2.2	V2G Bidireccional	30
2.3	Servicios de V2G.	32
2.3.1	Servicios auxiliares.	32
2.4	Retos y Beneficios de V2G	39
2.4.1	Retos Tecnológicos.....	39
2.4.2	Retos Normativos e Institucionales.	45
2.4.3	Beneficios de V2G.....	51
3	Modelación y Simulación.....	56
3.1	Descripción general del estudio	56



3.1.1	Descripción del software.....	56
3.1.2	Descripción del alimentador.	56
3.1.3	Descripción del área de estudio.	57
3.2	Caracterización del vehículo eléctrico.	59
3.2.3	Consideraciones técnicas generales	64
3.2.4	Descripción de los escenarios de estudio.....	66
3.3	Proceso de simulación de los escenarios de estudio.	73
4	Análisis de los resultados.	76
4.1	Resultados de los escenarios de estudio.....	76
4.1.1	Escenarios base	76
4.1.2	Escenarios con vehículo KIA SOUL EV.....	83
4.1.3	Escenarios con el vehículo BYD e5.....	92
4.2	Análisis de resultados y discusión.....	101
4.2.1	Análisis del nivel de carga.	101
4.2.2	Pérdidas en el alimentador.	107
4.2.3	Niveles de tensión en los nodos del alimentador.	108
5	Conclusiones y Recomendaciones.....	110
5.1	Conclusiones.	110
5.2	Recomendaciones.....	111
	Bibliografía	113
	Anexos	124



Lista de Figuras

Fig. 1 CHAdeMO 1.0 y 2.0. Fuente [18].....	27
Fig. 2. CCS/COMBO. Fuente [18].....	28
Fig. 3 Energía almacenada Ebuff. Fuente [18].....	28
Fig. 4 Esquema y componentes de un sistema V2G. Fuente:[20]	29
Fig. 5 Flujo de potencia en un sistema de carga típico. Fuente: [31].....	31
Fig. 6 Proceso de control de frecuencia. Fuente: [45].....	34
Fig. 7. Análisis de Pérdidas en V2G. Fuente:[47].....	44
Fig. 8 Estimación anual de emisiones de CO2 evitadas por V2G asumiendo 1% de penetración de EVs. Fuente [103]	53
Fig. 9 Almacenamiento de energía-Gráfica Ragone. Fuente: [111]	55
Fig. 10 Redes de media tensión del alimentador 0324. Fuente: EERCS.....	57
Fig. 11. Área de estudio del alimentador 0324.....	58
Fig. 12 Puertos de carga del KIA SOUL EV. Fuente: Propia	60
Fig. 13 Curva de carga/descarga de un EV. Fuente: Propia.....	65
Fig. 14 Representación de los Escenarios de estudio.....	67
Fig. 15 Red de media tensión modelada en CYME.....	73
Fig. 16 Ventana de ingreso de parámetros de BESS en CYME.....	74
Fig. 17 Ventana de distribución de carga CYME.....	76
Fig. 18 Nivel de carga del transformador de distribución 6452 para el Escenario 1.	77
Fig. 19 Demanda activa en el alimentador 0324 para el Escenario 1.	78
Fig. 20 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para el Escenario 1.	78
Fig. 21 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para el Escenario 1.....	79
Fig. 22 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para el Escenario 1.	79
Fig. 23 Perfil de tensión del área de estudio para el Escenario 1 a las 19h00.....	80
Fig. 24 Perfil de tensión del área de estudio para el Escenario 1 a las 00h00.....	80
Fig. 25 Nivel de carga del transformador 6452 para el Escenario 2.....	81



Fig. 26 Demanda activa en el alimentador 0324 para el Escenario 2.82

Fig. 27 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para el Escenario 2.82

Fig. 28 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para el Escenario 2.....83

Fig. 29 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para el Escenario 283

Fig. 30 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios 1, 3-6.85

Fig. 31 Demanda activa en el alimentador 0324 para los Escenarios; 1, 3-6.....86

Fig. 32 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6.....86

Fig. 33 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6.....87

Fig. 34 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6.....88

Fig. 35 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6 a las 19h00. ..89

Fig. 36 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6 a las 00h00. ..89

Fig. 37 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios: 2, 7-10.90

Fig. 38 Demanda activa en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.....91

Fig. 39 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.....91

Fig. 40 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.....92

Fig. 41 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.....92

Fig. 42 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios: 1, 11-12.93

Fig. 43 Demanda activa en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.....94

Fig. 44 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.....94

Fig. 45 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.....95

Fig. 46 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.....96

*Fig. 47 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12 a las 19h00.
.....97*

*Fig. 48 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12 a las 00h00.
.....97*

Fig. 49 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios: 2, 13-14.98

Fig. 50 Demanda activa en el alimentador 0324 Escenarios: 2, 13-14.....99

Fig. 51 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 13-14.....99



Fig. 52 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2,13-14.100

Fig. 53 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2,13-14.....100

Fig. 54 Nivel de carga del arranque del alimentador 0324 durante 24h.....104

Fig. 55 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 1 a las 22h00.105

Fig. 56 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 4 a las 22h00.105

Fig. 57 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 1 a las 19h00.106

Fig. 58 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 4 a las 19h00.107



Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Niveles de carga SAE-J1772. Fuente [8].</i>	23
<i>Tabla 2. Niveles de carga norma IEC 61851. Fuente [11]</i>	24
<i>Tabla 3 Tipos de conectores y sus estándares. Fuente:[14]</i>	25
<i>Tabla 4 Comparación entre flujo de potencia unidireccional y bidireccional [2], [23], [31], [37].</i>	32
<i>Tabla 5. Estándares de comunicación Fuente: [78]</i>	42
<i>Tabla 6 Políticas implementadas para la penetración de EVs y desarrollo de infraestructura. Fuente: [83]</i>	46
<i>Tabla 7. Composición de clientes del alimentador 0324 Fuente [115]</i>	57
<i>Tabla 8. Vértices georreferenciados del área de estudio</i>	58
<i>Tabla 9 Número de EVs vendidos entre 2017-2019. Fuente:[117]</i>	59
<i>Tabla 10 Especificaciones del sistema electrónico del KIA SOUL EV. Fuente:[120]</i>	61
<i>Tabla 11 Dimensiones del BYD e5. Fuente: [121]</i>	62
<i>Tabla 12 Parámetros eléctricos y mecánicos del BYD e5. Fuente: [122]</i>	62
<i>Tabla 13 Especificaciones eléctricas del cargador bidireccional Quásar. Fuente:[124]</i>	64
<i>Tabla 14. Demanda de potencia activa y reactiva medido en cabecera del alimentador para días laborables y semi laborables Fuente: EERCS</i>	68
<i>Tabla 15. Datos de entrada por un vehículo KIA SOUL EV. Fuente: Autores</i>	69
<i>Tabla 16. Cantidad de EVs y Potencia de Carga por transformador de acuerdo al porcentaje de penetración de vehículos. Fuente: Autores</i>	70
<i>Tabla 17. Datos de entrada por cada EV para el vehículo BYD e5. Fuente: Autores</i>	71
<i>Tabla 18. Cantidad de EVs y Potencia de Carga por transformador de acuerdo al porcentaje de penetración de vehículos. Fuente: Autores</i>	72
<i>Tabla 19 Transformadores sobrecargados para el Escenario 4.</i>	101
<i>Tabla 20 Transformadores sobrecargados para el Escenario 8.</i>	101
<i>Tabla 21 Nivel de carga de los transformadores del área de estudio para los Escenarios: 1-14</i>	102
<i>Tabla 22 Pérdidas de energía activas y reactivas para los Escenarios: 1-14.</i>	108



*Tabla 23 Niveles de tensión en nodos de baja tensión del alimentador 0324 para Escenarios:
1-14.109*



Cláusula de Propiedad Intelectual

Erick Gabriel Delgado Avila, autor/a del trabajo de titulación “Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución eléctrica”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 12 de abril de 2021

Erick Gabriel Delgado Avila

C.I: 0302127915



Cláusula de Propiedad Intelectual

José Luis Medina Muima, autor/a del trabajo de titulación "Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución eléctrica", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 12 de abril de 2021

José Luis Medina Muima

C.I: 1150486361



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Erick Gabriel Delgado Avila, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución eléctrica", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 12 de abril de 2021

Erick Gabriel Delgado Avila

C.I: 0302127915



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

José Luis Medina Muima en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis del impacto de la implementación de la tecnología V2G en redes de distribución", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 12 de abril de 2021

José Luis Medina Muima

C.I: 1150486361



AGRADECIMIENTOS

A Dios, que, a pesar de las adversidades, jamás me abandonó e incluso me llegó a dar más de lo que llegué a imaginar, un agradecimiento eterno a mis padres y mis primos-hermanos Leonardo, Paula y Majo. Gracias a todos por regalarme tantas alegrías y saber que cuento con su apoyo siempre.

A mi Familia en general, Abuelos, Tíos, Tías y todos quienes con una palabra de cariño siempre estuvieron pendientes de mi bienestar y deseándome lo mejor.

A mis amigos Vicente, David y Luis mi amigo y compañero de este proyecto, gracias por el apoyo en los momentos más difíciles de mi carrera Universitaria.

Erick Delgado

A mis queridos padres, por su esfuerzo y sacrificio durante este largo proceso, que me ha permitido dar este importante paso en mi vida.

A mis hermanas, Magdalena, Enith y Carmita, que siempre estuvieron dispuestas a apoyarme en lo que necesite, gracias por sus consejos, por el ánimo y la motivación.

A mi familia en general, que, a pesar de la distancia, se mantuvieron pendientes y prestos a ayudarme.

A mi amigo y compañero de tesis, Erick, por su apoyo en la vida, universidad y en este proyecto.

A mis compañeros, amigos y quienes formaron parte de esta etapa de mi vida, contribuyendo de una u otra manera a que esto fuese posible.

Luis Medina

A los docentes de nuestra querida Facultad de Ingeniería, quienes han sabido impartir sus conocimientos de la mejor manera para formarnos como profesionales, haciendo especial mención al Ing. Juan Leonardo Espinosa y el Ing. Luis Gerardo Gonzales Morales, quienes más allá de apoyarnos en este trabajo de titulación con sus conocimientos y experiencia, siempre han estado dispuestos a darnos una mano amiga en todo momento.

A nuestros compañeros de clase, por compartir todos estos años de formación estudiantil de la mejor manera.

A la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, por la excelente predisposición y el apoyo brindado a este trabajo de titulación, en especial al Ing. Felipe Saldaña.

Los Autores



DEDICATORIA

Soy la fortuna de quien hoy ve plasmado el esfuerzo y sacrificio de todo un equipo atrás de mí, de los mejores seres que supieron formarme como persona y como estudiante. Dedicado a mis tres madres: Bélgica, Tannya, Martha, y a mis dos padres: Germán y Milton.

Erick Delgado

A mis padres, que lucharon junto conmigo para lograr este sueño. A mi mamá María, que nunca se rindió y me continuó apoyando, y de manera especial a mi papá José, aunque ya no esté, me dio la fuerza para continuar y cumplir mi promesa.

A mis hermanas y sobrinas, que me dieron la energía, y el ánimo cuando más lo necesitaba.

Luis Medina



1 Generalidades

1.1 Introducción

El concepto de generación distribuida hace referencia a generar electricidad cerca de los puntos de consumo, debido a los avances de la tecnología, en el mercado se tiene mayor acceso a dispositivos de generación cuya fuente primaria son recursos naturales renovables, especialmente solar y eólico, ya que estos se pueden aprovechar de manera generalizada. A nivel mundial la incursión de generación por fuentes renovables alcanzó 2 537 GW en 2019, mostrando un incremento de 176GW respecto al 2018 [1], no solamente con proyectos a gran escala, sino también incluyendo micro generación.

Del mismo modo la adopción de vehículos eléctricos (EVs) como medio de transporte se ha incrementado en los últimos años como alternativa al uso de vehículos convencionales que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento y además generan gases contaminantes. Sin embargo, el vehículo eléctrico (EV) es una carga de alta demanda, lo puede ocasionar sobrecargas en la red eléctrica, esta situación se vuelve crítica con el incremento de EVs, por lo que se vuelve necesaria la gestión de la carga, y con ello el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan el adecuado funcionamiento de la red eléctrica.

1.2 Antecedentes

En países como Estados Unidos, China, España, Alemania, entre otros, se han implementado planes y programas que buscan incentivar el uso de los EVs, así como la inversión en infraestructura de recarga para los mismos, de igual manera grandes industrias del sector automotor continúan con la producción y desarrollo tecnológico de EVs, otorgando mayor capacidad de almacenamiento, mayor eficiencia y autonomía.

La tecnología V2G por su parte, se encuentra en etapa de desarrollo e investigación, mediante proyectos piloto como Zem2All en España y Mirafiori en Italia, los cuales buscan probar los servicios y ventajas de la movilidad eléctrica, de forma que cada EV se convierte en parte del sistema eléctrico, introduciendo una nueva capacidad de almacenamiento y demostrando que la energía almacenada en ellos puede utilizarse para otras finalidades además de la movilidad, asimismo que también represente una oportunidad para minimizar sus costos operativos a la par que contribuye con un sistema eléctrico más sostenible mediante el uso de energías renovables.



1.3 Justificación

La generación distribuida y la inserción de EVs está modificando la realidad de las redes eléctricas, especialmente las redes de distribución que son las que tienen conexión directa con los usuarios, por lo que las empresas de distribución son las responsables de garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. La penetración de EVs afecta considerablemente a la red eléctrica ya que son equipos de alta demanda, siendo importante gestionar la carga de los mismos.

La tecnología que permite la transferencia de energía entre el EV y la red, conocida como “Vehicle to grid” (V2G) presenta una alternativa para aliviar la carga que produce la conexión de los EVs a la red eléctrica, además de poder otorgar algunos servicios y beneficios por lo que resulta importante conocer el efecto que tendría la implementación de V2G en las redes de distribución. En el presente proyecto se toma como referencia el alimentador 0324 perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A (EERCS) para analizar el comportamiento de la red de distribución con la implementación de V2G.

1.4 Alcance

En el presente estudio se realiza un análisis de régimen permanente de la red de distribución con la implementación de la tecnología de transferencia de energía V2G, los parámetros que se analizan principalmente son: el nivel de carga de los elementos de la red de distribución, los niveles de tensión, demanda y pérdidas en el alimentador.

Para el análisis se han planteado escenarios de carga y descarga de EVs en los que podría darse la implementación de V2G. Las variables que conforman los escenarios son: el nivel de penetración de EVs, comportamiento de la demanda y tipo de EV. Estos escenarios determinan la potencia que los EVs absorberían o inyectarían a la red dependiendo de la hora del día, ya que el análisis se realiza en un periodo de 24 horas. Las simulaciones se realizan de forma horaria con la ayuda del software de distribución CYME/Cymdist.

En el estudio se modela la red eléctrica en una zona específica de la ciudad de Cuenca, los EVs y se plantean estrategias de gestión de carga y descarga de los mismos, de manera que proporcionen un acercamiento a la realidad; sin embargo, para las simulaciones se plantearon algunas consideraciones con la finalidad de simplificar el estudio ya que V2G es un sistema dinámico, donde es indispensable la gestión de los EVs mediante algoritmos de optimización, lo cual está fuera del alcance de esta investigación.



1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Analizar, mediante software de simulación, la incidencia de los vehículos eléctricos en la red de distribución de la Ciudad de Cuenca con la implementación de la tecnología V2G.

1.5.2 Objetivos específicos

- ❖ Exponer el estado del arte de la tecnología V2G.
- ❖ Reconocer los retos actuales que tiene la tecnología V2G para ser implementada.
- ❖ Modelar el comportamiento del vehículo eléctrico con tecnología V2G.
- ❖ Simular la red de distribución con inserción de tecnología V2G en los diferentes escenarios de estudio.
- ❖ Analizar el comportamiento de la red de distribución eléctrica en los distintos escenarios de estudio.

1.6 Contenido del documento

El presente documento consta de 6 capítulos, que están distribuidos de la siguiente manera:

- ❖ Capítulo 1, se presentan la descripción general del proyecto de investigación incluyendo la justificación y alcance. así como los objetivos que se pretende alcanzar.
- ❖ Capítulo 2, comprende la introducción a la tecnología V2G, por lo que se encuentran los principales conceptos relacionados a la misma, además se da una descripción de V1G y V2G, finalmente se incluyen los servicios que V2G puede ofertar a la red.
- ❖ Capítulo 3, en primer lugar, se describen los retos existentes que presenta la tecnología para su implementación, estos se encuentran agrupados en retos tecnológicos y normativos, que son los más representativos, por otro lado, se detallan los beneficios de V2G en relación a aspectos ambientales, económicos y técnicos.
- ❖ Capítulo 4, incluye una descripción del software CYME/ Cymdist utilizado para realizar las simulaciones, así como la descripción del área de estudio seleccionada que pertenece al alimentador 0324 de la Empresa Regional Centrosur C.A, posterior a ello se encuentra el modelamiento de las redes de distribución, vehículos eléctricos y la conformación de los escenarios de estudio.



- ❖ Capítulo 5, se presentan y analizan los resultados obtenidos en la simulación de los escenarios de estudio, además se presenta una discusión respecto a los hallazgos de la investigación.
- ❖ Capítulo 6, por último, se presentan las conclusiones obtenidas del presente estudio y se dan algunas recomendaciones.

2 Marco teórico.

2.1 Principales conceptos en el contexto de la tecnología V2G.

2.1.1 Conceptos Generales

En la red eléctrica, un vehículo eléctrico (EV) puede ser visto como una carga; es decir, el flujo de potencia viaja en una sola dirección donde prima la comunicación entre el operador de la red y el EV, pudiendo controlar la potencia de carga bajo sistemas de gestión de energía, y a su vez desacelerar la velocidad de carga de cada EV, esto con la finalidad de ayudar a prevenir problemas en la red como sobrecargas, inestabilidad del sistema y caídas de tensión [2].

La tecnología “Vehicle to grid” (V2G) utiliza a la batería de los EVs como fuentes de alimentación, en donde evidentemente el flujo de potencia puede ser bidireccional convirtiéndose el EV en un respaldo de energía en múltiples aplicaciones.

Para una mayor claridad a lo largo de este proyecto, diversos términos son mencionados a continuación:

V2X: Vehicle to anything. Término general para referirse a la tecnología de intercambio de energía de un EV, utilizando sus baterías como fuentes de energía con cualquier entidad externa sin importar la utilidad que a dicha energía se le quiera dar [3].

V2G: La tecnología V2G hace referencia al control y gestión de los vehículos eléctricos (vistos como fuentes de energía y/o cargas) por parte de la compañía eléctrica o agregadores a través de la comunicación de los EVs y la red eléctrica [2].

La tecnología V2G tiene la capacidad de que un EV pueda obtener energía de cualquier fuente (energía de la red eléctrica, energía solar fotovoltaica, energía eólica, etc.), almacenarla en sus baterías y devolverla a la red eléctrica a través del control y la gestión del agregador local, dando la idea de un conjunto de dispositivos de almacenamiento de energía distribuidos y disponibles de manera instantánea con la finalidad de servir de soporte a la red eléctrica.



V2V: Es la capacidad del EV de transferir energía a través de cargadores bidireccionales a una red local y distribuir dicha energía entre el resto de EVs conectados a esa red por medio de un controlador o agregador local, el cual es responsable de la interacción entre los EVs que soliciten energía y la red local.

V2H: Es la capacidad de un EV de conectarse a la red de un hogar para extraer energía o transferir energía al hogar por medio de un cargador bidireccional abordo o externo. [4]

2.1.2 Niveles de carga

El nivel de carga del EV es el principal parámetro que influye en cuanto al tiempo de carga, costo, equipamiento y efectos sobre la red, además determina: el tipo de estación de carga (doméstica/pública), dimensión del conductor de carga, tipo de enchufe de conexión, tipo de tomacorriente, y sistema de protección tanto para el vehículo como para la estación de carga.[5]

En los niveles de carga, tres estándares sobresalen: americano (SAE J1772), europeo (IEC 61851) y EPRI, con un mayor nivel de influencia en el mercado en los 2 primeros.

❖ SAE J1772

La norma SAE J1772 en su revisión de octubre del 2017 muestra tres niveles de carga tanto en corriente alterna (AC) y corriente continua (DC), la cual combina niveles de tensión AC monofásico, AC trifásico (AC-fast charging) y DC ultra-fast charging en un solo conector (SAE combo standard). Además, el standard de carga rápida CHAdeMO fue desarrollado por Tokyo Electric Power Company (TEPCO), el cual tiene gran aceptación en el mercado [6]. El nivel 3 de carga en AC y DC aún siguen en desarrollo. Las especificaciones de estos seis niveles de carga se muestran en la Tabla 1.

El nivel 1 de carga lenta AC está destinado para hogares donde los tiempos de carga pueden llegar a ser de hasta 8h o 20h para un “Plug-in Hybrid Electric Vehicle” (PHEV) o un “Battery Electric Vehicle” (BEV), respectivamente. Por su parte el nivel 2 AC según [7] está destinado para áreas públicas y comerciales como lugares de trabajo, teatros, shopping mall, etc.

Tabla 1. Niveles de carga SAE-J1772. Fuente [8].

POWER LEVEL TYPE	VOLTAGE LEVEL [V]	CURRENT CAPACITY [A]	POWER CAPACITY [KW]	REMARK(S)
AC LEVEL 1	120 AC	12	1,4	1-phase supply (EV contains an on-board charger)
		16	1,9	Charging time PHEV: 7h BEV: 17h
AC LEVEL 2	240 AC	Up to 80	19,2	1 or 3-phase supply (EV contains an on-board charger) 3,3kW Charger PHEV: 3h BEV: 7h
				7kW charger PHEV: 1.5h BEV: 3.5h
AC LEVEL 3	-	-	>20	Under development
DC LEVEL 1	200-500 DC	<80	Up to 40	3-phase supply (EVSE contains an off-board charger) 20kW charger PHEV: 22min BEV: 1.2h
				3-phase supply (EVSE contains an off-board charger) 45kW charger PHEV: 10min BEV: 20min
DC LEVEL 2	200-500 DC	<200	Up to 100	Under development
DC LEVEL 3	200-600 DC	<400	Up to 240	Under development

❖ IEC 61851-1

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) [9] en la primera parte de su apartado 61851 presenta los requerimientos generales para la carga del EV destacándose sus cuatro modos de carga, de los cuales solo el último utiliza corriente directa para esta actividad (ver Tabla 2).

Modo 1. Es el modo de carga más simple el cual se caracteriza por ser de carga lenta con una corriente máxima de 16A mediante tomacorrientes estándar, pero debe poseer interruptores de sobrecarga y conexión a tierra. Este modo de carga carece de comunicación con el EV.

Modo 2. El EV se conecta a la red eléctrica mediante un cable exclusivo para la estación de carga, la misma que tendrá un sistema de control de carga y dispositivos de protección de

manera particular permitiendo una comunicación bidireccional entre la estación de carga y el automóvil [10].

Modo 3. El EV es conectado mediante un socket especial a la estación basado en la norma IEC 62196-2 Tipo 1-3 o SAE J1772. Este modo de carga maneja corrientes de hasta 250A y posee puertos de comunicación disponibles para la integración con las redes eléctricas inteligentes.

Modo 4. El EV es conectado a la red eléctrica monofásica o trifásica mediante un convertidor AC/DC. En el lado del vehículo se utiliza un conector estándar según la norma IEC 62196 mientras que el lado de la estación de carga utiliza un conector según la norma IEC 62196 Modo 3 [11].

Tabla 2. Niveles de carga norma IEC 61851. Fuente [11]

	MODO 1	MODO 2	MODO 3	MODO 4
Descripción	Carga Lenta para hogares. Tomacorriente tipo ordinario	Carga lenta para hogares. Tomacorriente ordinario con cable de protección del equipo	Carga lenta o Carga Rápida usando un tomacorriente específico para el EV con funciones de control y protección	Carga rápida usando un cargador externo
Locación	Hogar	Semi-Público	Público	Público
Voltaje	Monofásico AC<250V o Trifásico AC<480V	Monofásico AC<250V o Trifásico AC<480V	Trifásico AC<480V	Corriente Directa DC 200-600V
Pico de corriente	16A	32A	250A	400A
Potencia máxima	0-13.3kW	0-26.6kW	184.4kW	240kW

2.1.3 Conectores Standard

Con el fin de demostrar las capacidades de la tecnología V2G, las primeras pruebas realizadas datan del año 2013 con el proyecto Zem2All en España con 200 EVs puestos a prueba en [12] o las demostraciones realizadas en Estados Unidos, por Southwest Research Institute en el mismo año [13].

La norma IEC 62196 es un estándar para enchufes, tomas de corriente, conectores, entradas y conjuntos de cables para EVs, destinados a su uso en sistemas de carga conductivos que incorporan medios de control. La IEC 62196-2 señala tres tipos de conectores a redes de

suministro de AC. La Tabla 3 muestra los distintos tipos de conectores utilizados de manera internacional.

Los modos más utilizados de carga para el EV en V2G son en carga rápida DC con el respectivo uso de los conectores llamados CHAdeMO y el sistema de carga combinado CCS llamado comúnmente como Combo.

Tabla 3 Tipos de conectores y sus estándares. Fuente:[14]

Connector / Inlet	Illustration	Standard	Max voltage	Max current
Type 1		SAE J1772-2009 IEC 62196-2	250V AC Single-phase	32A single-phase
Type 2		IEC 62196-2	500V AC three-phase 250V AC Single-phase	63A three-phase 70A single-phase
Type 3		IEC 62196-2	500V AC three-phase 250V AC single-phase	16/32 A single-phase 32A three-phase
Chademo		IEC 62196-1	500V DC	120A DC
Combo		IEC 62196-2	500V DC	200A DC
Combo2		IEC 62196-3	500V DC 120V AC 240V AC	200A DC 16A AC 80A AC

❖ CHAdeMO

“Charge to move”, comúnmente llamado CHAdeMO, es un estándar de carga DC para EVs el cual permite una comunicación fluida entre el automóvil y el cargador. Está desarrollado por la Asociación CHAdeMO, que también se encarga de la certificación, lo que garantiza la compatibilidad entre el automóvil y el cargador [6].

En este standard de carga DC sobresalen sus dos versiones CHAdeMO 1.0 y 2.0.



CHAdEMO 1.0 tiene la capacidad de entregar hasta 62.5 kW a 500 V con 125A DC [15]. En esta versión el EV es master y hace un pacto de comunicación con el cargador para después especificar el máximo límite de corriente de carga cada 200 ms basado en el sistema de manejo de baterías, temperatura, etc., mientras que el cargador es el esclavo e intenta suplir la cantidad de corriente deseada por el EV. El cargador debe suministrar la corriente solicitada, con una resolución de corriente de 2.5 A. Por lo tanto, la corriente de carga suministrada por el cargador puede variar desde el punto de ajuste del EV en hasta 2.5 A. El comportamiento del EV, únicamente como master, es una de las razones fundamentales por las cuales CHAdEMO 1.0 no permite V2X, su protocolo de comunicación no permite al cargador tener el rango de master y establecer la cantidad de corriente y dirección. [16].

CHAdEMO 2.0 tiene la capacidad de entregar hasta 400 kW a 1000 V con 400 A DC [17] y permite V2X. En CHAdEMO 2.0 el EV hace un pacto de comunicación con el cargador para después especificar el máximo límite de corriente de carga cada 200ms basado en el estado de la batería. De igual manera el cargador puede proveer de corriente con una resolución de $\pm 2.5A$.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** al inicio se observa que la máxima corriente de descarga de las baterías es cero y por tanto V2X no es posible, posteriormente el EV comienza a cargarse y cuando la batería posee un porcentaje de carga elevado, la corriente máxima de carga es reducida para prevenir sobrecargas en las baterías. Entonces se puede realizar V2X.

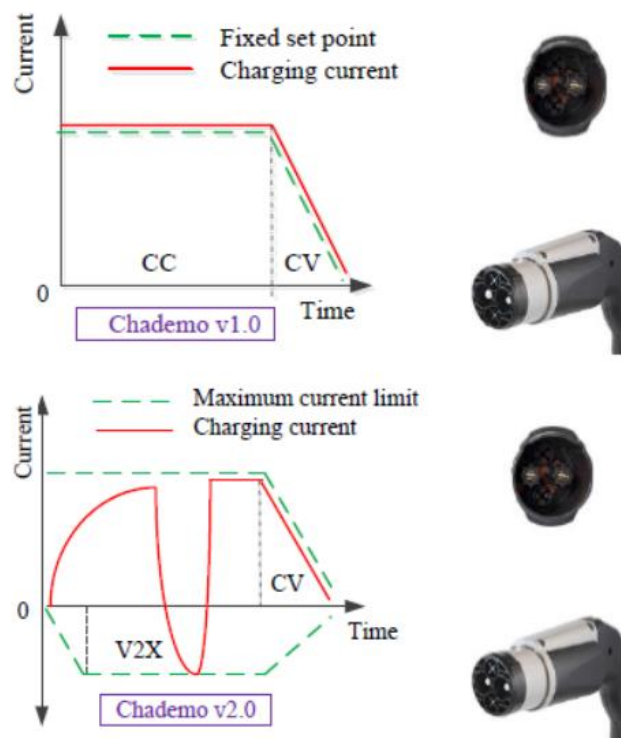


Fig. 1 CHAdeMO 1.0 y 2.0. Fuente [18]

❖ Combined Charging System CCS/COMBO

CCS/COMBO surge de la necesidad de la SAE y la ACEA de estandarizar los cargadores DC agregando cables de DC a los tipos de conectores de AC existentes, de modo que haya sólo un conector global que se adapte a todas las estaciones de carga de DC. [17]

En CCS/COMBO el EV se comunica con el cargador para después especificarle el máximo límite de corriente de carga cada 200 ms basado en el estado de la batería. De igual manera el cargador puede proveer de corriente con una resolución de ± 2.5 A. Para V2X el cargador realiza una solicitud a través del protocolo de comunicación ISO 15118 para un cambio de dirección de corriente y el EV tiene que aceptar o rechazar dicha solicitud (ver Fig. 2).

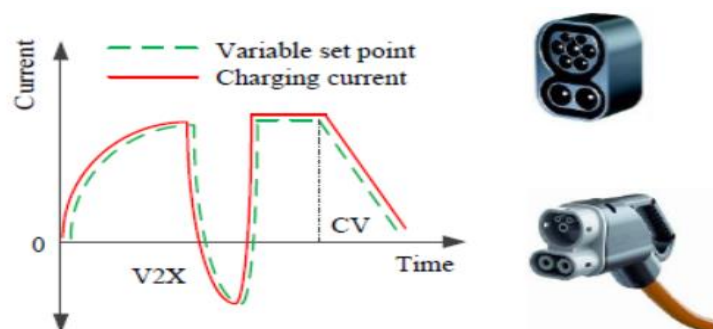


Fig. 2. CCS/COMBO. Fuente [18]

El inconveniente en CCS/COMBO es el lapso de tiempo entre la solicitud actual del cargador y respuesta del EV. Se puede tomar un tiempo t_1 para que el EV responda a la nueva solicitud y se cambia el punto de ajuste de I_1 a I_2 durante el tiempo t_2 , entonces para el tiempo t_1+t_2 se requiere poseer una cantidad de energía almacenada E_{buff} , ya sea de la fuente renovable o de la red. E_{buff} no es necesario en CHAdeMO [16]

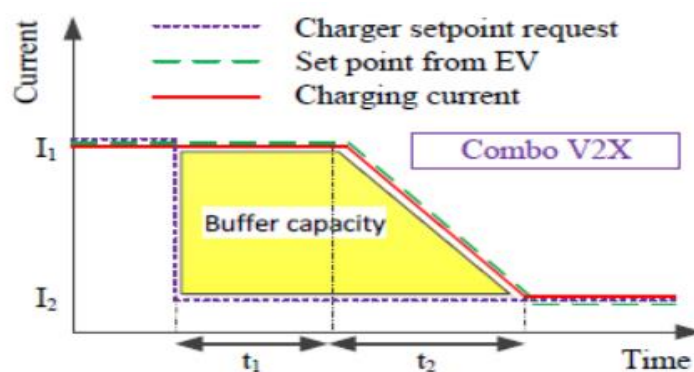


Fig. 3 Energía almacenada E_{buff} . Fuente [18]

2.2 Flujo de Potencia entre el vehículo y la red.

El concepto de V2G hace referencia a la interacción entre el EV y la red, donde se da la transferencia de información y flujo de potencia. Los principales componentes que están presentes en un sistema V2G son: 1) conexión eléctrica con la red, 2) comunicación para el control de sistemas de carga y descarga, y, 3) un medio para auditar los servicios prestados a la red [19]. Estos componentes se conforman a su vez de varios elementos que se detallan en la Fig. 4

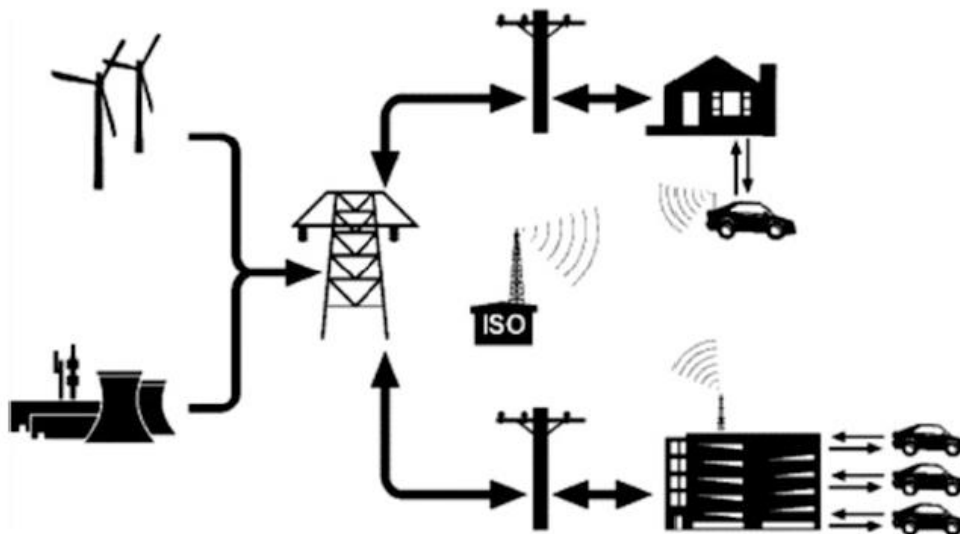


Fig. 4 Esquema y componentes de un sistema V2G. Fuente:[20]

El medio de comunicación entre el operador y los EVs, permite la coordinación entre ambos, de manera que pueda hacer gestión de la potencia de carga, con la finalidad de satisfacer las necesidades de carga del EV o la entrega de energía hacia la red [2].

2.2.1 V2G Unidireccional

La tecnología V2G unidireccional hace referencia a la transferencia de energía desde la red al EV, también se la denomina como V1G, carga gestionada o carga inteligente e indica que los EVs reciben energía desde la red, pero no inyectan energía a la misma, es decir que es simplemente el sistema de carga [2], [21], [22].

La implementación de V1G no requiere de modificaciones significativas al sistema de carga, basta con la adición de un controlador de carga, el cual permita regular la potencia suministrada al EV, y por ende la inversión económica también resulta baja [2], [23]. Esta tecnología puede proveer de servicios auxiliares a la red como son la regulación de la red y reservas rodantes, mediante la variación la tasa de carga alrededor de un punto de ajuste dentro de un periodo determinado, este punto se denomina punto de operación preferencial (POP) [24].

La carga inteligente de los EVs es necesaria, ya que esto representa un aumento considerable en el nivel de carga de la red eléctrica, por lo cual debe ser gestionada adecuadamente con la finalidad de evitar la sobrecarga de sistema. En este sentido, la demanda pico de los EVs puede sobreponerse con la demanda residencial, lo cual conlleva a inconvenientes para la red [25]. Las empresas distribuidoras deberían implementar estrategias con la finalidad que los usuarios

carguen los EVs en horas valle y no en las horas pico, para esto existen varias técnicas, donde la más utilizada son los incentivos económicos en horas valle o la imposición de una tarifa superior en las horas pico, es decir un sistema inteligente de carga acorde al precio de la electricidad [26], [27].

En [28] se demuestra que, mediante algoritmos de optimización, V2G unidireccional ofrece beneficios a los actores involucrados, por parte de los clientes, se maximiza la carga de la batería al menor costo y por parte de las empresas distribuidoras se mejora la operación y control, otorgándole mayor flexibilidad para contrarrestar la variabilidad de las fuentes de energías renovables (ER). Y, debido a la relativa simplicidad de implementación se considera como el primer paso hacia la tecnología V2G bidireccional.

2.2.2 V2G Bidireccional

La idea de que los EVs no solamente pueden representar una carga para la red eléctrica, sino que además puede contribuir a la misma inyectando energía se viene desarrollando desde hace varios años. Es así que la tecnología V2G bidireccional hace referencia a la transferencia de energía desde la red hacia el EV, lo cual representa el sistema de carga; y, por otro lado, la posibilidad de que el EV contribuya con energía a la red [29]. Un punto importante de los EVs, es que generalmente solo se utilizan un 4% del tiempo para transporte, por lo que el 96% restante de su vida está estacionado, y es potencialmente utilizable para otra función secundaria [20], esto da la pauta para aprovechar la capacidad de las baterías de los EVs para proporcionar servicios a la red en determinados intervalos de tiempo según el sistema de control lo determine.

Para llevar a cabo de forma adecuada la transferencia de potencia en una estructura V2G bidireccional, es indispensable el sistema de carga/descarga, el sistema de comunicación y de medición. Un sistema de carga/descarga típico se compone principalmente de un convertidor AC/DC y DC/DC para facilitar el intercambio de potencia entre la red y la batería del EV [30]. Donde el convertidor AC/DC bidireccional se conecta a la red eléctrica (generalmente red es AC) y, por otro lado, el convertidor DC/DC conectado al EV, adecúa los niveles de tensión, corriente o potencia que maneja la batería del EV [31]. La Fig. 5 muestra un esquema que representa la conexión de los convertidores dentro de un sistema V2G.

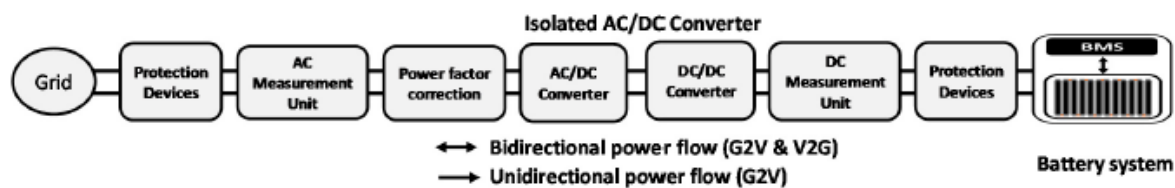


Fig. 5 Flujo de potencia en un sistema de carga típico. Fuente: [31]

El sistema de comunicación entre el operador o agregador y el EV es indispensable para llevar a cabo la transferencia de potencia, en este sentido, se han desarrollado algunos proyectos, por ejemplo, de la Universidad de Delaware (Estados Unidos), el cual utiliza un componente electrónico de comunicación llamado vehicle smart link (VSL), en el proyecto se incluyen algunos vehículos como Scion XB y Mini-E, donde se recalca que diseñar y desarrollar el sistema resulta costoso, sin embargo, la construcción real es sustancialmente barata [19]. Existen además otros proyectos piloto en Japón, California, Dinamarca y Reino Unido a diferentes escalas de penetración [32]. El sistema de medición por su parte debe ser bidireccional, inteligente, preciso y seguro. El sistema de medición junto con el sistema de comunicación debe proporcionar al operador o agregador en tiempo real la información necesaria, para que mediante los sistemas de control se maneje el sistema de carga/descarga de los EVs y optimizar el flujo de potencia [22].

