



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL SANTA FE**

**Ingeniería Eléctrica
Proyecto Final de Carrera**

***“Inserción de locomoción eléctrica de usuarios
residenciales y del transporte público sobre una red
de distribución primaria de 13,2 kV. Evaluación de
los impactos técnico y económico”***

Autor: Mariano Miguel PERDOMO

Profesor de Cátedra (responsable): Ing. Javier ACOSTA

Profesor de Cátedra: Ing. Carlos PACHECO

Director del Proyecto: Ing. Ulises MANASSERO

Co-Director del Proyecto: Dr. Ing. Jorge VEGA

Marzo 2021

Declaración de Responsabilidad

El contenido, conceptos desarrollados, análisis, conclusiones y opiniones efectuadas en el Informe escrito del proyecto final de carrera son de exclusiva responsabilidad del autor, eximiendo a la Universidad Tecnológica Nacional de responsabilidad alguna en relación a la obra.

La obra es un proyecto académico formulado a título de propuesta, es una instancia formativa del Estudiante desarrollada en el marco de las carreras de Ingeniería de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, por tal motivo la utilización que se realice sobre el contenido del mismo exime de responsabilidad tanto al autor como a la propia Universidad.

Contenido

1	Introducción	6
1.1	Justificación.....	8
1.2	Objetivos	9
1.2.1	Objetivo Principal	9
1.2.2	Objetivos Específicos.....	9
1.3	Alcance.....	10
2	Marco teórico	11
2.1	Tipos de vehículos según su grado de electrificación:	11
2.1.1	Vehículos con motores de combustión interna.....	11
2.1.2	Vehículos eléctricos híbridos	12
2.1.3	Vehículos Eléctricos Puros.....	14
2.1.4	Vehículo eléctrico con celda de combustible	15
2.2	Historia del vehículo eléctrico.....	15
2.3	Escenario actual en Argentina.....	19
2.4	Ventajas del vehículo eléctrico – comparación con vehículos con MCI.....	24
2.4.1	Visión general desde el ámbito social, político y económico	24
2.4.2	Mantenimiento	26
2.4.3	Prestaciones.....	27
2.4.4	Consumo energético - rendimiento	28
2.4.5	Emisión de CO ₂	29
2.4.6	Emisión de gases contaminantes	30
2.5	Componentes del vehículo eléctrico	31
2.5.1	Cargador	31
2.5.2	Batería principal	32
2.5.3	Inversor DC/AC	32
2.5.4	Convertidor DC/DC	32
2.5.5	Battery Management System (BMS)	32
2.5.6	Motor Eléctrico	32
2.6	Baterías de los vehículos eléctricos.....	33
2.6.1	Tipos de baterías:	36
2.7	Modelos principales de vehículos eléctricos	38
2.8	Sistemas de recarga	41
2.8.1	Tipo de carga.....	41
2.8.2	Modos de carga	42
2.8.3	Tipos de conectores:.....	44
2.8.4	Puntos de carga:	46

2.9	Conexión de los sistemas de carga:.....	46
2.10	Impacto de los vehículos eléctricos en la red eléctrica:	47
2.10.1	Problemas en la red eléctrica.....	48
2.10.2	Vehículos eléctricos en las Smart Grids:.....	50
2.11	Perspectiva financiera de la movilidad eléctrica:	53
2.12	Tendencias actuales:.....	58
2.12.1	Vehicle-to-Grid (V2G):.....	58
2.12.2	Vehículos eléctricos en Microgrids:.....	60
2.12.3	Centros de almacenamiento:	60
2.12.4	Movilidad CASE:.....	61
2.13	Modelado de los vehículos eléctricos:.....	61
2.13.1	Modos de operación de los EVs:.....	62
2.13.2	Comportamiento de los usuarios:.....	62
2.13.3	Tecnología de baterías:.....	63
2.13.4	Infraestructura de recarga:.....	63
2.13.5	Curva de carga de baterías de Ion-litio:.....	63
2.14	Carga de buses eléctricos (EBs):.....	67
3	Marco metodológico	71
3.1	Consideraciones y criterios adoptados	73
3.2	Descripción de la red.....	73
4	Desarrollo y resultados del proyecto.....	82
4.1	Modelado de la red de estudio.....	82
4.1.1	Software NEPLAN.....	82
4.1.2	Modelo de la red.....	82
4.2	Análisis de inserción de EVs de usuarios residenciales	89
4.2.1	Estimación de la flota vehicular	89
4.2.2	Sistemas de carga adoptados	89
4.2.3	Modelos de EVs adoptados	90
4.2.4	Modelado de procesos de carga de EVs.....	90
4.2.5	Definición de patrones de uso para distintos tipos de usuarios	93
4.2.6	Perfiles de carga de EVs de los usuarios residenciales y casos de estudio	97
4.2.7	Perfiles de carga de estaciones de carga semirrápida y rápida de 50 kW	101
4.2.8	Indicadores técnicos adoptados	103
4.2.9	Impacto en la red de 13,2 de Santo Tomé de los EVs.....	104
4.2.10	Propuesta de perfiles de carga de EVs orientados a mejorar la operatividad de la red	119
4.2.11	Modo de operación V2G.....	133

4.2.12	Definición de indicadores económicos adoptados	144
4.2.13	Proposición de tarifas de energía eléctrica residencial	144
4.2.14	Valorización económica de inyección energética en modo V2G	145
4.2.15	Valorización económica de energía eléctrica de EVs	146
4.2.16	Análisis económico de recambio de automóvil convencional por EV	157
4.3	Análisis de inserción de flotas de EBs urbanos.....	166
4.3.1	Características de las flotas de buses urbanos	166
4.3.2	Sistemas de carga adoptados	168
4.3.3	Modelos de EBs adoptados	169
4.3.4	Modelado de procesos de carga de EBs	169
4.3.5	Estrategia de recarga de EBs	170
4.3.6	Perfiles de carga de EBs.....	171
4.3.7	Indicadores técnicos y económicos adoptados	174
4.3.8	Impacto en la red de 13,2 de Santo Tomé de las flotas de EBs urbanas	175
4.3.9	Análisis económico de recambio de buses convencionales por EBs	178
5	Conclusiones	186
5.1	Estaciones de carga rápidas y semirrápidas	186
5.2	Recarga de EVs residenciales no controlada.....	186
5.3	Recarga de EVs residenciales controlada.....	187
5.4	Modo de operación V2G	187
5.5	Valorización económica de energía eléctrica de EVs	188
5.6	Análisis económico de recambio de automóvil convencional por EV	189
5.7	Inserción de EBs.....	189
5.8	Análisis económico de recambio de buses convencionales por EBs	190
5.9	Conclusiones Generales	190
6	Bibliografía	192
7	Anexos.....	201
7.1	Perfiles de cargabilidad semanal con un perfil de demanda de verano y la segunda propuesta de mejora de los parámetros de operación de la red.	201
7.2	Curvas del estado de los colectivos de las líneas seleccionadas para el estudio.	205
7.3	Índice de Figuras	209
7.4	Índice de Tablas	216

1 Introducción

La organización de las naciones unidas (ONU) en el año 2015 definió 17 objetivos globales conformando una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada uno de estos objetivos posee metas específicas cuyo lapso para lograrlas fue fijado en los próximos 15 años. El objetivo número 13, denominado “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos”, se focaliza principalmente en combatir las tendencias de los aumentos de temperatura a nivel mundial y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero (GEI) hacia la atmósfera [1]. En línea con este objetivo de la ONU se encuentra el Acuerdo de París, el cual es un tratado internacional cuyo fin es limitar el calentamiento mundial en menos de 2 grados centígrados (°C), preferiblemente en menos de 1,5 [°C] en relación a los niveles preindustriales [2]. Para que estas metas sean logradas, es necesario que los distintos sectores del globo entero participen: los gobiernos, el sector privado y la sociedad civil [3]. Según la agencia internacional de energías renovables (IRENA), tres cuartas partes de las emisiones de GEI son de CO₂ y destaca que para lograr cumplir con el Acuerdo de París se requerirán esfuerzos considerables en todos los sectores, principalmente en el ámbito de las industrias claves y en el del transporte (terrestre, marítimo y aéreo). El ámbito del transporte posee un rol importante en la economía mundial siendo el medio de movilidad de personas y del comercio global. Se estima que actualmente el transporte representa un tercio de la demanda mundial de energía, y además posee una enorme dependencia de los combustibles fósiles [4]. Por esta razón, este tercio de la energía demandada mundialmente es cubierta principalmente por medio de hidrocarburos. Según el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP), las emisiones de CO₂ a nivel global en el año 2020 debieron disminuir un 7% por causa de la pandemia [5]; esta generó la ralentización de las actividades lo cual se reflejó en la reducción de viajes, actividad industrial y generación de energía eléctrica, que son importantes fuentes generadores de emisiones de GEI. IRENA menciona que la movilidad eléctrica brinda buenas oportunidades para una mayor introducción de generación renovable en el sector del transporte. En caso de que los vehículos eléctricos (EVs) sean considerados como tecnologías consumidoras de energía, de esta manera su demanda puede ser abastecida mediante energías renovables [6]. La utilización de los EVs presenta importantes ventajas, principalmente en cuatro sectores:

a) Matrices energéticas de los países: Un EV consume aproximadamente entre un tercio y un cuarto de energía con respecto a un vehículo eficiente impulsado por un motor con combustión interna (MCI). Por esta razón, un EV resulta de mayor eficiencia que un vehículo con MCI pudiendo reducir importantemente el consumo de energía debido al sector del transporte.

b) Medio ambiente: Un EV no emite GEI durante su utilización, por lo tanto, no genera polución local.

c) Salud: Los EVs no emiten residuos derivados de su funcionamiento que puedan afectar la salud humana como gases o partículas tóxicas. [7]

d) Menor contaminación sonora

Análisis de IRENA destacan el creciente potencial del uso de los EVs y mencionan tres desafíos que se deben superar para lograr la correcta inserción de los EVs en la sociedad: incrementar las ventas de EVs por año desde menos de 1 millón en 2017 a 10 millones a principios de la década del 2020; disminuir costos de los EVs, pues estos siguen siendo elevados, principalmente debido al precio de las baterías e invertir en infraestructura de recarga de EVs para acelerar el proceso de ventas de los mismos.