Los criterios de carga inteligente al igual que en V1G tienen especial importancia, por lo que se han planteado varios algoritmos de optimización con la finalidad de obtener los mejores beneficios para los propietarios de los EVs y en general para el sistema eléctrico en cuestión [33], [34], otorgándole a este, servicios como: regulación de potencia activa, soporte de potencia reactiva, regulación de frecuencia [35], [36]; a diferencia del sistema V1G que no otorga dichos beneficios. Las diferencias representativas entre V2G unidireccional y bidireccional se recopilan en la Tabla 4.

Según la penetración de las ER en el marco de la generación distribuida, la tecnología V2G se vuelve más representativa como medio de almacenamiento de energía [38], permitiendo que la irregularidad de generación, característica de las ER, sea compensada. Con esto se evidencia el potencial de V2G, y claro, quedan al descubierto ciertos aspectos en los que se requiere mayor desarrollo e investigación.

Tabla 4 Comparación entre flujo de potencia unidireccional y bidireccional [2], [23], [31], [37].

Tecnología	Estado actual	Flujo de potencia	Nivel	Control	Costo	Efectos en la batería	Sistema eléctrico	Convertidor
V1G	Habilitado	Flujo de energía de la red al VE. Sistema de carga simple.	Nivel 1, 2 y 3	Simple y fácil implementación.	Bajo	Degradación estándar por descarga.	No requiere modificación significativa.	Baja eficiencia especialmente en niveles 1.
V2G	En desarrollo	Flujo de potencia de la red a VE y viceversa. Sistema carga/descarga.	Se estima el nivel 1 y 2	Complejo e implementación de sistemas adicionales.	Alto	Extra degradación debido a ciclos de carga/descarga.	Actualización e inversión necesarias.	Alta eficiencia, especialmente en niveles 2 y 3.

2.3 Servicios de V2G.

En la sección anterior del capítulo se trató dos tecnologías: V2G unidireccional y bidireccional, haciendo una comparación de los principales aspectos, con lo cual se evidenció el potencial que V2G bidireccional, por lo que, en adelante, al referirse a V2G se entenderá que es bidireccional.

Los servicios auxiliares en una red eléctrica hacen referencia a funciones y servicios necesarios para el correcto funcionamiento del sistema, que le otorgan: eficiencia, seguridad, confiabilidad y equilibrio entre generación y demanda [39]. Ya que V2G permite utilizar los EVs como medio de almacenamiento distribuido, con una adecuada y óptima administración de carga/descarga se pueden obtener beneficios tanto a los propietarios de los vehículos, así como a la empresa distribuidora y a la red eléctrica como tal.

2.3.1 Servicios auxiliares.

V2G puede ofertar servicios auxiliares como: rápida regulación de frecuencia y tensión, balance de carga (aplanamiento de la curva de demanda), reserva rodante eficiente, respaldo de energía para la integración con ER [40]. Para esto la función del agregador u operador de red, según sea el caso, juega un papel muy importante, siendo el intermediario entre EV y



sistema eléctrico, permitiendo optimizar el flujo de energía de tal manera que se logre la regulación de la red.

2.3.1.1 Regulación de frecuencia.

La regulación de frecuencia comúnmente se realiza mediante el “Control Automático de Generación” (AGC), y consiste en mantener un equilibrio entre generación y demanda con lo cual se logra corregir las desviaciones de frecuencia [41]. Debido al comportamiento variable de la carga, en el sistema eléctrico se presentan variaciones respecto a la frecuencia fundamental, la cual varía según la región, por ejemplo, en gran parte de América se manejan 60Hz, mientras que en Europa se tiene 50Hz. El control de frecuencia se da en 3 niveles [42]:

- Regulación primaria: actúa en un tiempo muy corto (10-30s) y recae sobre generadores de potencia. Se basa en sistemas de control locales que estabilizan la frecuencia (ver Fig. 6).
- Regulación secundaria: se da en un intervalo de tiempo mayor que la primaria (desde 10s hasta alrededor de 20min), y está comandada por el centro de control que agrupa varios centros de generación, y mediante las reservas de potencia se corrige el desequilibrio.
- Regulación terciaria: actúa en un tiempo superior (desde 10 min en adelante) y conllevan todas las medidas para volver el sistema a su normal funcionamiento.

Para mantener el equilibrio generación-carga ante posibles eventualidades se requiere de una reserva de energía en el sistema eléctrico y por supuesto un sistema de control para administrar dicha energía. En un sistema eléctrico los dispositivos de almacenamiento se pueden clasificar en 2 grupos principalmente: a largo plazo con tiempo de respuesta relativamente bajo y a corto plazo con tiempo de respuesta rápida [43]. La primera categoría está destinada especialmente a tareas de administración de energía como: arbitraje, transferencia máxima, reducción de pérdidas, aplazamiento de la expansión y control de voltaje a largo plazo; mientras que la segunda categoría es adecuada para aplicaciones de inyección de energía rápida como: control de frecuencia, estabilidad, acondicionamiento de energía e integración de ER [44].

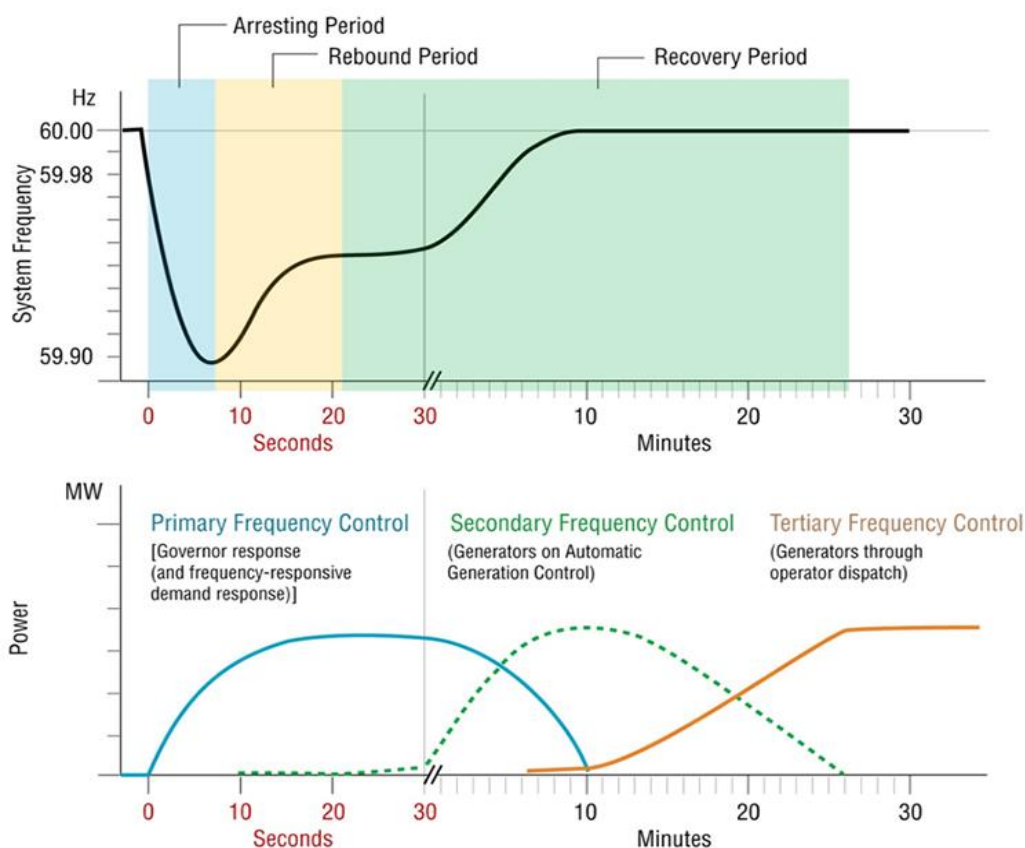


Fig. 6 Proceso de control de frecuencia. Fuente: [45]

En un sistema eléctrico convencional la regulación de frecuencia recae en grandes centrales de generación que por lo general son de tipo térmica o hidroeléctrica, y que poseen una reserva de potencia, lo cual resulta ser costoso, debido a que dicha reserva por lo general resulta no ser utilizada. Además, que existe limitación en la respuesta a inyección de energía, lo cual resulta contraproducente para la regulación de frecuencia, ya que actualmente existe una tendencia en los servicios de regulación de frecuencia hacia una respuesta más rápida y con mayor precisión, lo cual no es posible con los medios de generación convencionales [46].

Con esto es evidente que la batería de los EVs poseen gran potencial para intervenir en la regulación de frecuencia de la red de distribución eléctrica, mediante los sistemas de carga y descarga de los EVs en una arquitectura V2G, ya que estos pueden responder rápidamente a un requerimiento de regulación [20], [47].

Este servicio de regulación de frecuencia resulta ser más económico que el tener a disposición grandes generadores de energía con reservas de potencia, sin embargo, se debe considerar que se produce un desgaste adicional de la batería del EV al prestar dicho servicio. El desgaste se da a medida que la corriente fluye por la batería e influyen varios factores como: temperatura



de la celda, tasa de carga y profundidad de descarga, visto desde un modelo empírico o se basa en la estructura química desde un modelo analítico [48].

En [49], [50] se han llevado a cabo análisis económicos considerando la degradación de la batería con la prestación de regulación de frecuencia, y se encontró que es factible y económicamente rentable. Además, en [51] se exploró la implementación de un sistema de control de frecuencia mediante EVs en Dinamarca, en este caso destinado a la regulación primaria, que experimentalmente fue exitoso, además se redujo el tiempo de respuesta de 15 segundos a 5-6 segundos. Es por ello que este servicio auxiliar es uno de los principales puntos a favor de la implementación de V2G.

Es necesario entonces un sistema que permita recopilar la información de la disponibilidad de cada EV para prestar el servicio en determinado periodo durante el día, permitiendo al proveedor de servicio de regulación (o agregador V2G) conocer la capacidad de potencia entregable, y con ello la potencia contratable por parte del operador de la red, según los requerimientos del sistema [52]. Para ello es indispensable conocer el comportamiento de los usuarios de los EVs así como administrar la carga de los mismos, esto se debe realizar mediante algoritmos de optimización con la finalidad de obtener mayores beneficios para los actores involucrados.

2.3.1.2 Regulación de voltaje y soporte de potencia reactiva.

La regulación de voltaje se realiza en forma convencional mediante compensadores reactivos, como bancos de capacitores, que proveen potencia reactiva necesaria para elevar los niveles de tensión en los nodos requeridos. Estos dispositivos deben ser colocados especialmente en cargas lejanas, ya que se pueden ver afectadas por caídas de tensión. Desde el punto de vista de la red eléctrica, al tener flujo de potencia reactiva cerca de la carga, disminuye el transporte de potencia a través de las redes eléctricas lo cual conlleva una reducción de las pérdidas y mayor eficiencia del sistema.

Siendo la compensación reactiva más efectiva cerca a la carga, el uso de EVs como soporte de potencia reactiva resulta una solución interesante. Este proceso se realiza mediante un cargador bidireccional, el cual, dependiendo de los requerimientos de sistema eléctrico de distribución, permite el flujo de potencia reactiva desde el EV hacia la red.

Mediante un cargador bidireccional de 4 cuadrantes se puede obtener mayor versatilidad, ya que permite tanto absorber como entregar energía reactiva y activa a la red, lo cual sería



propicio para el servicio de regulación de tensión [53]. Es así que el EV puede entregar un porcentaje de la potencia reactiva total mientras se carga en forma constante, esto se evidenció en un estudio realizado en base a mediciones experimentales en un PHEV Toyota Prius 2008 [54].

En [55] se analizó el uso de EVs como soporte de potencia reactiva mediante un sistema de carga bidireccional off-board, llegándose a la conclusión que es más beneficio que un on-board debido entre otras cosas a la mayor potencia que alcanzan. Por otro lado, considerando los datos de la ciudad de Guwahati, con la inserción de 100 EVs, en [56], se observó que los niveles de tensión mejoraron mediante la administración de carga y descarga en un sistema V2G mediante un FLC (fuzzy load controller), estabilizándolo en las horas valle y elevando la tensión en horas pico.

2.3.1.3 Integración con las energías renovables.

La generación de energía utilizando ER, puede ayudar a proteger el medio ambiente y es la tendencia a nivel mundial. La reducción de costos de equipos que permiten la producción de energía mediante ER también ha dado paso a que la generación distribuida vaya tomando cada vez más fuerza. El inconveniente de las ER es la intermitencia y variabilidad de generación que se puede tener, ya que es fuertemente afectado por los factores ambientales [57].

Para compensar esta gran variación de producción mediante ER, generadores de reserva, sistemas de almacenamiento y otros proveedores de energía de respaldo son necesarios, derivándose en una compra de energía adicional a otros productores [58] o simplemente en pérdidas económicas por depreciación de centrales de generación o generadores utilizados únicamente para compensar los inconvenientes de las ER.

Una solución a esta problemática de las ER son los EVs, debido a que éstos pueden ser considerados como cargas controlables en la red eléctrica o incluso utilizarlas como unidades de almacenamiento de energía distribuida mediante V2G [59].

En [60] se expresa que el EV puede absorber el excedente de energía generado por las fuentes de ER a través de diferentes esquemas de carga o puede entregar energía a la red en los escenarios de generación de baja potencia, mediante V2G y el conocimiento del estado de la batería y el estado de carga, proporcionando mayor flexibilidad a la red eléctrica.

❖ **Energía Solar Fotovoltaica con V2G**

En [61] se expone que el EV puede ahorrar hasta 0,6 toneladas de emisiones de CO₂ por año al utilizar la carga solar en el lugar de trabajo, lo que supone un ahorro de hasta un 55% en las emisiones al utilizar la carga en el hogar (noches de carga en el hogar). Esto al considerar únicamente V1G, es decir el flujo de energía es solamente hacia al vehículo para cargar sus baterías y utilizarlo únicamente como medio de transporte. Sin embargo, los EVs pueden disponer de cargadores bidireccionales que mejoran sus prestaciones y se convierten en una solución aún más atractiva al medio ambiente, pues al utilizar la tecnología V1G, la energía necesaria para cargar los EVs puede estar ligada en algunos casos a centrales generadoras que provoquen contaminación, no así en el caso de V2G con energía solar fotovoltaica, como en el proyecto Mirafiori en Turin, Italia, donde los 700 EVs que se planean utilizar con plazas de aparcamiento de los coches conectados a la red con tecnología V2G. La empresa ENGIE-Italia colabora en este proyecto con la construcción de una infraestructura compuesta por unos 12.000 paneles solares, que abastecerá las instalaciones de producción y logística. La planta podrá producir más de 6.500 MWh de energía cada año, lo que resultará en la compensación de más de 2.100 toneladas de emisiones de CO₂ al año [62].

El EV no solamente puede considerarse como una carga controlada, sino, también como una fuente de generación controlada al utilizarlos en V2G como medio de almacenamiento para dar soporte a la red eléctrica cuando la generación de energía fotovoltaica sea baja [63].

En [64] se analiza la interacción del EV con la red alimentada con energía solar fotovoltaica. Este estudio presenta tres escenarios: cargar únicamente el EV sin incluir otros servicios (por ejemplo, V2G); utilizar el EV para proporcionar soporte a la red durante la carga; y utilizar el EV para ofrecer soporte a la red sin escenarios de carga. Los resultados revelan que el EV puede compensar las grandes fluctuaciones repentinas de potencia debido a nubosidad las cuales pueden llegar a ser de hasta el 22.5% del voltaje de la barra DC por segundo para un arreglo de paneles de 1.2kW.

Un estudio comparativo de la carga que puede sufrir la red con V1G y V2G con generación fotovoltaica es el mostrado en [65] en donde V1G es realizado mediante “Grid Friendly Charging Controller” (GFC) el cual trata de ajustar la energía consumida por el cargador, es decir cuando la red presenta una demanda elevada, se reducirá la tasa de carga del EV. Los resultados muestran que GFC y V2G para el mismo intervalo, ambos métodos responden a las



condiciones de tensión de la red (basadas en voltaje y basadas en frecuencia). Sin embargo, V2G permite que el EV responda mucho después de haber alcanzado un estado de carga del 100%, descargando el almacenamiento de energía del mismo, mientras que al utilizar GFC, una vez que la batería está completamente cargada, el vehículo no puede proporcionar servicios a la red eléctrica.

❖ **Energía eólica con V2G**

La energía eólica no es ajena a la desventaja que presentan las ER, su impredecible variación. Esta variación de la velocidad del viento que mueve las aspas provoca un desbalance entre la generación y la carga, y en la red eléctrica se ve reflejada como una inestabilidad de frecuencia [65]. Por tanto, para el correcto funcionamiento de la red eléctrica los generadores térmicos con combustibles fósiles siguen siendo un importante respaldo de energía. Una solución a futuro para este problema es V2G [66].

En [67] se propone un control de V2G coordinado y un controlador de frecuencia convencional para control de frecuencia en carga (LFC) robusto en un sistema de energía interconectado con grandes parques eólicos. Sus resultados fueron satisfactorios, mostrando efectos positivos entre el control coordinado de V2G y LFC demostrando la robustez para el control de frecuencia que se puede ofrecer ante diversas condiciones de funcionamiento.

Así mismo [68] muestra que utilizando los PHEV para cubrir la demanda en horas picos se puede obtener grandes beneficios económicos y ambientales. Los resultados de colocar 25000 EVs con baterías de 20kWh de capacidad, utilizar una profundidad de descarga de hasta el 10% y ponerlos a cargar fuera de horas pico (01:00 a 07:00, 16:00 a 18:00 and 22:00 a 24:00) y ponerlos a entregar energía en hora pico (08:00 a 15:00 and 19:00 a 21:00) muestran que el costo total de producción es de \$613,320 y la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) de este escenario es de 16,790.31 toneladas / día, respectivamente. En comparación con el caso base, el costo y el nivel de emisión se reducen considerablemente. La reducción de costo es de \$ 1.220 / día y el ahorro anual es de \$ 445.300 / año. Asimismo, la diferencia en el nivel de emisiones es de 126,3 toneladas / día y la reducción anual es de 46,095,8 toneladas / año.

2.4 Retos y Beneficios de V2G

2.4.1 Retos Tecnológicos.

2.4.1.1 Actualización de las redes eléctricas existentes.

Los sistemas eléctricos convencionales se caracterizan por tener un esquema centralizado, en donde las fuentes de generación se encuentran distantes de los centros de consumo. Sin embargo, el desarrollo de nuevas fuentes de generación distribuida como paneles fotovoltaicos, pequeños generadores eólicos, etc. han provocado que la generación cada vez esté más cerca de la carga, llegando a ocasionar en ciertos casos cambios en los flujos de potencia, grandes variaciones en la demanda, sobretensiones en las redes de distribución, entre otros.

Los EVs con tecnología V2G también pueden ocasionar los problemas antes mencionados, añadiéndole otros problemas como la gran cantidad de electrónica de potencia que trae consigo la generación de corrientes armónicas, sobrecarga de equipos y caídas de tensión al momento de la carga, etc.[47]

El mayor problema para las redes actuales se produce básicamente por los niveles de penetración de EVs. La conexión, en grandes cantidades, de estos vehículos a la red pueden provocar que el sistema trabaje bajo condiciones inseguras o de manera no eficiente [39], debido a la saturación de transformadores de distribución, líneas de media tensión (MT) y baja tensión (BT).

El aumento en los niveles de penetración de EVs sin un manejo adecuado de la carga produce específicamente en los transformadores, un incremento en las pérdidas, desviaciones de voltajes, aparición de armónicos etc., lo cual según [40] con una penetración del 50% de EVs sin gestión de carga, la vida útil de los transformadores de distribución puede reducirse entre un 200% a 300%.

Estudios realizados como los de [69] expresan penetraciones de hasta 654 EVs para varios alimentadores en la ciudad de Cuenca, en los cuales únicamente se analiza el crecimiento de la demanda pico con y sin estrategias de carga inteligente, pero sin duda, deben ser complementados con estudios que evalúen la capacidad de los transformadores de distribución, que analicen las sobretensiones y demás parámetros en tramos cercanos a los puntos de conexión de los EVs.



2.4.1.2 Operación y Control de la red

La inclusión de los EVs en la red eléctrica en cantidades considerables sin duda supone un gran reto para el Agregador, quien, más allá de solamente realizar la conexión y/o desconexión de EVs con el fin de cargarlos/descargarlos, tiene la función de controlar los parámetros de la red para que funcione de la manera más óptima y segura. Esto exige conocer el estado y disponibilidad de miles de pequeños generadores distribuidos en la red mediante dispositivos de comunicación vehículo-red, con la finalidad de evitar variaciones bruscas en la demanda y problemas de estabilidad del sistema, como consecuencia de la conexión/desconexión simultánea de los vehículos de la red.[70]

Además, en [71] se expresa que más allá de determinar el estado y la capacidad de producción de los pequeños generadores para servir a la demanda programada, es necesario siempre contar con un porcentaje mínimo de reserva de generación, para de esta manera aprovechar las ventajas del almacenamiento de energía de los EVs.

2.4.1.3 Barreras de Algoritmos e Información

❖ Algoritmos

El problema de los algoritmos es uno de las principales barreras técnicas y también económicas para la implementación de V2G. Estos algoritmos incluyen aspectos que van desde lo social, como realizar un modelo para predecir el comportamiento humano y determinar la cantidad de EVs disponibles a lo largo del día, así como los kilómetros recorridos por cada uno, el tiempo que pasen detenidos, la capacidad de kWh disponibles por cada uno, hasta algoritmos con parámetros eléctricos y sin duda todos estos ligados a parámetros económicos.

En [72], [73], [74], se muestran algoritmos para control de voltaje y control de frecuencia, minimización de pérdidas de la red, ubicación óptima de EV en la red, minimización de costos operacionales diarios, pero cada uno, se muestran como estudios independientes. Al igual que [75], los autores de este texto, creemos que unificar todos estos algoritmos que benefician tanto a los usuarios de los EVs con la minimización de la degradación de la batería, así como a la empresa proveedora de energía eléctrica con algoritmos que busquen el beneficio económico y mejoren la eficiencia energética deben convertirse de ahora en adelante en el foco principal de investigación de la tecnología V2G.

2.4.1.4 Información

Más allá de recopilar los datos como si se encuentra conectado o no el EV, conocer su estado de carga, etc., el verdadero problema de la tecnología V2G no se encuentra en la obtención de estos, ni el llevar la información hasta un centro de control, la gran barrera se encuentra cuando se masifica el uso de EVs, pues recolectar, procesar y realizar cálculos de miles de vehículos eléctricos es el reto computacional que debe superar la tecnología V2G. En [75] se ejemplifica que solo para la regulación de frecuencia de un millón de EVs, el sistema recopilaría datos cada pocos segundos dando como resultado miles de millones de datos cada hora. Por tanto, según sus aproximaciones, para sistemas V2G que existen en la actualidad, por cada millón de EV con V2G equivaldría desde decenas a cientos de Petabytes de información.

2.4.1.5 Barreras comunicacionales

Los métodos de comunicación entre cargadores y la red eléctrica son muy variados, las tecnologías actuales pueden ser Wireless, PLC o mediante conexión IP. Cada tecnología es evaluada en distintos aspectos como rendimiento, seguridad, entre otros [76].

Wireless: se instala un transceptor en cada ubicación del cargador, posee una baja velocidad de envío de datos (9,6–56 kb / s). Los accesos múltiples por división de tiempo se utilizan para compartir el medio de comunicación entre los clientes de cada región.

Power line carrier (PLC): Esta tecnología utiliza la red eléctrica existente como medio de comunicación para enviar y recibir señales de comunicación mediante técnicas de modulación como modulación de frecuencia (FSK), modulación por desplazamiento de amplitud (ASK), modulación por desplazamiento de fase (PSK), entre otras [77]. Esta tecnología es suficiente para aplicaciones de control de EVs y gestión de energía doméstica, sin embargo, presenta problemas relacionados con la confiabilidad y la vulnerabilidad.

Internet Protocol (IP): es el más barato y sencillo. Se construye un circuito de red de área local dentro del cargador para conectarse a Internet. Cada usuario puede tener una cuenta individual para monitorear su vehículo desde su computadora o teléfono móvil.

Aparte de los distintos métodos de comunicación que pueden utilizarse entre el EV y el EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment), al igual que los niveles de carga y los distintos conectores de carga que existen y se encuentran en desarrollo, los estándares de comunicación se presentan como una barrera para V2G, dado que también existe una excesiva variedad de estándares que

están en desarrollo y una baja compatibilidad entre ellos. La Tabla 5 resume los principales estándares de comunicación.

Tabla 5. Estándares de comunicación Fuente: [78]

ESTÁNDAR	ENFOQUE	DESCRIPCIÓN	USO
ISO 15118 (2015 1-8)	EV-EVSE	Alto nivel de comunicación según ISO 61851. Estándar con autenticación automática, autorización, carga procedimientos de control y facturación. Basado en PLC con protocolo de comunicación. HomePlug Green PHY	Global
SAE J2847/1-3	EV-EVSE	Posee 3 partes. Parte 1 trata sobre Carga AC y Parte 3 (V2G) está basada en SEP 2.0 Parte 2 (Carga Unidireccional DC) está basado en ISO 15118 y PLC	Estados Unidos.
CHAdEMO	EV-EVSE	Estándar de Carga Rapida DC basado en ISO 61851 pero usa protocolos alternativos de Hardware y comunicación basado en CAN (Controller Area Network) y no en PLC	Japón, Korea y globalmente aceptado a través de la infraestructura de carga CHAdEMO
GB/T 27930 (-2015)	EV-EVSE	V2G esta basado principalmente en SAE J2847 pero su comunicación esta basado en CAN.	China
ISO 61850 & ISO 61851	EVSE-Grid	Usado para bajo nivel de comunicación (automatizado) de red entre y hacia subestaciones eléctricas. Se centra en el voltaje, ciclos de trabajo y frecuencia.	Global
Ocpp	EVSE-Operador EVSE	Estructura de flujos de datos entre los EVSE y los servidores de control.	Abierto. Usado en Europa Occidental pero en extensión.
OCHP	Entre Operadores EVSE	Estructura de flujos de datos entre los Operadores de EVSE y un externo que permita la interoperabilidad entre operadores de diferentes estaciones de carga	Abierto. Usado en Europa Occidental
SEP 2.0	Smart grid	Desarrollado por ZigBee Alliance. Utiliza comunicación PLC general basado en el protocolo de comunicación máquina-máquina para aplicaciones de energía con una Smart Grid.	Estados Unidos

2.4.1.6 Pérdidas de conversión de energía

Minimizar las pérdidas causados por la conversión de energía no es ajeno a este y otro tipo de tecnologías, la búsqueda de una mayor eficiencia en la conversión de energía solar, eólica y otros tipos, ha llevado justamente a buscar alternativas como la tecnología V2G para un uso eficiente de energía para las redes de distribución.



Al conectar un EV a la red, la energía utilizada para ese EV habrá pasado por varias etapas como generación, transmisión, distribución, conexión al EV, y lo mismo sucede cuando retornamos energía a la red desde el almacenamiento en las baterías hacia la red, implicando pérdidas en cada una de estas etapas.

En [47] se realiza un cálculo teórico de la eficiencia de la energía desde la generación hasta el almacenamiento en la batería del EV de aproximadamente un 39% y al considerar un retorno de energía hacia la red se calcula una eficiencia del 34% visto desde la generación hasta la devolución a la red como se muestra a continuación.

$$\eta E = \eta STO * \eta Charge * \eta Batt = 0.39 \quad (1)$$

Donde:

ηE = Energía almacenada

ηSTO = Eficiencia desde la generación de energía eléctrica hasta el medidor de energía residencial, cuyo valor es aproximadamente entre 50% y 52%

$\eta Charge$ = Eficiencia en la carga del vehículo eléctrico, la cual ronda el 94% aproximadamente.

$\eta Batt$ = Eficiencia en el almacenamiento de energía. Aproximadamente de un 80%

Mientras que la eficiencia del retorno de la energía a la red eléctrica viene dada por la siguiente ecuación:

$$\eta V2G = \eta E * \eta CHARGE * \eta GRID = 0.34 \quad (2)$$

Donde:

ηE = Eficiencia de la energía almacenada = 0.39

$\eta CHARGE$ = Eficiencia en el proceso de carga = 0.94

$\eta GRID$ = Eficiencia de la red de distribución, aproximadamente 92%

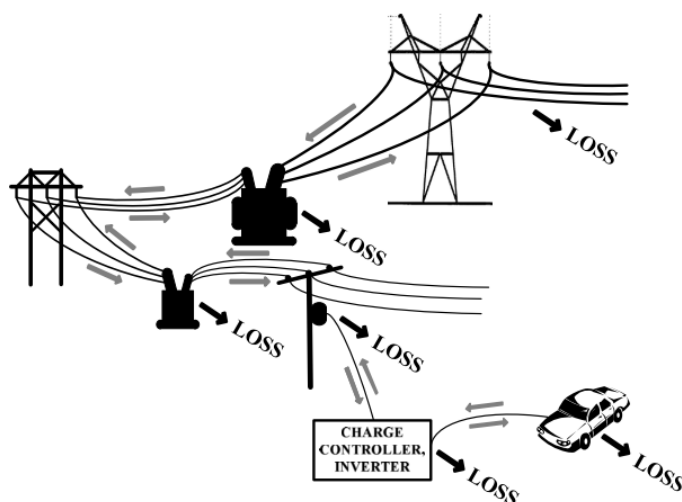


Fig. 7. Análisis de Pérdidas en V2G. Fuente:[47]

Aproximadamente el 60% de energía se pierde en diferentes etapas de generación, transmisión y conversión para cargar las baterías del EV. El proceso V2G busca que el flujo de energía se pueda invertir y la energía almacenada se puede retroalimentar a la red. La idea propuesta por V2G es utilizar la red de distribución, que tiene una eficiencia aproximada del 92%.

2.4.1.7 Degradación de la Batería

Estudios realizados muestran que los beneficios económicos para los propietarios de EV pueden llegar a ser hasta cientos de dólares por mes por su participación en V2G, sin embargo, un aspecto que se debe considerar es la degradación de la batería para estimar disminución de la vida útil como resultado de alimentar la red con V2G, donde la profundidad de descarga juega un papel importante en este caso [79].

Un estudio muestra que realizar V2G aún no sería una opción confiable debido al alto costo de la degradación de las baterías, y que si la batería posee una profundidad de descarga de 55% es mejor cargarla que conectarla a la red y participar de V2G. [70].

La tecnología V2G se encuentra en desarrollo, por lo que estimar el costo de la degradación de la batería se vuelve complicado. La resistencia equivalente (ERS) es uno de los parámetros más usados que permiten evaluar la degradación de la batería de un EV. Una profundidad de descarga mayor, incrementa la tasa deterioro de las celdas, resultando en un rápido incremento de la ERS [40].

En [49] se expresa que usar la batería hasta la mitad de su rango es una buena manera de disminuir la degradación debido a que la resistencia equivalente tiende a incrementar a bajas

temperaturas y a estados de carga extremos. Mientras que un estudio realizado por [80] utilizando baterías NCA (litio-cobalto-aluminio) de 27kWh y asumiendo un costo de \$500/kWh, muestra que en un ciclo completo de carga y descarga, para un mismo valor de descarga (60%), cuando la batería se descarga del 100% al 40% los costos de degradación son de \$2,0155 mientras que el costo por descargar la batería del 80% al 20% sería de \$5,0251.

2.4.2 Retos Normativos e Institucionales.

Para obtener los beneficios de V2G se requiere de un contexto favorable entre los actores principales, por parte de los usuarios debe existir la predisposición a participar, por el lado de las empresas de distribución a implementar los sistemas de comunicación y medición que se requieren, y en general los sectores mencionados en apartados anteriores como transporte, estatales e industriales deben contribuir. Para ello se vuelve importante el desarrollo de políticas, ya que la realidad de cada región representa diferentes retos para la implementación de V2G, y habrá quienes requieren dar aun los primeros pasos.

2.4.2.1 Retos para la adopción generalizada de EVs.

La antesala a la implementación de V2G, sería V1G como se ha dicho, y para ello se requiere de un significativo porcentaje de penetración y aceptación de los EVs en el medio, ya que se puede obtener mejores resultados. El incentivar la adquisición de EVs debe primar entre las políticas previas a la implementación de V2G.

Sabiendo que los usuarios de vehículos por lo general solo prestan atención al costo inicial, sin considerar el ahorro que trae consigo el uso de EVs en cuanto al gasto de combustible, mantenimiento, vida útil, entre otras, la reducción del costo inicial de adquisición de EVs para incentivar su compra es una política que ya se ha implementado en algunos países. En Estados Unidos, por ejemplo, los PHEV y BEV adquiridos a partir de 2010 pueden ser elegibles para un crédito fiscal federal de hasta \$7500 [81]. China por su parte implementó hace algunos años un subsidio que reduce el costo de BEV alrededor de \$8800 y PHEVs unos \$7320 [82].

Las políticas de estado pueden estar enfocadas en el incremento de EVs así como el desarrollo de la infraestructura para el funcionamiento de los mismos, además de proyectos de investigación, proyectos piloto y apoyo a la industria automotriz y afines, ya que todo esto contribuye a la aceptación de esta nueva tecnología. En la Tabla 6 se presenta una puntuación respecto a las políticas adoptadas en varios países y enfocadas a incrementar la penetración de EVs y desarrollo de infraestructura.

Tabla 6 Políticas implementadas para la penetración de EVs y desarrollo de infraestructura. Fuente: [83]

País	Compra de EV	Reducción de costos	Implementación de estructura de recarga	Otros
Bélgica	++	0	+	+
Dinamarca	+++	++	+	0
Alemania	0	+	+	+
Francia	+++	+++	+	++
Holanda	++	++	+	+
Noruega	++	++	+	+
Austria	+++	++	+	+
Portugal	++	0	+	++
España	++	++	+	+
Inglaterra	++	++	+	+
China	+	0	+	0
Usa	++	+	+	+
Korea sur	+	+	+	+

El significado de la simbología utilizada en la tabla previa se indica entre paréntesis junto al respectivo símbolo:

- 0 (no hay suficiente información)
- *Compra de EVs*: + (incentivos < €2500), ++ (€2500 < incentivos < €7000), +++(incentivos > €7500).
- *Reducción de costos*: + (€500 < beneficios < €1500), ++ (€500 < beneficios < €3500), +++ (€100 < beneficios < €3500).
- *Implementación de infraestructura*: + (existen iniciativas para construcción).
- *Otros*: + (estimula el desarrollo de EVs o hay medidas que privilegian su uso), ++(ambos estímulos).

Para la adquisición de EVs los usuarios presentan algunas dudas, siendo las principales: el sistema de carga dentro y fuera de la ciudad, costo de adquisición inicial y la autonomía, esta última representa la mayor preocupación de los usuarios de EVs al contar con poca batería y no poseer una estación de carga cercana para llegar a su destino. Según [84] la autonomía mínima es un aspecto determinante en los usuarios de EVs para decidir participar en V2G, el cual al atenuarse permitiría una elevada tasa de participación, incluso sin remuneración. Además, se requiere la optimización del costo operativo y las pérdidas producidas por la carga y descarga de EVs durante el proceso de V2G [85].

2.4.2.2 *Retos normativos a V2G como sistema de almacenamiento de energía.*

En [86] se recopilan las principales barreras a la inversión en nuevas tecnologías de almacenamiento de energía, dentro de las cuales se podría considerar a V2G:

1. Falta apoyo e incentivos claros a la inversión en los sistemas de almacenamiento.
2. La clasificación no definida dentro del marco regulatorio.
3. Tarifas dobles y / o inciertas para el acceso a la red.
4. La falta de reconocimiento de los beneficios del almacenamiento en todo el sistema, incluidos los pagos por precisión en el desempeño de los servicios auxiliares, como en el servicio de respuesta en frecuencia.
5. Incertidumbre sobre la propiedad de los activos de almacenamiento.

Existen diversos factores que impiden el desarrollo e implementación de los sistemas de almacenamiento con nuevas tecnologías. Se ha agrupado en 3 aspectos que son los más representativos.

1. Regulaciones específicas para almacenamiento de energía.

Los activos que forman parte del sistema eléctrico, por lo general están agrupados en base a sus funciones, ya sean: generación, carga, almacenamiento de energía, protección y demás, y sobre esto aplica determinados reglamentos para su funcionamiento, puesta en marcha, mantenimiento y costos. El EV en el contexto de V2G puede funcionar como carga, generador y dispositivo de almacenamiento. Por lo que, desde el punto de vista regulatorio, las tecnologías multifuncionales de almacenamiento de energía como V2G se consideran activos indeterminados [87]. Lo anterior ocasiona que en ciertos mercados se tenga una tarifa doble de conexión a la red, debido a la carga y descarga de las baterías.

2. Participación en el mercado eléctrico.

En determinados sectores existen limitantes para la participación de sistemas de almacenamiento por baterías en el mercado eléctrico, ya que se encuentran regulaciones que no contemplan unidades de almacenamiento de niveles de potencia bajos. Una alternativa a esta barrera sería que las baterías puedan beneficiarse de los incentivos regulatorios diseñados inicialmente para las ER, ya que la penetración de generación de estas fuentes se caracteriza

por su irregularidad y variabilidad lo cual se puede ajustar mediante un sistema de almacenamiento.

En [88] se plantea que la tarifa de V2G para cubrir demanda pico sea comparable con el sistema tarifario para generación de ER, lo cual resulta razonable ya que además de la reserva de potencia el EV puede otorgar servicios auxiliares a la red eléctrica, esta remuneración además disminuiría considerablemente el costo de adquisición inicial del vehículo y por ende motivaría a los usuarios a participar de V2G.

3. Planteamiento de proyectos piloto.

Las nuevas tecnologías inicialmente no son aceptadas por la falta de confianza en su funcionamiento, ya que se tiene poca experiencia en el uso de sistemas de almacenamiento no convencionales, a diferencia de las tradicionales como las centrales hidroeléctricas de bombeo, por lo que políticas regulatorias que incentiven proyectos piloto e investigación en el área del almacenamiento como activo del sistema eléctrico, resultaría en un mejor desarrollo de la tecnología y por tanto en factibilidad de implementación [89].

En la Unión Europea, por ejemplo, en el esquema V2G del proyecto Amsterdam Smart City, los participantes producirán energía localmente (por ejemplo, a partir de paneles solares) y el exceso que no se pueda utilizar se almacenará en la batería de un vehículo eléctrico, teniendo la opción de vender la energía almacenada nuevamente a la red. El British Faraday Challenge, tendrá una inversión de 246 millones de libras esterlinas para ayudar al Reino Unido a convertirse en líder mundial en el diseño, desarrollo y fabricación de baterías para vehículos. Además, el programa The German Battery 2020 proporciona cofinanciación para proyectos relacionados con el avance de la tecnología de sistemas de almacenamiento de baterías [90].

El fomentar planes de implementación, metas de penetración de nuevas tecnologías ha resultado favorable, como el caso de las ER, por ende, se debería seguir esa línea.

2.4.2.3 Experiencias a nivel internacional

❖ Unión Europea

Entre las principales instituciones relacionadas con el sistema eléctrico y almacenamiento de energía se encuentran: la Dirección General de Energía, la Agencia de cooperación de reguladores de energía, Red europea de operadores de sistemas de transmisión, Consejo de Reguladores Energéticos Europeos [91].



La Dirección General de Energía [92] reconoce las limitaciones regulatorias respecto al almacenamiento de energía, y considera que este activo debe estar presente en varios niveles del sistema eléctrico:

- Generación: arbitraje, balance y reserva de potencia, etc.
- Transmisión: control de frecuencia, aplazamiento de la inversión, etc.
- Distribución: control de voltaje, soporte de reactivos, etc.
- Carga: gestión de la carga.

Más adelante la Comisión Europea [93] ha planteado principios que apoyan el desarrollo del mercado para el almacenamiento de energía, estos principios son:

- Debe permitirse que el almacenamiento de energía participe plenamente en los mercados de la electricidad.
- El almacenamiento de energía debe participar y ser recompensado por los servicios prestados en igualdad de condiciones a los proveedores de servicios de flexibilidad (respuesta a la demanda, generación flexible y adaptación de la infraestructura de transmisión / distribución).
- El almacenamiento de energía como facilitador de una mayor cantidad de RES variables podría contribuir a la seguridad energética y la descarbonización del sistema eléctrico o de otros sectores económicos.
- El marco regulatorio debería permitir el uso rentable del almacenamiento descentralizado y su integración en el sistema de forma no discriminatoria.