Los aspectos mencionados demuestran que la movilidad eléctrica viene a ser una oportunidad y un desafío para la humanidad debido a sus múltiples beneficios tecnológicos y ecológicos, es de esperar que el uso masivo de EVs genere un cambio del paradigma energético

actual. Entonces resulta de importancia investigar y conocer sus ventajas y desventajas a fin de favorecer al desarrollo sostenible.

Si bien hasta el momento se han mencionado únicamente los EVs, actualmente existen otras tecnologías en desarrollo que suelen surgir a modo de comparación con los EVs o de debate sobre ventajas y desventajas de cada una. Un caso es el biodiesel, según un estudio del 2018 del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) y la Cámara Argentina de Biocombustibles (Carbio), el biodiésel de soja que se produce en Argentina emite aproximadamente 70% menos de CO₂ que el límite establecido por la Unión Europea (UE) cumpliendo con los criterios de sustentabilidad internacionales. Este es un caso en particular, pero en general se posee con respecto a los combustibles convencionales una reducción en las emisiones de CO₂. Con respecto a los análisis de rendimiento es necesario realizar un estudio de la eficiencia energética de la energía primaria consumida, y sus distintas transformaciones hasta que es transmitida a la rueda de los vehículos (eficiencia del pozo a la rueda) para comparar distintas tecnologías según cada caso en particular. Se deben realizar estudios de la utilización de los suelos para la producción del biodiesel, pues se puede tener un aumento del talado de bosques, desplazamiento de los terrenos de producción de cultivos para alimentos y de ganadería. Estos aspectos resultan cuestionables teniendo en cuenta que existen grandes potenciales de generación renovable como el recurso solar y eólico para producir energía y destinarla a la movilidad eléctrica, resultando un transporte con nulas emisiones de CO₂. Por estas razones, las comparaciones entre distintos tipos de tecnologías se tornan en debates complejos en aspectos tanto técnicos como sociales. De todas maneras, para comparar dos tecnologías de movilidad equivalentes entre sí es necesario determinar la huella de carbono de cada una. Este indicador cuantifica las emisiones de GEI en todo el ciclo de producción de un artefacto hasta el fin de su vida útil y reciclado final.

Además, existen otros tipos de tecnologías como, por ejemplo, los vehículos híbridos que poseen mayores autonomías que los vehículos puramente eléctricos y son considerados como una tecnología de transición. Un estudio en el cual se comparan las performances entre distintas tecnologías de buses urbanos demuestra que, en el corto y mediano plazo, los vehículos híbridos poseen mejores performances, mientras que en el largo plazo resultan convenientes los EVs para rangos cortos de manejo y buses con celda de combustible para rangos más extensos de conducción [8]. Esto pone de manifiesto que en el futuro no necesariamente predominará un tipo de tecnología que cubra todos los tipos de usos. Pueden darse escenarios donde coexistan distintos tipos de tecnologías para los diversos usos particulares. La evidencia y los escenarios planteados posicionan a la movilidad eléctrica pura como las mejores alternativas hasta el momento para distancias no muy considerables del tipo urbano.

Ante diversos escenarios positivos de implementación de movilidad eléctrica a lo largo del mundo, inmediatamente se comienza a cambiar la idea de ir a estaciones de combustible a cargar el tanque de los vehículos y se piensa en la conexión de los EVs en las redes eléctricas. Surge la duda, y por lo tanto, se crean líneas de estudio e investigación sobre cómo se dará la integración de la movilidad eléctrica en los sistemas eléctricos de potencia y cuáles serán sus efectos en la red.

Con la inserción de EVs en las redes eléctricas es de esperar que la demanda de potencia instantánea y de energía se vea aumentada. Su crecimiento dependerá del tipo de penetración de los EVs. En caso de que se trate de una incorporación masiva, existe el riesgo de que ocurran importantes problemas como, por ejemplo: excesivas caídas de tensión, importantes pérdidas de energía, calidad inadecuada de la energía, sobrecarga de elementos (líneas y transformadores principalmente) y grandes inversiones orientadas a incrementar la capacidad de potencia de la infraestructura eléctrica, así como también en nuevas tecnologías de telecomunicaciones y

control, a los fines de dotar de mayor inteligencia y flexibilidad de operación a las redes de distribución. Por estas razones, resulta importante analizar previamente los posibles escenarios permitiendo considerar la penetración de nuevas tecnologías de movilidad en la planificación de las redes eléctricas. Resulta importante para poder abastecer en todo momento las exigencias de demanda, determinar la potencia y energías necesarias. Ante estos posibles problemas surgen nuevos conceptos dentro del ámbito como la recarga inteligente que permitiría evitar el sobredimensionamiento de las redes eléctricas y aplazar inversiones en infraestructura eléctrica.

En base al contexto actual, en el presente proyecto final de carrera de grado, se propone como objetivo principal, realizar un estudio de la inserción de locomoción eléctrica de usuarios residenciales y del transporte público sobre una red de distribución primaria de 13,2 kV, evaluando sus impactos técnicos y económicos. Se plantean distintos escenarios de integración de EVs en redes urbanas de media tensión, utilizando como sistema de estudio, las redes de distribución urbanas de 13,2 kV que abastecen la ciudad de Santo Tomé (provincia de Santa Fe, Argentina). Se persigue justificar y mencionar las principales razones por la que se esperan diversos escenarios de integración de EVs. Se analizan patrones de utilización de los vehículos de uso residencial y se generan perfiles de carga considerando distintos escenarios diferenciando principalmente entre recargas de tipo no controlada y recargas inteligentes mediante gestión de la demanda; además se tienen en cuenta distintos tipos de usuarios y tecnologías de recarga. Se persigue estudiar a su vez, dos modos de conexión de los EVs con la red: modo G2V (de la red hacia el vehículo), es decir que operan como demanda de energía para cargar sus baterías y V2G (vehículo hacia la red) considerando la posibilidad de aportar energía desde la flota vehicular hacia la red según las necesidades de la misma. Por otra parte, se propone diseñar un recorrido de buses eléctricos en la región de estudio analizando el impacto de la movilidad pública en la red. En todos los casos interesa, según distintos criterios adoptados, determinar el porcentaje admisible de penetración de la movilidad eléctrica en la red, sin la necesidad de efectuar inversiones en infraestructura y respetando sus condiciones admisibles de operación.

1.1 Justificación

En Argentina, el documento de escenarios energéticos 2030 elaborado por la Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético de la Subsecretaría de Planeamiento Energético [9] menciona que, según ciertas políticas específicas, se estima para el año 2030 que el 12% de las ventas de autos y livianos (furgones y pickups) serán del tipo eléctrico. Además, se proponen cambios en la composición por combustible de la matriz energética del transporte por los cuales se planteó un escenario de alta penetración de movilidad eléctrica (de electrificación) y otro de elevada utilización de gas natural (de gasificación). El escenario de electrificación proyectado para el 2030 estima que el 30% de las ventas de autos y livianos sean eléctricos y que el 50% de las ventas de buses de corta distancia sean eléctricos. En la Figura 1 se presenta la composición del parque automotor en el año 2018 y en el año 2030 según 4 escenarios planteados. Se observa que en 3 escenarios se estima que el parque automotor en el 2030 esté compuesto en un 2,2% por movilidad eléctrica y considerando un escenario de electrificación se tendría un 5,6% de vehículos eléctricos.

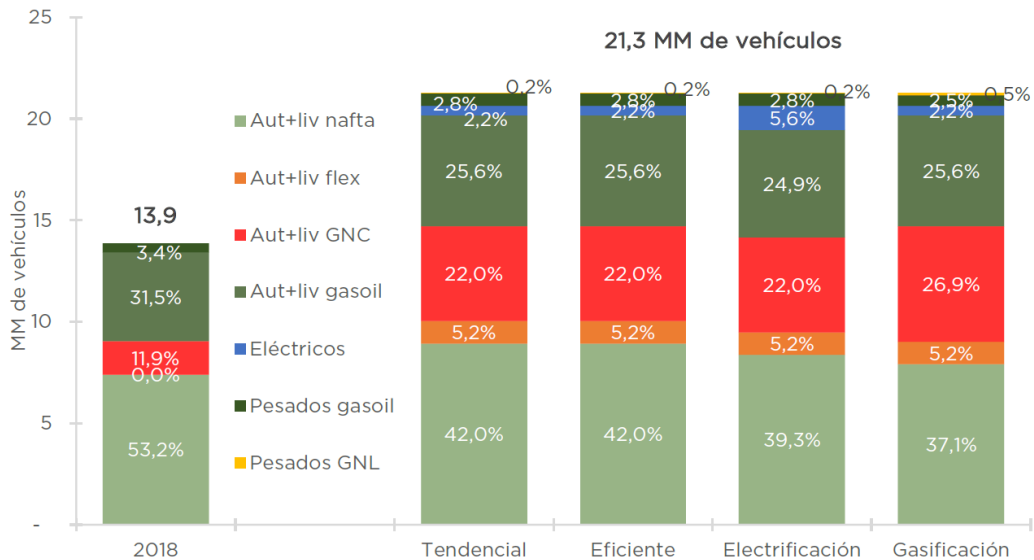


Figura 1. Composición del parque automotor según distintos escenarios hacia el 2030. Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía – Ministerio de Hacienda

Los EVs desde los ojos de la red vienen a ser un nuevo tipo de carga con patrones particulares de demanda o inyección de energía en el caso de modos de operación V2G. Los niveles nacionales estimados de integración de la movilidad eléctrica en el parque automotor despiertan el interés en Argentina de prever las consecuencias en distintos aspectos que traerán para así evitar imprevistos indeseables. La integración en las redes eléctricas conllevará una serie de estudios y acciones por parte de los planificadores de la red con el fin de aprovechar esta inserción en masa e integrarla lo más armónicamente posible con el sistema. Además, resultan necesarios estos análisis teniendo en cuenta los beneficios tecnológicos y ambientales que presenta la movilidad eléctrica siendo estos aspectos actualmente tema de discusión ante el paradigma energético actual.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Principal

Estudiar los impactos técnico y económico originados por la inserción del transporte de locomoción eléctrica en la operatividad de las redes de distribución de media tensión.