❖ Estados Unidos

El país cuenta con 28 agencias que tienen la potestad de crear reglamentos establecidos como ley federal, dentro del sector eléctrico las más representativas son: la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), la Comisión de Energía Nuclear (NRC) y la Agencia de Protección Ambiental (EPA) [91].

Estados Unidos desde hace varios años viene implementando y fortaleciendo las normativas del sector eléctrico y específicamente lo relacionado al almacenamiento de energía, por parte de la Comisión Federal de Regulación de Energía [94] se han emitido ordenanzas como: Orden



FERC 890 en 2007, Orden FERC 745 y Orden FERC 755 en 2011, Orden FERC 764 en 2012, Orden FERC 792 en 2013, entre otras.

Dado que en Estados Unidos las empresas de distribución son propietarias de la mayor parte de la red, no tienen limitaciones para poseer activos de almacenamiento y de hecho en la Orden 784 FERC permite la provisión de servicios auxiliares por terceros mediante sistemas de almacenamiento de energía. En este sentido el Departamento de Energía (DoE) ha diseñado un plan de incentivos con el cual se reduce el 20% de impuestos para sistemas de almacenamiento conectados a la red (min 1MW/1MWh), y el 30% para sistemas de almacenamiento distribuido (min 4kWh/20kWh) y residenciales (min 500W/2kWh) [89].

❖ Alemania

El país está dividido en 16 Estados autónomos (Länder), específicamente en el sector eléctrico, el Gobierno Federal es el responsable de la legislación y los Estados son responsables de la implementación de la misma. Entre las instituciones más representativas del sector eléctrico están: el Ministerio Federal de Medio Ambiente, la Agencia Federal de Redes de Electricidad, Gas, Telecomunicaciones, Correos y Ferrocarriles, la Agencia Federal del Medio Ambiente y la Agencia Alemana de Energía [91].

En Alemania se está dando un incremento considerable de ER, especialmente fotovoltaica y eólica, por lo que resulta indispensable para el sistema eléctrico tener un complemento, sea este mediante generación convencional y/o sistemas de almacenamiento de energía. En este sentido, el Gobierno alemán ha planteado incentivos especialmente para la generación distribuida de hasta el 30% del costo del sistema de almacenamiento para instalaciones domésticas de generación fotovoltaica, este sistema debe inyectar energía a la red en casos requeridos por el sistema eléctrico [95].

En [96] se indica las principales implicaciones de Energiewende, que es el plan de transición hacia las ER, donde entre otros aspectos se aprueba los sistemas de almacenamiento de energía para participar en el mercado de control de energía, además toma en cuenta la futura participación de los vehículos eléctricos como almacenamiento de energía y que por tanto debe considerarse en el Plan Nacional para la movilidad eléctrica.

2.4.3 Beneficios de V2G.

2.4.3.1 Beneficios ambientales.

En la actualidad uno de los grandes problemas ambientales es el calentamiento global, producido entre varias razones por el abuso en la explotación de los combustibles fósiles, así como la industrialización e incremento considerable de la población que requiere mayor volumen de recursos (alimenticios, energéticos) para cubrir sus necesidades.

En general las actividades humanas a gran escala incrementan la producción de GEI, una de las causas del calentamiento global. Por ello se han tomado medidas en varios países con la finalidad de mitigar estos efectos, como disminuir el consumo de combustibles fósiles. En este contexto, el sector del transporte es uno de los principales consumidores de estos combustibles y contribuye en gran medida a la emisión de GEI. Según [97] el transporte es responsable del 24% de las emisiones directas de CO₂ producto de la quema de combustibles, de esto las tres cuartas partes provienen de vehículos de carretera (automóviles, camiones, autobuses).

Resulta necesario un cambio de paradigma en el sector transporte para mejorar la calidad de aire y reducir las emisiones de GEI, siendo la implementación de los EVs una solución a los problemas asociados a la contaminación de los vehículos de combustión interna (ICEV).

Para el análisis de las emisiones de CO₂ en el sector transporte se utiliza ampliamente el método Well-to-Wheel (WtW), este análisis comprende dos etapas [98]:

- Well-to-Tank: corresponde a las emisiones producidas durante el proceso de extracción, tratamiento y provisión de combustible para abastecer a la flota de vehículos.
- Tank to Wheel: En esta etapa se determina las emisiones durante la conducción de los vehículos.

En el caso de EVs la etapa Well to tank corresponde a las emisiones en la generación eléctrica, así como el proceso de transmisión y distribución. En un ICEV la emisividad depende del combustible usado (gasolina o diesel) mientras que para EVs depende de la emisividad del sistema eléctrico [99]. Esto último es importante y nos da la pauta que la matriz de generación debe estar conformada por ER para lograr una baja emisividad del sistema eléctrico y por ende en el transporte. Algunos autores consideran que los EVs pueden ser poco efectivos para



reducir las emisiones de GEI en países que no tiene una combinación de generación de energía limpia [100], [101].

Resulta importante tomar en cuenta, la contaminación producida en la generación de energía eléctrica, la cual puede tener impactos al suelo, fuentes de agua y vegetación. La forma en que comúnmente se miden estos efectos es monetizándolos, a pesar de que es una tarea compleja debido al conjunto de variables que intervienen en el proceso. Los efectos en el cambio climático se estiman mediante modelos de evaluación integrados (IAM por sus siglas en inglés), lo que permite cuantificarlos y traducirlos en dólares por tonelada de CO₂ (\$/ton CO₂). Esta estimación se conoce como el costo social del carbono (SCC). Obtener un valor global de este proceso resulta difícil, sin embargo, el gobierno de Estados Unidos utiliza una metodología en la que toma valores promedio de varios métodos para estimar un valor de \$50/ton CO₂ [19]. En [102] se plantea que el SCC obtenido por Estados Unidos es deficiente, dado que el SCC promedio es la relación entre el valor presente del PIB perdido de un resultado extremo y la reducción total de emisiones necesaria para evitar ese resultado, obteniéndose valores entre \$80 y \$100 por tonelada métrica de CO₂.

Al realizar el producto del SCC por las emisiones producidas por el consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica, se puede estimar el impacto de la implementación de la tecnología V2G, la cual tiene como uno de sus objetivos desplazar los generadores de punta, que comúnmente funcionan con combustibles fósiles. Este valor dependerá de la realidad de cada región en la que se pretenda implementar V2G.

Otro de los puntos importantes a favor de V2G es el brindar servicios auxiliares a la red eléctrica, y como se ha dicho, estos servicios son ofertados por fuentes convencionales que contaminan al medio ambiente, contribuyendo al cambio climático y afectando a la salud de la población, lo que podría reducirse al ser reemplazados por V2G. En la Fig. 8 se observa una estimación de las emisiones de CO₂ que se pueden evitar mediante la implementación de V2G para la regulación de frecuencia en diferentes regiones de EU.

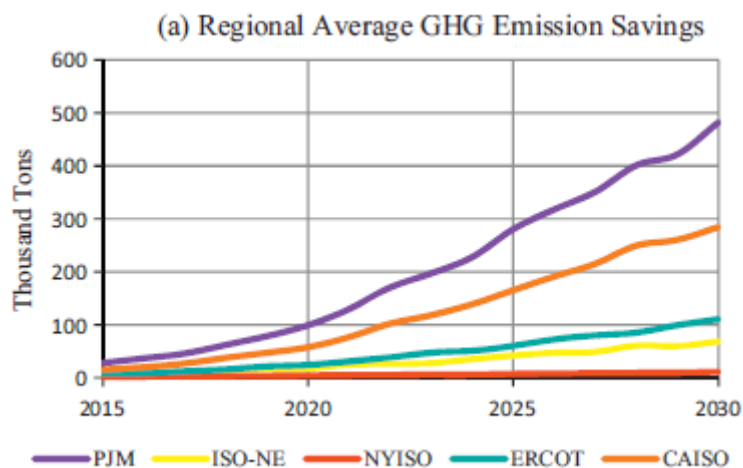


Fig. 8 Estimación anual de emisiones de CO₂ evitadas por V2G asumiendo 1% de penetración de EVs. Fuente [103]

2.4.3.2 Beneficios económicos.

Existen diversos actores que intervienen en el marco de la tecnología V2G, entre los más representativos están: el operador/agregador de la red eléctrica y los usuarios de los EVs. Por tanto, resulta importante que todos los actores involucrados puedan obtener beneficios con la implementación de V2G. Por ejemplo, los usuarios de los EVs, podrían obtener energía a bajo costo en horarios determinados para cargar su vehículo, y ganancias al vender energía a la red cuando se requiera. Por el lado de la red eléctrica, se podrían retrasar inversión en repotenciar la red mediante la gestión inteligente de la demanda del EV, y además mejorar la eficiencia y confiabilidad al usar los EVs como medios de almacenamiento de energía.

El enfoque dependerá del modelo de negocios que se implemente y de los actores (stakeholders) involucrados: fabricantes de automóviles, fabricantes de baterías, propietarios de los vehículos, proveedores de energía, operadores de sistemas de transmisión y distribución, flotas, agregadores, proveedores de servicios de movilidad, proveedores de energía independiente de fuentes renovables, operadores de transporte público, mercados de segunda mano y mercados secundarios [104].

Hay que prestar mayor atención a los beneficios de V2G enfocados a servicios de regulación, reserva rodante y demanda pico [105]. Siendo la regulación de frecuencia un modelo de negocios ideal, ya que tendrá un impacto menos negativo en la vida útil de la batería sin comprometer los beneficios potenciales que se generarían por la regulación de frecuencia [106]. Este último, es uno de los problemas más desafiantes para la aplicación de V2G, el cual

gracias a los avances de la tecnología y sistema de gestión inteligente de los EVs puede reducirse considerablemente, otorgando una vida útil relativamente larga de la batería [107].

Por ejemplo, en [108] se realizó una estimación de las ganancias netas que pueden obtenerse mediante V2G con la finalidad de cubrir la demanda en horas pico en la zona urbana de Chongqing (China), y se obtuvo que las ganancias anuales son aún bajas como para incentivar a los propietarios de EVs a participar en V2G, debido principalmente al alto costo por kWh de capacidad de la batería y la escasa diferencia entre el precio de la energía en horas pico y horas valle. Este ejemplo pone en evidencia que se requiere de normativas e incentivos enfocados a potenciar los beneficios de V2G.

En estudios realizados en Indonesia, se muestra que al utilizar EVs en las horas pico, se puede reducir un 2.8% (fuentes de carbón) y un 8.8% (fuentes de gas), mejorando potencialmente los ingresos anuales en aproximadamente 3.65% debido al reemplazo de combustible, mientras que por parte de los EVs de entidades comerciales se puede reducir el costo de carga en un 60.15% [109].

2.4.3.3 *Beneficios técnicos.*

Existen diversos sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, como son: baterías electromecánicas, capacitores, almacenamiento de aire comprimido, hidroeléctrica de bombeo/reversible, almacenamiento de energía térmica, entre otras, las cuales otorgan confiabilidad al sistema eléctrico, sin embargo, en algunos casos resulta costoso su implementación y/o mantenimiento [43], [110]. Los sistemas de almacenamiento (V2G dentro de ellos) pueden otorgar a la red varios beneficios, entre los más representativos están: mejora la calidad de potencia, soporte de tensión, alivio de sistema de transmisión, cambio de la demanda de energía, mayor confiabilidad de la red [110]. La Fig. 9 representa la gráfica de Ragone con los principales sistemas de almacenamiento de energía utilizados en el sistema eléctrico.

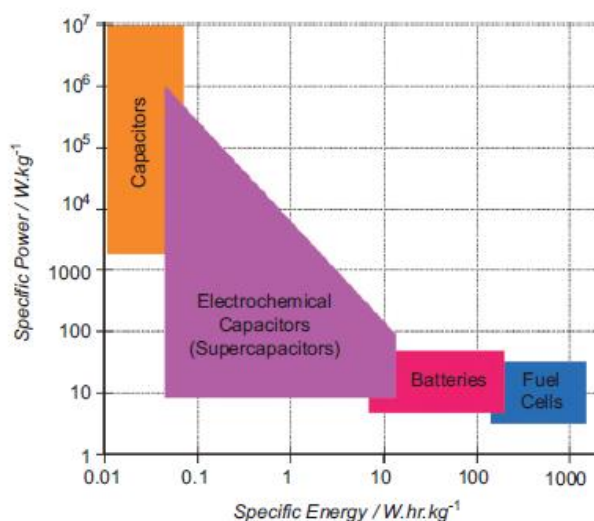


Fig. 9 Almacenamiento de energía-Gráfica Ragone. Fuente: [111]

Si consideramos que, el cargador bidireccional CHAdeMo permite 7,4kW de potencia, la capacidad de Kia Soul EV es de 27 kWh y el parque automotor de Ecuador únicamente de vehículos livianos según [112] es de 1 590 972, la capacidad total de dichos vehículos sería 11,77 GW de potencia y 38,18 GWh de energía. Estos valores son comparables con los datos del 2019 a nivel nacional, donde la capacidad de generación fue de 8,085 GW de potencia nominal y 8,072 GW de potencia efectiva [113].

Para contar con un sistema de almacenamiento de dichas características con alguna otra tecnología se requiere de una gran inversión, mientras que en caso que los usuarios de EVs estuvieran de acuerdo en permitir V2G, se podría considerar que se encuentra disponible a bajo costo. Además, V2G presta una respuesta más rápida y eficiente, a diferencia de otras tecnologías, como el hidrógeno que responde rápido, pero es ineficiente, o el almacenamiento de aire comprimido que es eficiente, pero tarda unos minutos en responder [19].

A medida que incremente la penetración de EVs y con ello la capacidad de V2G, dicha tecnología podría proveer de varios de los beneficios mencionados en este apartado y en el capítulo 1, de manera conjunta. A pesar que se ha enfocado en los beneficios principales de V2G, existen beneficios secundarios que aportan a la red eléctrica e involucran a todos los actores en el marco de V2G. En este apartado queda claro el potencial de esta tecnología y da la pauta de los pasos a seguir para que la implementación tenga éxito.



3 Modelación y Simulación.

3.1 Descripción general del estudio

3.1.1 Descripción del software.

El programa de análisis de redes eléctricas CYME consta de una serie de aplicaciones como: editor de redes, módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables. Sus módulos pueden ser divididos en dos grandes grupos; por una parte, programas de CYME para redes de distribución de energía eléctrica y por otra parte programas de CYME para redes de transporte de energía eléctrica y redes industriales.

En el módulo de distribución de energía eléctrica se encuentra el Programa CYMDIST, el cual, permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. CYMDIST incluye un editor completo de redes y las funciones siguientes [114]:

- Flujo de carga desbalanceado.
- Análisis exhaustivo de fallas
- Balance de cargas
- Distribución y evaluación de cargas
- Agregar generación distribuida
- Ubicación óptima de condensadores

3.1.2 Descripción del alimentador.

El alimentador 0324 parte de la Subestación 03-Monay, la mayoría de su carga es de tipo residencial y suministra energía eléctrica a las parroquias: Cañaribamba, parte de San Blas y Huayna Cápac.



Fig. 10 Redes de media tensión del alimentador 0324. Fuente: EERCS

El alimentador está compuesto por 167 transformadores de distribución que conectan 6691 clientes y 1563 luminarias. [115]. En la Tabla 7 se presenta la composición del alimentador analizado por cantidad de clientes.

Tabla 7. Composición de clientes del alimentador 0324 Fuente [115]

TIPO	# CLIENTES	% CLIENTES
RESIDENCIALES	5658	84,57%
COMERCIALES	836	12,50%
INDUSTRIALES	114	1,70%
OTROS	82	1,23%
TOTAL	6690	100,00%
LUMINARIAS	1563	

3.1.3 Descripción del área de estudio.

El área de estudio seleccionada es de 413 761,8 metros cuadrados (0,4137 km²) en la parroquia Cañaribamba. Su área de servicio está formada por 10 vértices como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Vértices georreferenciados del área de estudio

VÉRTICE	LADO	DISTANCIA (M)	ESTE	NORTE
P1	P1-P2	526,67	723823,6759	9679011,87
P2	P2-P3	269,46	724117,7501	9678574,94
P3	P3-P4	401,46	723971,4594	9678348,643
P4	P3-P4	272,80	723848,6194	9678386,922
P5	P5-P6	86,91	723575,875	9678380,985
P6	P6-P7	173,62	723489,1481	9678386,69
P7	P7-P8	373,11	723329,102	9678319,369
P8	P8-P9	236,02	723088,5086	9678540,998
P9	P9-P10	64,57	723214,7732	9678740,411
P10	P10-P1	605,74	723262,419	9678784,002

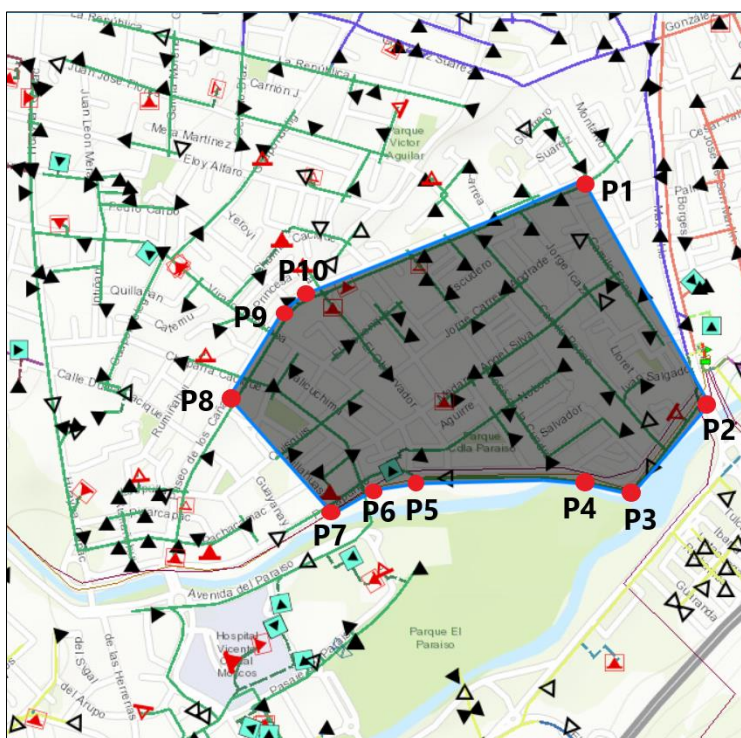


Fig. 11. Área de estudio del alimentador 0324

El área de estudio está servida de energía eléctrica por el alimentador 0324 que parte de la SE 03-Monay, tiene una fuerte presencia de carga residencial, posee 46 transformadores de distribución, de los cuales 2 transformadores son de medición, y 2 son exclusivamente para el

alumbrado público del parque lineal El Paraíso. Los 2182 clientes están modelados en 42 cargas concentradas, cada una, en uno de los 42 transformadores de distribución restantes.

3.2 Caracterización del vehículo eléctrico.

La adopción de EVs como alternativa a los ICEV se viene dando desde hace varios años en varios países alrededor del mundo, esto como una medida para disminuir la contaminación ambiental. Los EVs por su parte no emiten gases contaminantes a la atmósfera (durante la conducción) además que los EVs pueden cargarse con energía proveniente de fuentes renovables.

En 2019 las ventas de EVs estuvieron sobre los 2.1 millones a nivel mundial, aumentando la cantidad de EVs a 7.2 millones en total, esto gracias a políticas implementadas en diferentes estados, como se ha visto en apartados anteriores [116]. Para el caso de Ecuador, no ha sido tan representativa la adopción de EVs a pesar que posee ciertos incentivos para su adquisición. En la Tabla 9 se presenta las marcas y cantidad de EVs vendidos entre 2017 y 2019.

Tabla 9 Número de EVs vendidos entre 2017-2019. Fuente:[117]

MARCA	MODELO	2017	2018	2019
DAYANG	CHOK CROSS AC 5P 4X2 TA EV	-	13	31
KIA	SOUL EV	20	33	23
DAYANG	DY-GD04B AC 3P 4X2 TA EV	13	67	23
BYD	K9G-S AC 3P 4X2 TA EV	-	-	16
BYD	K9G-I AC 3P 4X2 TA EV	-	-	4
DAYANG	DY-GD04A AC 2P 4X2 TA EV	33	7	3
RENAULT	TWIZY PASAJEROS Z.E.	13	6	1
BMW	X5 AC 5P 4X2 TA EV	-	-	1
BYD	E5 AC EV	-	-	1
OTRAS	-	44	4	-
TOTAL	-	123	130	103

Para el presente estudio se han seleccionado 2 tipos de EVs, con base especialmente en la autonomía que poseen, el primero es el KIA SOUL EV, que es uno de los modelo reconocido a nivel nacional, y por otro lado el BYD e5, ambos modelos están homologados en el país para

uso particular o taxi [118]. Además, se ha implementado una flota de taxis en la ciudad de Loja con estos modelos de EVs y se han obtenido buenos resultados [119], por lo que resulta pertinente la elección de dichos vehículos.

3.2.1 Especificaciones técnicas de los EVs.

3.2.1.1 KIA SOUL EV

A continuación, se indican las principales características del EV especificadas por el National Fire Protection Association (NFPA) [120].

❖ Puerto de carga.

Se encuentra en la parte frontal del vehículo, en la rejilla del radiador y posee 2 tipos de puertos, uno para carga normal de AC y otro para carga rápida en DC (CHAdEMO).



Fig. 12 Puertos de carga del KIA SOUL EV. Fuente: Propia

Especificaciones de los sistemas electrónicos.

Los principales componentes electrónicos que posee el EV se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10 Especificaciones del sistema electrónico del KIA SOUL EV. Fuente:[120]

ITEM		VALOR
MOTOR	Tipo	Motor síncrono de imanes permanentes.
	Max. Potencia salida (kW)	81,4
	Max. Torque (Nm)	285
UNIDAD DE REDUCCIÓN DE ENGRANAJES	Max. Torque posible (Nm)	300
	Relación de transmisión	8,206
EPCU	Inversor	240 ~413
	LDC	
OBC	Max. Potencia salida (kW)	1,7
	Max. Potencia salida (kW)	6,6
	Densidad de salida (kVA/l)	0,52
BATERÍA	Tipo	Polímeros Li-ion
	Tensión nominal	360
	Capacidad (Ah)/ Energía (kWh)	75/27
	Celdas/ módulo	192 celdas/8 módulos
	Potencia (kW)	90
	Densidad de energía	97,6 Wh/kg
	Peso (kg)/ volumen (l)	277 / 241

Siendo:

OBC: (On-board charger)

EPCU: Electronic Power Control Unit (Inverter + LDC)

LDC: Low Power DC-DC Converter (charge 12v supplementary battery)

3.2.1.2 BYD e5

Los principales parámetros del EV se obtuvieron de BYD E-Motors Ecuador, la cual es un distribuidor autorizado de BYD global en este país [121].

- *Dimensiones*

Tabla 11 Dimensiones del BYD e5. Fuente: [121]

ITEM	VALOR
Largo	4680 mm
Ancho	1765 mm
Alto	1500 mm
Distancia entre ejes	2600 mm
Distancia al suelo	>120 mm
Min radio de giro	<5,3 m
Peso en vacío	1900 kg
Neumáticos	205/55 R16
Ángulo de aproximación	>16°
Ángulo de salida	>18°
Capacidad de cajuela	450 Lts

- *Parámetros eléctricos y mecánicos*

Tabla 12 Parámetros eléctricos y mecánicos del BYD e5. Fuente: [122]

ITEM	VALOR	
RENDIMIENTO	Velocidad máxima	< 130km/h
	Aceleración 0-100 km/h	< 14s
MOTOR	Potencia máxima	160kW (214 HP)
	Torque máximo	310 N.m
	Tipo	AC síncrono
	Familia y modelo	BYD-2217TZ-XS-B
TRANSMISIÓN	Modelo	BYDNT31-4
	Relación de transmisión	3,16
	Tracción	4x2 delantera
BATERÍA	Voltaje	604,8 V
	Capacidad	60,5 kWh
	Celdas	168

CARGADOR	Autonomía	400 km nominal (300 km condición normal)
	Tipo de carga	Corriente alterna
	Potencia de carga	Electrolinera 40 kW/ cargador casa 7kW
	Tiempo de carga	Electrolinera 1.5h/ Cargador casa 6 a 7h

3.2.2 Carga y descarga de los EVs.

La carga de los EVs depende de múltiples factores: potencia de la estación de carga, estado de carga de las baterías, así como las necesidades del cliente. En el caso de la carga en DC (con potencias superiores a los 50 kW) el comportamiento del régimen de carga se asocia con una entrega a potencia constante y finalmente a voltaje constante hasta alcanzar el voltaje final de carga con una corriente marginal, de manera que al iniciar la carga de las baterías de Ion Litio se tiene un comportamiento de corriente constante y con ligero incremento de tensión, esto hasta alcanzar alrededor del 90% de la carga, y a partir de este punto se mantiene la tensión constante y la corriente disminuye, lo que resulta en una potencia prácticamente constante a lo largo del periodo de carga; esta ha sido una consideración para el modelamiento de la carga y descarga de los EVs en el presente estudio.

Los EVs en cuestión manejan el nivel 2 de carga, ya que como se ha dicho en puntos anteriores, el KIA SOUL EV puede manejar una potencia de carga de 6,6 kW y el BYD e5 alcanza 7 kW. El cargador a utilizar debe poseer la capacidad de flujo bidireccional para permitir tanto la carga como descarga de la batería (V2G), en este sentido el sistema de carga de EVs bidireccional de Fermata Energy es el primero en el mundo en ser certificado según un nuevo estándar de seguridad de América del Norte, denominado UL 9741 [123].

Por otro lado, Quásar de Wallbox es un cargador bidireccional para uso residencial que cuenta con tecnología de reconocimiento facial y posee un conector CHAdeMO, la Tabla 13 contiene las especificaciones eléctricas del mismo.

Tabla 13 Especificaciones eléctricas del cargador bidireccional Quásar. Fuente:[124]

ITEM	VALOR
Máxima potencia de carga	7,4 kW
Máxima potencia de descarga	6,8 kW
Máxima corriente ac	6 a 32 A
Espesor del conductor	6 mm ²
Frecuencia nominal	50 Hz
Voltaje ac	230V ±10%
Rango de voltaje dc	150 – 500 V
Tipo de protección	IP54 / IK08

La carga y descarga de los EVs, como se ha dicho, debe ser gestionada mediante el operador o agregador para obtener un comportamiento óptimo del sistema eléctrico. Sin embargo, la disponibilidad de los EVs está restringida en parte por el comportamiento de los usuarios de los EVs, en el presente estudio se ha hecho algunas consideraciones basadas en patrones de comportamiento típicos de usuarios de vehículos convencionales. Escenarios de estudio.

3.2.3 Consideraciones técnicas generales

❖ Kilómetros recorridos diarios por un vehículo particular en la Ciudad de Cuenca.

El objetivo principal de un vehículo sin importar la fuente de energía que utilice (Energías renovables o no renovables) es la transportación. Para un EV el consumo energético de la batería estará dado por los hábitos de movilización de cada usuario, estos hábitos pueden variar de acuerdo al tamaño de la ciudad, al comportamiento social de un país o región, y más concretamente al comportamiento individual de cada usuario. Por tanto, para todos los escenarios de estudios presentados, se toma en cuenta que en la ciudad de Cuenca el promedio de kilómetros recorridos por un vehículo particular ronda los 36 km diarios [125].

❖ Horarios de carga y descarga

Si bien los vehículos se mantienen más del 90% de su vida aparcados [126], la aleatoriedad en el horario de uso, el comportamiento de los usuarios con los mismos, es uno de los grandes retos al modelar sistemas de carga y descargar de EVs; sin embargo, parámetros que permiten modelar el uso del vehículo pueden ser en términos del promedio de kilómetros recorridos y en base de las necesidades de movilización (trabajo, estudio, compras, etc.).

Considerando la curva de demanda del alimentador 0324, y el comportamiento social habitual en la ciudad, donde gran cantidad de personas se movilizan en la mañana alrededor de las 7h00 (trabajo, educación, etc.) y el retorno comúnmente se da alrededor de las 18h00, se han planteado las siguientes consideraciones:

- Todos los vehículos en sus respectivos escenarios de estudio deberán estar cargados al 100% a las 06h00.
- En horas pico, (de 18h00 a 22h00) no se podrá cargar el EV y solamente se podrá realizar V2G. Por las capacidades de los EVs, el vehículo KIA Soul EV realizará V2G desde las 19h00 hasta las 22h00 y el vehículo BYD e5 desde las 18h00 hasta las 22h00.
- Desde las 22h00 y hasta las 06h00 del día siguiente, se podrá únicamente realizar la carga del EV, utilizando la gestión o no gestión de carga dependiendo del escenario de estudio.

La curva del comportamiento de carga y descarga de un EV a lo largo del día se puede representar como se indica en la Fig. 13, la potencia positiva representa que está inyectando energía a la red (V2G), mientras que los periodos con potencia negativa indican que se está cargando, cabe mencionar que se considera la conexión del EV únicamente en el domicilio.

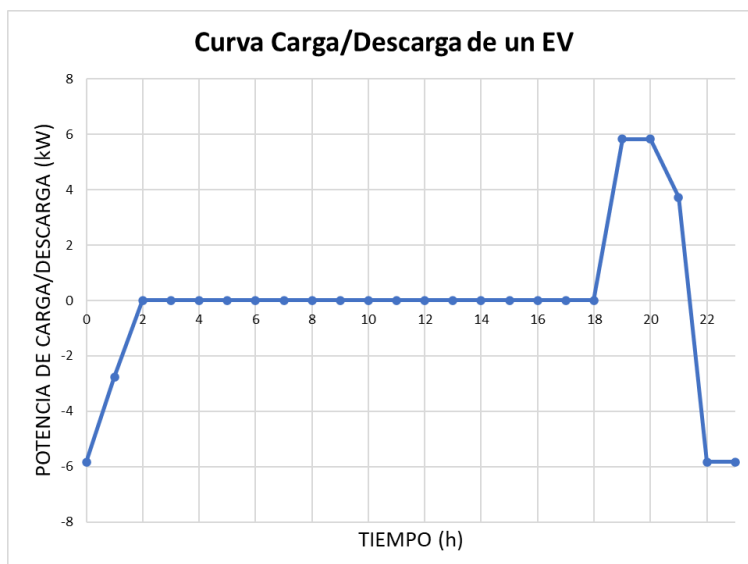


Fig. 13 Curva de carga/descarga de un EV. Fuente: Propia

Los aspectos indicados, son una aproximación de eventos ideales y solo se utiliza la carga lenta hasta una potencia de 7.2 kW.

❖ Cantidad de EVs

Al encontrarse el área de estudio seleccionada dentro del casco urbano de la Ciudad de Cuenca, se considera la proyección de la población para el año 2019 del INEC [127], y en base a la relación entre el área urbana y rural del Cantón Cuenca, se determina que hay aproximadamente 410 759 habitantes únicamente en la zona urbana.

Teniendo en cuenta que la superficie de la ciudad es de 70,59 km² y el área de estudio es de 0,4137 km², el número de habitantes para la zona en estudio viene dado por (3).

$$\text{Habitantes en zona de estudio} = \frac{0,4137 * 410759}{70,59} = 2407 \quad (3)$$

La relación habitante/vehículo viene dada por los 92601 vehículos matriculados para el año 2019 en Cuenca [128] y el número habitantes previamente obtenido, dando como resultado 4,435 hab/vehículo.

En el área de estudio se encuentran 42 transformadores, con un total de 2182 clientes, pero con diferente número de clientes conectados a cada transformador, es necesario obtener una relación Clientes/vehículo, la que viene dada por (4)

$$\frac{\text{Clientes}}{\text{vehículo}} = \frac{(\text{hab/vehículo})}{\text{hab/cliente}} = \frac{4,435}{1,103} = 4,02 \quad (4)$$

En base a (4) se ha realizado una distribución considerando los clientes que poseen los 42 transformadores en cuestión, para obtener valores enteros se ha redondeado la cantidad de EVs en cada transformador, dando un total de 539 EVs en la zona de estudio.

3.2.4 Descripción de los escenarios de estudio

Los escenarios de estudio, dependen principalmente de 3 variables: el tipo de vehículo (KIA/BYD), el sistema de carga (con gestión/sin gestión), el tipo de curva de demanda (laborable/semi laborable) y el nivel de penetración de EVs (10%/25%), la combinación de estas variables determina el escenario de estudio. La Fig. 14 agrupa y numera los escenarios de estudio, los cuales se detallan en los apartados siguientes.

DÍA →	LABORABLE		SEMI LABORABLE	
TIPO DE EV ↓	SIN GESTIÓN DE CARGA	CON GESTIÓN DE CARGA	SIN GESTIÓN DE CARGA	CON GESTIÓN DE CARGA
KIA	3. 10%	5. 10%	7. 10%	9. 10%
	4. 25%	6. 25%	8. 25%	10. 25%
BYD	-	11. 10%	-	13. 10%
	-	12. 25%	-	14. 25%
SIN EVs	1.		2.	

Fig. 14 Representación de los Escenarios de estudio.

❖ Escenarios de estudio base (sin vehículos eléctricos).

Se considera como caso base, el comportamiento actual del alimentador 0324, es decir el modelo proporcionado por la EERCS sin ningún nivel de penetración de EVs y con la demanda tanto para un día laborable (lun-vie) como para el día semi laborable (sábado), estos términos se definen en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 [129].

Día Laborable:

Escenario 1: Sin presencia de EVs.

Día semi laborable:

Escenario 2: Sin presencia de EVs.

Se han considerado los valores de demanda medidos en cabecera del alimentador durante el mes de abril del 2019. Los valores establecidos para un día laborable son un promedio de las mediciones realizadas de lunes a viernes durante el mes planteado, de forma similar, el comportamiento semi laborable es un promedio de las mediciones de los días sábado. Dichos valores están agrupados en la Tabla 14.

Tabla 14. Demanda de potencia activa y reactiva medido en cabecera del alimentador para días laborables y semi laborables Fuente: EERCS

HORA	DÍA LABORABLE		DÍA SEMI LABORABLE	
	P(kW)	Q(kVAR)	P(kW)	Q(kVAR)
0	1725,26	30,71	1775,00	41,88
1	1580,48	18,63	1617,50	21,88
2	1501,57	12,28	1544,38	22,50
3	1471,73	9,02	1499,38	21,88
4	1462,08	4,11	1468,75	7,50
5	1569,23	4,61	1498,75	11,88
6	1801,91	5,95	1423,13	1,25
7	1945,41	31,84	1550,00	30,00
8	2163,17	85,53	1799,38	66,25
9	2331,57	167,60	2082,50	115,63
10	2416,71	226,62	2206,25	180,00
11	2488,55	258,13	2256,25	216,88
12	2482,32	263,35	1923,13	204,38
13	2360,75	222,30	1732,50	187,50
14	2344,70	250,98	1993,75	222,50
15	2383,43	239,52	2026,25	204,38
16	2386,24	204,05	1992,50	184,38
17	2365,48	171,78	1979,38	167,50
18	2647,81	139,80	2315,00	162,50
19	2908,84	116,44	2645,63	131,88
20	2806,30	88,10	2588,75	108,13
21	2605,21	65,86	2404,38	85,63
22	2354,11	47,12	2231,88	60,00
23	2029,16	36,53	1987,50	45,63

Los siguientes escenarios de estudio son divididos en dos grandes grupos según el vehículo utilizado: KIA SOUL EV o BYD e5.

❖ Escenarios de estudio con el KIA SOUL EV

Para el vehículo KIA SOUL EV se realizarán 8 escenarios de estudio con las consideraciones que se muestra a continuación:

Día laborable:

Escenarios 3-4: Sin gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

Escenarios 5-6: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

Día semi laborable:

Escenarios 7-8: Sin gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

Escenarios 9-10: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

La Tabla 15 muestra los datos de entrada por cada EV para los 8 escenarios descritos. La carga de los vehículos se realiza después de la hora pico (22h00) y durante 3h41min a una potencia de 5.83kW. La gestión de carga por su parte, busca que los vehículos se carguen a una potencia menor (3.73kW) desde las 00h00 hasta las 06h00.

Tabla 15. Datos de entrada por un vehículo KIA SOUL EV. Fuente: Autores

		SIN GESTIÓN DE CARGA	CON GESTIÓN DE CARGA	U	
ALMACENAMIENTO DE BATERÍA	Energía Almacenada nominal	27	27	kWh	
	Potencia de carga máxima	5,83	3,375	kW	
	Potencia de descarga máxima	5,83	5,83	kW	
	Rendimiento de carga	97.5	97.5	%	
	Rendimiento de descarga	97.5	97.5	%	
	Pérdidas activas en vacío	10	10	W	
	Pérdidas reactivas en vacío	0	0	Var	
CONVERTIDOR DE POTENCIA	LADO DC	Tensión nominal CC	360	360	V
		Capacitancia condensador	150000	150000	uF
		Rendimiento Carga	87,4	77,22	%
		Rendimiento Descarga	87,4	87,4	%
		Pérdidas internas	0	0	W
		LADO CA	Capacidad Convertidor	6,61	6,61
	Potencia activa nominal		6,6	6,6	kW
	Potencia reactiva nominal		0,30	0,30	kVAR
	Factor potencia mínimo		99,90	99,90	%
	Resistencia acoplamiento		0	0	Ω
	Inductancia acoplamiento		0	0	H

La cantidad de vehículos para los porcentajes de penetración de 10% y 25% de EVs para cada uno de los 42 transformadores de distribución vienen dado por la Tabla 16.

Tabla 16. Cantidad de EVs y Potencia de Carga por transformador de acuerdo al porcentaje de penetración de vehículos.
Fuente: Autores

No	N° EV/TRAFO				SIN GESTIÓN DE CARGA		CON GESTIÓN DE CARGA	
	No. Transf.	Potencia (kVA)	Penetración 10,39%	Penetración 25,42%	kW de carga al 10,39%	kW de carga al 25,42%	kW de carga al 10,39%	kW de carga al 25,42%
1	14954	60	2	5	11,66	29,15	6,750	16,875
2	21782	75	2	6	11,66	34,98	6,750	20,250
3	6452	50	3	6	17,49	34,98	10,125	20,250
4	16403	30	0	0	0,00	0,00	0,000	0,000
5	7639	75	3	7	17,49	40,81	10,125	23,625
6	9049	25	1	1	5,83	5,83	3,375	3,375
7	6410	50	2	5	11,66	29,15	6,750	16,875
8	5801	30	1	2	5,83	11,66	3,375	6,750
9	7598	25	0	1	0,00	5,83	0,000	3,375
10	8752	60	3	7	17,49	40,81	10,125	23,625
11	17326	60	2	5	11,66	29,15	6,750	16,875
12	6412	50	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
13	34092	100	2	6	11,66	34,98	6,750	20,250
14	6438	50	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
15	6411	50	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
16	6454	50	1	4	5,83	23,32	3,375	13,500
17	15405	50	2	4	11,66	23,32	6,750	13,500
18	6390	50	3	6	17,49	34,98	10,125	20,250
19	33423	50	1	2	5,83	11,66	3,375	6,750
20	5940	75	2	4	11,66	23,32	6,750	13,500
21	4471	50	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
22	8728	45	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
23	2697	75	2	6	11,66	34,98	6,750	20,250
24	7641	75	1	2	5,83	11,66	3,375	6,750
25	6510	75	3	7	17,49	40,81	10,125	23,625
26	20052	10	0	1	0,00	5,83	0,000	3,375
27	6399	50	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
28	26200	50	0	0	0,00	0,00	0,000	0,000
29	6415	50	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
30	29623	25	0	0	0,00	0,00	0,000	0,000
31	29695	75	0	0	0,00	0,00	0,000	0,000
32	29819	50	1	2	5,83	11,66	3,375	6,750
33	29872	75	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
34	29994	45	1	1	5,83	5,83	3,375	3,375
35	6461	50	1	2	5,83	11,66	3,375	6,750
36	29821	45	1	1	5,83	5,83	3,375	3,375
37	28752	50	1	2	5,83	11,66	3,375	6,750
38	32045	50	0	1	0,00	5,83	0,000	3,375
39	30025	50	1	3	5,83	17,49	3,375	10,125
40	45166	15	0	0	0,00	0,00	0,000	0,000



41	2149	500	3	7	17,49	40,81	10,125	23,625
42	36472	200	3	7	17,49	40,81	10,125	23,625
	Total		56	137				

Escenarios de estudio con el BYD e5

Para el vehículo BYD e5 se realizarán 4 escenarios de estudio como se muestra a continuación:

Día laborable:

Escenarios 11-12: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

Día semi laborable:

Escenarios 13-14: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

La Tabla 17 muestra los datos de entrada por cada EV para los 4 escenarios descritos. La gestión de carga permite que los vehículos se carguen a una potencia menor (3.73 kW) desde las 00h00 hasta las 06h00.