1.2.2 Objetivos Específicos

- ❖ Construir un modelo eléctrico de una red de distribución primaria de 13,2 kV de tipo urbana existente en zonas aledañas a la ciudad de Santa Fe, con características de densidad media de consumo.
- ❖ Caracterizar curvas de carga tipo para usuarios residenciales pertenecientes a la red en estudio, en función de mediciones efectuadas en los distribuidores de media tensión.
- ❖ Desarrollar perfiles de carga y descarga de EVs según los conceptos de descarga de energía desde el vehículo hacia la red (V2G) y de carga de energía desde la red hacia el vehículo (G2V), para diferentes tecnologías del sistema de carga.
- ❖ Proponer estrategias de gestión V2G y G2V para usuarios residenciales y analizar su impacto, individual y global, sobre las condiciones de operación de la red.
- ❖ Proponer estrategias de gestión V2G y G2V para el transporte público urbano y analizar su impacto individual y global, sobre las condiciones de operación de la red.

- ❖ Determinar límites operativos de la red de distribución bajo distintos escenarios de inserción de vehículos eléctricos.
- ❖ Valorizar el impacto económico de las estrategias de gestión de la demanda propuestas sobre los costos de operación de la red y sobre la tarifa de energía eléctrica del usuario.
- ❖ Evaluar la factibilidad económica del reemplazo de vehículos de combustión interna por otros de locomoción eléctrica, a nivel residencial y de transporte público.

1.3 Alcance

El presente proyecto pretende determinar el grado de inserción admisible de vehículos y buses eléctricos en una red de distribución primaria de 13,2 kV, en consideración de distintas tecnologías de movilidad, de sus sistemas de carga/descarga, y de los patrones de utilización. Se propondrán estrategias de gestión de las futuras demandas eléctricas de la red; y, para el caso de funcionamiento V2G, de las fuentes de almacenamiento energético (tanto para usuarios residenciales como para transporte público). Asimismo, se definirán indicadores cuantitativos de las mejoras logradas en la operatividad de la red con respecto a escenarios sin gestión de la demanda ni inyección de energía al sistema eléctrico. Se valorará el impacto económico tanto sobre la operatividad de la red como sobre la tarifa eléctrica de los usuarios. Por último, se evaluará la viabilidad del reemplazo de la locomoción convencional por la de tipo eléctrica, tanto en el ámbito residencial como en el público. La red eléctrica de MT modelada representará una zona de densidad media de consumo tipo urbana, no previéndose analizar en este proyecto casos relacionados con redes de baja densidad de consumo ni con demandas de tipo industrial o comercial.

2 Marco teórico

En esta sección se presentan distintos aspectos relativos al estado de la movilidad eléctrica en la actualidad. Se expone una clasificación de las distintas tecnologías de vehículos, la historia de los EVs, el escenario actual en materia de movilidad eléctrica en Argentina, las características de los EVs, así como la comparación en distintos ejes de interés con vehículos impulsados por un MCI, una justificación de la utilización de EVs y proyecciones a futuro de la evolución de las tecnologías en el ámbito del transporte. Con respecto a la penetración en las redes eléctricas, se presentan los distintos tipos de sistemas de carga de los EVs, describiendo las diferencias entre ellos, trabajos de investigación actuales referentes de la integración de los EVs en los sistemas eléctricos y las líneas de investigación en desarrollo con respecto a la temática. Por último, se destacan aspectos importantes sobre el modelado de la inserción de EVs en los sistemas de potencia y el estado actual de desarrollo tecnológico en flotas de buses eléctricos.

2.1 Tipos de vehículos según su grado de electrificación:

Según un informe de la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC) [10], la flota circulante en Argentina entre los años 2018 y 2019 representó un incremento del 2,52% y a fines del 2019 posee 14.301.524 de vehículos. El análisis de la flota circulante por tipo de combustible expresa que los vehículos que funcionan con nafta representan el 51,8% y los Diesel el 34,9% de la flota. Los vehículos convertidos a GNC poseen una participación de 13,3% de la flota circulante. Los EVs (100% eléctricos, con patente para poder circular en todo el país) mostraron un incremento desde 50 unidades en 2018 a 70 unidades en el 2019 [10]. Por otro lado, los vehículos híbridos experimentaron un crecimiento notable de 1000 unidades entre los dos años de estudio totalizando 2.090 unidades a finales del año 2019.

2.1.1 Vehículos con motores de combustión interna

Los MCI, se clasifican en dos grandes grupos, que se detallan a continuación:

- ❖ Vehículos con MCI: Son el tipo de vehículos más utilizado en Argentina, como su nombre lo indica posee un MCI, la energía mecánica para efectuar el desplazamiento del vehículo se logra mediante la combustión de hidrocarburos. Este tipo de vehículos debido a la combustión de hidrocarburos elimina a través de su caño de escape gases y/o partículas dañinas para la salud y gases de efecto invernadero. Por otro lado, su rendimiento es bajo, un valor promedio es 30%, si bien esto depende del tipo de motor, de combustible y hábitos de conducción. En la Figura 2 se presenta un esquema simplificado de la composición de un vehículo con MCI.

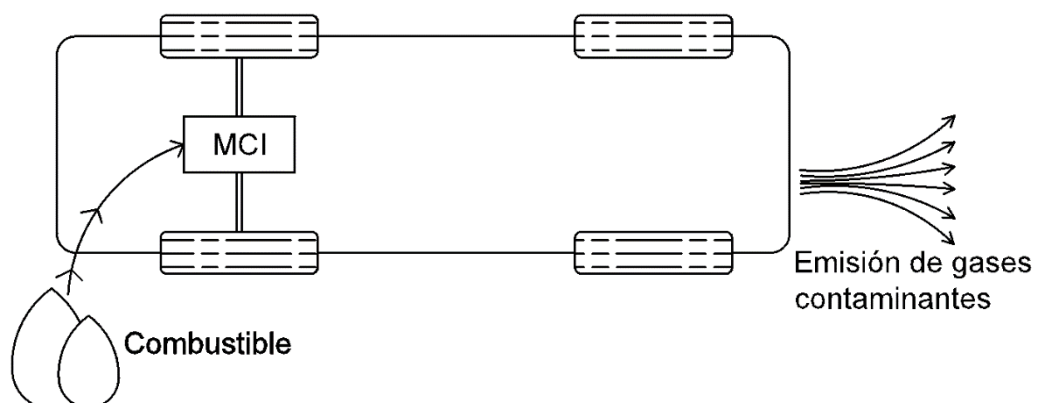


Figura 2. Esquema simplificado de vehículo con MCI

- ❖ Vehículos con MCI y sistema de parada/arranque: El principal objetivo de estos vehículos es tornarlos más eficientes y ecológicos. Los sistemas automáticos de parada/arranque, cuando el vehículo se detiene (por embotellamientos, semáforos en rojo, colas de vehículos o situaciones similares) apagan el MCI y al momento del arranque, lo vuelve a encender. El motor de arranque del vehículo es diseñado para resistir los arranques y paradas frecuentes del MCI durante su vida útil. Este sistema logra reducir el consumo de combustible (en un 3-5%) emitiendo menor cantidad de gases nocivos para la salud o medio ambiente. En la Figura 3 se presenta un esquema simplificado de la composición de un vehículo con MCI y sistema de parada/arranque.

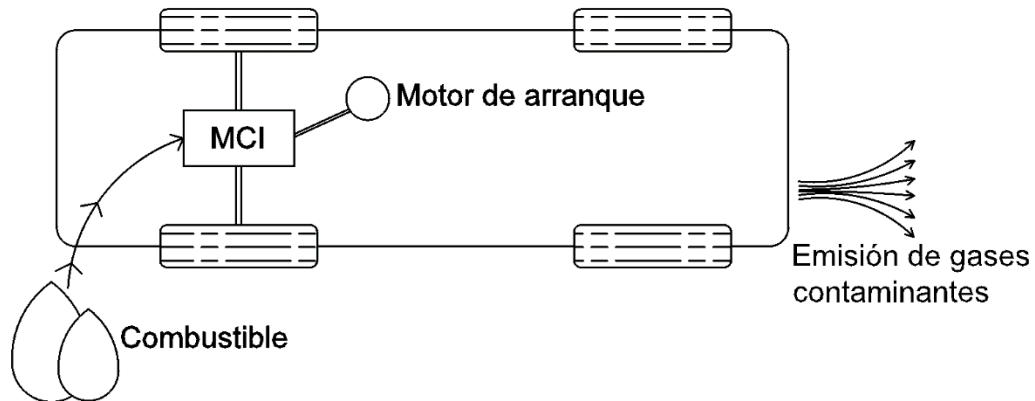


Figura 3. Esquema simplificado de vehículo con MCI y sistema de parada/arranque

2.1.2 Vehículos eléctricos híbridos

Los vehículos eléctricos híbridos (HEV) son aquellos cuya propulsión se realiza mediante la combinación de la operación de un MCI con un motor eléctrico. Existe una subclasificación de los HEV: la primera, utilizada en el presente proyecto en función del tipo de conexión entre los motores (híbridos en serie, en paralelo o mixtos) y la segunda según los grados de hibridación (total o parcial) [11]. Los HEV poseen frenado regenerativo, en el cual se utiliza parte de la energía de frenado en las desaceleraciones haciendo funcionar a los motores eléctricos como generador y recargando las baterías, por lo tanto, no requieren de carga externa.