Tabla 17. Datos de entrada por cada EV para el vehículo BYD e5. Fuente: Autores

		CON GESTIÓN DE CARGA		U
ALMACENAMIENTO DE BATERÍA	Energía Almacenada nominal	60,5		kWh
	Potencia de carga máxima	4,794		kWh
	Potencia de descarga máxima	5,83		kWh
	Rendimiento de carga	97,5		kWh
	Rendimiento de descarga	97,5		kWh
	Pérdidas activas en vacío	10		W
	Pérdidas reactivas en vacío	0		Var
CONVERTIDOR DE POTENCIA	LADO CC	Tensión nominal cc	360	V
		Capacitancia condensador	150000	uF
		Rendimiento Carga	83,53	%
		Rendimiento Descarga	87,4	%
		Pérdidas internas	0	W
		Capacidad Convertidor	6,61	kVA
	LADO CA	Potencia activa nominal	6,6	kW
		Potencia reactiva nominal	0,30	kVAR
		Factor potencia mínimo	99,90	%
		Resistencia acoplamiento	0	Ω
		Inductancia acoplamiento	0	H

La cantidad de vehículos para los porcentajes de penetración de 10% y 25% de EVs para cada uno de los 42 transformadores de distribución vienen dado por la Tabla 18.



Tabla 18. Cantidad de EVs y Potencia de Carga por transformador de acuerdo al porcentaje de penetración de vehículos.
Fuente: Autores

No	No.Transf.	Potencia (kva)	N° EV/TRAFO		CON GESTIÓN DE CARGA	
			Penetración 10,39%	Penetración 25,42%	kW de carga al 10,39%	kW de carga al 25,42%
1	14954	60	2	5	9,588	23,970
2	21782	75	2	6	9,588	28,764
3	6452	50	3	6	14,382	28,764
4	16403	30	0	0	0,000	0,000
5	7639	75	3	7	14,382	33,558
6	9049	25	1	1	4,794	4,794
7	6410	50	2	5	9,588	23,970
8	5801	30	1	2	4,794	9,588
9	7598	25	0	1	0,000	4,794
10	8752	60	3	7	14,382	33,558
11	17326	60	2	5	9,588	23,970
12	6412	50	1	3	4,794	14,382
13	34092	100	2	6	9,588	28,764
14	6438	50	1	3	4,794	14,382
15	6411	50	1	3	4,794	14,382
16	6454	50	1	4	4,794	19,176
17	15405	50	2	4	9,588	19,176
18	6390	50	3	6	14,382	28,764
19	33423	50	1	2	4,794	9,588
20	5940	75	2	4	9,588	19,176
21	4471	50	1	3	4,794	14,382
22	8728	45	1	3	4,794	14,382
23	2697	75	2	6	9,588	28,764
24	7641	75	1	2	4,794	9,588
25	6510	75	3	7	14,382	33,558
26	20052	10	0	1	0,000	4,794
27	6399	50	1	3	4,794	14,382
28	26200	50	0	0	0,000	0,000
29	6415	50	1	3	4,794	14,382
30	29623	25	0	0	0,000	0,000
31	29695	75	0	0	0,000	0,000
32	29819	50	1	2	4,794	9,588
33	29872	75	1	3	4,794	14,382
34	29994	45	1	1	4,794	4,794
35	6461	50	1	2	4,794	9,588
36	29821	45	1	1	4,794	4,794
37	28752	50	1	2	4,794	9,588
38	32045	50	0	1	0,000	4,794
39	30025	50	1	3	4,794	14,382
40	45166	15	0	0	0,000	0,000

41	2149	500	3	7	14,382	33,558
42	36472	200	3	7	14,382	33,558
	Total		56	137		

3.3 Proceso de simulación de los escenarios de estudio.

El proceso realizado para simular de los escenarios de estudio descritos en el apartado anterior, se puede agrupar como se indica a continuación.

❖ Creación de base de datos de la red.

La base de datos de la red de distribución de la ciudad de Cuenca fue proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, dicha base se encuentra en formato Microsoft Access y dividida en 3 archivos denominados: Equipos, Red, Proyectos.

Al ingresar a CYME se procede a crear la base de datos cargando los archivos indicados, con lo cual se carga el modelo de red del área de concesión de la EERCS, la red se encuentra dividida en alimentadores, por lo que únicamente se selecciona el alimentador 0324 que es objeto del presente estudio.

❖ Modelado de escenarios de estudio.

❖ Caso base (Escenarios 1 y 2)

En este caso no se requiere realizar ninguna modificación en el modelo de red. La Fig. 15 muestra la zona de estudio perteneciente al alimentador 0324 en formato CYME.

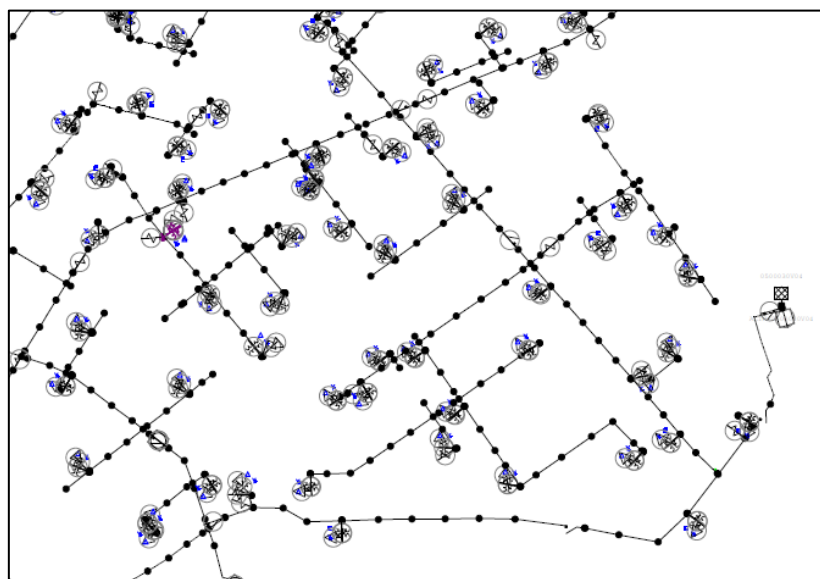


Fig. 15 Red de media tensión modelada en CYME.

❖ Ingreso de EVs en el software CYME.

Se identifican previamente los 42 transformadores del área de estudio seleccionada, en los cuales se encuentra conectada una carga concentrada (trifásica o monofásica), la cual contiene parámetros eléctricos de las luminarias y usuarios conectadas, como son: potencia activa, reactiva, energía consumida y potencia conectada. En dichas cargas se agrega un nuevo dispositivo BESS (battery energy storage system) el cual representa a los EVs para la aplicación de este estudio, los cuales estarán a su vez conectados al transformador de distribución. Este paso se realiza en base al nivel de penetración de EVs, ya que para el caso 10 % se cuenta con 34 BESS, mientras que para el 25 % de penetración se tiene 37 BESS.

❖ Ingreso de parámetros de los EVs.

Los parámetros indicados en apartados anteriores se deben encontrar almacenados en la base de datos respectiva, lo cual agiliza el proceso, con ello se selecciona para cada transformador la potencia de carga y descarga correspondiente que manejan el grupo de EVs conectados, esto dependerá de los escenarios de estudio, es decir, para el 10 % de penetración, la potencia que entreguen los EVs conectados a un determinado transformador será inferior a la que puede entregarse en un escenario con 25 % de penetración.

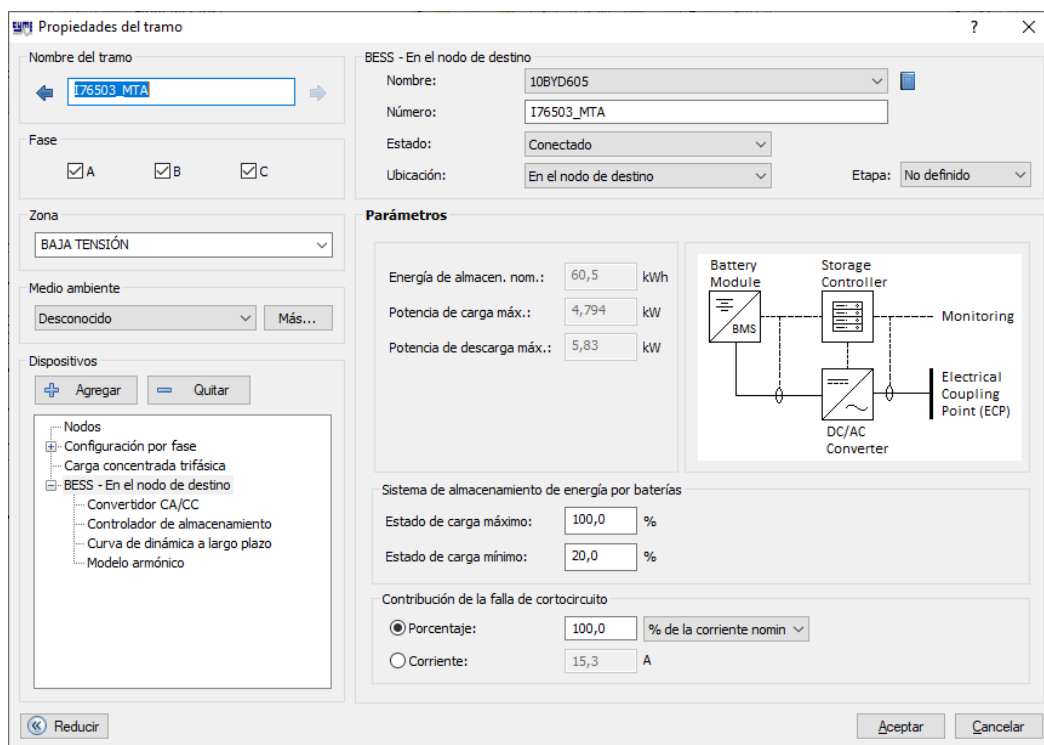


Fig. 16 Ventana de ingreso de parámetros de BESS en CYME.



❖ **Distribución de carga**

La función de distribución de carga permite repartir la demanda a nivel de cabecera del alimentador entre las cargas que se encuentren conectadas en el sistema, en base a diferentes criterios:

- *kVA conectados*: divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la capacidad de cada transformador.
- *Consumo kW-h*: divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente al consumo de energía de las mismas.
- *Método REA*: divide la demanda medida entre las cargas de acuerdo al número de consumidores que cada símbolo de carga representa.
- *kVA reales*: divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la carga kVA ya definida para cada carga.

El método de distribución de carga utilizado es *Consumo kW-h*, ya que en el software se tiene la información del consumo mensual de los clientes conectados a los respectivos transformadores de distribución, lo cual otorga una mejor aproximación, pues como se sabe, el consumo de energía es distinto entre clientes a pesar de pertenecer al mismo estrato, ya que existen clientes con consumos irregulares o nulos.

Este método de distribución asigna a cada transformador de distribución un valor de potencia activa y potencia reactiva proporcional, considerando el número de usuarios conectados, el consumo de los mismos, y la demanda en determinada hora vista desde la cabecera del alimentador.

La demanda horaria del alimentador fue proporcionada por la EERCS, la misma que se deberá ingresar por cada hora para la distribución de carga. Se ingresa tanto el valor de potencia activa como reactiva.

A	B	C	Total
495227,96€	490221,78€	501851,80€	1487301,555

Fig. 17 Ventana de distribución de carga CYME.

❖ Flujo de carga.

La función de flujo de carga tiene como objetivo analizar el comportamiento de la red en régimen permanente, requiere de ciertas configuraciones, una de las principales es la selección del método de flujo potencia, que en este caso se ha seleccionado Newton Raphson desequilibrado el cual es uno de los métodos más completos y eficientes para este fin. En la interfaz de la función se presentan además los límites de tensión y la capacidad nominal de los elementos de la red, lo que sirve como referencia para la obtención de parámetros anormales.

4 Análisis de los resultados.

4.1 Resultados de los escenarios de estudio.

4.1.1 Escenarios base

❖ Escenario 1: Día Laborable

Los resultados presentados en este apartado corresponden a la situación actual de la zona de estudio seleccionada, y resulta indispensable su análisis como punto de partida para los análisis posteriores. Se ha seleccionado el transformador que presenta el mayor nivel de carga a lo largo del día dentro del área de estudio designado como 6452. En la Fig. 18 se observa que a las 19h00 posee un nivel de carga de 66.47 % mientras que a las 04h00 presenta el mínimo nivel de carga (41.72 %).

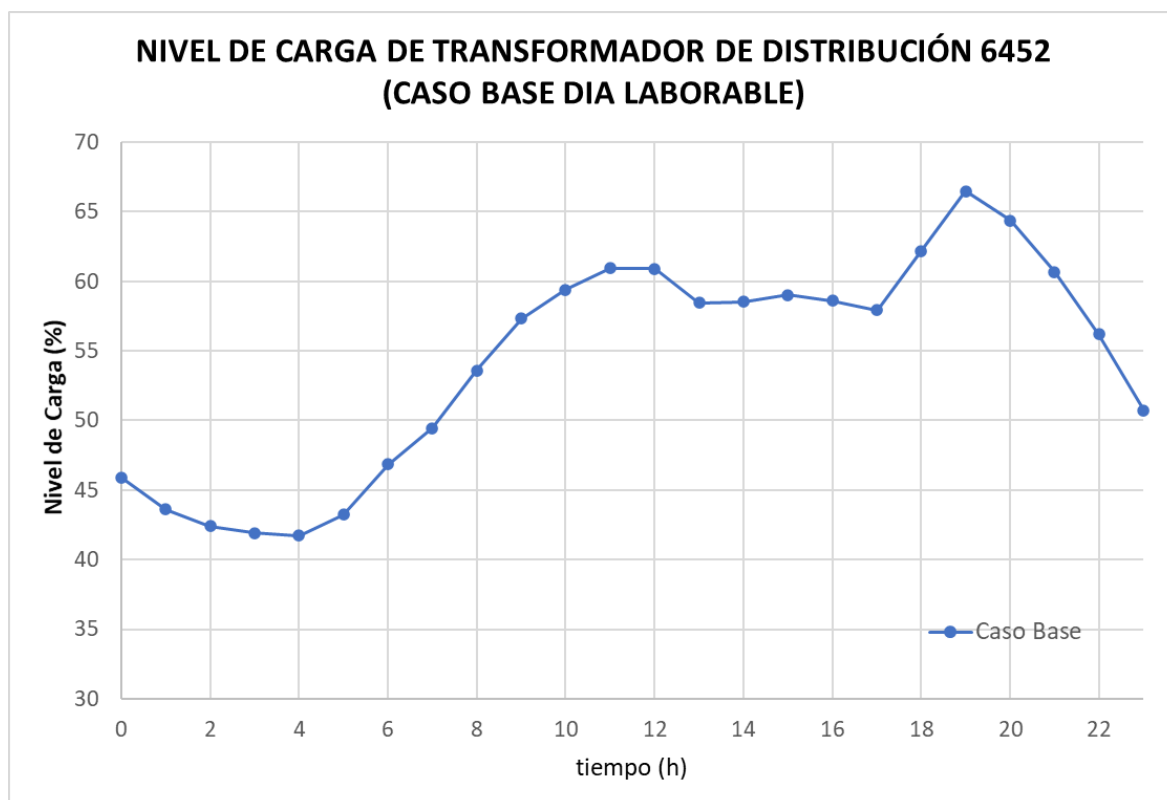


Fig. 18 Nivel de carga del transformador de distribución 6452 para el Escenario 1.

La demanda de potencia activa y reactiva observada en la cabecera del alimentador 0324 se detalla en las Fig. 19 y Fig. 20, la demanda de potencia activa máxima se da a las 19h00 alcanzando un valor de 2907,93 kW, y la demanda mínima se da a las 04h00 con 1462,07 kW; en cuanto a la potencia reactiva, la demanda máxima se presenta a las 12h00 con 262,76 kVAR y la demanda mínima se da a las 04h00 con 4.09 kVAR.

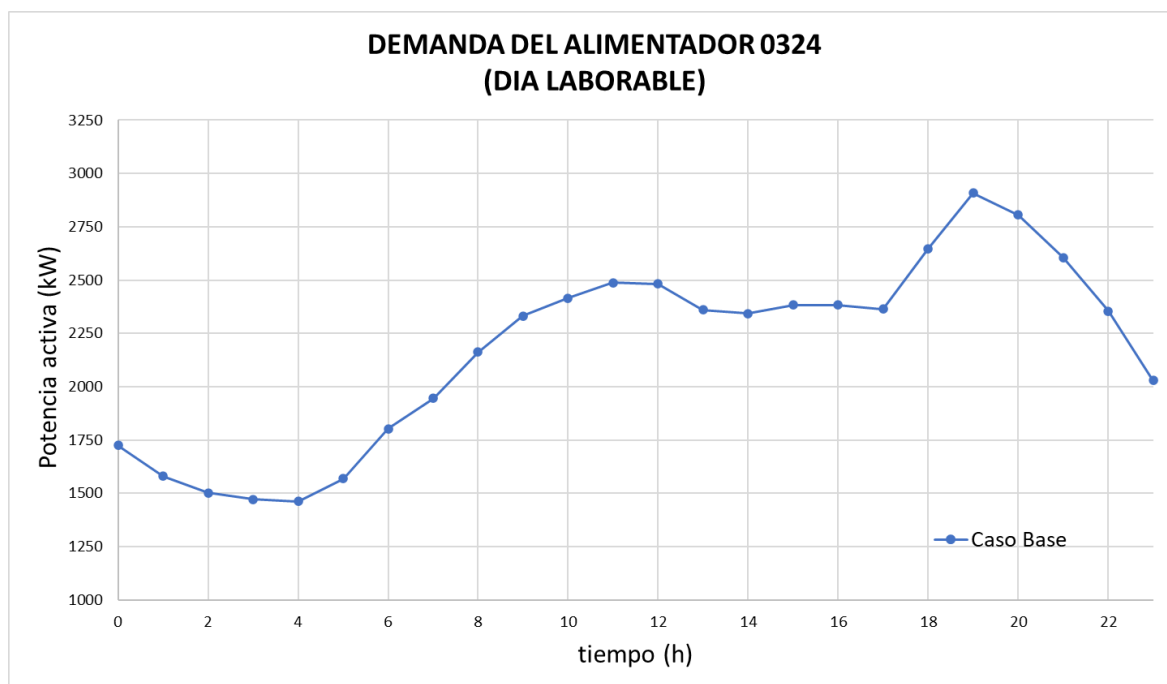


Fig. 19 Demanda activa en el alimentador 0324 para el Escenario 1.

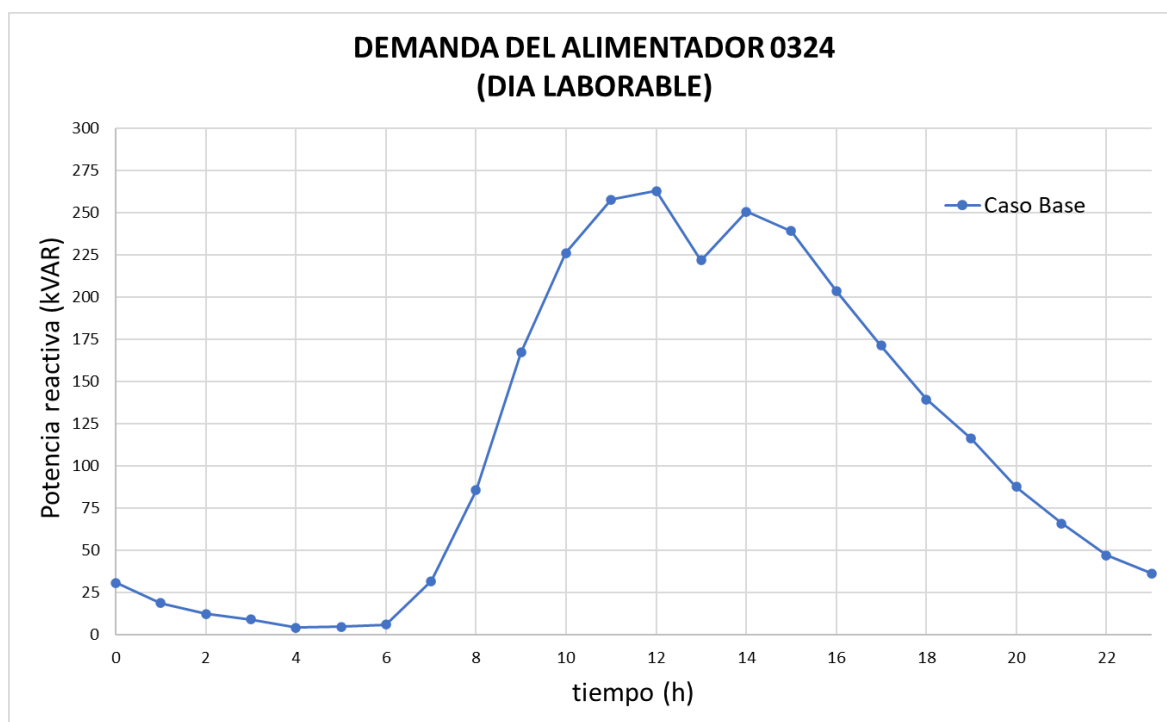


Fig. 20 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para el Escenario 1.

En este escenario el alimentador presenta pérdidas activas acumuladas a lo largo del día de 1312,76 kWh, el desglose de dichas pérdidas se aprecia en la Fig. 21, mientras que las pérdidas reactivas acumulan 634,59 kVARh y se encuentran en la Fig. 22.

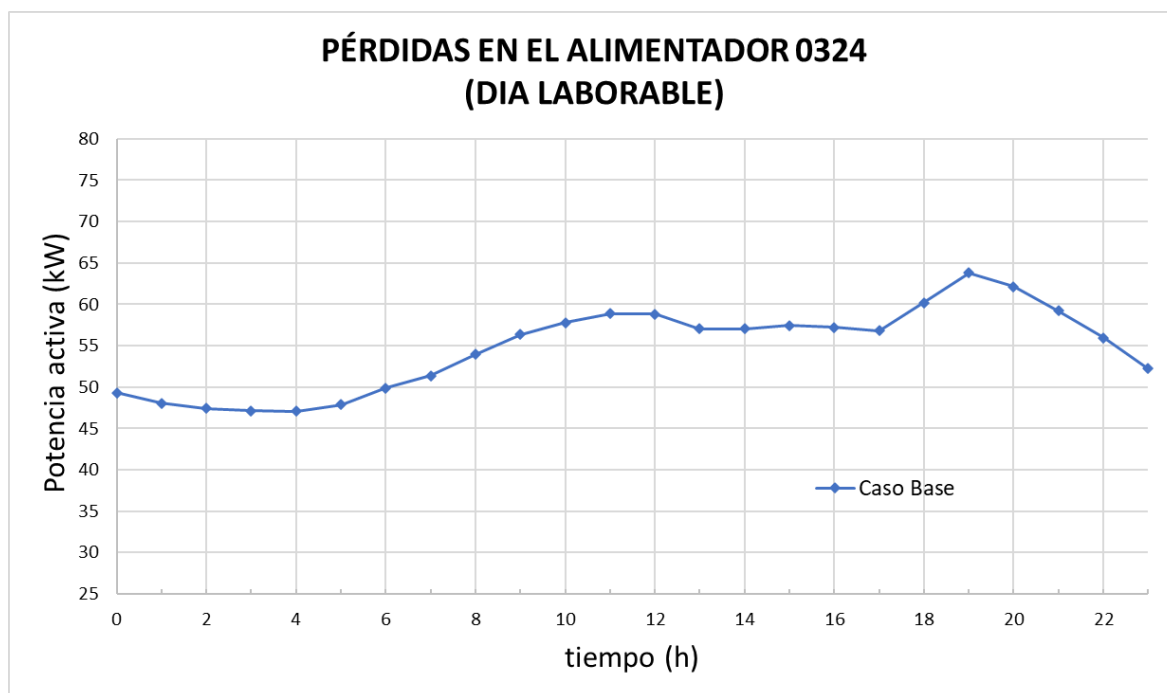


Fig. 21 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para el Escenario 1.

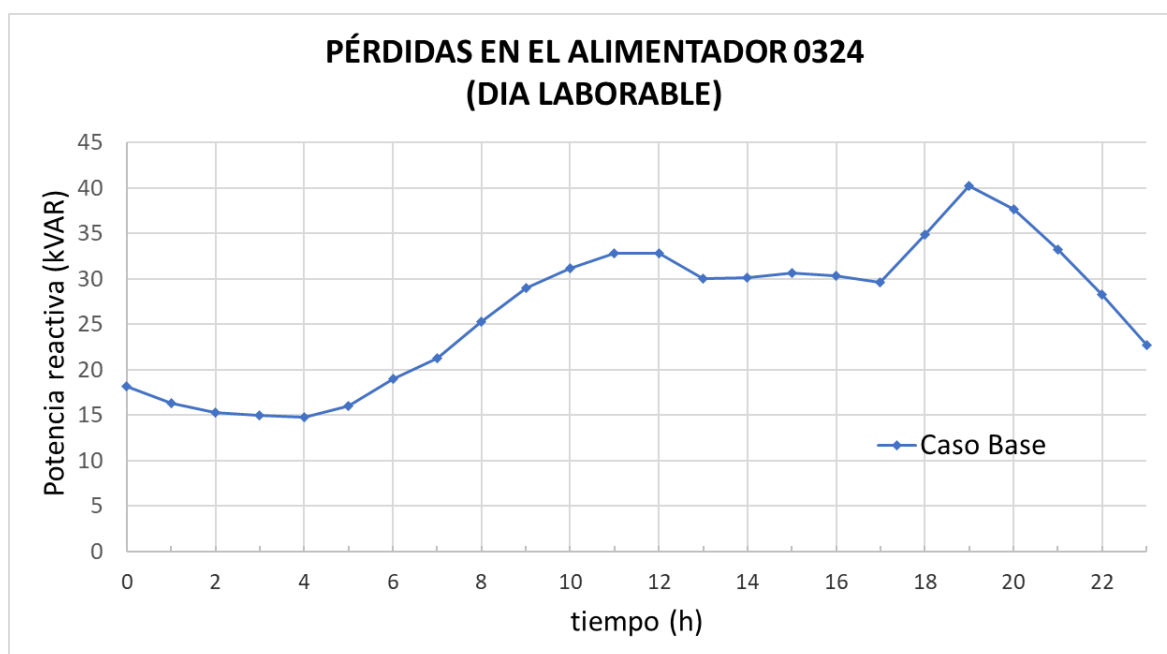


Fig. 22 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para el Escenario 1.

El perfil de tensión en los nodos de baja tensión (expresado en p.u con base 120V) de la zona de estudio se presenta en la Fig. 23 y Fig. 24 , las cuales están en función de la distancia (m) a la cabecera del alimentador, se ha seleccionado las 19h00 ya que ahí se presenta la demanda pico del alimentador, para esta hora las tensiones se encuentran en un rango entre 1.019 p.u y

1,05 p.u, mientras que para las 00h00 las tensiones se ubican entre 1,023 p.u y 1,05 p.u. Las tensiones en las 3 fases prácticamente siguen el mismo comportamiento y poseen valores cercanos entre sí en cada nodo.

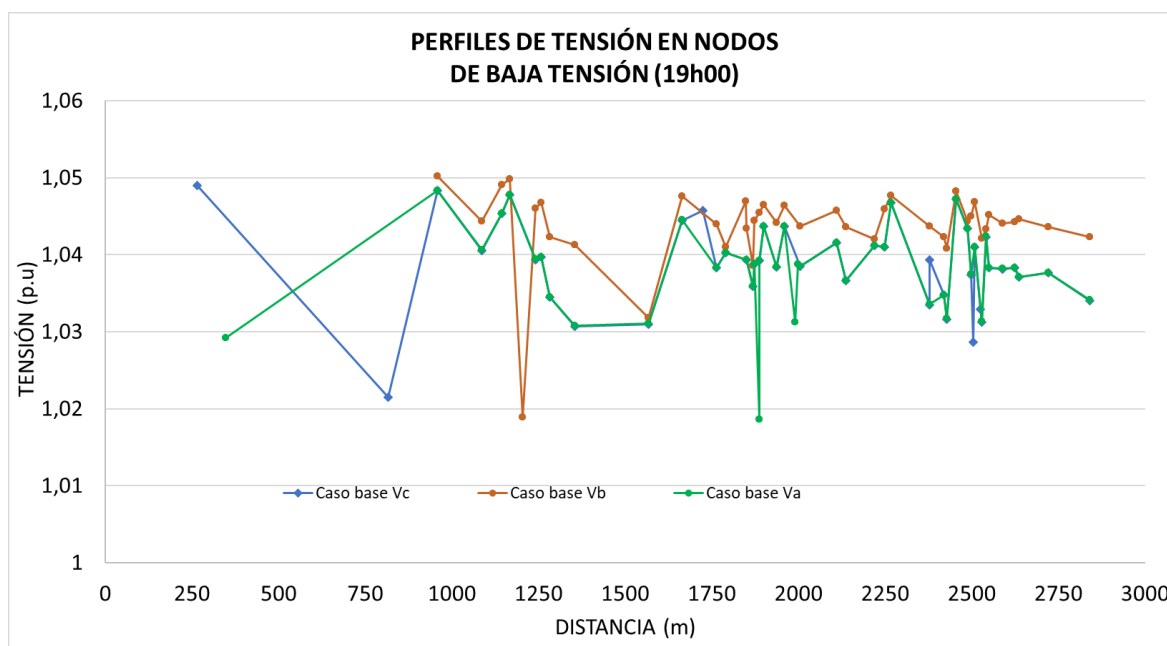


Fig. 23 Perfil de tensión del área de estudio para el Escenario 1 a las 19h00.

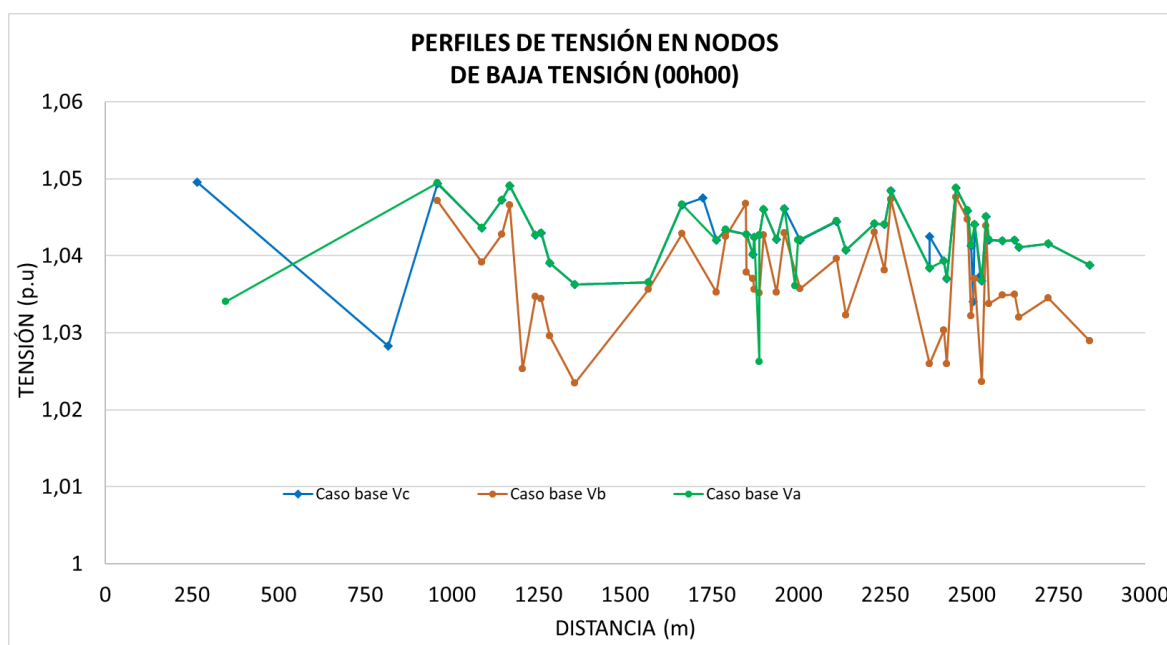


Fig. 24 Perfil de tensión del área de estudio para el Escenario 1 a las 00h00.

❖ Escenario 2: Día Semi Laborable

El nivel de carga que presenta el transformador 6452 para un día semi laborable (Fig. 25) posee una forma similar a la mostrada en un día laborable, dándose el nivel de carga máximo a las 19h00, sin embargo, a lo largo del día presenta valores inferiores que un día laborable, especialmente en los periodos de 12h00 a 18h00 donde alcanza valores alrededor de 53% y para un día laborable llegan a 57%. La nivel de carga en horas valle se mantiene prácticamente constante.

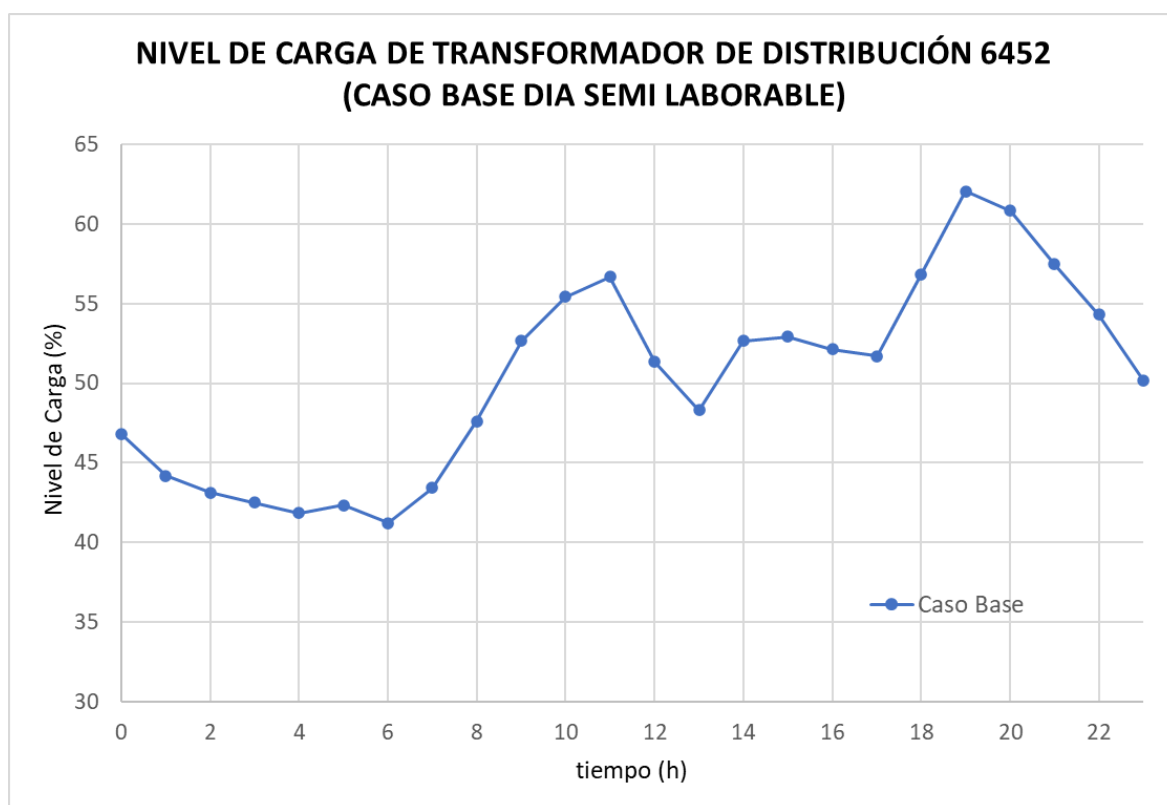


Fig. 25 Nivel de carga del transformador 6452 para el Escenario 2.

La curva de demanda al ser proporcional al comportamiento de los transformadores de distribución, tiene las mismas características indicadas en el apartado anterior. Se destaca además que la demanda para el periodo entre las 00h00 y 04h00 es ligeramente mayor que un día laborable, mientras que en el resto del día es inferior. Lo indicado se cumple tanto para la demanda de potencia activa como reactiva que se encuentran en las Fig. 26 y Fig. 27.

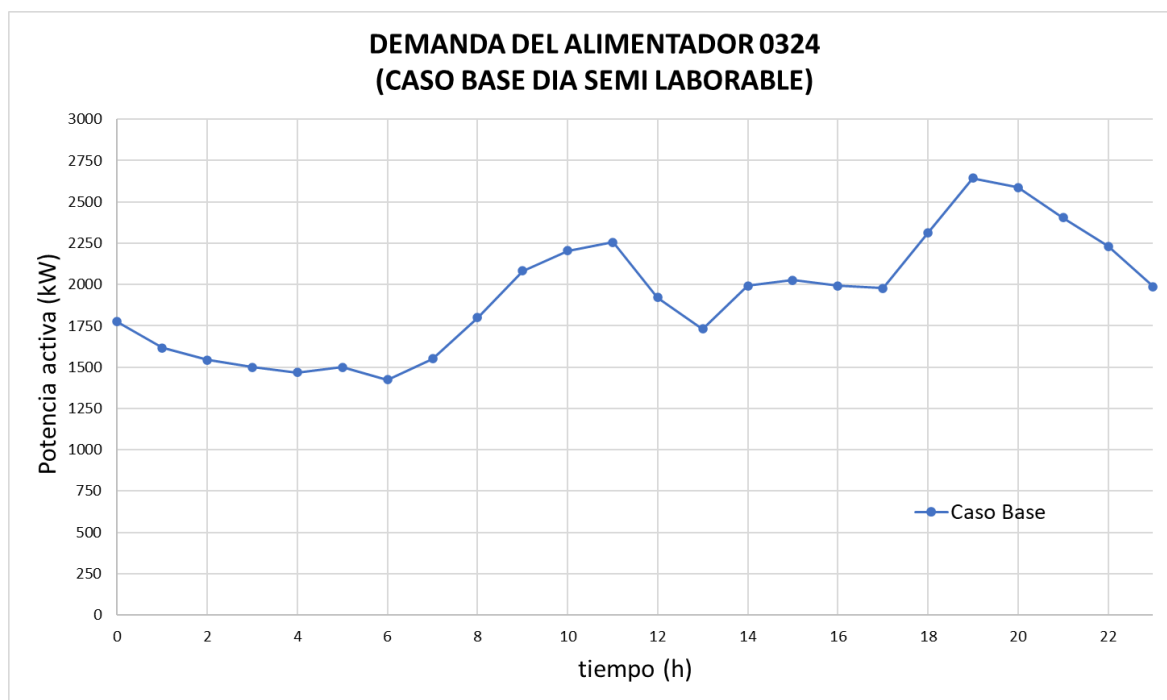


Fig. 26 Demanda activa en el alimentador 0324 para el Escenario 2.