A continuación, se detallan las principales características de los diferentes tipos de HEV:

- ❖ Híbridos en paralelo: El motor eléctrico opera en conjunto con el MCI transmitiendo potencia a las ruedas del vehículo. Se trata de un sistema que no resulta demasiado complejo mecánicamente, tornándolo más simple de construir. Las baterías pueden brindar energía al motor eléctrico y viceversa en el caso de operación en modo de freno regenerativo. En la Figura 4 se presenta un esquema simplificado de la composición de un vehículo híbrido en paralelo.

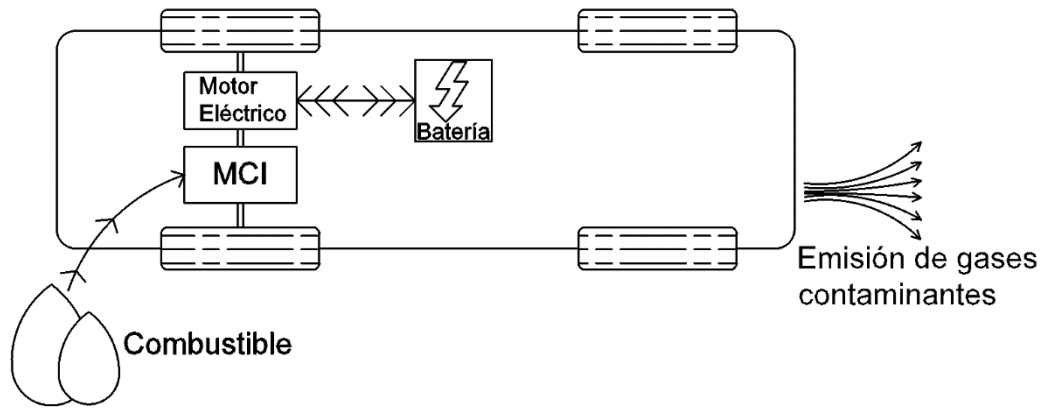


Figura 4. Esquema simplificado de vehículo híbrido en paralelo

- ❖ Híbridos en serie: En este caso, el MCI se utiliza para generar electricidad, acciona un generador eléctrico pudiendo alimentar al motor eléctrico y recargar las baterías. Cuando las baterías están cargadas, el mismo puede dejar de funcionar. Las baterías pueden brindar energía al motor eléctrico y viceversa en el caso de operación en modo de freno regenerativo. En la Figura 5 se presenta un esquema simplificado de la composición de un vehículo híbrido en serie.

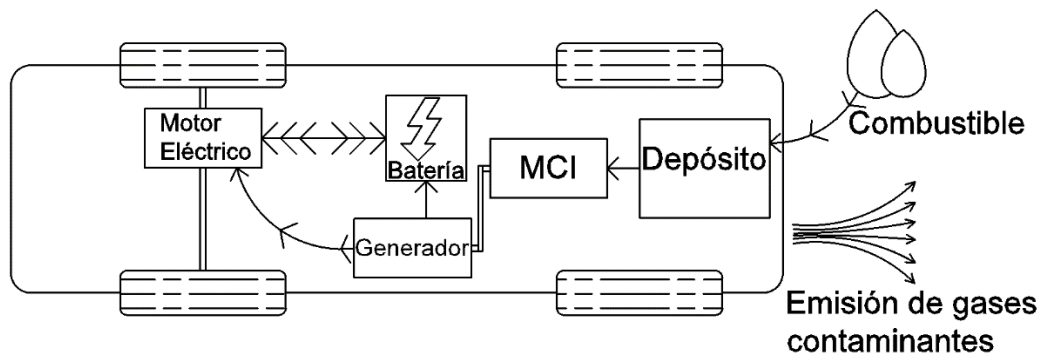


Figura 5. Esquema simplificado de vehículo híbrido en serie

- ❖ Híbridos mixtos o híbridos totales (no enchufables): El MCI puede impulsar al vehículo operando individualmente; el motor eléctrico también puede lograrlo, o el vehículo puede ser impulsado por ambos motores en el mismo instante. Ambos motores están acoplados a la transmisión a través de un sistema de engranajes diferencial pudiendo transmitir su potencia a las ruedas. En los momentos donde opera únicamente el MCI, entonces el motor eléctrico funciona como generador recargando el conjunto de baterías. Estos vehículos poseen mayor eficiencia y menores emisiones que en los casos anteriormente mencionados. La existencia de un conjunto diferencial permite que el MCI transmita potencia a las ruedas en su rango de rendimiento máximo, se consigue que el conjunto opere siempre de manera óptima mediante el sistema de control. Por esta ventaja sumado a la existencia del motor eléctrico se puede prescindir en estos vehículos de las cajas de cambios. Con respecto a los casos anteriormente mencionados, esta arquitectura posee una alta complejidad mecánica, y por lo tanto un mayor costo asociado. En la Figura 6 se presenta un esquema simplificado de la composición de un vehículo híbrido mixto.

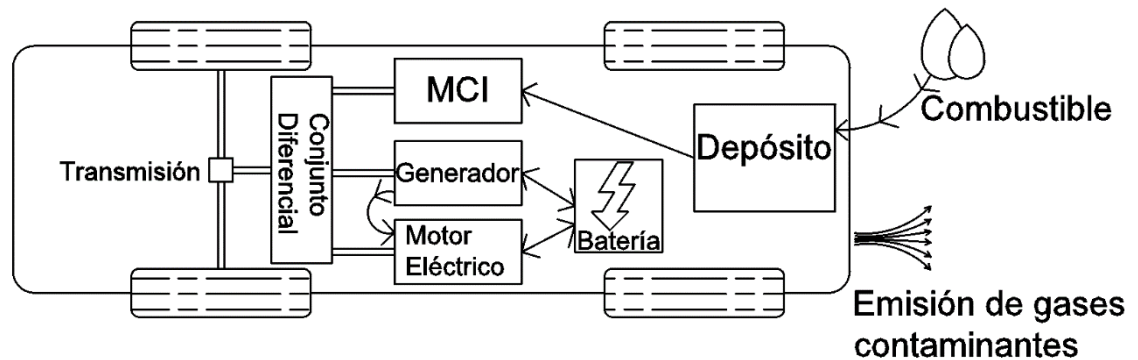


Figura 6. Esquema simplificado de vehículo híbrido mixto o total

- ❖ Híbridos enchufables: Su batería puede ser recargada mediante una conexión con la red eléctrica. Se caracterizan por ser de elevada complejidad por el hecho de tener que poseer dos sistemas de tracción (eléctrica y con MCI). Poseen motores eléctricos de mayor potencia proporcionando mayores aceleraciones y velocidades alcanzables. Sus baterías son además de mayor capacidad que los casos anteriores, esta es una de las principales razones por las que requieren ser enchufados a la red.
- ❖ Híbridos enchufables de autonomía extendida: Estos vehículos poseen baterías de mayor tamaño, por lo tanto, se tornan más pesados y costosos. Se denominan de rango extendido debido a que el motor eléctrico es el encargado de impulsar al vehículo y el MCI opera para recargar la batería cuando esta lo necesite accionando un generador eléctrico. Este generador eléctrico en casos particulares puede alimentar directamente al motor si la batería se encuentra muy descargada o si es necesario utilizar continuamente el climatizador del vehículo (el MCI opera como un generador que ayuda a extender la autonomía del vehículo). Poseen motores eléctricos de mayor potencia y baterías de mayor capacidad (por lo tanto, mayores autonomías) que los casos anteriores. Pueden hacer trayectos de hasta 70 km utilizando únicamente las baterías [12], funcionando a velocidades normales solo con el motor eléctrico. Se trata de la última tecnología de transición previa al EV puro.

2.1.3 Vehículos Eléctricos Puros

El vehículo eléctrico puro (denominado como “EV” en el presente proyecto), consiste en un vehículo que es impulsado por uno o más motores eléctricos alimentados mediante una batería. La batería viene a ser uno de los componentes más importantes en estos vehículos y es recargada mediante una fuente de energía eléctrica externa, generalmente mediante la red eléctrica. No posee pequeños motores a gasolina como en el caso de los vehículos híbridos. La mayoría de EVs poseen un sistema de recuperación de energía cinética (sistema de frenado regenerativo). No generan emisiones algunas a la atmósfera durante su funcionamiento. Puede darse la posibilidad dependiendo de la matriz energética nacional de que se produzcan emisiones a la atmósfera en el proceso de generación de energía eléctrica. En la actualidad, esta es la tecnología con mayor grado de electrificación y menor cantidad de emisiones de gases contaminantes, razones por las cuales adquiere una elevada aceptación y es promocionado como agente colaborador en la reducción de gases contaminantes a la atmósfera. Existen distintas proyecciones de reducciones de precios de baterías, nuevas tecnologías y escenarios futuros que lo sitúan en una posición importante a

futuro. En la Figura 7 se presenta un esquema simplificado de la composición de un vehículo eléctrico puro.