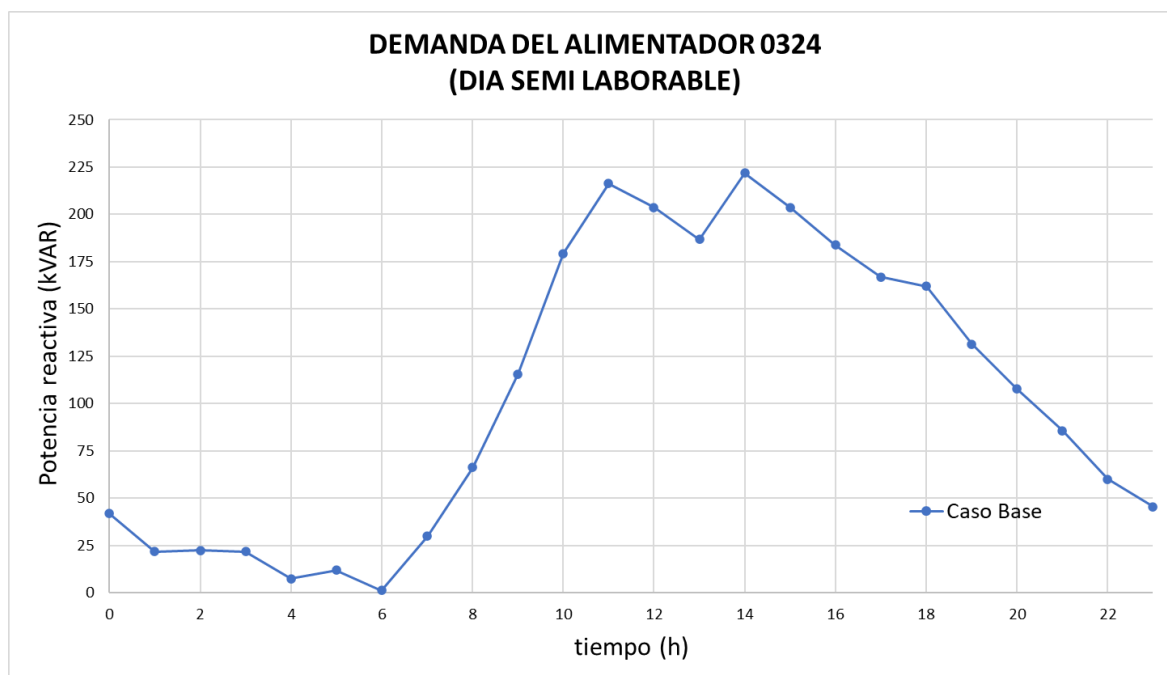


Fig. 27 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para el Escenario 2.

Las pérdidas activas y reactivas en el alimentador para un día semi laborable se encuentran en las Fig. 28 y Fig. 29 ,donde se puede destacar que en el periodo de 00h00 a 06h00, no se encuentran diferencias significativas, para el resto del día existe una disminución casi constante de 5kW y 5kVAR, en pérdidas activas y reactivas respectivamente.

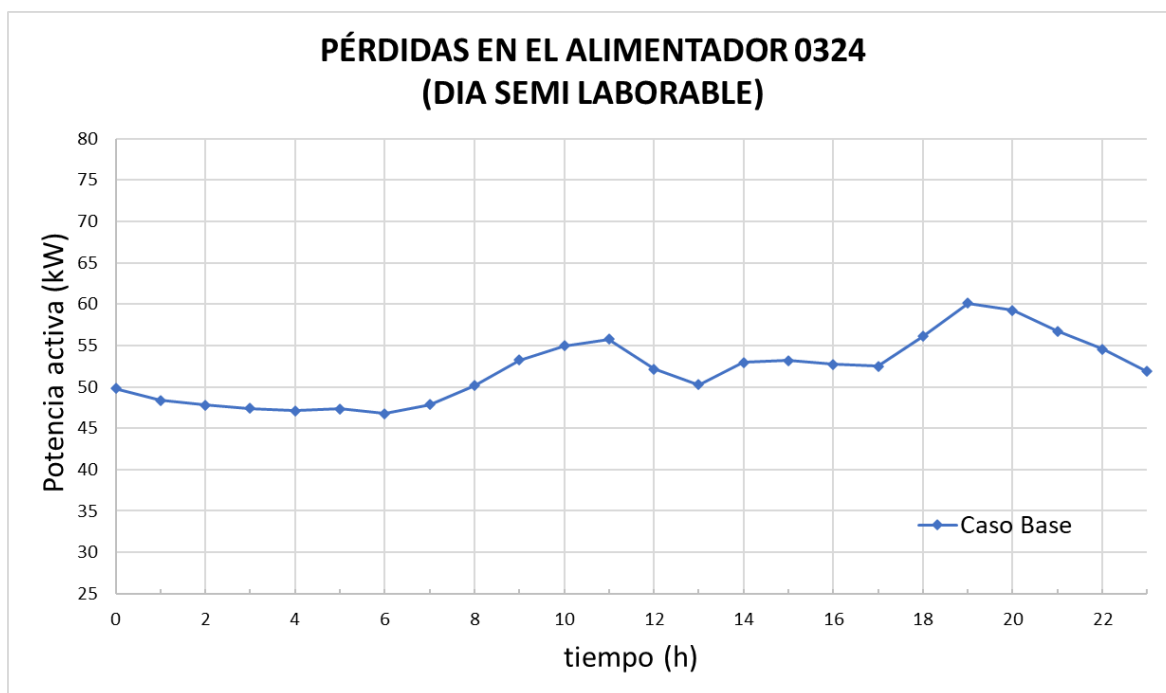


Fig. 28 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para el Escenario 2.

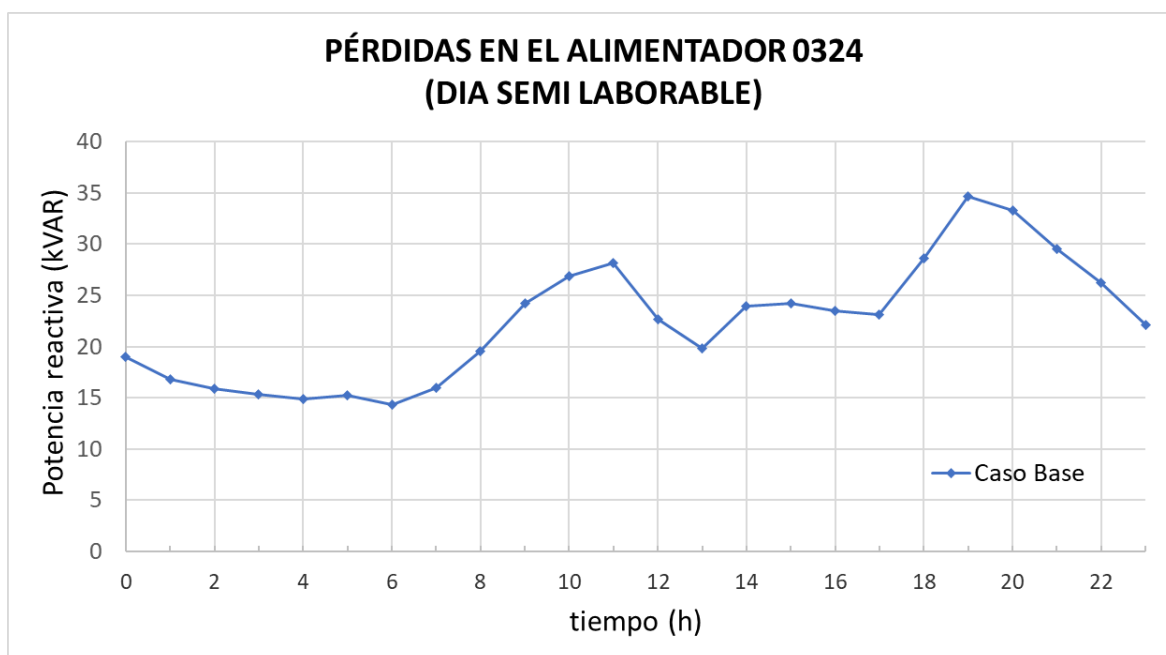


Fig. 29 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para el Escenario 2

4.1.2 Escenarios con vehículo KIA SOUL EV

Para el vehículo KIA SOUL EV se realizarán 4 escenarios de estudio como se muestra a continuación:



Día laborable:

Escenario 3-4: Sin gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

Escenario 5-6: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

En el transformador de distribución #6452 de 50kVA de potencia (ver Fig. 30), se observa que al introducir 3 y 6 EVs para los escenarios de penetración del 10% y 25% respectivamente, el nivel de carga a las 19h00 disminuye al 42,80% y 31,86% respectivamente.

Por una parte al realizar la carga normal, con un 10% de EVs, el transformador tiene un nivel de carga de 87,66% a las 22h00 y 75,72% a las 00h00. Para las mismas horas pero con un 25% de EVs, el transformador #6452 se encuentra sobrecargado con niveles de 121,10% y 108,70% respectivamente. Por otra parte la carga inteligente resulta ser un gran alivio para el transformador de distribución debido a que su nivel de carga pasa a tener su máximo valor a las 00h00 de 80,86% y 62,53% para niveles de penetración de EVs del 25% y 10% respectivamente. Por tanto para las 00h00 realizar una carga inteligente con un 25% de EVs incrementa el nivel de carga del transformador en 5.14% respecto a una carga normal con un 10% de EVs (75,72%).

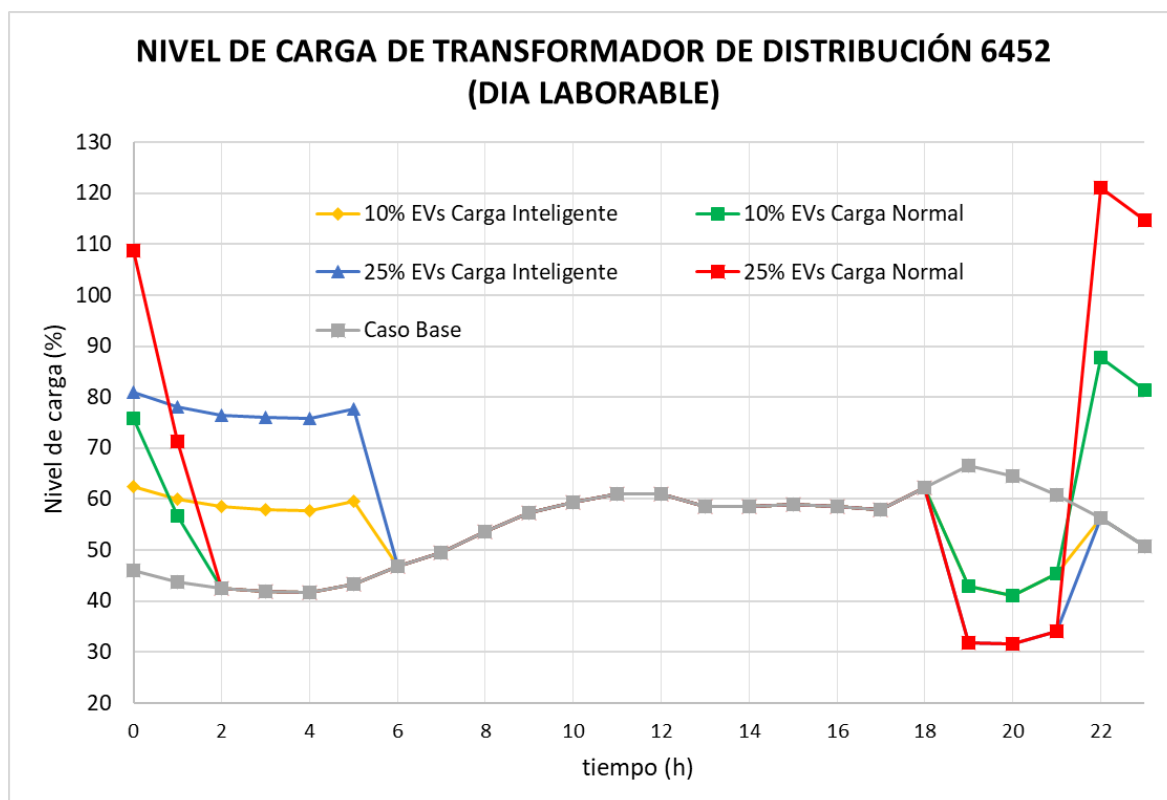


Fig. 30 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios 1, 3-6.

En la Fig. 31 se observa que al momento de realizar V2G (19h00-22h00) y al introducir 56 EVs (10%) se elimina el pico de demanda de todo el alimentador 0324 y se mantiene por valores inferiores a la demanda de las 18h00 (2646,97 kW). Por otra parte, una penetración de 137 EVs (25%), provoca un mínimo de demanda de potencia activa para el alimentador 0324 a las 20h00 (20119, 96 kW) y no a las 21h00 donde la demanda base es menor, esto debido a que el vehículo KIA SOUL EV bajo los criterios establecidos para este estudio puede entregar energía a la red únicamente por 2h38 min.

A su vez, se observa que sin una estrategia de carga y únicamente introduciendo un 25% de EVs en la zona de estudio asignada, la demanda a las 22h00 supera la demanda pico para el caso base, mientras que la carga inteligente mantiene valores de potencia activa alrededor de los 2MW para todo el alimentador, muy inferior a su pico en el caso base de 2907,92 kW.

En la Fig. 32 a pesar de que el EV este modelado como una carga o fuente de potencia activa, se observa que la demanda de potencia reactiva del alimentador se mantiene con ligeras variaciones respecto al caso base, esto se debe a que los equipos de la red, y la red misma necesita de reactivos para funcionar, y manejar mayor o menor potencia activa.

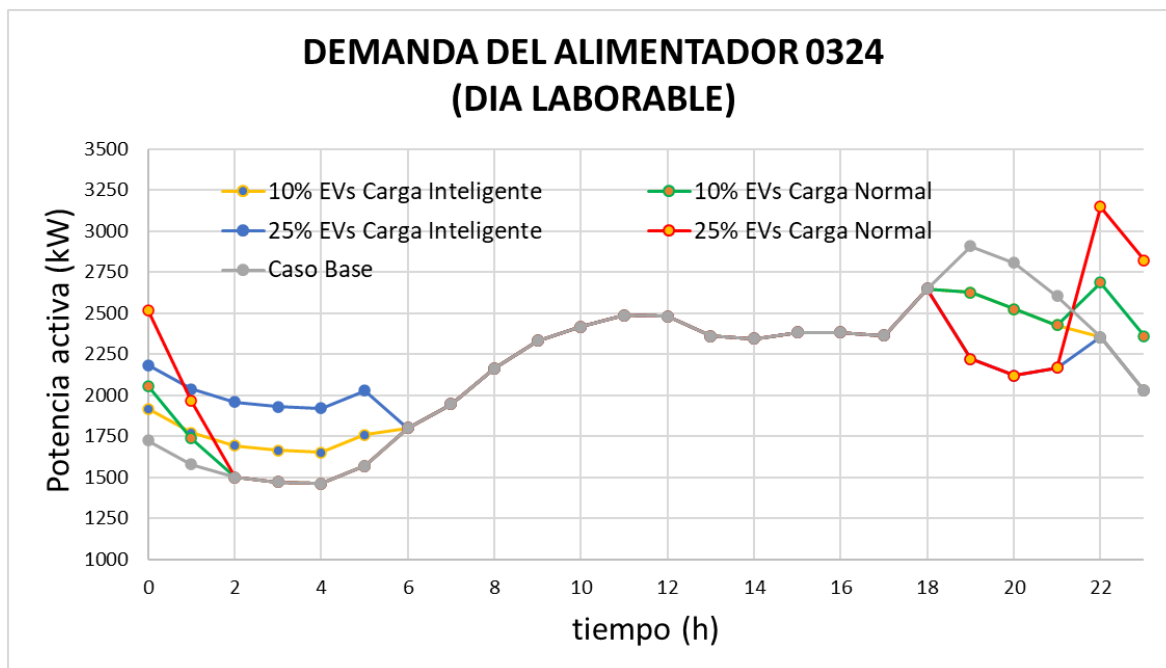


Fig. 31 Demanda activa en el alimentador 0324 para los Escenarios; 1, 3-6.

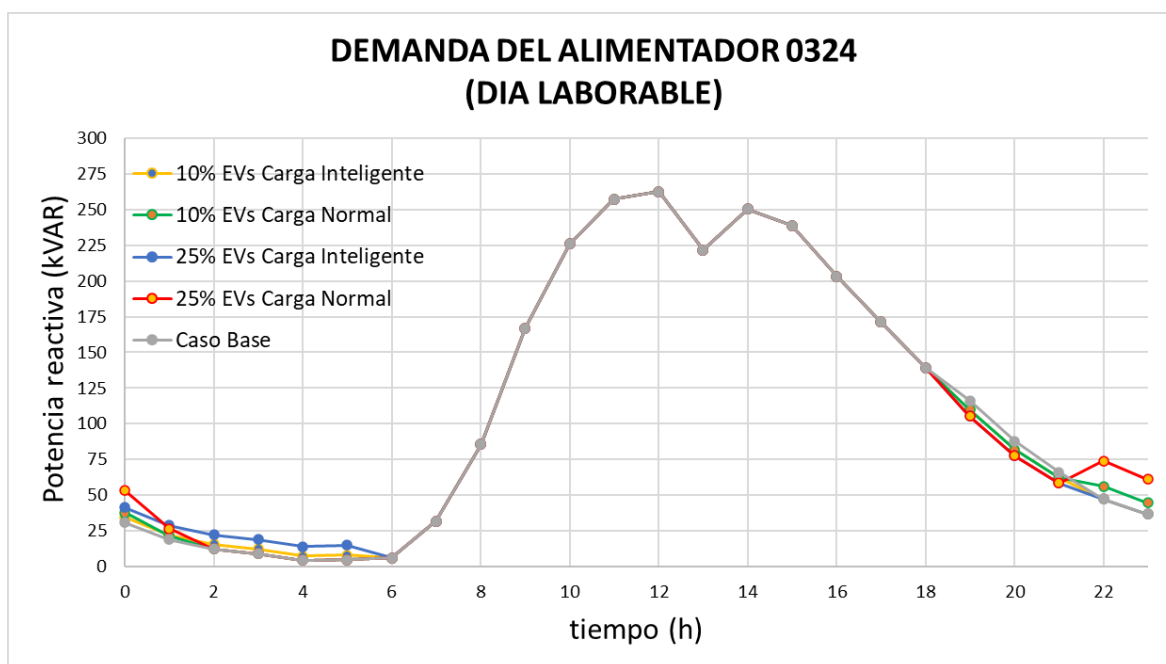


Fig. 32 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6.

En la Fig. 33 y Fig. 34 se presenta los resultados de las pérdidas de potencia activa y reactiva para el alimentador 0324, como era de esperarse las pérdidas disminuyen en los periodos de V2G, mientras que en las horas de carga las pérdidas aumentan, ambos de forma directamente proporcional al nivel de penetración de EVs. En cuanto a las pérdidas de potencia activa, con el 25% de EVs con carga normal a las 19h00 las pérdidas disminuyen alrededor del 10%

respecto al caso base y esto se mantiene durante las horas de V2G, sin embargo, a partir de las 22h00 las pérdidas incrementan alrededor del 30%. En cuanto a las pérdidas reactivas, en el periodo de V2G disminuyen 25%, y en las horas de carga tienen un gran incremento de 90%. En los escenarios con 10% de penetración las pérdidas activas y reactivas incrementan o disminuyen (según la hora del día) a la misma razón.

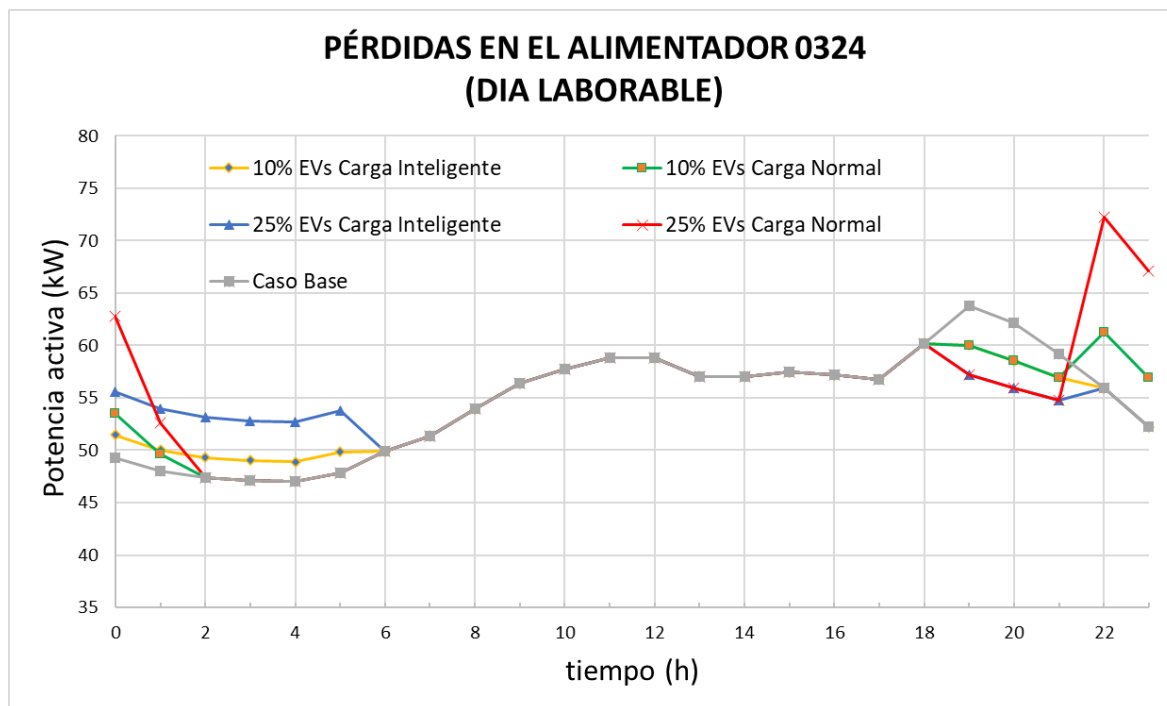


Fig. 33 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6.

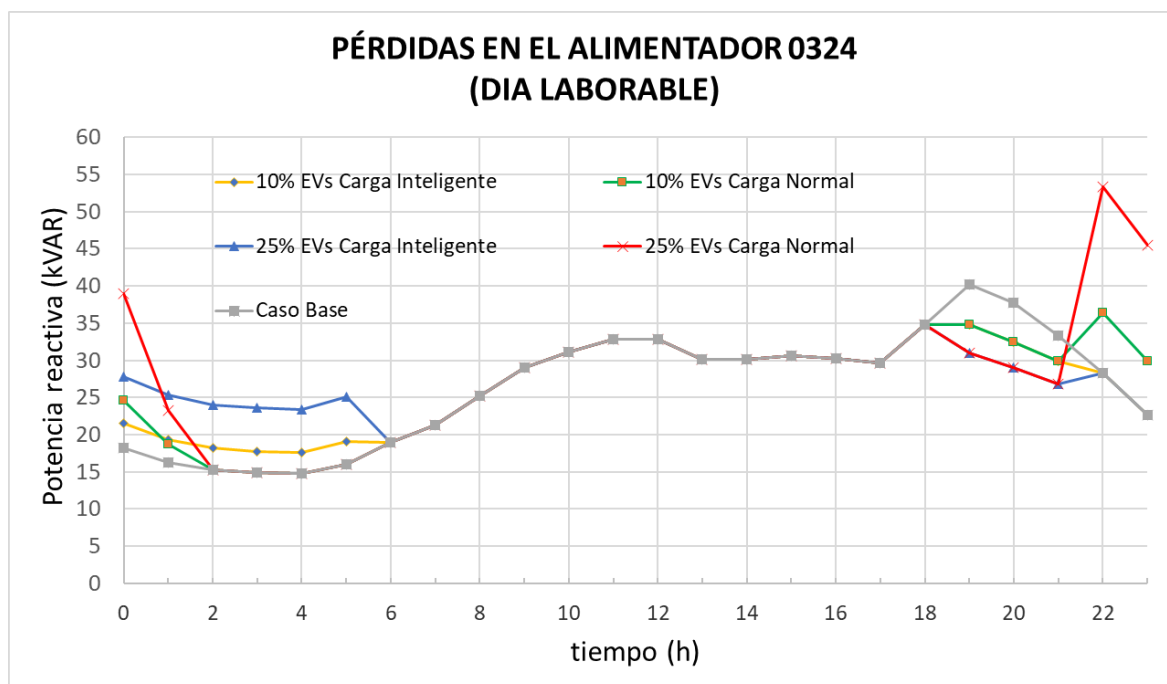


Fig. 34 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6.

En la Fig. 35 se muestran los perfiles de tensión para el caso base, con 10% y 25% de penetración de EVs para las 19h00, en este periodo de tiempo los EVs se encuentran proporcionando energía a la red, por lo que se observa un ligero aumento de las tensiones, siendo mayor el incremento para el 25% de penetración e inferior para el 10%. De manera análoga en la Fig. 36 los perfiles de tensión para las 00h00 mientras se realiza la carga de los EVs se aprecia que las tensiones disminuyen proporcionalmente a la penetración de EVs. Sin embargo, en ambos casos se mantienen dentro de un rango entre 1,016 p.u y 1,05 p.u.

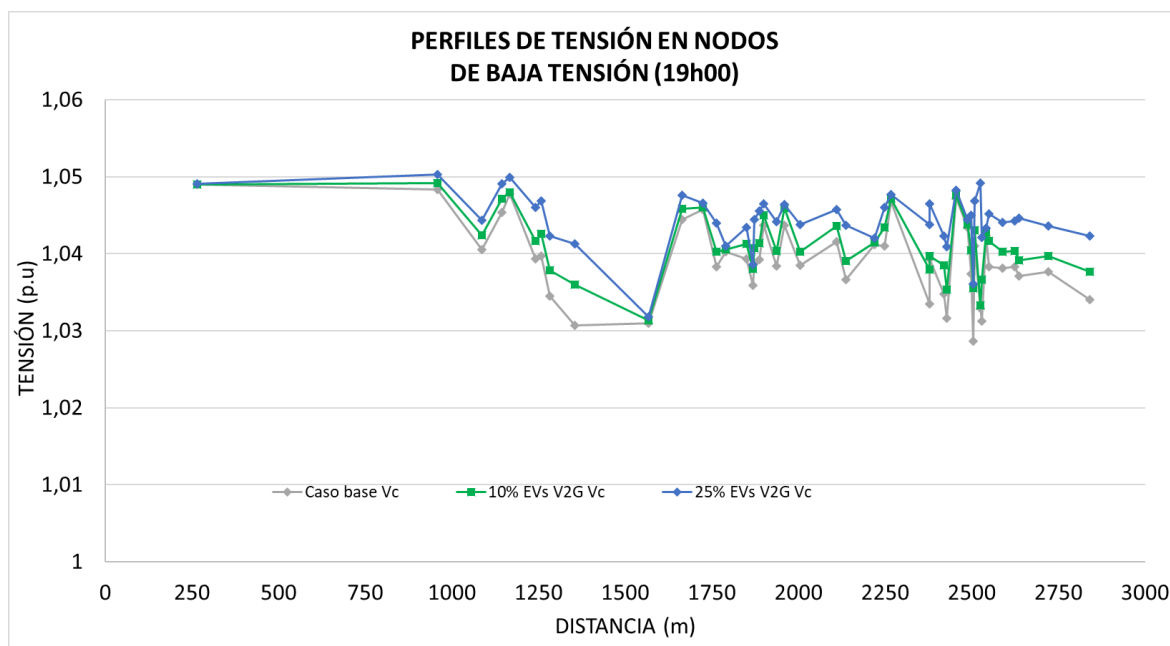


Fig. 35 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6 a las 19h00.

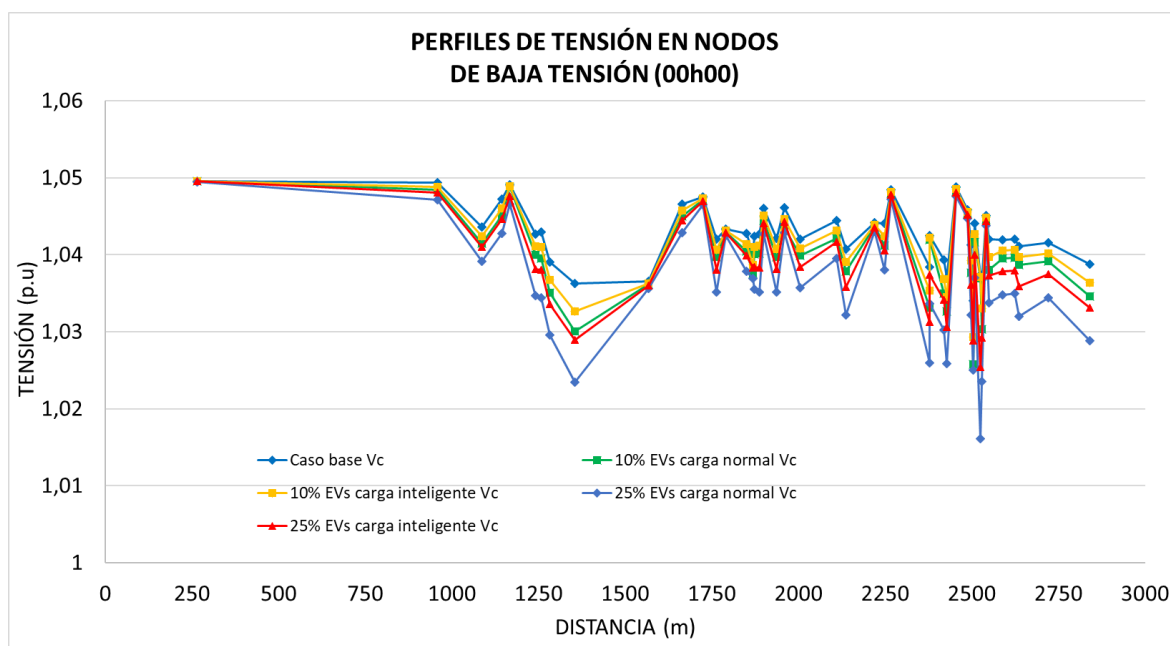


Fig. 36 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 3-6 a las 00h00.

Día semi laborable:

Escenario 7-8: Sin gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

Escenario 9-10: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

El nivel de carga del transformador de distribución #6452 del día semi laborable en todos los escenarios de estudio presentados para el vehículo KIA SOUL EV es similar a los presentados para el escenario del día laborable, sin embargo, a pesar que el día semi laborable tiene una menor demanda que el día laborable, para el caso de una penetración del 25% de EVs sin estrategia de carga, el transformador #6452 aún se encuentra sobrecargado (ver Fig. 37).

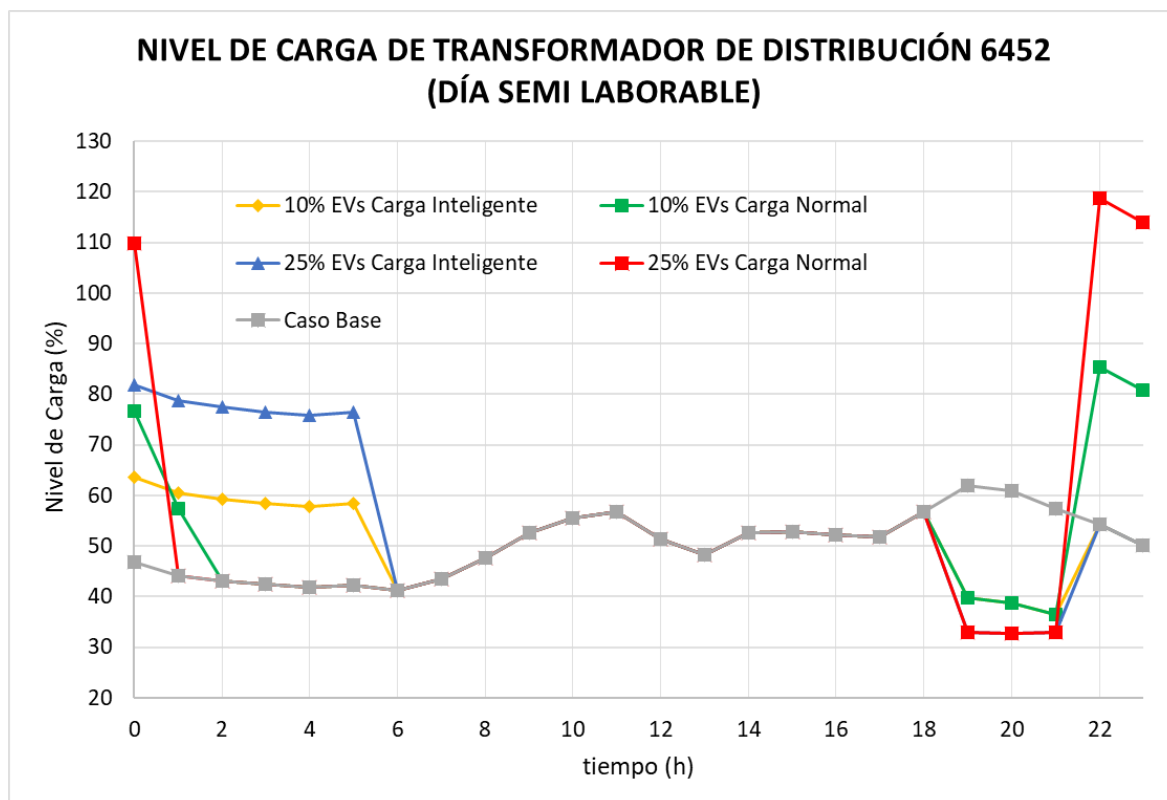


Fig. 37 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios: 2, 7-10.

En la demanda de potencia activa del alimentador 0324 presentada en la Fig. 38 se observa un similar comportamiento al de los casos del día laborable en donde realizar V2G sin duda ayuda a disminuir el pico de demanda presentado a las 19h00 mientras que para el peor de los escenarios (25% EVs Carga Normal), a pesar de demandar una potencia de 3026,06 kW no representa un valor excesivo en comparación a la demanda pico del caso base.

Al igual que el caso del día laborable, la demanda de potencia reactiva mostrada en la Fig. 39 para los distintos escenarios de carga y niveles de penetración de EVs, aumenta ligeramente en momentos de carga de los EV y disminuye cuando los EVs realizan V2G.

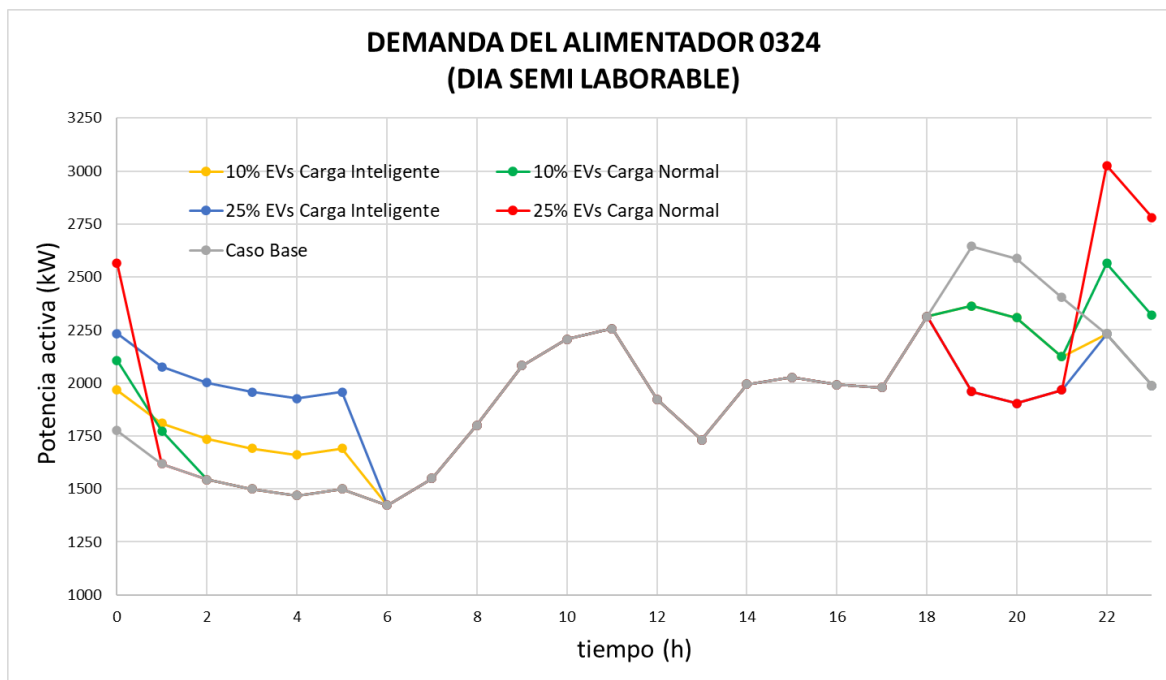


Fig. 38 Demanda activa en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.

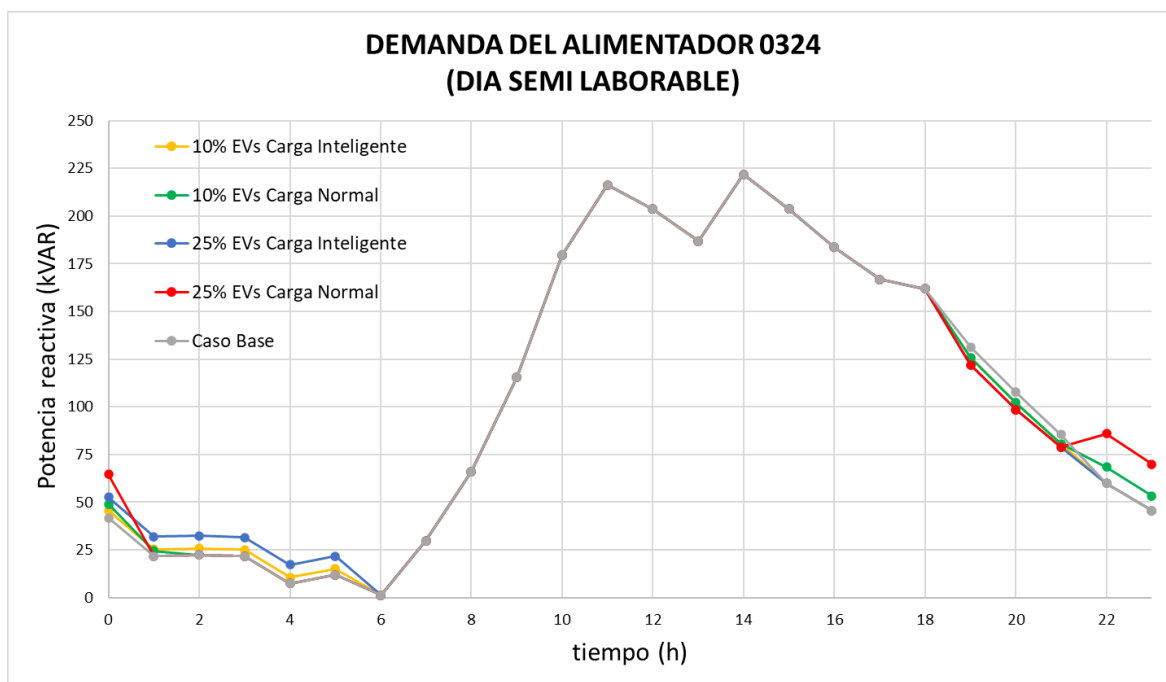


Fig. 39 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.

Las pérdidas activas y reactivas del alimentador 0324 se muestran en las Fig. 40 y Fig. 41. En comparación con los resultados obtenidos para un día laborable no existen cambios significativos, es decir tienen el mismo comportamiento y se presentan una leve reducción en las pérdidas, esto tiene congruencia con la disminución de la demanda respecto al día laborable.

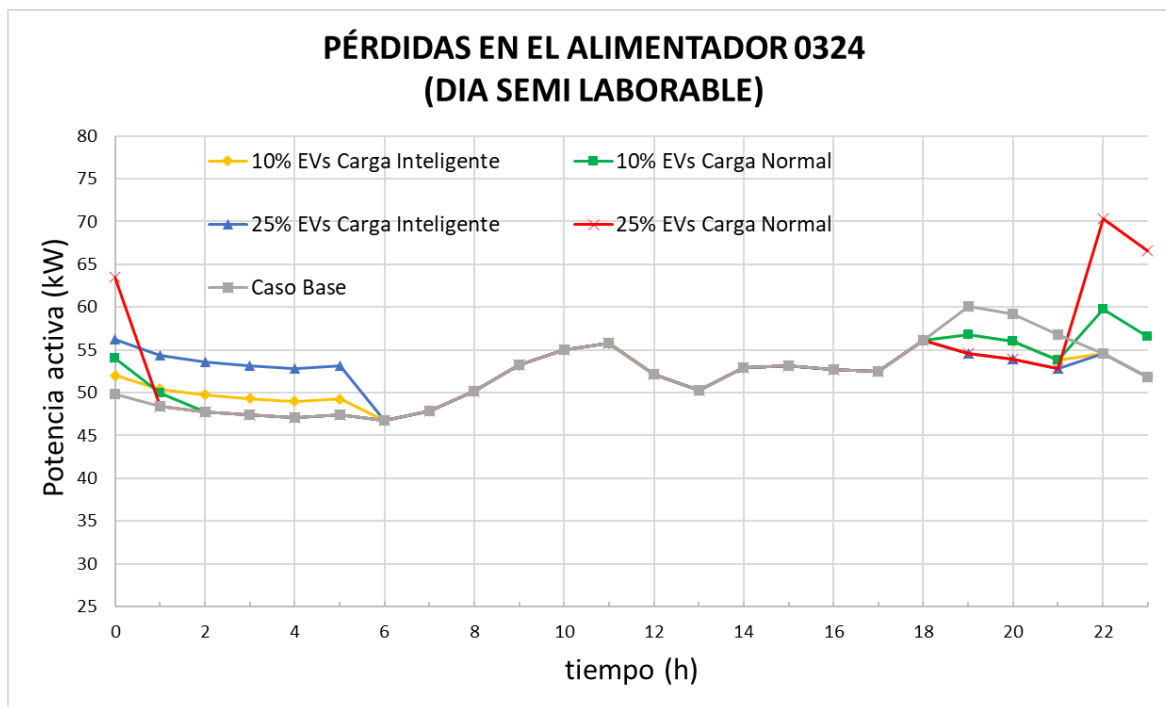


Fig. 40 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.

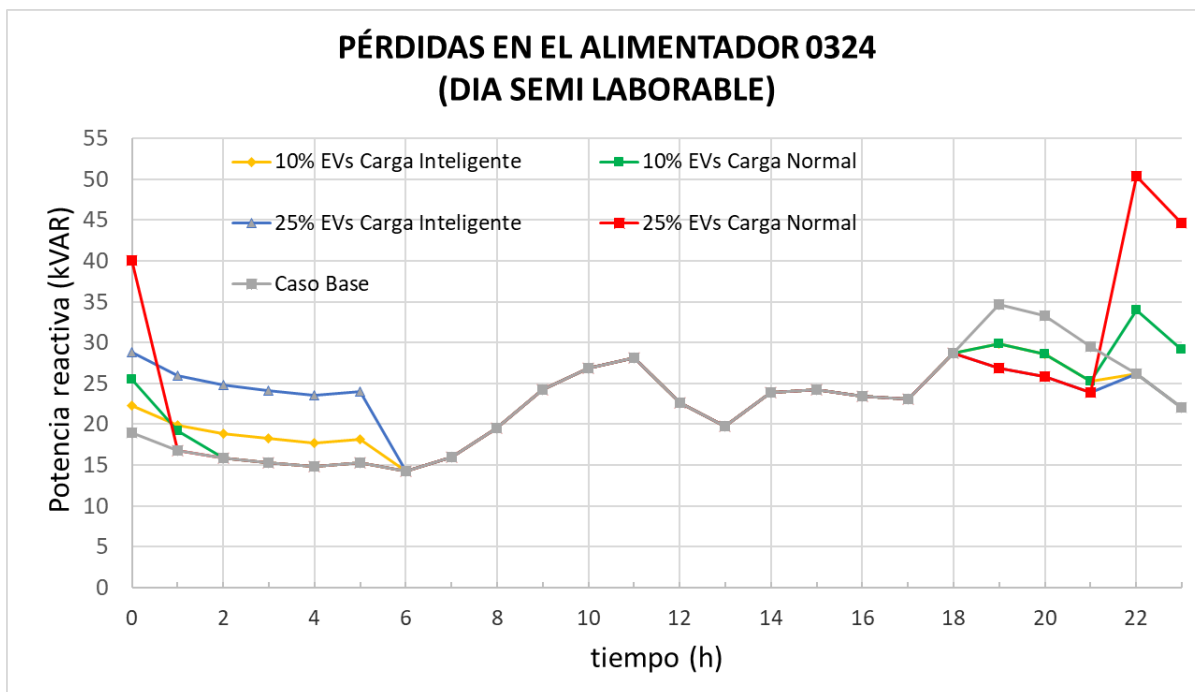


Fig. 41 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 7-10.

4.1.3 Escenarios con el vehículo BYD e5

Para el vehículo BYD e5 se realizarán 2 escenarios de estudio como se muestra a continuación:

Día laborable:

Escenario 11-12: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

El nivel de carga del transformador #6452 se presenta en la Fig. 42 en donde se observa que al realizar V2G desde las 18h00 contribuye a reducir el nivel de carga considerablemente para las horas pico, sin embargo, esto hace que el vehículo BYD e5 necesite una mayor potencia de carga en comparación al KIA SOUL EV y a pesar de la gestión de carga inteligente que se realice, el nivel de carga del transformador en horas de la madrugada aumenta aproximadamente en un 15% respecto al vehículo KIA SOUL EV.

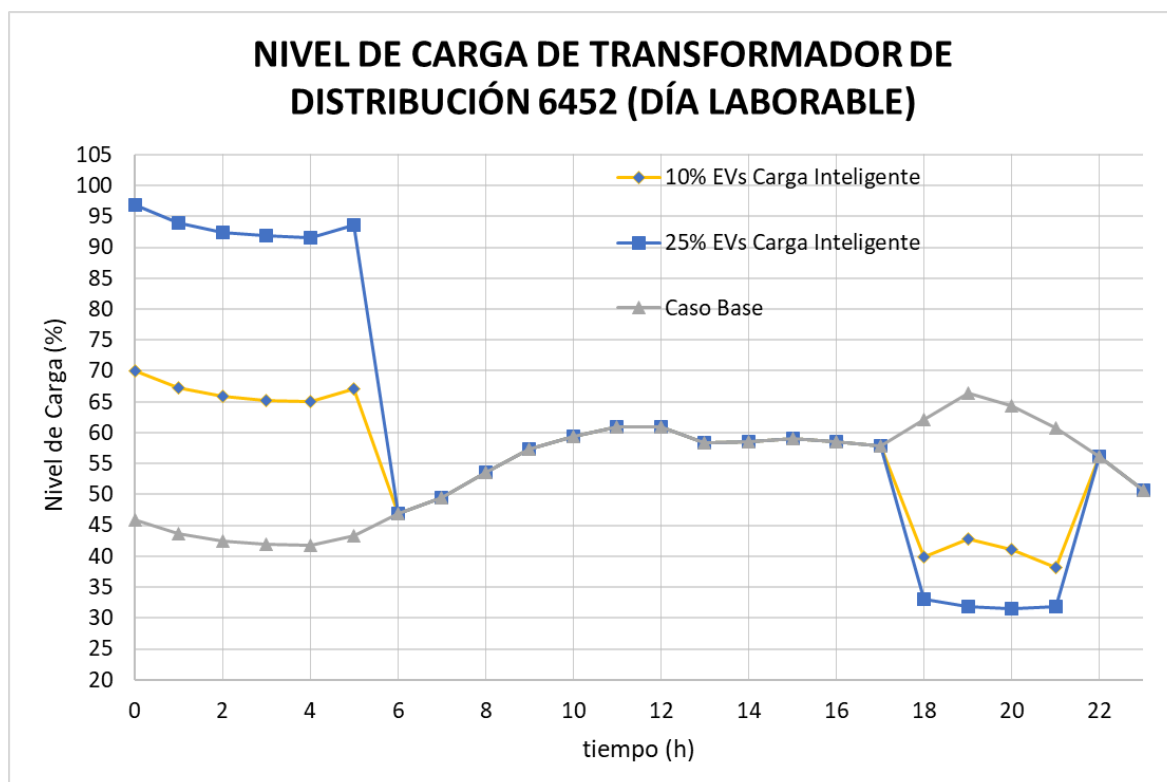


Fig. 42 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios: 1, 11-12.

La Fig. 43 muestra para el escenario del 10% de EVs la demanda pico se reduce a 2626,52 kW respecto al caso base, mientras que en el escenario de un 25% de EVs se reduce el pico de demanda a 2222,08 kW la carga inteligente para este escenario no supera la demanda base de las 11h00 (248778 kW), convirtiéndose en el mejor de los escenarios presentados para el alimentador 0324.

La demanda de potencia reactiva mostrada en la Fig. 44 sigue un comportamiento semejante que el presentado para los mismos niveles de penetración y estrategia de carga que el vehículo KIA SOUL EV.

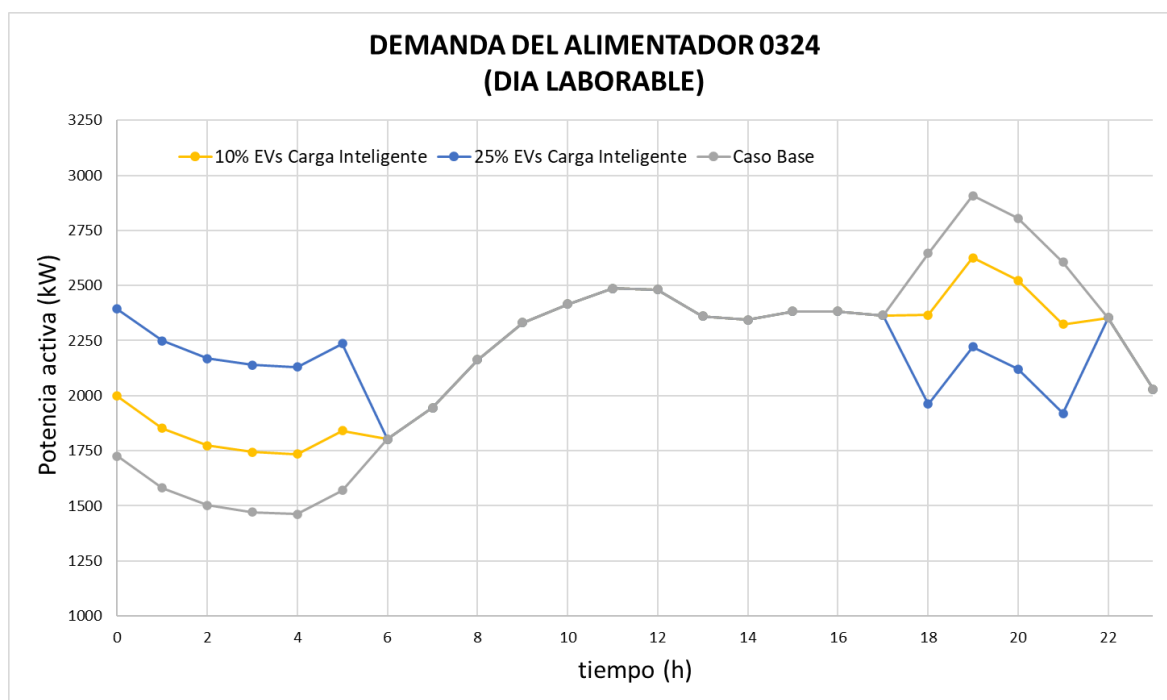


Fig. 43 Demanda activa en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.

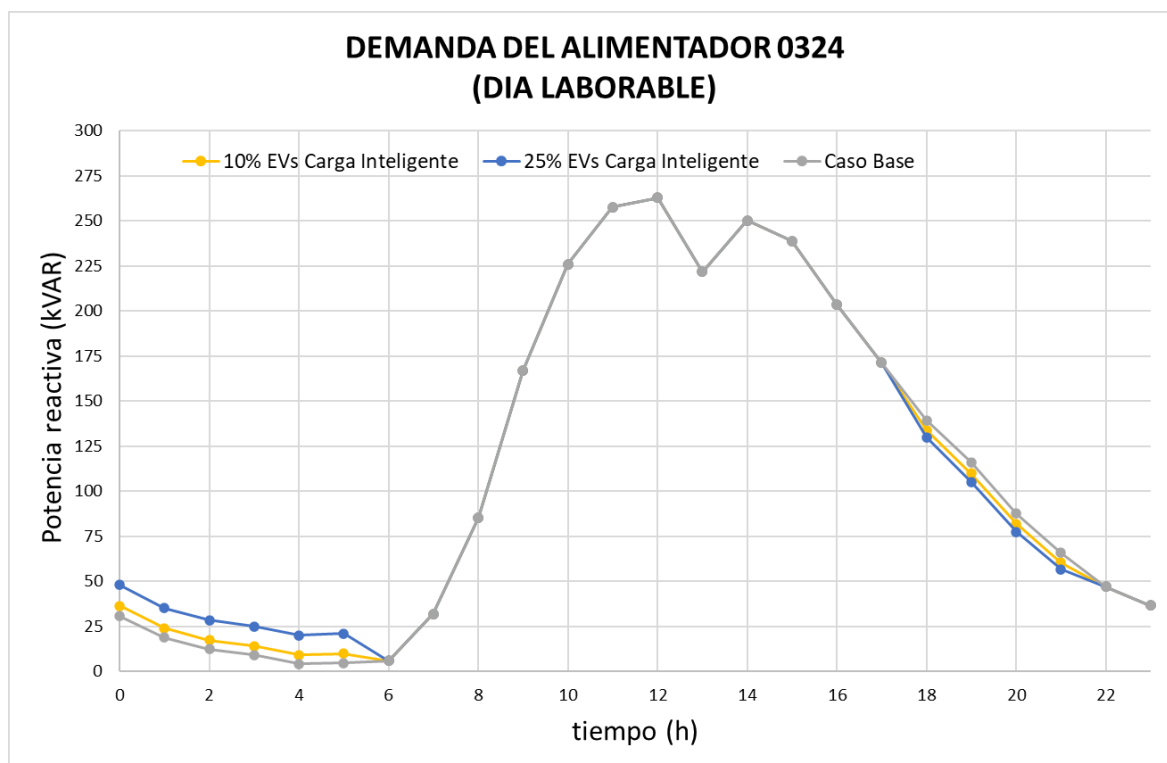


Fig. 44 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.

Las Fig. 45 y Fig. 46 muestran que como consecuencia de incrementar la demanda en las horas de carga respecto al vehículo KIA SOUL EV se incrementa también las pérdidas durante las horas de carga, mientras que las 4 horas completas de V2G ayudan a disminuir notablemente las pérdidas.

En cuanto a las pérdidas activas, con el 25% de EVs, se presenta una reducción del 10% respecto al caso base, con la diferencia que esta reducción se produce durante las 4h de V2G mientras que con el modelo KIA SOUL EV se reduce durante 3h, por otro lado, en las horas de carga, las pérdidas activas se incrementan 20% respecto al caso base, lo cual es superior a lo obtenido con el modelo KIA que incrementó 10%. En cuanto a las pérdidas reactivas, con el 25% de EVs, durante V2G se reduce 25% las pérdidas, pero incrementan 94% durante las horas de carga, mientras que con el modelo KIA se incrementó un 55% en horas de carga.

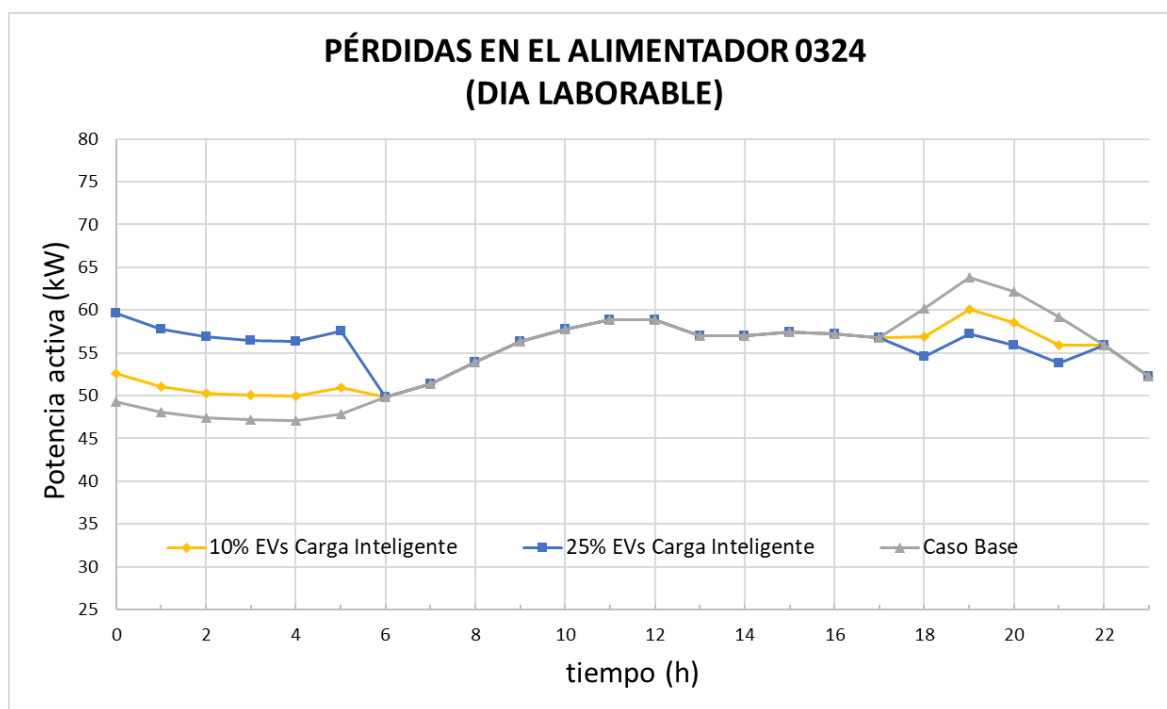


Fig. 45 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.

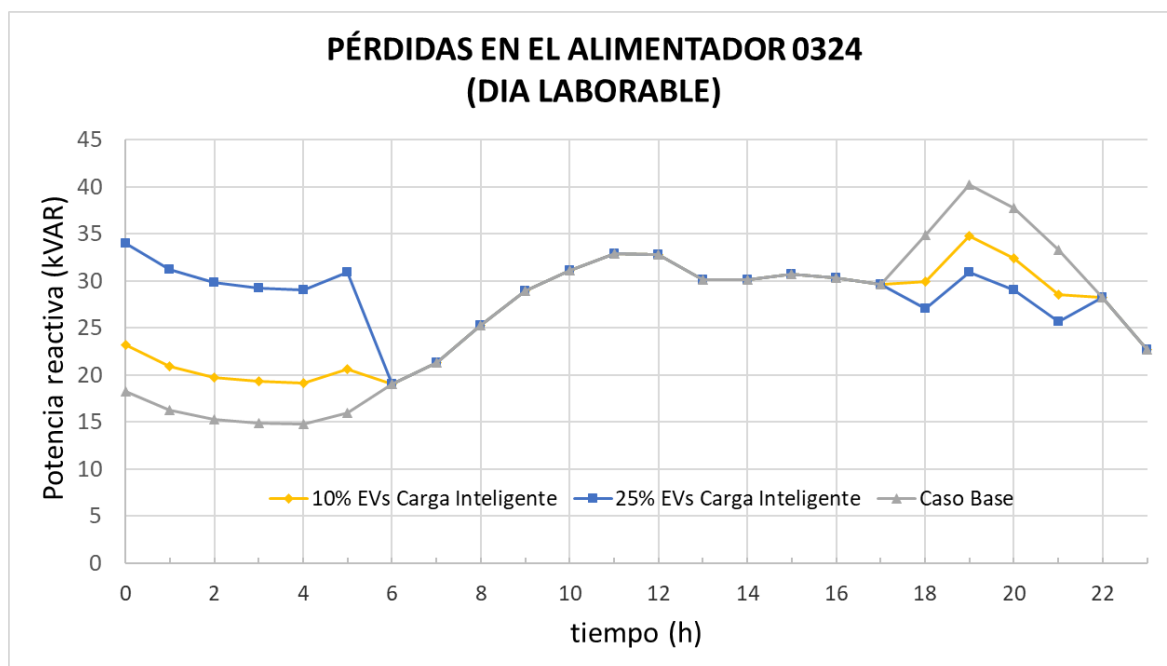


Fig. 46 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12.

Los perfiles de tensión considerando vehículos BYD e5 se muestran en la Fig. 47 para las 19h00, donde se puede observar que contribuyen a mejorar las tensiones de forma similar a la realizada en escenarios anteriores con el modelo KIA SOUL EV, mientras que en la Fig. 48 para las 00h00 los perfiles de tensión disminuyeron respecto al caso base, pero en menor grado respecto a la carga inteligente del KIA SOUL EV, ya que se ha planteado que el BYD se cargue en mayor periodo, pero a menor potencia, es decir que la carga lenta tiene menor efecto en los perfiles de tensión.

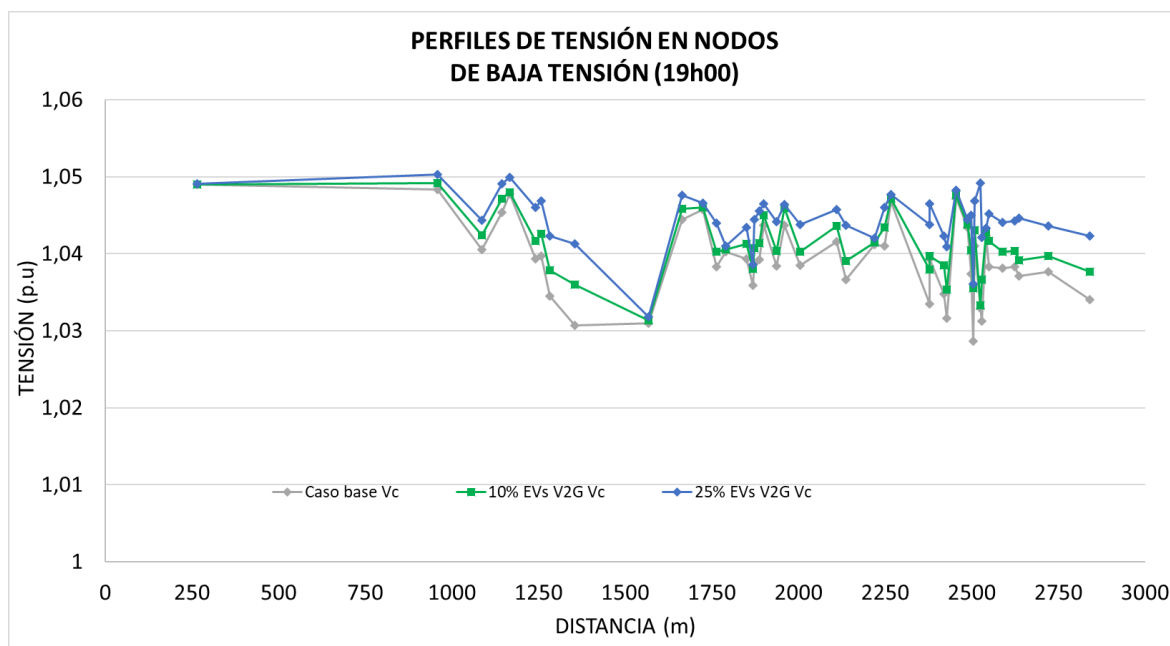


Fig. 47 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12 a las 19h00.

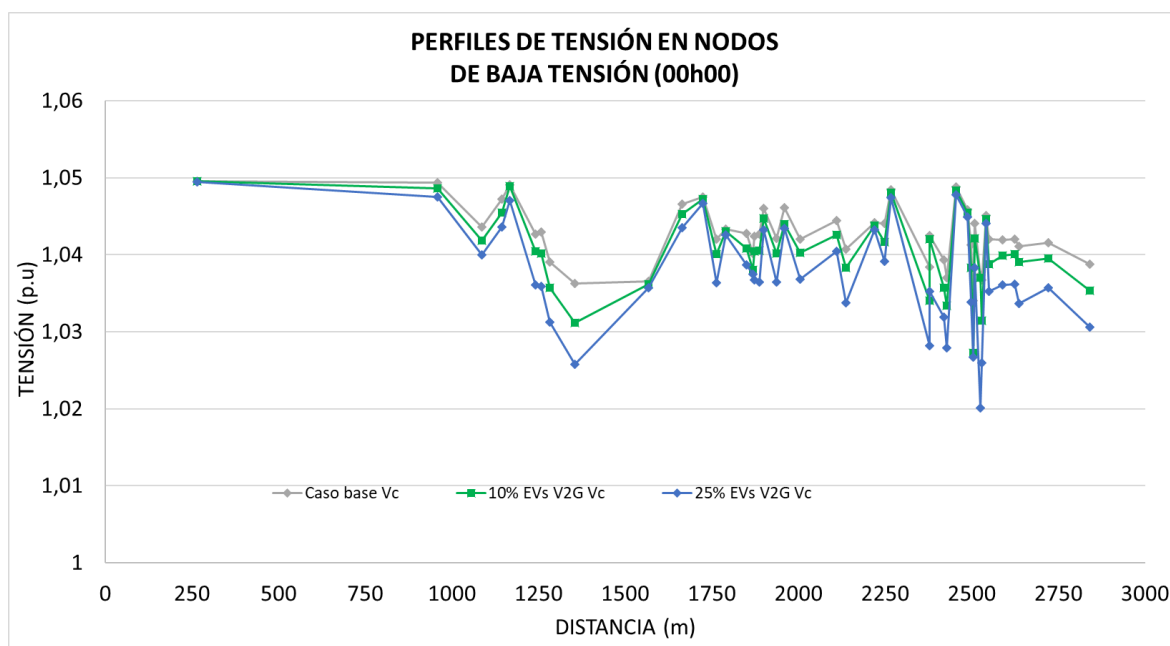


Fig. 48 Perfiles de tensión en el alimentador 0324 para los Escenarios: 1, 11-12 a las 00h00.

Día semi laborable:

Escenario 13-14: Con gestión de carga con penetración de 10% y 25% de EVs.

Como se puede observar en la Fig. 49, el máximo nivel de carga alcanzado se da a las 00h00 con alrededor de 98% mientras se realiza el proceso de carga del EV, duplicando el nivel de

carga respecto al caso base, mientras que el mínimo valor se da a las 20h00 con 33% cuando se realiza V2G, es decir reduce a la mitad del nivel de carga comparado al caso base.

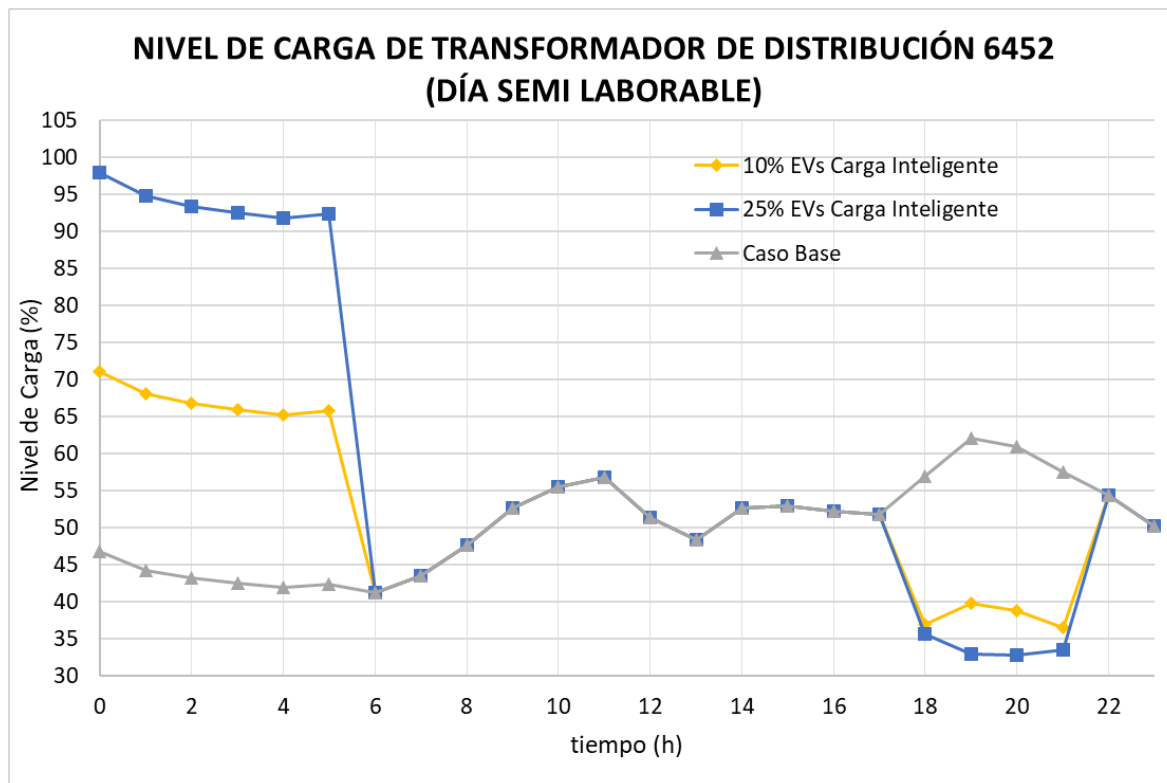


Fig. 49 Nivel de carga del transformador 6452 para los Escenarios: 2, 13-14.

La curva de demanda tanto activa como reactiva presentadas en las Fig. 50 y Fig. 51, no presentan mayor variación respecto a la de un día laborable. Se observa que la carga de EVs con 25% de penetración alcanza los 2500kW y no supera la demanda pico en el caso base que tiene un valor de 2645 kW, mientras que en las horas de V2G se logra una demanda mínima de 1625 kW (18h00), la cual sigue siendo mayor que la demanda mínima para el caso base (1423kW a las 06h00).

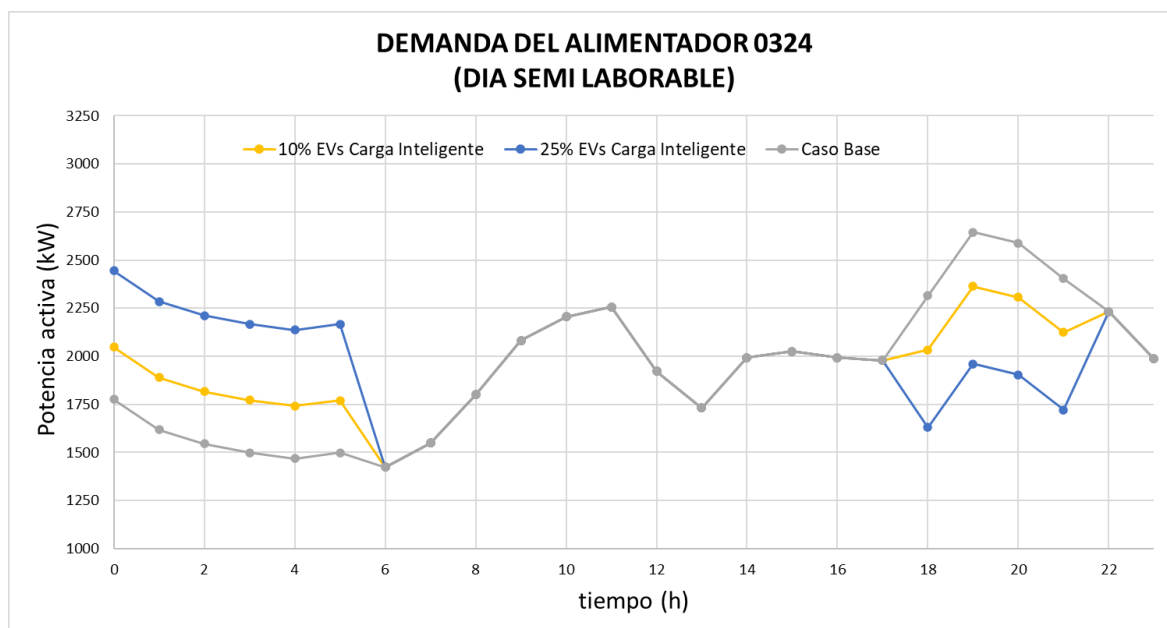


Fig. 50 Demanda activa en el alimentador 0324 Escenarios: 2, 13-14.

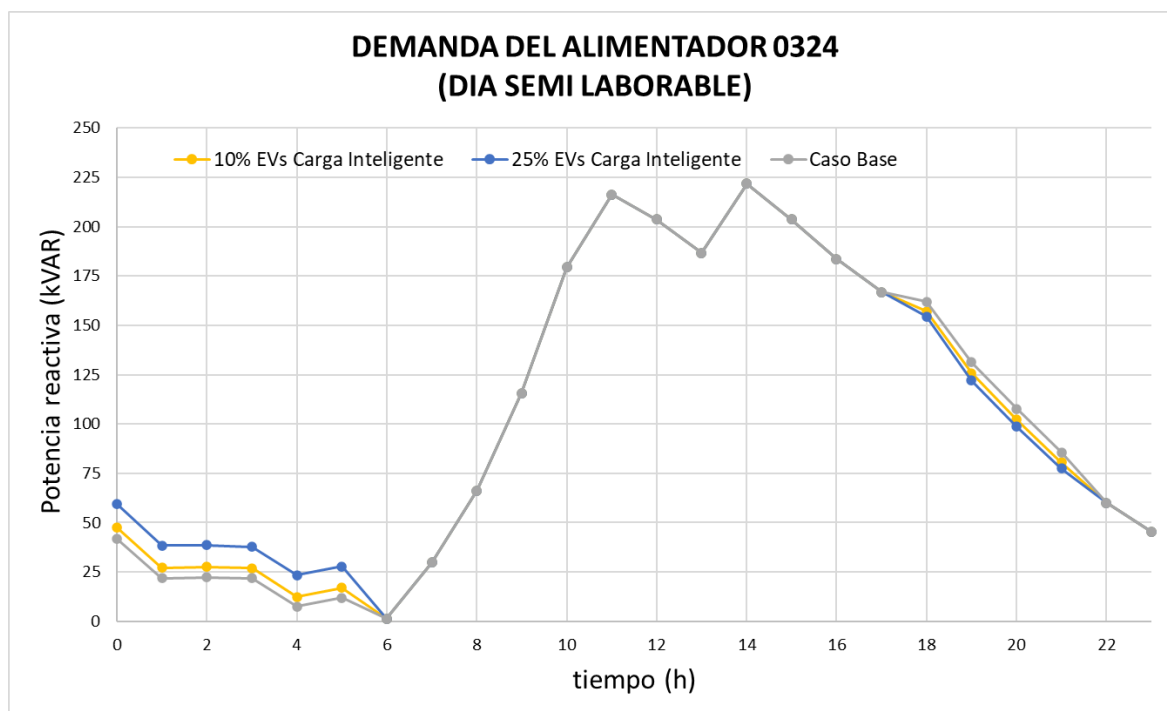


Fig. 51 Demanda reactiva en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2, 13-14

En cuanto a las pérdidas activas y reactivas presentadas en un día semi laborable con 10% y 25% de penetración (ver Fig. 52 y Fig. 53) se puede destacar que, poseen el mismo comportamiento que en un día laborable. Al realizar la carga de los EVs se observa un crecimiento de las pérdidas tanto activas como reactivas, las cuales para las 00h00 alcanzan el

mismo valor que las pérdidas en el caso base a las 19h00, esto para el 25% de penetración de EVs, mientras que para el 10% los cambios son leves.

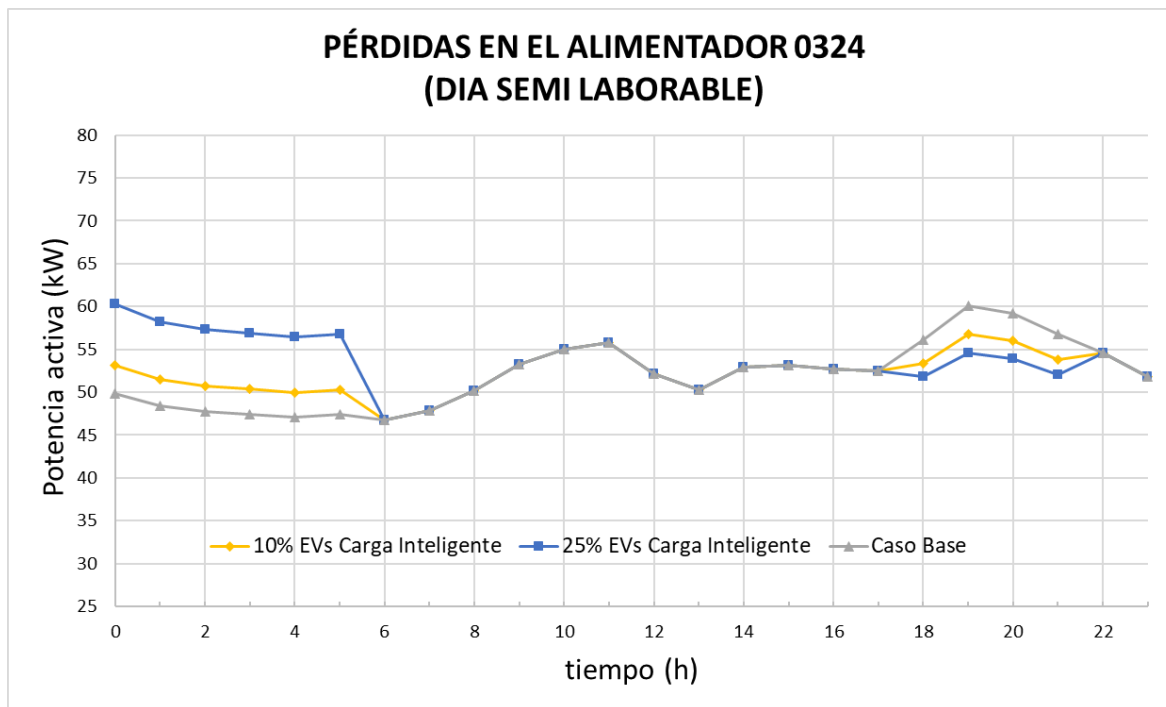


Fig. 52 Pérdidas activas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2,13-14.

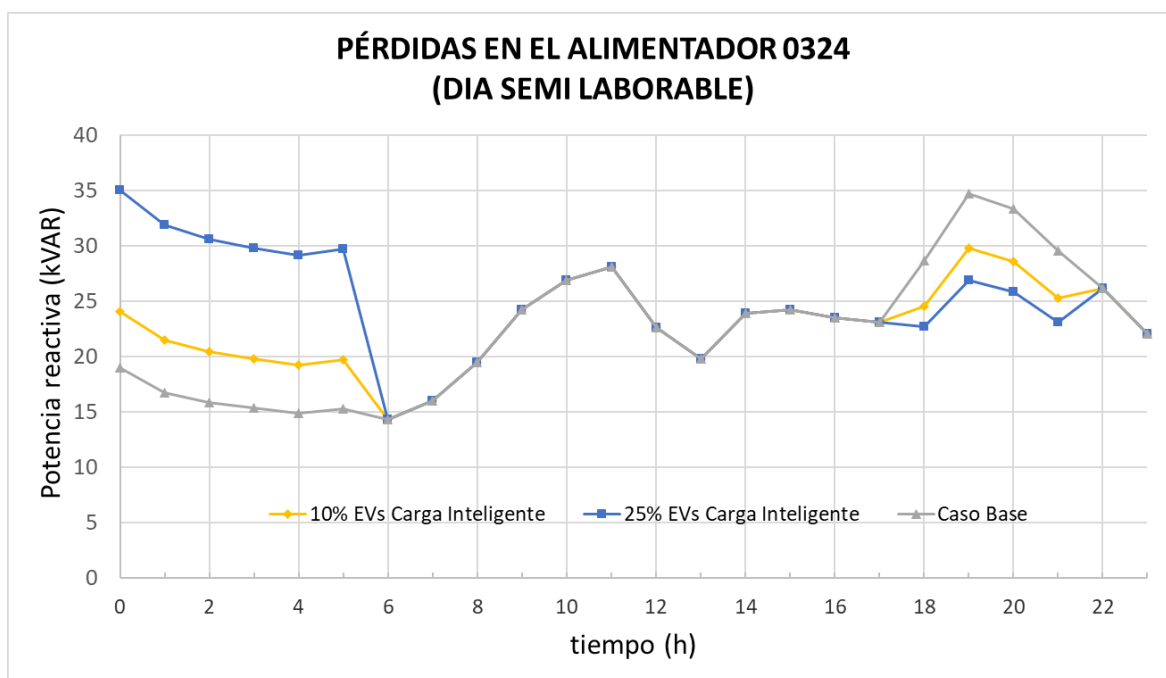


Fig. 53 Pérdidas reactivas en el alimentador 0324 para los Escenarios: 2,13-14.