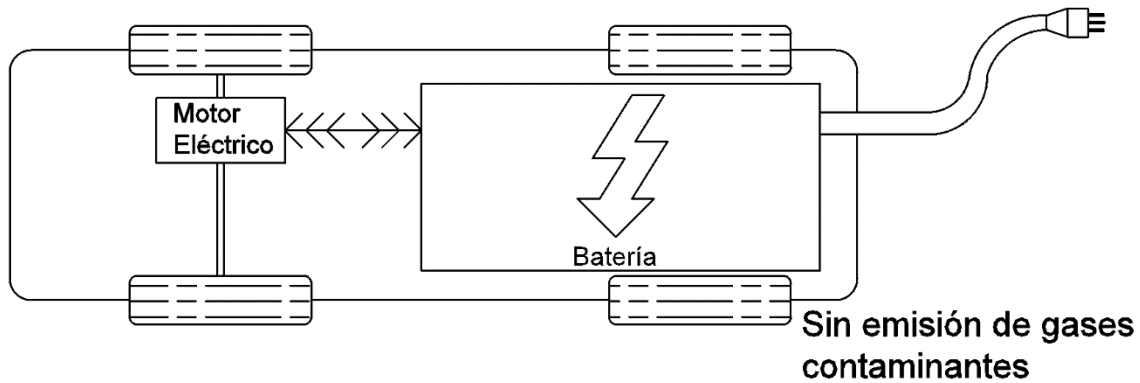


Figura 7. Esquema simplificado de vehículo eléctrico puro.

Como se puede observar en la descripción de estas distintas tecnologías de vehículos, iniciando con los vehículos de MCI hasta el EV, las transiciones en general se dan de manera tal que a mayor grado de electrificación se observa una mayor disminución de la emisión de gases contaminantes en su funcionamiento.

2.1.4 Vehículo eléctrico con celda de combustible

El vehículo eléctrico con celda de combustible (Fuel Cell Electric Vehicle - FCEV) es impulsado por un motor eléctrico. Poseen una celda de combustible de hidrógeno, la energía proviene de una reacción química que se produce en el interior de la celda de combustible, la cual es alimentada por hidrógeno. En la actualidad, son de elevado precio y no existen demasiados lugares con surtidores de hidrógeno. Es una tecnología que resulta interesante de investigar, hasta el momento no posee la popularidad que tienen los EVs, pero existe la posibilidad de que puedan llegar a cubrir ciertos tipos particulares de uso en el futuro. Esta línea de vehículos se encuentra enmarcada en un ámbito distinto al de estudio en el presente proyecto, pero resulta interesante mencionar su existencia. En la Figura 8 se presenta un esquema simplificado de la composición de un vehículo eléctrico de celda de hidrógeno.

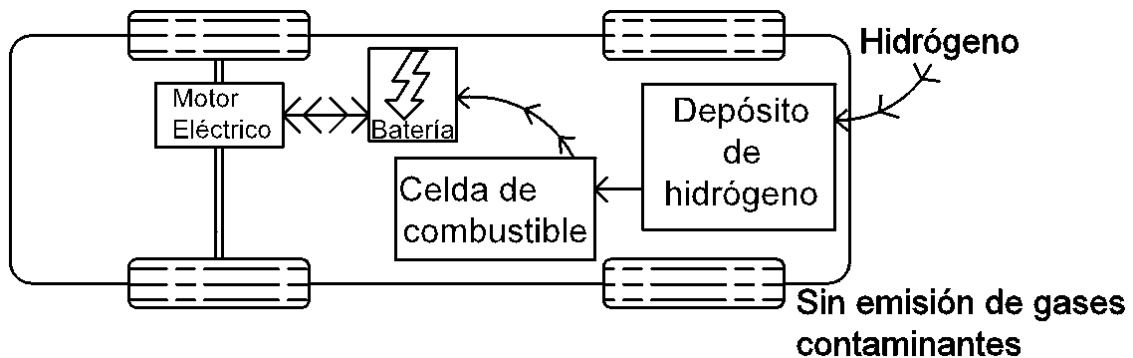


Figura 8. Esquema simplificado de vehículo eléctrico de celda de hidrógeno.

2.2 Historia del vehículo eléctrico

Teniendo en cuenta el importante auge que han tenido los EVs en los últimos años, actualmente se torna frecuente referirse a ellos como una tecnología prometedora para el futuro. Por esta razón se intentan predecir sus impactos en diferentes ámbitos en los años venideros para evitar imprevistos.

Resulta importante mencionar que los primeros prototipos de EVs fueron desarrollados desde la década del 1830. El prototipo de mayor impacto en esa época fue el creado por Robert Anderson el cual operaba con las baterías existentes en esos años de tipo no recargable, que tornó a estos vehículos con autonomías bajas. En el año 1859 se crean las primeras baterías de plomo ácido tratándose de las primeras baterías eléctricas recargables. En 1881 se obtuvieron mejoras considerables de su capacidad, con estas características un tiempo después pudieron ser comercializadas favoreciendo el desarrollo de los EVs. A finales del siglo XIX se batió un récord de velocidad en tierra por parte de un EV denominado “*La Jamais Contente*” que superó los 105 km/h. El EV tuvo una alta aceptación comparable con los vehículos de vapor y mayor aceptación que los vehículos de gasolina. A finales de la primera década del siglo XX, los EV tuvieron su tope de ventas y aceptación, un par de años más tarde comenzaron a caer en un importante declive impulsado por un conjunto de acontecimientos. Henry Ford lanzó al mercado el Ford T con MCI, con mayores autonomías que los EVs. Los vehículos de gasolina se popularizaron demasiado debido a su producción en masa, caídas del precio del petróleo y facilidades de carga de combustible en comparación con la instalación de cargadores domiciliarios de EVs. El método de producción de Ford, tornó económicos a los vehículos de gasolina haciéndolos asequibles para gran parte de la sociedad, en contraparte los EVs poseían elevados costos de producción de las baterías y su tiempo de vida útil era corto, de 5 años aproximadamente. Además, la recarga de los EVs resultaba muy lenta y poseían autonomías menores a los vehículos de gasolina. Los EVs se encontraron limitados a un uso urbano debido a sus bajas autonomías y velocidades de funcionamiento. Además de estos aspectos, el crecimiento de las ciudades y el aumento de las distancias de los viajes conllevaron a una exigencia por parte de los usuarios de vehículos con elevadas autonomías. Por estas razones, el vehículo de gasolina experimentó su auge en los inicios de la década del 1920 pudiendo realizar mayores distancias a mayores velocidades, en simultáneo la industria de los EVs se paralizó en esa época. Desde ese momento y por aproximadamente cinco décadas la fabricación de vehículos eléctricos con uso para transporte se interrumpió totalmente.

En el año 1973, se realizó el Simposio de Desarrollo de Sistemas de Energía de Baja Contaminación en Michigan donde los principales desarrolladores de vehículos efectuaron sus presentaciones [13]. En este simposio se observaron las primeras intenciones de los fabricantes de vehículos de disminuir los consumos de combustibles, pero no debido a motivos ecológicos, las principales razones fueron posibles problemas en el comercio de los combustibles. General Motors desarrolló un EV experimental de uso urbano con un cargador de baterías para ser presentado en el simposio (Figura 9, en la derecha), la empresa de baterías Exide también realizó un llamativo prototipo de EV (Figura 9, en la izquierda), no con fines comerciales sino con el objetivo de promoción de su firma. Luego de superada la crisis del petróleo estas alternativas quedaron en el olvido.



Figura 9. Prototipos de EVs en 1973. Izquierda) EV de empresa Exide. Derecha) EV de General Motors.
Fuente: The U.S. National Archives [14]

En la década del 1990 se inició la creación de distintos tipos de regulaciones para controlar las emisiones de GEI. En 1990 en California la *Air Resources Board* (ARB) impulsó el programa de vehículos de emisión cero (ZEV) mediante una Ley de la Calidad del Aire en la que se propuso lograr que un 2% de las ventas de vehículos en 1998 sean ZEV y que este valor ascienda a 10% en el 2003 [15]. Se establecieron ayudas monetarias para las industrias y los usuarios destinadas al cumplimiento de las metas planteadas. En el año 1997 se creó el Protocolo de Kioto cuyo principal objetivo establecido fue reducir los GEI. Estas y similares iniciativas comenzaron a implantar la conciencia de necesidad de disminuir los GEI en el planeta, modificando de esta manera los intereses de los mercados con el correr de los años. Por estas razones, las empresas se focalizaron de manera más intensa en desarrollar tecnologías ecológicas de movilidad, siendo el ámbito del transporte, uno de los mayores responsables de emisión de gases de efectos invernadero y de la contaminación del aire en ciudades con alta densidad de población.

Actualmente, la crisis climática y la contaminación de las ciudades más pobladas condujeron a la concientización sobre un desarrollo sostenible. En lo que respecta al ámbito de la movilidad, las industrias del transporte y los usuarios adoptan cada vez más tendencias de desplazamiento hacia el uso de EVs. En la última década, la flota mundial de EVs creció notablemente - a 7,2 millones de unidades en 2019 como se visualiza en la Figura 10 - debido principalmente a los avances tecnológicos y políticas de incentivo en el ámbito. Los EVs representaron el 2,6% de las ventas mundiales de vehículos y aproximadamente el 1% del stock mundial en 2019, registrando un incremento interanual del 40% [22].