4.2 Análisis de resultados y discusión.

4.2.1 Análisis del nivel de carga.

4.2.1.1 Transformadores

La Tabla 21 muestra un resumen del nivel de carga de los transformadores de distribución. El transformado de distribución #6452 es el transformador que mayor nivel de carga presenta de todos los transformadores de distribución en todos los escenarios de estudio realizados.

Introducir un 25% de vehículos tipo KIA SOUL EV sin gestión de carga produce una sobrecarga en 4 de los 42 transformadores de distribución analizados tanto para el día laborable como para el semi laborable, los transformadores sobrecargados se denominan 8752, 6410, 6390, 6452. Las horas de sobrecarga varía entre 1h a 3h y el máximo nivel de carga presentada es de 121%, con estos antecedentes y basándose en normas internacionales [130], se determina si dichos transformadores pueden funcionar con normalidad sin afectar considerablemente su vida útil. Un resumen de este análisis se encuentra en la Tabla 19 y Tabla 20 para el día laboral y semi laboral respectivamente.

Tabla 19 Transformadores sobrecargados para el Escenario 4.

# TRANSFORMADOR	8752	6410	6390	6452
Cant. Horas de sobrecarga	2	1	3	3
Nivel de carga (%)	110	105	117	121
Nivel de carga previa prom. (%)	45	49	48	51
Nivel de carga previa a sobrecarga (%)	26,0	31,9	30,3	34,1
Sobrecarga permitida (%)	145	170	133	133
Requiere repotenciar	NO	NO	NO	NO

Tabla 20 Transformadores sobrecargados para el Escenario 8.

# TRANSFORMADOR	8752	6410	6390	6452
Horas de sobrecarga	3	1	3	3
Nivel de carga (%)	108	103	115	119
Nivel de carga previa prom. (%)	38,3	44,3	43,0	46,5
Nivel de carga previa a sobrecarga (%)	26	31	30	33
Sobrecarga permitida (%)	133	170	133	133
Requiere repotenciar	NO	NO	NO	NO



Por otra parte, analizando la Tabla 21, una penetración del 25% de EVs con una adecuada gestión de carga provoca la desaparición de sobrecargas en todos transformadores de distribución, en donde para ambos tipos de EVs estudiados, las máximas sobrecargas que se producen son a las 00h00 donde es ligeramente superior en días semi laborables frente al escenario de días laborables. Este mayor nivel de carga en días semi laborables frente a laborables tiene su razón de ser en que a pesar de ser un alimentador con una fuerte carga residencial (84,57%) la demanda de potencia a las 00h00 del día semi laboral es ligeramente superior a la demanda del día laboral para esa misma hora.

En el nivel de penetración del 10% sin gestión de carga se observa que para el vehículo KIA SOUL EV existe un aumento en el nivel de carga máxima de los transformadores de distribución, pero ninguno llega a cargarse ninguno llega a sobrecargarse.

En cuanto a la penetración del 10% de EVs con carga inteligente del vehículo KIA SOUL EV es importante destacar que está estrechamente ligado con los objetivos de V2G. Para el transformador #6452, el máximo nivel de carga en el caso base se produce en hora de demanda pico (19h00) con 66,47% para el día laboral y 62,05% para el día semi laboral a la misma hora, mientras que en la carga inteligente el máximo nivel de carga se produce a las 00h00 con un valor de 62,53% en el día laboral y 63,53% en el día semi laborable. Por tanto, en el escenario del día laboral, V2G logra su cometido reduciendo el nivel de carga del transformador en la hora pico y a la vez sin producir nivel de carga mayor al de la hora pico en el caso base en cualquiera de las otras horas, mientras que para el escenario del día semi laboral con el vehículo KIA SOUL EV y el resto de escenarios del vehículo BYD e5 con un 10% de EVs se observa un incremento en el máximo nivel de carga el transformador de distribución y por tanto no se observa beneficios para los transformadores de distribución. Similar comportamiento tiene el resto de los 41 transformadores distribución analizados en el área de estudio.

Tabla 21 Nivel de carga de los transformadores del área de estudio para los Escenarios: 1-14

No	ESCENARIOS	MAXIMO (%)	MINIMO (%)	PROMEDIO (%)	# DE TRAFOS SOBRECARGADOS
1	CASO BASE/L	66,47	1,44	25,84	0
2	CASO BASE/SL	62,05	1,43	23,92	0
3	KIA/SGC/10%/L	87,66	1,44	26,11	0
4	KIA/SGC/25%/L	121,11	1,44	27,51	4
5	KIA/CGC/ 10%/L	62,53	1,44	25,99	0
6	KIA/CGC/25%/L	80,86	1,44	26,90	0

7	KIA/SGC/10%/SL	85,44	1,43	24,43	0
8	KIA/SGC/25%/SL	118,78	1,43	26,08	4
9	KIA/CGC/10%/SL	63,53	1,43	23,80	0
10	KIA/CGC/25%/SL	81,88	1,43	25,32	0
11	BYD/CGC/10%/L	70,08	1,44	25,84	0
12	BYD/CGC/25%/L	96,84	1,44	28,01	0
13	BYD/CGC/10%/SL	71,09	1,43	24,05	0
14	BYD/CGC/25%/SL	97,87	1,43	26,63	0

Nomenclatura: *modelo EV/gestión de carga/ % penetración/ día*. Donde, L: Día laborable, SL: Día semi laborable, SGC: Sin gestión de carga, CGC: Con gestión de carga.

4.2.1.2 Alimentador

❖ Arranque del alimentador

Al momento de realizar V2G se observa que a las 19h00 con una penetración del 10% de EVs sin importar el tipo, existe una reducción del nivel de carga del alimentador al 26,23% y para la misma hora, pero con una penetración del 25% se reduce 22,08%. En la última hora de V2G (21h00) para un mismo nivel de penetración de EVs, se reduce el nivel de carga en mayor grado con el modelo BYD, ya que inyecta energía durante 4h (a partir de las 18h00), mientras que el modelo KIA únicamente lo hace por 2h 38min (a partir de las 19h00).

Para el vehículo KIA SOUL EV se observa que sin gestión de carga y con un 25% de EVs aumenta el nivel de carga por encima de su valor pico base, sin embargo, este valor representa tan solo el 31,75% de la capacidad nominal del alimentador 0324, mientras que con una penetración del 10% de EVs se tiene un nivel de carga del 26,94%.

Cuando se realiza la gestión de carga, dicha demanda llega a cubrir las horas valle del alimentador 0324 y para el peor de los escenarios utilizando el vehículo BYD e5 con una penetración del 25% de EVs se tiene un nivel de carga del 24,15% a las 00h00, valor que inclusive es inferior al máximo nivel de carga en horas laborables que es del 24,98% a las 11h00. Por tanto, en cuanto al nivel de carga del alimentador 0324 se convierte en el mejor de los escenarios estudiados debido a que disminuye más el nivel de carga en la hora pico (19h00) y no provoca un incremento significativo del nivel de carga en otras horas. Sin embargo, al comparar con la capacidad nominal del alimentador 0324, es poco representativa la introducción de un 25% de EVs.

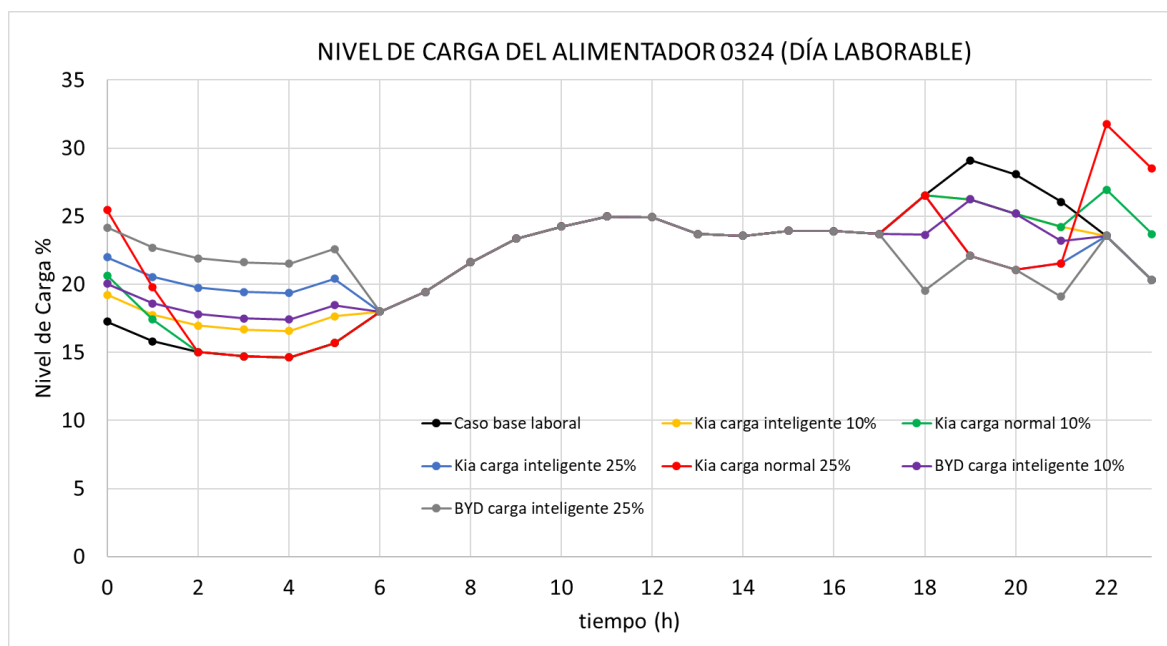


Fig. 54 Nivel de carga del arranque del alimentador 0324 durante 24h.

❖ Nivel de carga del alimentador.

Tomando como referencia los resultados mostrados en el apartado anterior, se puede considerar que el escenario más crítico se da para el 25% de penetración de vehículos KIA SOUL EV, sin gestión de carga a las 22h (Escenario 4), por lo que resulta importante conocer el nivel de carga de la red de media tensión del alimentador en esas condiciones (ver Fig. 56) donde se observa que el ramal principal del alimentador tiene un nivel de carga entre el 20-30%, y los ramales secundarios en su gran mayoría mantienen un nivel de carga entre el 0-5%. Por otro lado, para el caso base (ver Fig. 55) el nivel de carga del tramo principal del alimentador se encuentra entre 10-20% y los ramales secundarios en su mayoría se mantienen entre 0-5%. Lo que indica que el efecto de la carga de EVs en el nivel de carga de las redes de media tensión es muy leve.

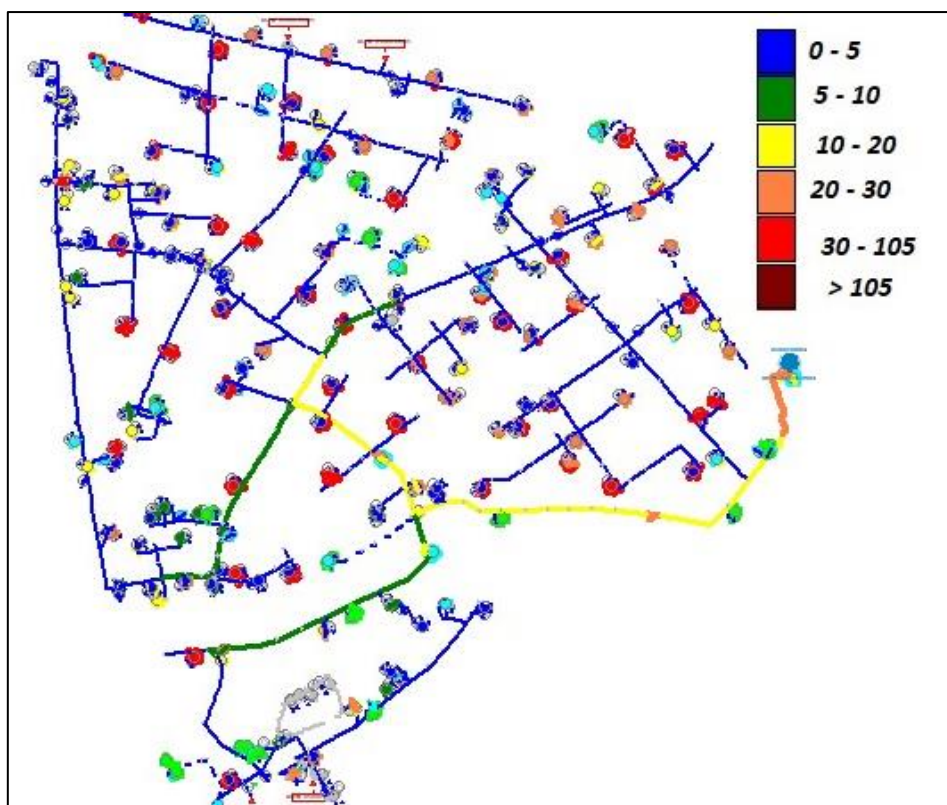


Fig. 55 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 1 a las 22h00.

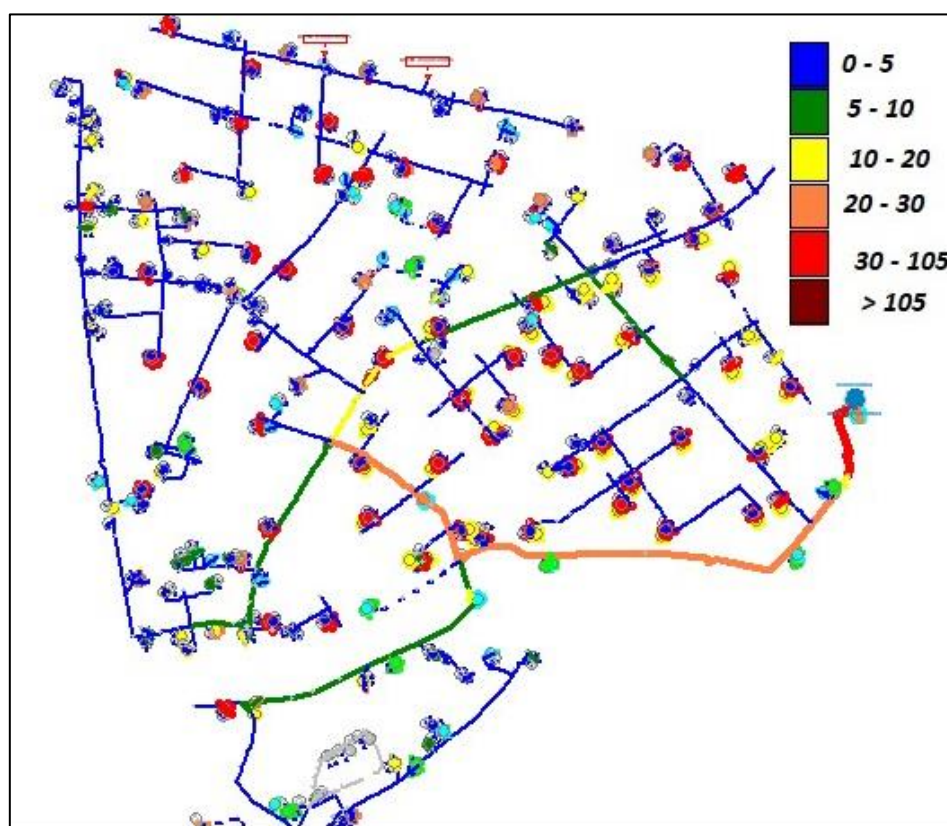


Fig. 56 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 4 a las 22h00.

El nivel de carga del alimentador para los escenarios 1 y 4 se muestran en la Fig. 57 y Fig. 58, respectivamente, para la hora de demanda pico (19h00). Para el caso base (Escenario 1), el ramal principal del alimentador tiene un nivel de carga entre 20-30% y los ramales secundarios se mantiene entre 0-5% en su mayoría, mientras que para el Escenario 4 se reduce el nivel de carga del ramal principal del alimentador, el cual presenta valores entre 10-20% mientras que los ramales secundarios no presentan diferencias significativas. Es decir que el alivio del nivel de carga de las redes de media tensión en las horas de V2G son muy leves.

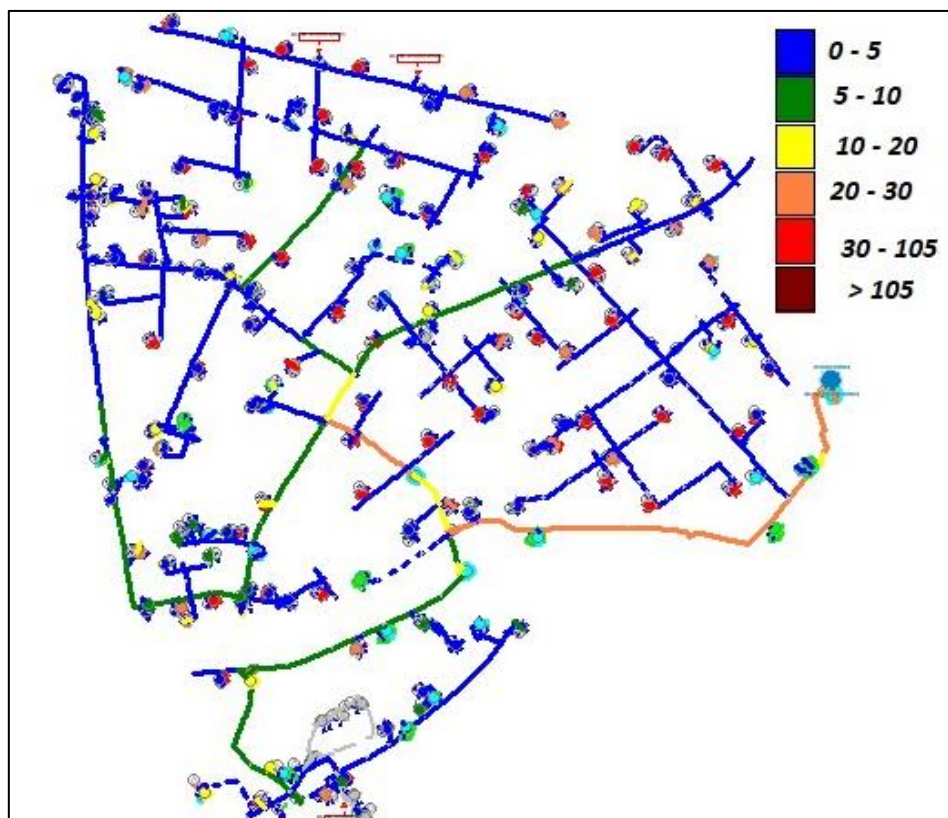


Fig. 57 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 1 a las 19h00.

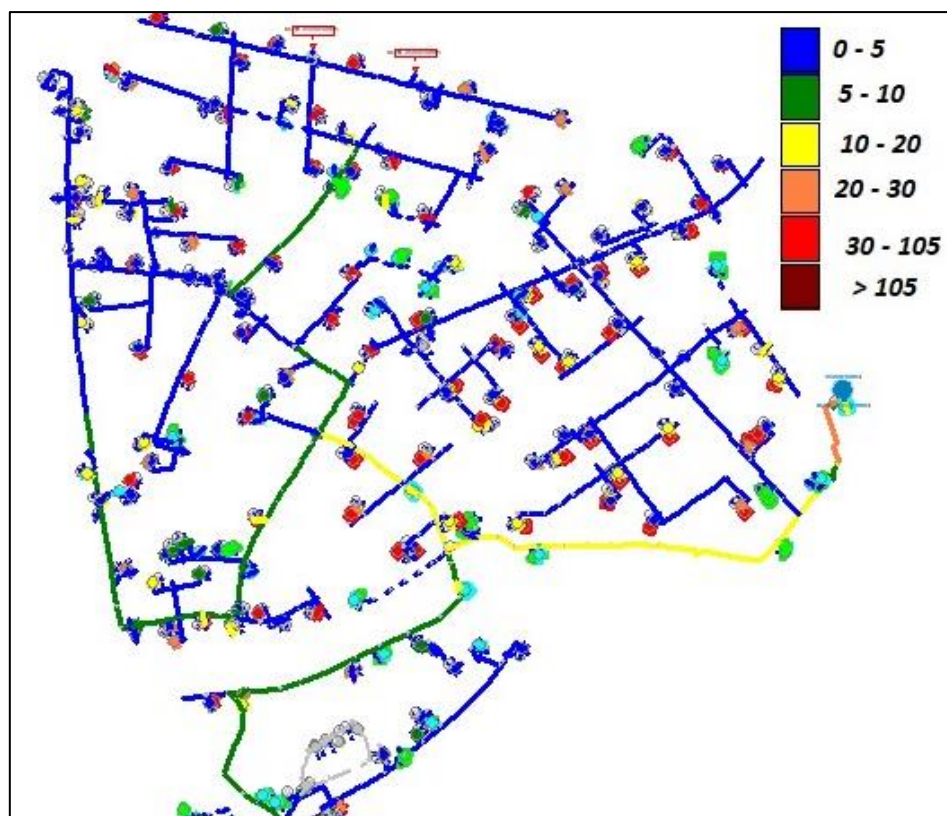


Fig. 58 Mapa de colores por nivel de carga del alimentador 0324 para el Escenario 4 a las 19h00.

4.2.2 Pérdidas en el alimentador.

En la Tabla 22 se observa un aumento en pérdidas de potencia activa y reactiva respecto al caso base, esto es normal debido a la introducción de nueva carga (EVs) en el alimentador, sin embargo, este incremento de pérdidas activas es muy pequeño comparado a la cantidad de EVs que se introduce, va desde los 2,18kWh/día para el vehículo KIA SOUL EV con una penetración del 10% de EVs en un día laborable, lo cual representa el 0,167%, y alcanza valores hasta los 38,20 kWh/día para el vehículo BYD e5 con una penetración del 25% de EVs en un día semi laborable que representa el 3,058%.

Al comparar las pérdidas de potencia activa para un mismo nivel de penetración y el mismo día de estudio, utilizando vehículos KIA SOUL EV se aprecia que aplicando una carga inteligente las pérdidas disminuyen significativamente respecto al escenario sin carga inteligente. Con una carga inteligente para el 10% de penetración de EVs las pérdidas se reducen en promedio 2,73 veces, mientras que para una penetración del 25% EVs las pérdidas se reducen en promedio 1,61 veces.

Analizando las pérdidas de potencia activa con carga inteligente y para un mismo nivel de penetración se puede notar un leve incremento de pérdidas en el día semi laborable respecto al día laborable, debido a que la demanda base es mayor en horas de la madrugada (00h00 – 04h00) para el día semi laborable. Por tanto, estos resultados se convierten en una fuerte restricción si lo que se desea es realizar una estrategia de carga que minimice las pérdidas de potencia activa al máximo en el alimentador.

Las pérdidas de potencia reactiva para el análisis realizado anteriormente siguen el mismo comportamiento que las pérdidas de potencia activa.

Tabla 22 Pérdidas de energía activas y reactivas para los Escenarios: 1-14.

No.	ESCENARIOS	Activas (kWh)	Reactivas (kVARh)	Diferencia (kWh)	Diferencia (kVARh)
1	CASO BASE/L	1312,76	634,59	0,00	0,00
2	CASO BASE/SL	1249,02	537,92	0,00	0,00
3	KIA/SGC/10%/L	1319,00	644,53	6,24	9,93
4	KIA/SGC/25%/L	1344,82	685,72	32,06	51,13
5	KIA/CGC/ 10%/L	1314,94	638,34	2,18	3,75
6	KIA/CGC/25%/L	1330,67	663,86	17,90	29,27
7	KIA/SGC/10%/SL	1255,16	547,75	6,14	9,83
8	KIA/SGC/25%/SL	1278,28	584,71	29,26	46,79
9	KIA/CGC/10%/SL	1251,38	541,99	2,36	4,07
10	KIA/CGC/25%/SL	1269,50	570,99	20,47	33,07
11	BYD/CGC/10%/L	1316,82	641,55	4,06	6,96
12	BYD/CGC/25%/L	1346,74	689,95	33,98	55,35
13	BYD/CGC/10%/SL	1254,84	547,49	5,82	9,57
14	BYD/CGC/25%/SL	1287,22	599,51	38,20	61,59

Nomenclatura: *modelo EV/gestión de carga/ % penetración/ día*. Donde, L: Día laborable, SL: Día semi laborable, SGC: Sin gestión de carga, CGC: Con gestión de carga.

4.2.3 Niveles de tensión en los nodos del alimentador.

Para el caso del KIA SOUL EV, en un día laborable con y sin carga inteligente y 25% de penetración, se presenta una sobretensión ubicada en el nodo de baja tensión del transformador #36472 (7EVs), mismo que presentaba una tensión de 1,048 para el caso base. Mientras que para un día semi laborable (tanto para KIA como BYD), se presentaron 3 nodos con sobretensiones, estos se ubican en los transformadores 36472 (7 EV), 20052 (1EV), 32045 (1EV), lo cual indica que en general en las horas de V2G las tensiones incrementan y se debe

regular la potencia de descarga de los EVs ya que podrían afectar a cargas que se encuentren en el mismo nodo del transformador del que se sirve, sin embargo para las cargas más alejadas, V2G contribuiría a mejorar las tensiones, evitando en ciertos casos la reubicación de transformadores de distribución, extensión de redes y lo que conlleva un replanteo de red para cumplir con los parámetros de tensión impuestos por la Empresa Eléctrica, por tanto, V2G debe ser focalizado en nodos que presenten considerables caídas de tensión y no de manera generalizada como se ha planteado inicialmente.

Tabla 23 Niveles de tensión en nodos de baja tensión del alimentador 0324 para Escenarios: 1-14.

No	ESCENARIOS	MÁXIMO	MÍNIMO	>1,05 p.u	<0,95 p.u
1	CASO BASE/L	1,0497	1,0286	0	0
2	CASO BASE/SL	1,0497	1,0295	0	0
3	KIA/SGC/10%/L	1,0497	1,0230	0	0
4	KIA/SGC/25%/L	1,0504	1,0137	1	0
5	KIA/CGC/ 10%/L	1,0497	1,0291	0	0
6	KIA/CGC/25%/L	1,0504	1,0260	1	0
7	KIA/SGC/10%/SL	1,0497	1,0234	0	0
8	KIA/SGC/25%/SL	1,0505	1,0141	3	0
9	KIA/CGC/10%/SL	1,0497	1,0298	0	0
10	KIA/CGC/25%/SL	1,0505	1,0259	3	0
11	BYD/CGC/10%/L	1,0497	1,0280	0	0
12	BYD/CGC/25%/L	1,0505	1,0207	3	0
13	BYD/CGC/10%/SL	1,0497	1,0278	0	0
14	BYD/CGC/25%/SL	1,0509	1,0206	3	0

Nomenclatura: *modelo EV/gestión de carga/ % penetración/ día*. Donde, L: Día laborable, SL: Día semi laborable, SGC: Sin gestión de carga, CGC: Con gestión de carga.

5 Conclusiones y Recomendaciones.

5.1 Conclusiones.

La revisión del estado de arte muestra el auge de la generación distribuida por medio de ER, la adopción de EVs y el desarrollo de las redes inteligentes, presentando a V2G como complemento a las nuevas tecnologías demostrando ser una opción que podría contribuir a la red de distribución eléctrica ante la inserción de EVs.

Del estudio se destaca que las técnicas de carga inteligente de EVs mostradas poseen barreras tecnológicas que afrontar, ya que analizar y almacenar todas las variables de las redes de distribución (tensiones, flujos de potencia, estado de carga de EVs) es una tarea compleja, además de los retos económicos como minimizar los altos costos de degradación de la batería y lograr un beneficio tanto para el cliente como para el operador de la red, lo cual se lograría unificando estas variables en algoritmos de optimización. Esto indica que para obtener beneficios significativos con la implementación de V2G requieren de un mayor desarrollo tecnológico.

Apostar al nuevo paradigma energético y modificar el sistema regulatorio son los principales retos normativos e institucionales que tiene V2G, diversos países mediante metas de penetración de ER y el uso de EVs como medio de transporte han visto ya los primeros beneficios, por tanto, continuar con la modificación de regulaciones y normas, aumentar los incentivos, e informar a los ciudadanos son caminos que se deben seguir para implementar la tecnología V2G.

En base a los resultados obtenidos donde únicamente con 10% de penetración de vehículos tipo KIA SOUL EV con gestión de carga se logró reducir el nivel de carga del transformador de distribución en hora pico, sin producir una demanda superior en otro periodo, lo que ratifica la importancia de la potencia de carga/descarga y la cantidad de EVs conectados.

Al comparar los escenarios de un día laborable y semi laborable se evidencia la importancia de analizar el comportamiento social en el área de estudio y el tipo de cliente (residencial, comercial, urbano, rural), pues en base a estas variables se deberán plantear distintas estrategias de gestión de carga y descarga de los EVs.

En el presente estudio se plantearon consideraciones generales para definir las estrategias de gestión de carga de los EVs, sin embargo, debido a la cantidad de variables que intervienen en



un sistema con V2G, se concluye que es indispensable la incorporación de algoritmos de optimización que agrupen gran parte de los parámetros del sistema de distribución, para obtener mejores resultados.

Debido a que las líneas de MT en una red de distribución son planificadas para un largo horizonte de tiempo, se observa un nivel de carga bajo, tanto en el tramo principal como ramales secundarios, lo cual no es un limitante para la penetración de EVs, sin embargo, tampoco es significativa la reducción del nivel de carga que se obtiene al implementar V2G.

El nivel de tensión obtenido en los nodos de baja tensión de la zona de estudio sin la presencia de EVs se encuentra dentro de los límites establecidos por la regulación vigente, con la implementación de V2G, los niveles de tensión no presentaron cambios significativos. Es importante recalcar que, en el presente estudio los EVs únicamente aportan potencia activa a la red, y no potencia reactiva, lo que representaría un efecto significativo en el nivel de tensión, al reducir el flujo de potencia en las redes eléctricas y por ende la caída de tensión a través de los conductores.

5.2 Recomendaciones

En cuanto al desarrollo de la parte práctica, para llevar a cabo un análisis mediante el software CYME hay que tomar en cuenta algunos aspectos importantes: en primer lugar el modelado de los parámetros de las baterías de los EVs debe incluirse previamente en la base de datos, ya que puede generar inconvenientes al realizar diversos estudios, en segundo lugar, se recomienda que cada estudio se considere como autónomo ya que esto permite desenlazar de la base de datos y a su vez se cuenta con todos los dispositivos y configuraciones establecidas. Los reportes de los estudios es recomendable exportarlos en formato excel ya que permite la tabulación y análisis de los mismos, estos reportes incluyen (para el caso de nuestro estudio) todos los elementos del alimentador, por lo que fue necesario seleccionar los elementos del área de estudio únicamente.

Se realizaron simulaciones para cada hora dentro de un periodo de 24h, a pesar que el software presenta una herramienta de simulación con perfiles de carga, lo cual inicialmente se consideró como alternativa, sin embargo, no se recomienda el uso de esta función, ya que no permite modelar el nivel de carga distinta entre los transformadores, lo cual genera además la no convergencia de los algoritmos de flujo de potencia.



En base a los escenarios planteados y los resultados obtenidos, resulta importante estudiar la integración de los EVs en el contexto de V2G con sistemas de generación renovables: eólica y solar, los cuales se pueden modelar en el software CYME. En el presente estudio se analizó el comportamiento de régimen permanente y no se abarcó otros análisis como coordinación de protecciones, análisis de cortocircuito o transitorios.



Bibliografía

- [1] IRENA, “Estadísticas de Capacidad Renovable 2020.” <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES> (accessed Mar. 12, 2021).
- [2] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, and J. Y. Yong, “Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 720–732, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.09.012.
- [3] N. S. Pearre and H. Ribberink, “Review of research on V2X technologies, strategies, and operations,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 105. Elsevier Ltd, pp. 61–70, May 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.047.
- [4] B. C. Liu, M. Ieee, K. T. Chau, F. Ieee, D. Wu, and S. M. Ieee, “Opportunities and Challenges of Vehicle-to-Home , Vehicle-to-Grid Technologies,” pp. 1–19, 2013.
- [5] M. C. Falvo, D. Sbordone, I. S. Bayram, and M. Devetsikiotis, “EV charging stations and modes: International standards,” *2014 Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion, SPEEDAM 2014*, pp. 1134–1139, 2014, doi: 10.1109/SPEEDAM.2014.6872107.
- [6] “What is CHAdEMO – Chademo Association.” <https://chademo.com/about-us/what-is-chademo/> (accessed Oct. 20, 2020).
- [7] M. Yilmaz and P. T. Krein, “Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 5, pp. 2151–2169, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2212917.
- [8] F. Mwasilu, J. J. Justo, E. K. Kim, T. D. Do, and J. W. Jung, “Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, pp. 501–516, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.03.031.
- [9] “Modos de carga (IEC-61851-1).” <http://circuitor.es/es/formacion/vehiculo-electrico/modos-de-carga-iec-61851-1> (accessed Apr. 07, 2021).
- [10] M. Rata *et al.*, “The electrical vehicle simulator for charging station in mode 3 of IEC 61851-1 standard,” *Energies*, vol. 13, no. 1, pp. 1–10, 2019, doi: 10.3390/en13010176.
- [11] V. Schwarzer and R. Ghorbani, “Current State-of-the-Art of EV Chargers,” pp. 1–13, 2015.
- [12] “Real World Test of V2G Now Underway in Spain (w/videos).” <https://insideevs.com/news/318101/real-world-test-of-v2g-now-underway-in-spain-w-videos/> (accessed Nov. 09, 2020).
- [13] “SwRI reaches milestone in EV-grid energy management - SAE Internation....”



- <https://es.slideshare.net/SeanMitchem/swri-reaches-milestone-in-evgrid-energy-management-sae-international> (accessed Nov. 09, 2020).
- [14] R. Rodriguez, N. Christian, F. Lehfuss, P. B. Andersen, and B. Ran, "Report on the needs for interoperability between EVs and electrical power system," no. 608934, 2014.
 - [15] P. Jampeethong and S. Khomfoi, "An EV quick charger based on CHAdeMO standard with grid-support function," *2015 18th Int. Conf. Electr. Mach. Syst. ICEMS 2015*, pp. 531–536, 2016, doi: 10.1109/ICEMS.2015.7385092.
 - [16] G. R. C. Mouli, P. Venugopal, and P. Bauer, "Future of electric vehicle charging," *19th Int. Symp. Power Electron. Ee 2017*, vol. 2017-Decem, pp. 1–7, 2017, doi: 10.1109/PEE.2017.8171657.
 - [17] A. Bahrami, "EV Charging Definitions , Modes , Levels , Communication Protocols and Applied," no. August, 2020.
 - [18] G. R. C. Mouli, J. Kaptein, P. Bauer, and M. Zeman, "Implementation of dynamic charging and V2G using Chademo and CCS/Combo DC charging standard," *2016 IEEE Transp. Electrifi. Conf. Expo, ITEC 2016*, 2016, doi: 10.1109/ITEC.2016.7520271.
 - [19] P. D. Sugiyono, *Vehicle to grid. A socitechnical transition beyond electric mobility.*, vol. 53, no. 9. 2016.
 - [20] W. Kempton and J. Tomić, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue," *J. Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.025.
 - [21] "Distribution System V1G PEV Charging Impacts Report," no. January. 2018.
 - [22] B. K. Sovacool, J. Axsen, and W. Kempton, "The Future Promise of Vehicle-to-Grid (V2G) Integration: A Sociotechnical Review and Research Agenda," *Annu. Rev. Environ. Resour.*, vol. 42, no. 1, pp. 377–406, 2017, doi: 10.1146/annurev-environ-030117-020220.
 - [23] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 12, pp. 5673–5689, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2227500.
 - [24] E. Sortomme and M. A. El-Sharkawi, "Optimal combined bidding of vehicle-to-grid ancillary services," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 70–79, 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2170099.
 - [25] Z. Moghaddam, I. Ahmad, D. Habibi, and Q. V. Phung, "Smart Charging Strategy for Electric Vehicle Charging Stations," *IEEE Trans. Transp. Electrifi.*, vol. 4, no. 1, pp. 76–88, 2017, doi: 10.1109/TTE.2017.2753403.
 - [26] M. Nour, S. M. Said, A. Ali, and C. Farkas, "Smart Charging of Electric Vehicles According to Electricity Price," *Proc. 2019 Int. Conf. Innov. Trends Comput. Eng. ITCE 2019*, no. February 2019, pp. 432–437, 2019, doi: 10.1109/ITCE.2019.8646425.