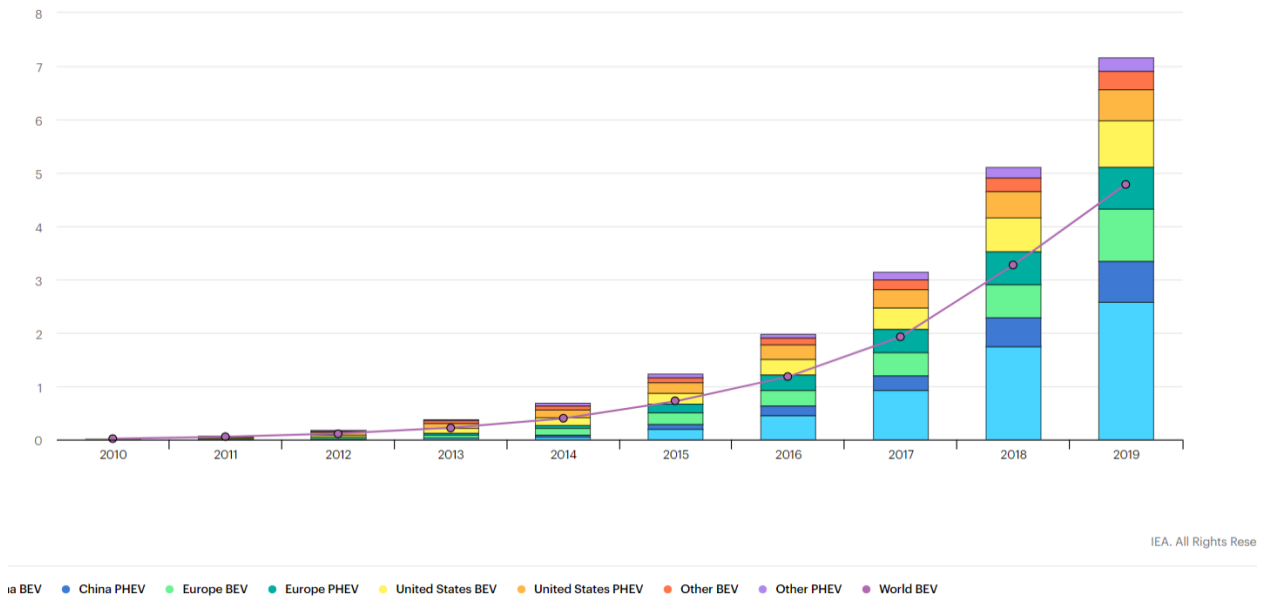


Figura 10. Evolución de la flota de EVs desde el año 2010 al año 2019. Fuente: IEA - Global EV Outlook 2020

Actualmente China posee el mayor mercado de EVs seguido de Alemania y EEUU (ver Figura 11). Varios mercados de Europa duplicaron o triplicaron sus ventas de EVs (dentro de estos Alemania, pasando a ocupar el segundo mercado más grande del mundo) de tal manera que el continente acaparó el 43% de las ventas mundiales [35].

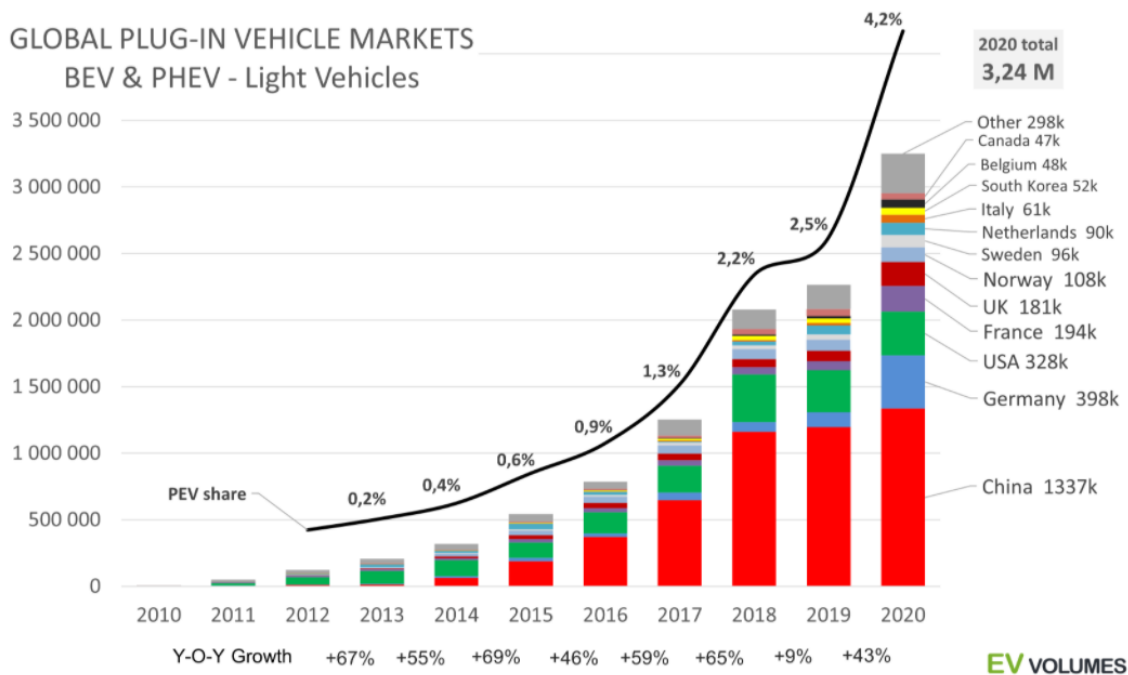


Figura 11. Mercado global de EVs.

En la Figura 12 se presentan los países con mayor porcentaje de EVs vendidos sobre el total de ventas en el último trimestre de 2019 y primer trimestre de 2020. Se observa que Noruega e Islandia presentaron porcentajes de ventas de EVs de aproximadamente 58% y 48% respectivamente sobre el total de ventas de automóviles en el primer trimestre del 2020 [16]. Noruega en el año 2020 se convirtió en el primer país en lograr que más del 50% de las ventas de vehículos sean EVs, representaron un 54,3% del total de las ventas [17].

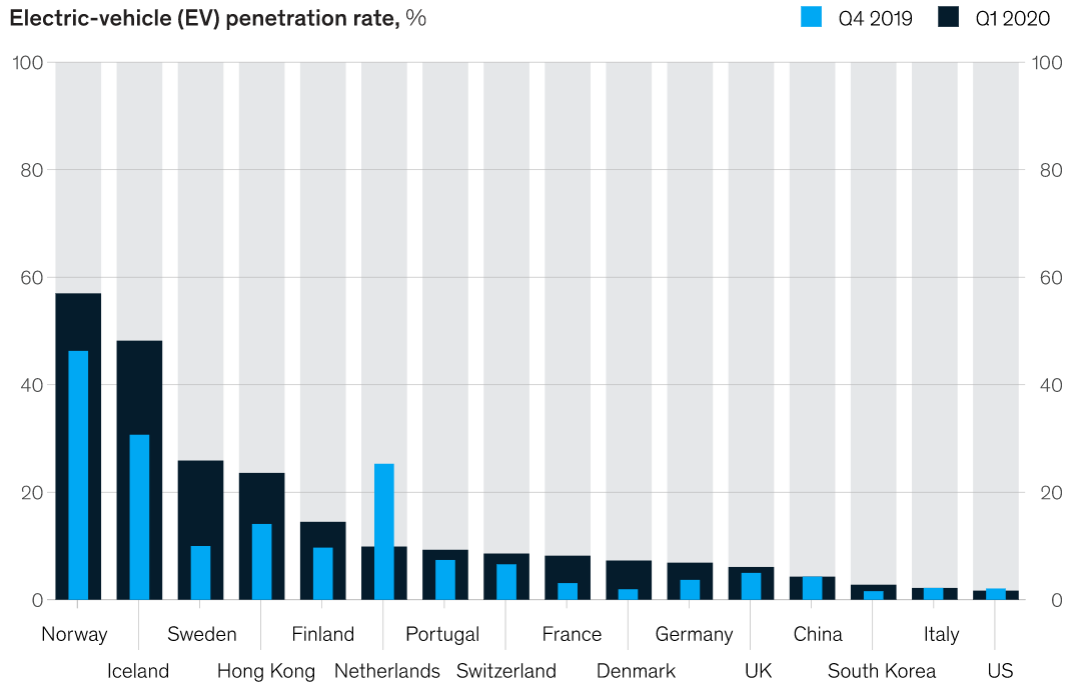


Figura 12. Penetración de vehículos eléctricos en el mercado de distintos países.

2.3 Escenario actual en Argentina

Según el balance energético nacional del año 2019 de la Secretaría de Energía, el 31% de la demanda energética total en el país es consumida por el rubro del transporte [18] como se visualiza en la Figura 13. El sector del transporte es el que posee mayor cantidad de energía consumida. En el balance energético nacional se puede observar que la utilización total de energía en el año 2019 fue de 55.7 millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP).

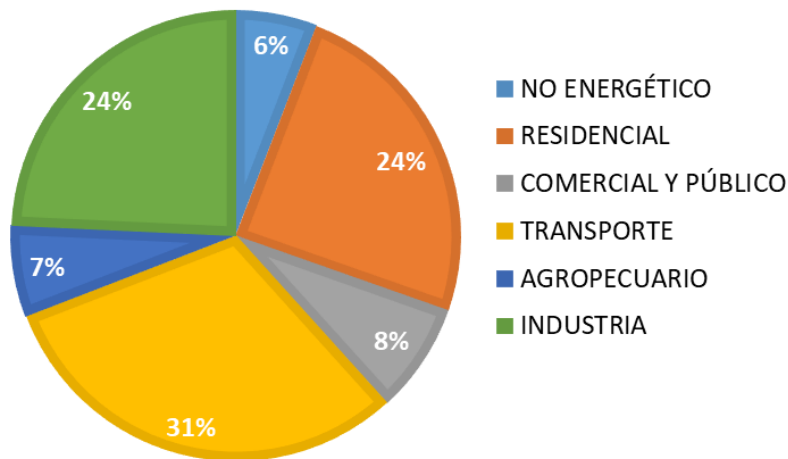


Figura 13. Consumo de energía nacional. Fuente: Secretaría de energía, Balance energético nacional.

Según CAMESA en su informe anual del 2019 [19], el 59,8% de la energía eléctrica producida fue mediante generación térmica, el resto del porcentaje se reparte entre generación hidráulica, renovable, nuclear e importaciones según se muestra en la Figura 14. Esta composición de la matriz energética actual de Argentina la torna fuertemente dependiente de los derivados del petróleo.

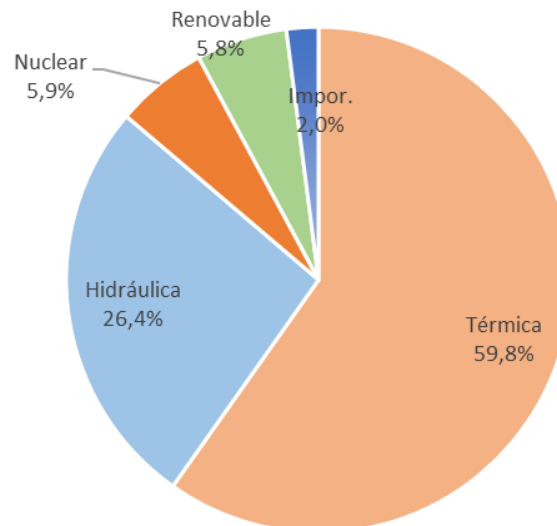


Figura 14. Generación de energía en la matriz energética Argentina en el 2019. Fuente: CAMMESA

Como se expuso anteriormente, aproximadamente un tercio de la energía consumida en Argentina es debido al sector del transporte, se trata de una gran cantidad en comparación con los demás rubros. En la Figura 15 se presenta el diagrama Sankey del balance energético de Argentina en el año 2015 obtenido del Ministerio de Energía y Minería [20]. En el mismo se indica que en el año 2015, 16.9 millones de TEP fueron consumidas en el sector del transporte. Se observa que el sector del transporte es principalmente abastecido mediante gas oil, motonaftas, gas de red, fuel oil y otras fuentes secundarias. Esto implica que el sector del transporte depende principalmente del gas natural y del petróleo como energías primarias. En línea con el desarrollo sostenible, un objetivo respecto al sector del transporte haciendo referencia al diagrama Sankey viene a ser: disminuir el ancho de la línea de cantidad de energía destinada al transporte, implementando tecnologías más eficientes y que las fuentes de energías primarias principales destinadas a este sector sean del tipo renovable o más amigables con el ambiente que el gas natural y el petróleo. Según el objetivo de la Ley 27.191 se busca cubrir en el año 2025 un 20% del consumo de energía eléctrica nacional mediante generación renovable, lo cual demuestra un claro interés en la incorporación de energías renovables en la matriz energética. En un escenario donde el sector del transporte sea alimentado principalmente mediante energía eléctrica, resulta importante destacar que se debería aumentar la potencia instalada de centrales de generación y estaciones transformadoras e incrementar la capacidad de transmisión y distribución de las líneas eléctricas tal que puedan absorber el consumo energético nacional debido al transporte (menor al actual considerando las eficiencias de la movilidad eléctrica en comparación con la movilidad impulsada por MCI).

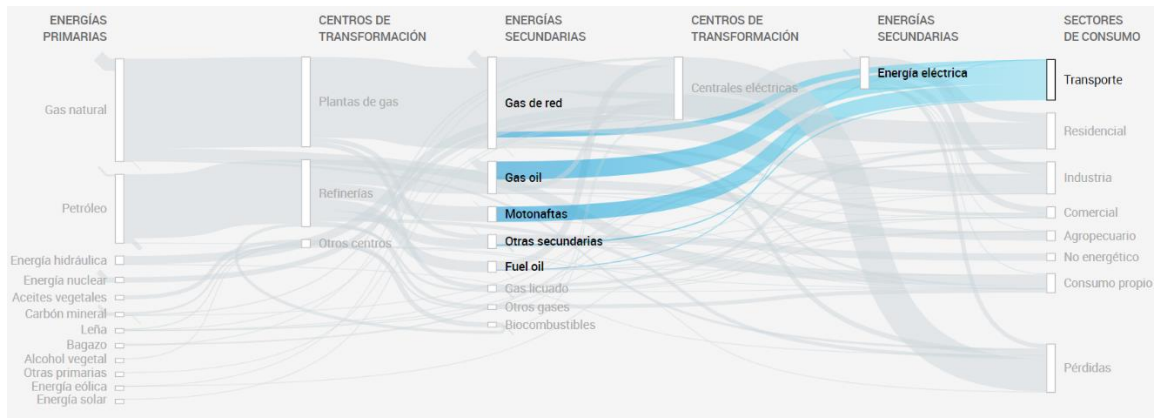


Figura 15. Diagrama Sankey utilización de la energía en Argentina en el año 2015. Fuente: Ministerio de Energía y Minería [20]

En la Figura 16 se presenta un diagrama Sankey obtenido de la International Energy Agency (IEA) [21] en el cual se presenta el uso final de la energía en Argentina en el año 2018. Se indica según esta fuente que en el 2018 el consumo final total es de 57,16 Millones de TEP. Se observa que el rubro del transporte no abarca únicamente la movilidad en las calles o rutas (transporte privado o público), también se trata de ferrocarriles, aviación y navegación. La línea en celeste que representa energía eléctrica utilizada en el transporte, acomete al rubro de ferrocarriles. En la Figura 17 se presenta en números, la cantidad de cada tipo de energía que es destinada al sector del transporte. Principalmente el sector del transporte se encuentra abastecido por derivados del petróleo, en menor medida por gas natural y biocombustibles, por último, la menor proporción es de energía eléctrica destinada principalmente a trenes eléctricos.

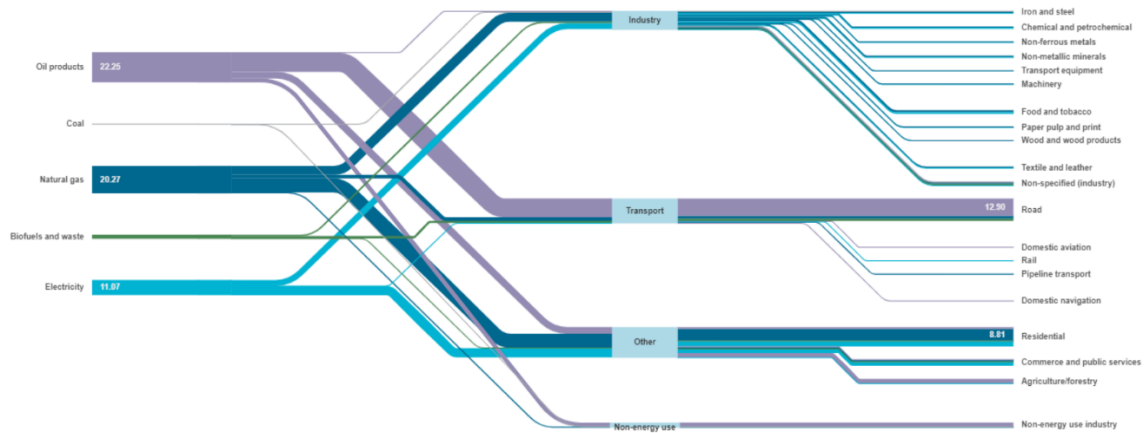


Figura 16. Diagrama Sankey del uso de la energía en Argentina en el 2018. Fuente: IEA [21]

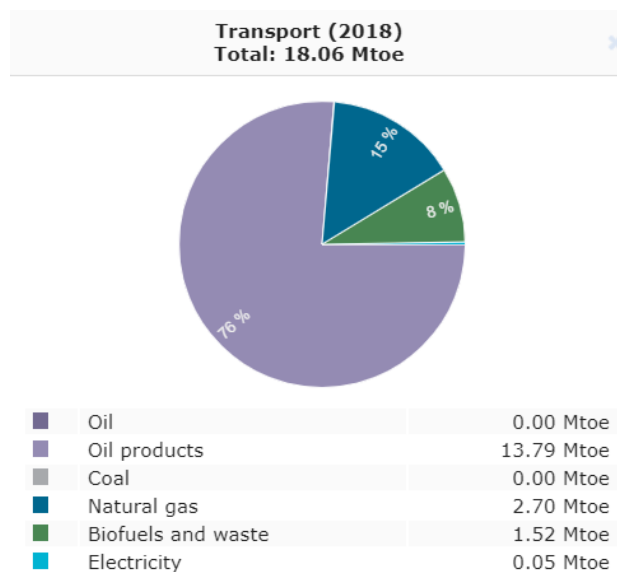


Figura 17. Composición de la energía utilizada en el rubro del transporte en el año 2018. Fuente iea

Corresponde destacar en esta sección nuevamente que, según los escenarios energéticos planteados para el año 2030 en Argentina [9], del análisis de la evolución de los consumos del combustible en el sector del transporte se esperan cambios en los combustibles utilizados en el sector de la movilidad en los años venideros según tendencias observables a nivel mundial hacia alternativas no contaminantes [22]. Se plantearon 4 escenarios energéticos, dos de ellos se realizaron considerando políticas existentes de las cuales se llegó a estimar que el 12% de las ventas de vehículos y livianos en el 2030 serán del tipo eléctricos. En los dos escenarios restantes se consideran la influencia de políticas activas que proponen modificaciones en la composición de la matriz energética por combustible del transporte. De estos dos escenarios, el de interés a destacar en el presente proyecto es aquel en el que se considera una elevada penetración de la movilidad eléctrica (escenario en electrificación), en el cual se proyecta que en el año 2030 el 30% de las ventas de vehículos y livianos sean del tipo eléctricos y que el 50% de las ventas de buses de cortas distancias sean del tipo eléctrico. El escenario en electrificación proyecta que en el 2030 el 5,6% del parque automotor será del tipo eléctrico llegando a consumir 3,24 TWh de energía, lo cual representaría el 1,1% del total de energía consumida en el sector del transporte. El resto de los escenarios proyectan que el 2,2% del parque automotor será del tipo eléctrico. Los consumos y recorridos medios para la movilidad eléctrica estimados en los escenarios energéticos al 2030 se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Consumos y recorridos medios de la movilidad eléctricas según escenarios energéticos 2030.