- [27] N. Daina, A. Sivakumar, and J. W. Polak, “Electric vehicle charging choices: Modelling and implications for smart charging services,” *Transp. Res. Part C Emerg. Technol.*, vol. 81, pp. 36–56, 2017, doi: 10.1016/j.trc.2017.05.006.
- [28] E. Sortomme and M. A. El-Sharkawi, “Optimal charging strategies for unidirectional vehicle-to-grid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 131–138, 2011, doi: 10.1109/TSG.2010.2090910.
- [29] W. Kempton and S. E. Letendre, “Electric vehicles as a new power source for electric utilities,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 2, no. 3, pp. 157–175, 1997, doi: 10.1016/S1361-9209(97)00001-1.
- [30] A. Sharma and S. Sharma, “Review of power electronics in vehicle-to-grid systems,” *J. Energy Storage*, vol. 21, no. November 2018, pp. 337–361, 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.11.022.
- [31] M. G. Quílez, M. Abdel-Monem, M. El Baghdadi, Y. Yang, J. Van Mierlo, and O. Hegazy, “Modelling, analysis and performance evaluation of power conversion unit in G2V/V2G application-a review,” *Energies*, vol. 11, no. 5, 2018, doi: 10.3390/en11051082.
- [32] B. K. Sovacool, L. Noel, J. Axsen, and W. Kempton, “The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: A critical and systematic review,” *Environ. Res. Lett.*, vol. 13, no. 1, 2018, doi: 10.1088/1748-9326/aa9c6d.
- [33] S. Parashar, A. Swarnkar, K. R. Niazi, and N. Gupta, “Optimal integration of electric vehicles and energy management of grid connected microgrid,” *2017 IEEE Transp. Electr. Conf. ITEC-India 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/ITEC-India.2017.8333854.
- [34] X. Bai, W. Qiao, H. Wei, F. Huang, and Y. Chen, “Bidirectional coordinating dispatch of large-scale V2G in a future smart grid using complementarity optimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 269–277, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.12.072.
- [35] D. Lauinger, F. Vuille, and D. Kuhn, “European Battery , Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Congress A review of the state of research on vehicle - to - grid (V2G): Progress and barriers to deployment,” *Eur. Batter. , Hybrid Fuel Cell Electr. Veh. Congr.*, no. March, pp. 1–8, 2017.
- [36] S. Saini, T. Thakur, and M. Kirar, “A Review of Electric Vehicles Charging Topologies, its Impacts and Smart Grid Operation with V2G Technology,” *SSRN Electron. J.*, 2020, doi: 10.2139/ssrn.3575388.
- [37] R. Romo and O. Micheloud, “Power quality of actual grids with plug-in electric vehicles in presence of renewables and micro-grids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 46, pp. 189–200, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.02.014.
- [38] J. García-Villalobos, I. Zamora, J. I. San Martín, F. J. Asensio, and V. Aperribay, “Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging

- approaches,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 717–731, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.040.
- [39] S. Habib, M. Kamran, and U. Rashid, “Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks - A review,” *J. Power Sources*, vol. 277, pp. 205–214, 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.12.020.
- [40] M. Yilmaz and P. T. Krein, “Review of benefits and challenges of vehicle-to-grid technology,” in *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2012*, 2012, pp. 3082–3089, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342356.
- [41] C. Li, Y. Cao, Y. Kuang, and B. Zhou, *Influences of electric vehicles on power system and key technologies of vehicle-to-grid*. 2016.
- [42] A. O. David and I. Al-Anbagi, “EVs for frequency regulation: Cost benefit analysis in a smart grid environment,” *IET Electr. Syst. Transp.*, vol. 7, no. 4, pp. 310–317, 2017, doi: 10.1049/iet-est.2017.0007.
- [43] S. Koohi-Fayegh and M. A. Rosen, “A review of energy storage types, applications and recent developments,” *J. Energy Storage*, vol. 27, no. July 2019, p. 101047, 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101047.
- [44] H. Saboori and S. Jadid, “Optimal scheduling of mobile utility-scale battery energy storage systems in electric power distribution networks,” *J. Energy Storage*, vol. 31, no. March, p. 101615, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101615.
- [45] “9.1.2 Frequency Regulation | EBF 483: Introduction to Electricity Markets.” <https://www.e-education.psu.edu/ebf483/node/705> (accessed Mar. 13, 2021).
- [46] N. S. Pearre and H. Ribberink, “Review of research on V2X technologies, strategies, and operations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 105, no. January, pp. 61–70, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.047.
- [47] N. Yamileth, M. Brizuela, and J. Evangelina, “El esquema ‘Vehicle to grid’ y los desafíos de su implementación en las actuales redes eléctricas,” in *ESTUDIOS ESTRATÉGICOS DEL SECTOR ENERGÉTICO*, 2017, pp. 332–358.
- [48] C. Zhou, K. Qian, M. Allan, and W. Zhou, “Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 4, pp. 1041–1050, 2011, doi: 10.1109/TEC.2011.2159977.
- [49] S. Han, S. Han, and K. Sezaki, “Economic assessment on V2G frequency regulation regarding the battery degradation,” *2012 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. ISGT 2012*, 2012, doi: 10.1109/ISGT.2012.6175717.
- [50] S. Han and S. Han, “Economic feasibility of V2G frequency regulation in consideration of battery wear,” *Energies*, vol. 6, no. 2, pp. 748–765, 2013, doi: 10.3390/en6020748.
- [51] S. M. M. Marinelli, P. B. Andersen, and C. Traholt, “Implementation and demonstration of grid frequency support by V2G enabled electric vehicle,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, 2014, doi: 10.1109/UPEC.2014.6934760.

- [52] S. Han, S. Han, and K. Sezaki, “Estimation of achievable power capacity from plug-in electric vehicles for V2G frequency regulation: Case studies for market participation,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 632–641, 2011, doi: 10.1109/TSG.2011.2160299.
- [53] S. U. Khan *et al.*, “Energy management scheme for an EV smart charger V2G/G2V application with an EV power allocation technique and voltage regulation,” *Appl. Sci.*, vol. 8, no. 4, pp. 1–23, 2018, doi: 10.3390/app8040648.
- [54] M. C. Kisacikoglu, B. Ozpineci, and L. M. Tolbert, “Examination of a PHEV bidirectional charger system for V2G reactive power compensation,” *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC*, pp. 458–465, 2010, doi: 10.1109/APEC.2010.5433629.
- [55] M. Kesler, M. C. Kisacikoglu, and L. M. Tolbert, “Vehicle-to-grid reactive power operation using plug-in electric vehicle bidirectional offboard charger,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 12, pp. 6778–6784, 2014, doi: 10.1109/TIE.2014.2314065.
- [56] E. R. Joy, K. Thirugnanam, M. Singh, and P. Kumar, “Distributed active and reactive power transfer for voltage regulation using V2G system,” *2015 4th Int. Conf. Electr. Power Energy Convers. Syst. EPECS 2015*, 2015, doi: 10.1109/EPECS.2015.7368522.
- [57] A. R. Hota, M. Juvvanapudi, and P. Bajpai, “Issues and solution approaches in PHEV integration to the smart grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 217–229, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.008.
- [58] C. Jin, X. Sheng, and P. Ghosh, “Energy efficient algorithms for Electric Vehicle charging with intermittent renewable energy sources,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2013, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672568.
- [59] C. Guille and G. Gross, “A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 11, pp. 4379–4390, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.05.053.
- [60] D. B. Richardson, “Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 247–254, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.042.
- [61] P. J. Tulpule, V. Marano, S. Yurkovich, and G. Rizzoni, “Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station,” *Appl. Energy*, vol. 108, pp. 323–332, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.02.068.
- [62] “The Vehicle-to-Grid pilot project has been inaugurated at Mirafiori | E-mobility | FCA.” https://www.media.fcaemea.com/em-en/e-mobility/press/the-vehicle-to-grid-pilot-project-has-been-inaugurated-at-mirafiori?fbclid=IwAR2pssOoaPT1r2H9wP0_UK2gF80zceXghpmz4D0YVudPqheBP0Fyckxy2WI (accessed Nov. 09, 2020).
- [63] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J. W. Jung, “AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp.



- 387–405, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.067.
- [64] J. Traube, F. Lu, and D. Maksimovic, “Photovoltaic power system with integrated electric vehicle DC charger and enhanced grid support,” *15th Int. Power Electron. Motion Control Conf. Expo. EPE-PEMC 2012 ECCE Eur.*, pp. 1–5, 2012, doi: 10.1109/EPEPEMC.2012.6397399.
- [65] S. Smoczynski, A. Wozniak, R. Tomczynski, and R. Amarowicz, “Utilizing Electric Vehicles to Assist Integration of Large Penetrations of Distributed Photovoltaic Generation,” *Zesz. Nauk. Akad. Roln. Tech. Olsztynie, Technol. Zywn.*, no. 21, pp. 63–70, 1987.
- [66] F. Mwasilu, J. J. Justo, E. K. Kim, T. D. Do, and J. W. Jung, “Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, pp. 501–516, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.03.031.
- [67] S. Vachirasricirikul and I. Ngamroo, “Robust LFC in a smart grid with wind power penetration by coordinated V2G control and frequency controller,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 371–380, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2264921.
- [68] K. Kalaiselvi, P. Renuga, and V. S. Kumar, “CO2 Emission and Cost Reduction by Integrating Electric Vehicles and Wind Energy Systems with Thermal Power Plants,” *Energy Eng. J. Assoc. Energy Eng.*, vol. 115, no. 4, pp. 10–22, 2018, doi: 10.1080/01998595.2018.12016669.
- [69] J. R. Gomez Peña, “Impacto de las estaciones de carga para vehículo eléctrico en la ciudad de Cuenca - Ecuador,” p. 197, 2017.
- [70] E. S. Dehaghani and S. S. Williamson, “On the inefficiency of vehicle-to-grid (V2G) power flow: Potential barriers and possible research directions,” *2012 IEEE Transp. Electrif. Conf. Expo, ITEC 2012*, 2012, doi: 10.1109/ITEC.2012.6243446.
- [71] M. A. Ortega-Vazquez, F. Bouffard, and V. Silva, “Electric vehicle aggregator/system operator coordination for charging scheduling and services procurement,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1806–1815, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2221750.
- [72] L. Luo, Z. Wu, W. Gu, H. Huang, S. Gao, and J. Han, “Coordinated allocation of distributed generation resources and electric vehicle charging stations in distribution systems with vehicle-to-grid interaction,” *Energy*, vol. 192, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116631.
- [73] J. Singh and R. Tiwari, “Real power loss minimisation of smart grid with electric vehicles using distribution feeder reconfiguration,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 18, pp. 4249–4261, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6330.
- [74] T. H. Mohamed and A. M. M. Abdel-Rahim, “Single area power system voltage and frequency control using V2G scheme,” *2017 19th Int. Middle-East Power Syst. Conf. MEPCON 2017 - Proc.*, vol. 2018-Febru, no. December, pp. 971–975, 2018, doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301298.



- [75] L. Noel, G. Zarazua de Rubens, J. Kester, and B. K. Sovacool, “Vehicle-to-Grid,” *Vehicle-to-Grid*, pp. 65–89, 2019, doi: 10.1007/978-3-030-04864-8.
- [76] A. Zidan and H. A. Gabbar, *Design and control of V2G*, no. 2. Elsevier Inc., 2017.
- [77] “Power Line Carrier Communication: Circuit Diagram and Its Working.” <https://www.elprocus.com/what-is-power-line-carrier-communication-working-its-applications/> (accessed Mar. 13, 2021).
- [78] J. Kester, L. Noel, X. Lin, G. Zarazua de Rubens, and B. K. Sovacool, “The coproduction of electric mobility: Selectivity, conformity and fragmentation in the sociotechnical acceptance of vehicle-to-grid (V2G) standards,” *J. Clean. Prod.*, vol. 207, pp. 400–410, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.10.018.
- [79] D. Dallinger, D. Krampe, and M. Wietschel, “Vehicle-to-grid regulation reserves based on a dynamic simulation of mobility behavior,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 302–313, 2011, doi: 10.1109/TSG.2011.2131692.
- [80] M. A. Ortega-Vazquez, “Optimal scheduling of electric vehicle charging and vehicle-to-grid services at household level including battery degradation and price uncertainty,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 6, pp. 1007–1016, 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0624.
- [81] “Federal Tax Credits for All-Electric and Plug-in Hybrid Vehicles.” <https://www.fueleconomy.gov/feg/taxevb.shtml> (accessed Jan. 05, 2021).
- [82] “China to subsidise hybrid, electric car purchases | Reuters.” <https://www.reuters.com/article/china-economy-cars-idUSTOE65007Z20100601> (accessed Jan. 05, 2021).
- [83] M. Weeda, P. Kroon, and D. Appels, “An international perspective on electric transportation,” no. September, 2012, [Online]. Available: <ftp://ftp.ecn.nl/pub/www/library/report/2012/e12043.pdf%0Afile:///Files/01/01E87EAC-7599-4DB6-9AFD-07C225AFE7F7.pdf>.
- [84] J. Geske and D. Schumann, “Willing to participate in vehicle-to-grid (V2G)? Why not!,” *Energy Policy*, vol. 120, no. March, pp. 392–401, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.05.004.
- [85] M. Esmaili, H. Shafiee, and J. Aghaei, “Range anxiety of electric vehicles in energy management of microgrids with controllable loads,” *J. Energy Storage*, vol. 20, no. June, pp. 57–66, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.08.023.
- [86] G. Castagneto Gisse, P. E. Dodds, and J. Radcliffe, “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. September 2017, pp. 781–790, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.079.
- [87] O. H. Anuta, P. Taylor, D. Jones, T. McEntee, and N. Wade, “An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 489–508, 2014,



- doi: 10.1016/j.rser.2014.06.006.
- [88] D. B. Richardson, “Encouraging vehicle-to-grid (V2G) participation through premium tariff rates,” *J. Power Sources*, vol. 243, pp. 219–224, 2013, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.06.024.
- [89] Real Academia de la Ingeniería, *Almacenamiento de Energía en la Distribución Eléctrica del Futuro*. 2017.
- [90] European Commission, “Battery Promoting Policies in Selected Member States,” 2018.
- [91] J. González, “Análisis técnico, regulatorio y económico de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica,” Universidad de Sevilla, 2020.
- [92] European Commission, “The future role and challenges of Energy Storage,” *DG ENER Work. Pap.*, pp. 1–36, 2013, [Online]. Available: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/energy-storage/2013/energy_storage.pdf.
- [93] European Commission, “COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Energy storage – the role of electricity,” vol. 2020, no. 2013, pp. 1–25, 2017.
- [94] “Federal Energy Regulatory Commission.” <https://www.ferc.gov/> (accessed Feb. 19, 2021).
- [95] “Flexibility and storage – Deutsche Energie-Agentur (dena).” <https://www.dena.de/en/topics-projects/energy-systems/flexibility-and-storage/> (accessed Feb. 19, 2021).
- [96] E. Alvarez and R. Álvaro, “Implicaciones del energiwende en el ámbito eléctrico,” 2017. [Online]. Available: https://www.academia.edu/8061317/TIENE_EL_PLAGIO_IMPLICACIONES_EN_EL_AMBITO_ACADEMICO_SUPERIOR.
- [97] “Tracking Transport 2020 – Analysis - IEA.” <https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2020> (accessed Dec. 16, 2020).
- [98] P. Bastida-Molina, E. Hurtado-Pérez, E. Peñalvo-López, and M. Cristina Moros-Gómez, “Assessing transport emissions reduction while increasing electric vehicles and renewable generation levels,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 88, no. September, 2020, doi: 10.1016/j.trd.2020.102560.
- [99] J. R. Woo, H. Choi, and J. Ahn, “Well-to-wheel analysis of greenhouse gas emissions for electric vehicles based on electricity generation mix: A global perspective,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 51, pp. 340–350, 2017, doi: 10.1016/j.trd.2017.01.005.
- [100] P. Jochem, C. Doll, and W. Fichtner, “External costs of electric vehicles,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 42, pp. 60–76, 2016, doi: 10.1016/j.trd.2015.09.022.
- [101] M. A. M. Tamayao, J. J. Michalek, C. Hendrickson, and I. M. L. Azevedo, “Regional variability and uncertainty of electric vehicle life cycle CO₂ emissions across the United



- States,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 49, no. 14, pp. 8844–8855, 2015, doi: 10.1021/acs.est.5b00815.
- [102] R. S. Pindyck, “The social cost of carbon revisited,” *J. Environ. Econ. Manage.*, vol. 94, pp. 140–160, 2019, doi: 10.1016/j.jeem.2019.02.003.
- [103] M. Noori, Y. Zhao, N. C. Onat, S. Gardner, and O. Tatari, “Light-duty electric vehicles to improve the integrity of the electricity grid through Vehicle-to-Grid technology: Analysis of regional net revenue and emissions savings,” *Appl. Energy*, vol. 168, pp. 146–158, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.01.030.
- [104] B. K. Sovacool, J. Kester, L. Noel, and G. Zarazua de Rubens, “Actors, business models, and innovation activity systems for vehicle-to-grid (V2G) technology: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 131, no. April, p. 109963, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109963.
- [105] S. Han and S. Han, “Development of short-term reliability criterion for frequency regulation under high penetration of wind power with vehicle-to-grid support,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 258–267, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.07.002.
- [106] Z. Li, M. Chowdhury, P. Bhavsar, and Y. He, “Optimizing the performance of vehicle-to-grid (V2G) enabled battery electric vehicles through a smart charge scheduling model,” *Int. J. Automot. Technol.*, vol. 16, no. 5, pp. 827–837, Oct. 2015, doi: 10.1007/s12239-015-0085-3.
- [107] K. Uddin, T. Jackson, W. D. Widanage, G. Chouchelamane, P. A. Jennings, and J. Marco, “On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system,” *Energy*, vol. 133, pp. 710–722, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.04.116.
- [108] Q. Cui, X. Bai, S. Zhu, and B. Huang, “Cost-benefit calculation and analysis of V2G system,” *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, vol. 2016-Septe, no. Ciced, pp. 10–13, 2016, doi: 10.1109/CICED.2016.7576284.
- [109] M. Huda, K. Tokimatsu, and M. Aziz, “Techno economic analysis of vehicle to grid (V2G) integration as distributed energy resources in Indonesia power system,” *Energies*, vol. 13, no. 5, 2020, doi: 10.3390/en13051162.
- [110] J. Eyer, G. P. Corey, and SANDIA, “Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide,” *A study DOE energy storage Syst. Progr.*, no. SAND2010-0815, p. 232, 2010, [Online]. Available: <http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0#online>.
- [111] P. J. Hall and E. J. Bain, “Energy-storage technologies and electricity generation,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4352–4355, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.037.
- [112] “Anuario 2019 – AEADE.” https://www.aeade.net/sdm_downloads/anuario-2019/ (accessed Jan. 04, 2021).
- [113] “Estadística del Sector Eléctrico – ARCONEL.”



- <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/> (accessed Jan. 04, 2021).
- [114] CYME, “CYME Software.” <http://www.cyme.com/es/software/> (accessed Feb. 25, 2021).
- [115] U. B. Genovez Karla, “Modelo y análisis de armónicos en sistemas de distribución,” 2013.
- [116] “Global EV Outlook 2020 – Analysis - IEA.” <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020> (accessed Feb. 23, 2021).
- [117] “Anuarios – AEADE.” <https://www.aeade.net/anuario/> (accessed Feb. 23, 2021).
- [118] “Listado de Vehículos Homologados - Agencia Nacional de Tránsito del Ecuador - ANT.” <https://ant.gob.ec/index.php/regulacion/homologacion-vehicular/listado-de-vehiculos-homologados> (accessed Feb. 23, 2021).
- [119] “Loja pionera en contar con taxis eléctricos | Municipio de Loja.” <https://www.loja.gob.ec/noticia/2018-06/loja-pionera-en-contar-con-taxis-electricos> (accessed Feb. 23, 2021).
- [120] “KIA Emergency response guide SOUL EV.” <https://www.nfpa.org/-/media/Files/Training/AFV/Emergency-Response-Guides/Kia/Kia-Soul-EV-2015-2018-ERG.ashx> (accessed Feb. 23, 2021).
- [121] “Autos – BYD Eléctrico Ecuador.” <https://bydelectrico.com/ec/autos/> (accessed Feb. 23, 2021).
- [122] “BYD - e5 - Sales Brochure - 2018 - 2018 (Spanish).” https://www.onlymanuals.com/byd/e5/byd_e5_sales_brochure_2018_2018_spanish (accessed Feb. 23, 2021).
- [123] “Fermata Energy Receives First UL Certification for V2G Charging System — Fermata Energy.” <https://www.fermataenergy.com/news-press/fermata-energy-first-ul-certification-v2g-charging-system> (accessed Feb. 23, 2021).
- [124] “Quasar Product Overview - Wallbox Academy.” <https://support.wallbox.com/en/knowledge-base/quasar-product-overview/> (accessed Feb. 23, 2021).
- [125] D. Sarango and P. Moncayo, “Determinación del indicador kilómetros-vehículo recorrido (KVR) para la ciudad de Cuenca,” 2016.
- [126] J. G. V. Sánchez., “Análisis y Estimación de la Demanda Eléctrica con la Implementación de Vehículos Eléctricos conectados a una Red de Distribución en Cuenca y El Ecuador,” 2017.
- [127] Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), “Proyeccion Cantonal Total 2010-2020.” p. 1, 2016, [Online]. Available: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/>.



- [128] EMOV, “Rendición de Cuentas 2019.”
- [129] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022.” <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022/> (accessed Apr. 07, 2021).
- [130] IEEE, “C57.91-1995 - C57.91-1995 - IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers - IEEE Standard.” <https://ieeexplore.ieee.org/document/8684643> (accessed Mar. 03, 2021).



Anexos

ANEXO 1

NIVELES DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION EN EL ESCENARIO 4

NUMERO	NUMERO TRANSFORMADOR	HORA																							
		00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00
1	45166	2,45	2,33	2,26	2,24	2,23	2,31	2,50	2,64	2,86	3,06	3,17	3,26	3,25	3,12	3,13	3,15	3,13	3,09	3,32	3,55	3,44	3,24	3,00	2,71
2	2149	16,77	9,51	3,63	3,59	3,57	3,71	4,02	4,24	4,59	4,91	5,09	5,22	5,22	5,01	5,01	5,06	5,02	4,96	5,33	7,11	7,26	3,95	17,85	17,29
3	8728	58,07	37,31	21,17	20,94	20,83	21,60	23,40	24,69	26,77	28,62	29,67	30,44	30,42	29,18	29,23	29,47	29,26	28,93	31,05	16,38	16,41	16,24	64,30	61,07
4	7641	26,16	17,83	11,45	11,32	11,27	11,68	12,66	13,36	14,48	15,48	16,05	16,46	16,45	15,78	15,81	15,94	15,83	15,64	16,79	8,97	8,69	10,09	29,48	27,76
5	6399	55,60	36,90	22,47	22,22	22,11	22,92	24,84	26,21	28,41	30,38	31,49	32,31	32,28	30,97	31,02	31,28	31,06	30,70	32,95	16,92	16,60	18,55	62,16	58,76
6	4471	56,74	38,02	23,62	23,36	23,25	24,10	26,12	27,55	29,87	31,94	33,10	33,97	33,94	32,57	32,61	32,89	32,65	32,28	34,64	17,96	17,53	19,98	63,61	60,05
7	29872	40,65	28,15	18,59	18,39	18,30	18,97	20,55	21,69	23,51	25,14	26,05	26,73	26,71	25,63	25,67	25,88	25,70	25,40	27,27	15,11	14,57	16,99	46,02	43,23
8	29819	37,36	24,89	15,27	15,11	15,03	15,58	16,89	17,82	19,32	20,65	21,41	21,96	21,95	21,06	21,09	21,27	21,11	20,87	22,40	11,54	11,30	12,73	41,81	39,50
9	34092	57,39	38,67	24,28	24,01	23,89	24,77	26,85	28,32	30,71	32,83	34,03	34,91	34,89	33,47	33,52	33,80	33,56	33,18	35,61	18,61	18,11	20,81	64,45	60,79
10	7598	30,85	18,40	8,51	8,41	8,37	8,68	9,41	9,92	10,76	11,50	11,92	12,23	12,22	11,73	11,74	11,84	11,76	11,62	12,48	10,34	10,60	6,60	33,38	32,07
11	8752	99,35	63,02	34,68	34,30	34,13	35,39	38,35	40,46	43,86	46,90	48,61	49,87	49,84	47,82	47,89	48,29	47,94	47,39	50,87	27,95	28,22	25,98	109,57	104,28
12	9049	41,09	28,58	19,03	18,82	18,73	19,42	21,04	22,20	24,07	25,73	26,67	27,36	27,35	26,24	26,27	26,49	26,30	26,00	27,91	15,65	15,07	17,58	46,58	43,73
13	5801	58,05	37,28	21,14	20,91	20,81	21,57	23,38	24,66	26,74	28,59	29,63	30,40	30,38	29,15	29,19	29,44	29,23	28,89	31,01	16,37	16,40	16,21	64,26	61,05
14	26200	1,59	1,51	1,47	1,45	1,44	1,50	1,62	1,71	1,85	1,98	2,05	2,11	2,11	2,02	2,02	2,04	2,03	2,00	2,15	2,30	2,23	2,10	1,94	1,75
15	17326	71,43	45,48	25,26	24,98	24,86	25,77	27,93	29,46	31,94	34,15	35,40	36,32	36,29	34,82	34,87	35,16	34,91	34,51	37,04	20,08	20,22	19,04	78,87	75,02
16	29695	14,83	14,09	13,69	13,54	13,47	13,97	15,14	15,97	17,31	18,51	19,19	19,69	19,67	18,88	18,90	19,06	18,92	18,71	20,08	21,47	20,80	19,60	18,15	16,38
17	6454	69,70	44,79	25,42	25,14	25,01	25,93	28,10	29,65	32,14	34,37	35,62	36,55	36,52	35,04	35,09	35,39	35,13	34,73	37,28	19,66	19,69	19,50	77,17	73,31
18	7639	85,42	56,33	33,86	33,49	33,32	34,55	37,44	39,50	42,82	45,78	47,45	48,69	48,66	46,68	46,75	47,14	46,80	46,27	49,66	25,44	25,06	27,55	95,32	90,19
19	6412	49,51	30,83	16,19	16,01	15,93	16,52	17,90	18,88	20,47	21,89	22,69	23,28	23,26	22,32	22,35	22,54	22,38	22,12	23,74	14,27	14,54	11,86	54,30	51,82
20	6411	56,01	37,30	22,88	22,63	22,52	23,35	25,30	26,69	28,94	30,94	32,07	32,91	32,88	31,55	31,59	31,86	31,63	31,27	33,56	17,28	16,92	19,07	62,68	59,22
21	6438	57,14	38,42	24,03	23,76	23,64	24,51	26,56	28,03	30,38	32,49	33,67	34,55	34,52	33,12	33,17	33,45	33,21	32,83	35,24	18,35	17,88	20,49	64,13	60,50
22	30025	55,67	36,96	22,54	22,29	22,18	22,99	24,92	26,29	28,50	30,47	31,58	32,41	32,38	31,07	31,11	31,37	31,15	30,79	33,05	16,98	16,65	18,64	62,24	58,84
23	15405	75,11	50,16	30,95	30,60	30,45	31,57	34,21	36,10	39,13	41,84	43,37	44,50	44,47	42,66	42,72	43,08	42,77	42,29	45,39	23,43	22,91	25,96	84,13	79,45
24	6410	93,47	62,29	38,26	37,84	37,66	39,04	42,31	44,63	48,39	51,74	53,62	55,02	54,98	52,75	52,83	53,27	52,89	52,29	56,12	28,91	28,30	31,93	104,63	98,85



25	6390	105,5 1	68,13	39,11	38,68	38,49	39,90	43,24	45,62	49,46	52,88	54,81	56,24	56,20	53,92	54,00	54,45	54,06	53,44	57,36	29,92	29,88	30,32	116,9 9	111,0 4
26	20052	71,23	40,12	14,88	14,72	14,65	15,18	16,45	17,36	18,82	20,12	20,86	21,40	21,39	20,52	20,55	20,72	20,57	20,34	21,83	31,17	31,79	17,23	75,70	73,39
27	16403	2,81	2,67	2,60	2,57	2,55	2,65	2,87	3,03	3,28	3,51	3,64	3,73	3,73	3,58	3,58	3,61	3,59	3,55	3,81	4,07	3,94	3,72	3,44	3,11
28	2697	72,31	47,38	28,09	27,78	27,65	28,66	31,06	32,77	35,53	37,99	39,37	40,40	40,37	38,73	38,79	39,11	38,83	38,39	41,20	21,13	20,89	22,51	80,53	76,27
29	5940	46,79	30,18	17,28	17,09	17,01	17,63	19,11	20,16	21,85	23,37	24,22	24,85	24,83	23,82	23,86	24,06	23,89	23,61	25,34	13,25	13,24	13,36	51,87	49,24
30	29821	22,46	15,52	10,21	10,09	10,04	10,41	11,28	11,90	12,91	13,80	14,30	14,67	14,66	14,07	14,09	14,21	14,11	13,95	14,97	8,24	7,95	9,28	25,41	23,88
31	6461	42,95	30,42	20,88	20,65	20,55	21,30	23,09	24,36	26,41	28,23	29,26	30,03	30,01	28,79	28,83	29,07	28,86	28,53	30,63	18,04	17,33	20,07	48,94	45,83
32	29623	2,39	2,27	2,20	2,18	2,17	2,25	2,44	2,57	2,79	2,98	3,09	3,17	3,17	3,04	3,04	3,07	3,05	3,01	3,23	3,45	3,35	3,15	2,92	2,64
33	6415	56,17	37,46	23,05	22,79	22,68	23,51	25,48	26,88	29,14	31,16	32,30	33,14	33,12	31,77	31,82	32,08	31,85	31,49	33,80	17,43	17,05	19,27	62,89	59,41
34	29994	41,56	34,11	28,60	28,29	28,15	29,18	31,62	33,36	36,17	38,67	40,08	41,13	41,10	39,43	39,49	39,82	39,54	39,08	41,95	35,57	34,24	35,08	49,30	45,25
35	26084	29,36	18,46	9,94	9,83	9,78	10,14	10,99	11,60	12,57	13,44	13,93	14,30	14,29	13,71	13,73	13,84	13,74	13,58	14,58	8,32	8,44	7,35	32,29	30,77
36	6452	108,7 0	71,31	42,39	41,92	41,72	43,25	46,87	49,45	53,61	57,32	59,41	60,95	60,91	58,44	58,52	59,01	58,59	57,92	62,17	31,87	31,49	34,06	121,1 1	114,6 8
37	6510	86,90	57,80	35,37	34,98	34,80	36,08	39,10	41,25	44,72	47,82	49,56	50,85	50,82	48,76	48,83	49,24	48,88	48,33	51,87	26,68	26,14	29,37	97,21	91,87
38	21782	68,58	43,67	24,26	23,99	23,87	24,75	26,82	28,30	30,68	32,80	34,00	34,89	34,86	33,45	33,49	33,78	33,53	33,15	35,58	19,28	19,42	18,29	75,73	72,03
39	14954	69,19	43,24	22,93	22,67	22,56	23,39	25,35	26,74	28,99	31,00	32,13	32,97	32,95	31,61	31,65	31,92	31,69	31,33	33,63	19,80	20,14	16,85	75,96	72,46
40	33423	43,03	30,50	20,96	20,73	20,62	21,38	23,17	24,45	26,50	28,34	29,37	30,14	30,12	28,89	28,93	29,18	28,97	28,64	30,74	18,14	17,42	20,17	49,04	45,92
41	28752	13,90	19,51	9,69	9,58	9,54	9,89	10,71	11,30	12,26	13,10	13,58	13,94	13,93	13,36	13,38	13,49	13,40	13,24	14,21	9,76	9,99	7,12	11,47	12,69
42	32045	15,10	8,87	3,90	3,86	3,84	3,98	4,31	4,55	4,93	5,28	5,47	5,61	5,61	5,38	5,39	5,43	5,39	5,33	5,72	5,41	5,55	3,24	16,26	15,66



ANEXO 2

NIVELES DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION EN EL ESCENARIO 8

NUMERO	NUMERO TRANSFORMADOR	HORA																							
		00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00
1	45166	2,50	2,36	2,30	2,27	2,24	2,26	2,20	2,32	2,54	2,81	2,96	3,03	2,74	2,58	2,81	2,83	2,78	2,76	3,04	3,31	3,25	3,07	2,90	2,68
2	2149	16,85	3,79	3,70	3,64	3,59	3,63	3,53	3,72	4,08	4,51	4,75	4,86	4,40	4,14	4,51	4,53	4,47	4,43	4,87	7,55	7,63	4,24	17,65	17,22
3	8728	58,59	22,07	21,54	21,22	20,90	21,15	20,59	21,69	23,78	26,30	27,68	28,31	25,64	24,12	26,29	26,42	26,03	25,82	28,39	17,42	17,44	15,98	63,12	60,69
4	7641	26,44	11,94	11,65	11,48	11,31	11,44	11,14	11,73	12,86	14,23	14,97	15,31	13,87	13,04	14,22	14,29	14,08	13,96	15,35	8,79	8,63	9,64	28,86	27,55
5	6399	56,15	23,42	22,87	22,52	22,19	22,44	21,85	23,02	25,24	27,92	29,38	30,04	27,21	25,60	27,90	28,04	27,63	27,40	30,13	17,20	17,03	17,89	60,93	58,35
6	4471	57,31	24,63	24,04	23,68	23,33	23,60	22,98	24,20	26,54	29,35	30,89	31,59	28,61	26,91	29,34	29,48	29,05	28,81	31,68	18,00	17,76	19,19	62,32	59,63
7	29872	41,10	19,38	18,92	18,64	18,36	18,57	18,08	19,05	20,89	23,10	24,31	24,86	22,51	21,18	23,09	23,20	22,86	22,68	24,93	14,57	14,26	16,16	45,01	42,91
8	29819	37,73	15,92	15,55	15,31	15,08	15,26	14,86	15,65	17,16	18,98	19,97	20,43	18,50	17,40	18,97	19,06	18,78	18,63	20,48	11,66	11,53	12,26	40,98	39,23
9	34092	57,98	25,31	24,71	24,34	23,98	24,25	23,62	24,88	27,28	30,17	31,75	32,47	29,41	27,66	30,16	30,31	29,86	29,62	32,56	18,51	18,23	19,94	63,13	60,36
10	7598	31,05	8,87	8,66	8,53	8,40	8,50	8,27	8,72	9,56	10,57	11,12	11,38	10,30	9,69	10,57	10,62	10,46	10,38	11,41	11,25	11,39	7,01	32,90	31,91
11	8752	100,20	36,16	35,30	34,77	34,25	34,65	33,74	35,54	38,97	43,10	45,36	46,38	42,00	39,51	43,08	43,29	42,65	42,30	46,51	30,13	30,28	25,86	107,64	103,64
12	9049	41,55	19,84	19,37	19,08	18,79	19,01	18,51	19,50	21,38	23,65	24,88	25,45	23,05	21,68	23,64	23,75	23,40	23,21	25,52	15,03	14,70	16,70	45,55	43,40
13	5801	58,57	22,04	21,52	21,20	20,88	21,12	20,57	21,67	23,75	26,27	27,65	28,27	25,61	24,09	26,26	26,39	26,00	25,79	28,35	17,42	17,43	15,95	63,09	60,66
14	26200	1,62	1,53	1,49	1,47	1,45	1,46	1,43	1,50	1,65	1,82	1,92	1,96	1,78	1,67	1,82	1,83	1,80	1,79	1,97	2,15	2,10	1,99	1,88	1,74
15	17326	72,05	26,33	25,71	25,32	24,94	25,23	24,57	25,88	28,38	31,39	33,03	33,78	30,59	28,78	31,37	31,52	31,06	30,81	33,87	21,57	21,65	18,88	77,47	74,55
16	29695	15,12	14,27	13,93	13,73	13,52	13,68	13,32	14,03	15,38	17,01	17,90	18,31	16,58	15,60	17,00	17,09	16,84	16,70	18,36	20,04	19,65	18,56	17,54	16,20
17	6454	70,32	26,50	25,87	25,48	25,10	25,39	24,72	26,05	28,56	31,58	33,24	33,99	30,78	28,96	31,57	31,72	31,26	31,00	34,09	20,91	20,93	19,19	75,77	72,84
18	7639	86,25	35,30	34,46	33,95	33,44	33,82	32,94	34,70	38,04	42,08	44,28	45,28	41,01	38,58	42,06	42,26	41,64	41,30	45,41	26,09	25,89	26,64	93,46	89,58
19	6412	49,91	16,88	16,48	16,23	15,98	16,17	15,75	16,59	18,19	20,11	21,17	21,65	19,60	18,44	20,10	20,20	19,91	19,74	21,71	15,57	15,71	12,03	53,39	51,52
20	6411	56,57	23,86	23,29	22,94	22,60	22,86	22,26	23,45	25,71	28,44	29,92	30,60	27,71	26,07	28,42	28,56	28,14	27,91	30,69	17,47	17,28	18,35	61,43	58,81
21	6438	57,72	25,05	24,45	24,09	23,72	24,00	23,37	24,62	26,99	29,85	31,42	32,13	29,10	27,37	29,84	29,99	29,54	29,30	32,22	18,30	18,05	19,65	62,82	60,07
22	30025	56,22	23,49	22,94	22,59	22,25	22,51	21,92	23,09	25,32	28,00	29,47	30,14	27,29	25,67	27,99	28,13	27,71	27,49	30,22	17,24	17,07	17,97	61,01	58,43
23	15405	75,86	32,26	31,50	31,02	30,56	30,91	30,10	31,71	34,77	38,45	40,47	41,38	37,48	35,25	38,43	38,62	38,05	37,74	41,50	23,59	23,31	24,96	82,43	78,90



24	6410	94,41	39,89	38,94	38,36	37,78	38,22	37,22	39,21	42,99	47,55	50,04	51,17	46,34	43,59	47,52	47,76	47,05	46,67	51,31	29,20	28,87	30,73	102,54	98,16
25	6390	106,46	40,77	39,80	39,21	38,62	39,07	38,04	40,08	43,94	48,60	51,14	52,30	47,36	44,56	48,57	48,81	48,09	47,70	52,45	31,63	31,61	29,72	114,83	110,33
26	20052	71,59	15,51	15,15	14,92	14,70	14,87	14,48	15,25	16,72	18,49	19,46	19,90	18,02	16,95	18,48	18,57	18,30	18,15	19,96	32,99	33,31	18,47	74,85	73,10
27	16403	2,87	2,71	2,64	2,60	2,56	2,59	2,52	2,66	2,92	3,23	3,39	3,47	3,14	2,96	3,22	3,24	3,19	3,17	3,48	3,80	3,72	3,52	3,32	3,07
28	2697	72,99	29,29	28,59	28,16	27,74	28,06	27,33	28,79	31,56	34,91	36,74	37,57	34,02	32,01	34,89	35,06	34,55	34,27	37,67	21,88	21,76	21,85	78,98	75,76
29	5940	47,22	18,01	17,59	17,32	17,06	17,26	16,81	17,71	19,41	21,47	22,60	23,11	20,93	19,69	21,46	21,57	21,25	21,08	23,17	14,03	14,02	13,11	50,91	48,93
30	29821	22,71	10,64	10,39	10,23	10,08	10,19	9,93	10,46	11,47	12,68	13,35	13,65	12,36	11,63	12,68	12,74	12,55	12,45	13,69	7,97	7,80	8,83	24,86	23,70
31	6461	43,46	21,77	21,25	20,93	20,62	20,86	20,31	21,40	23,46	25,95	27,31	27,92	25,29	23,79	25,93	26,06	25,68	25,47	28,00	17,10	16,69	19,02	47,82	45,47
32	29623	2,43	2,30	2,24	2,21	2,18	2,20	2,14	2,26	2,48	2,74	2,88	2,95	2,67	2,51	2,74	2,75	2,71	2,69	2,95	3,23	3,16	2,99	2,82	2,61
33	6415	56,73	24,03	23,46	23,10	22,76	23,02	22,42	23,61	25,89	28,64	30,14	30,82	27,91	26,25	28,62	28,76	28,34	28,11	30,91	17,58	17,38	18,53	61,63	58,99
34	29994	42,23	29,82	29,11	28,67	28,24	28,57	27,82	29,31	32,13	35,54	37,40	38,25	34,64	32,59	35,52	35,70	35,17	34,89	38,36	32,96	32,17	33,11	47,87	44,81
35	26084	29,60	10,36	10,12	9,97	9,82	9,93	9,67	10,19	11,17	12,35	13,00	13,29	12,04	11,33	12,35	12,41	12,22	12,13	13,33	9,03	9,10	7,38	31,74	30,59
36	6452	109,74	44,19	43,14	42,50	41,86	42,34	41,23	43,44	47,62	52,67	55,43	56,69	51,34	48,29	52,65	52,91	52,13	51,70	56,85	32,94	32,74	33,04	118,78	113,91
37	6510	87,76	36,87	35,99	35,45	34,92	35,33	34,40	36,24	39,73	43,95	46,25	47,29	42,83	40,29	43,92	44,14	43,49	43,14	47,43	27,02	26,73	28,29	95,28	91,23
38	21782	69,18	25,29	24,69	24,32	23,96	24,23	23,60	24,86	27,26	30,15	31,73	32,44	29,38	27,64	30,13	30,28	29,83	29,59	32,54	20,71	20,78	18,14	74,38	71,58
39	14954	69,75	23,90	23,33	22,98	22,64	22,90	22,30	23,49	25,76	28,49	29,98	30,66	27,77	26,12	28,48	28,62	28,19	27,96	30,75	21,57	21,75	17,02	74,68	72,03
40	33423	43,54	21,85	21,33	21,01	20,69	20,93	20,39	21,47	23,54	26,04	27,41	28,03	25,38	23,88	26,03	26,16	25,77	25,56	28,11	17,19	16,77	19,11	47,92	45,55
41	28752	13,72	10,10	9,86	9,72	9,57	9,68	9,43	9,93	10,89	12,04	12,67	12,96	11,74	11,04	12,04	12,10	11,92	11,82	13,00	10,68	10,80	7,39	11,97	12,88
42	32045	15,19	4,07	3,97	3,91	3,85	3,90	3,79	4,00	4,38	4,85	5,10	5,22	4,72	4,44	4,85	4,87	4,80	4,76	5,23	5,85	5,92	3,47	16,04	15,58