Vehículo eléctrico	Consumo medio (l/100 km)	Recorrido medio (km/año)
Automóviles	20	8.900
Livianos	50	15.600
Buses	110	75.000

Los resultados en lo respectivo al interés del desarrollo del presente trabajo destacan que para el escenario que considera políticas activas en electrificación, el aumento de ventas de EVs y buses eléctricos de corta distancia causaría una disminución considerable de las ventas de vehículos que operan con nafta o diesel, y el cese de las ventas de buses de corta distancia impulsados por combustibles fósiles líquidos. Para el resto de los escenarios se destaca que el 12% de las ventas de EVs alcanzado en el 2030 implicaría un consumo anual de 1,17 TWh por parte de la movilidad eléctrica representado el 0,4% del total de energía consumida en el sector

transporte. Se destaca además un valor interesante mencionado que especifica que, en promedio, la eficiencia de un motor eléctrico de un EV es tres veces mayor que la eficiencia de un vehículo equivalente con MCI.

En los escenarios energéticos 2030, se presenta claramente la conciencia a nivel nacional de las tecnologías en movilidad eléctrica, que las mismas actualmente presentan desafíos (costos, autonomías, regulaciones, puntos de recarga) para su inserción masiva, aun así, en el corto o mediano plazo puede irrumpir en el mercado doméstico. Se espera que la disminución prevista de los costos de las baterías en los próximos años (desarrollo más detallado en sección 2.6), según IRENA [23] genere un alto incentivo a la adquisición de las tecnologías de movilidad eléctrica. En la Figura 18 se presentan dos curvas evolución de las ventas de EVs hacia el 2030 y los valores de 30 y 12% alcanzados previamente mencionados. Estas proyecciones se realizaron considerando los resultados del trabajo Perspectivas del Vehículo Eléctrico 2017 [24] donde se prevé que, a mediados del siglo actual, el 50% de las ventas de vehículos se corresponda con EVs.

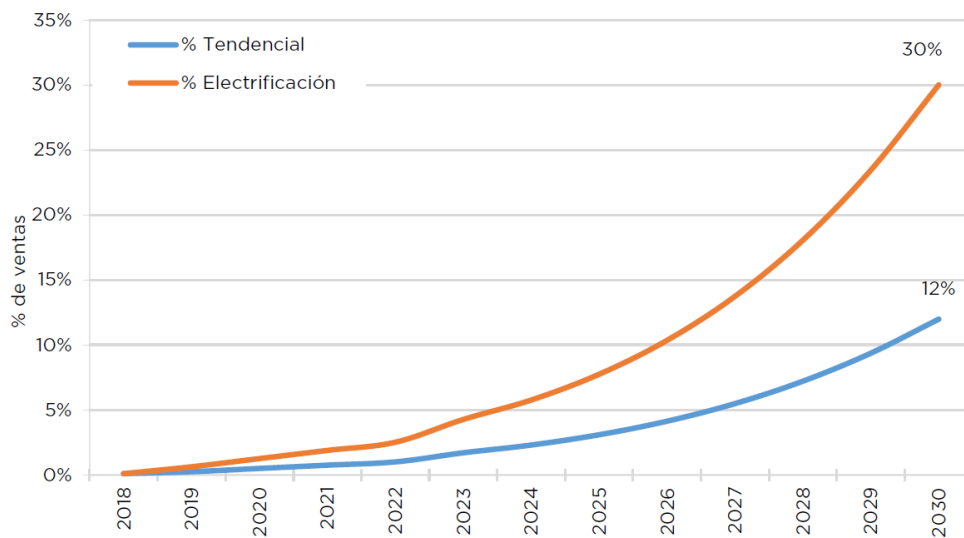


Figura 18. Evolución hacia 2030 del porcentaje de ventas de EVs en Argentina según escenario tendencial y de electrificación. Fuente: Escenarios energéticos 2030.

En la Tabla 2 se presentan, para el escenario tendencial y el escenario de políticas en electrificación, la cantidad de EVs vendidos, porcentajes de ventas que representan, porcentaje del parque automotor total cubierto y la energía demandada. En principio, los consumos energéticos no son significativos (representan un 1,5% de la demanda eléctrica en el escenario de electrificación en 2030) con los criterios adoptados en la realización de los escenarios energéticos a 2030, considerando que el 50% de la recarga de los EVs se realiza en las 6 horas del período de valle y el otro 50% se distribuye en las 13 horas del período de resto, las 4 horas de período de pico y la hora del período de “super pico” de demanda. Es necesario prevenir con anticipación casos de aumentos superiores a los planteados y tener en cuenta el impacto generado en la red por la recarga de los EVs según sus períodos de conexión. En la Figura 19 se presenta el incremento de la demanda energética debida al aumento de los EVs y buses eléctricos del escenario de electrificación respecto al escenario base tendencial.

Tabla 2. Valores de ventas, porcentaje del parque automotor y consumo energético debido a los EVs según los escenarios tendencial y de electrificación de los mismos.

Escenario	Año	EVs vendidos (miles de EVs)	Porcentaje de las ventas (%)	Porcentaje del parque automotor (%)	Consumo energético
Tendencial	2025	88	3	0,5	242 GWh
	2030	473	12	2,2	1,17 TWh
Electrificación	2030	1.200	30	5,6	3,24 TWh

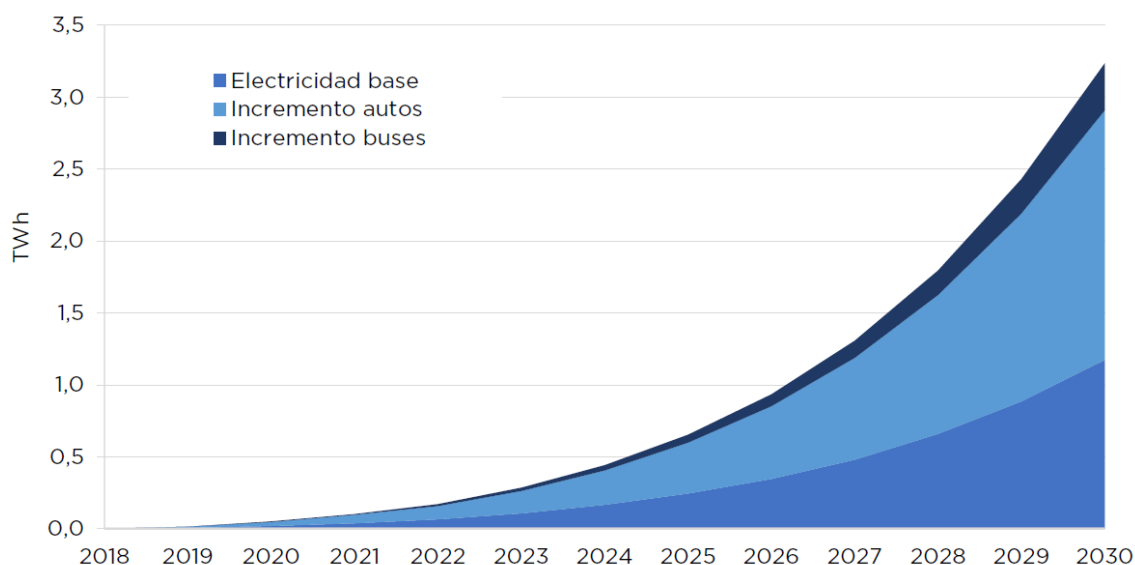


Figura 19. Incremento de la demanda energética en el transporte del escenario de electrificación respecto al escenario base tendencial.

Los datos presentados en el ámbito energético de la nación Argentina centrados en el sector del transporte permiten inferir que la dependencia económica de los costos del petróleo resulta elevada tanto para producción de energía eléctrica como para el desarrollo normal de las actividades de transporte. Ante los aumentos del parque automotor argentino resulta indispensable pensar de donde y a qué costo económico-ambiental se obtendrá la energía para cubrir los requisitos de los distintos ámbitos de la movilidad. En este contexto, ante escenarios macro de nivel nacional surgen preguntas como: ¿Es posible alimentar mediante generación renovable el sector del transporte?, ¿Los medios de movilidad cumplen con los requisitos internacionales de emisión de GEI?. Una posible solución a los principales problemas que acontecen al desarrollo sostenible de las sociedades (eficiencia, contaminación, GEI, integración de las energías renovables) en la actualidad, dentro del ámbito de la movilidad, es la utilización de movilidad eléctrica. Pero en el caso de la irrupción masiva de movilidad eléctrica, como se destacó previamente, es necesario planificar los aumentos de potencia instalada y generación de energía en centrales generadoras, estaciones transformadoras y redes de transmisión y distribución.

2.4 Ventajas del vehículo eléctrico – comparación con vehículos con MCI

2.4.1 Visión general desde el ámbito social, político y económico

Las publicidades o el marketing suelen etiquetar en ocasiones a los EVs como 100% no contaminantes. Esta afirmación se encuentra lejos de la realidad, desde el proceso de fabricación de sus componentes hasta el momento del fin de su vida útil y deposición final o reciclado, se atraviesan distintas etapas que aportan a la huella de carbono del vehículo. Sí resulta cierto que un EV en comparación con un vehículo de MCI es más amigable con el ambiente en su ciclo de

vida. En este sentido, la empresa automotriz Volkswagen comenzó a comercializar en el 2020 su modelo ID.3 el cual fue publicitado acompañado de la caracterización de ser el primer vehículo eléctrico neutro en emisiones de CO₂, en su sitio web oficial se presenta un análisis interesante de las emisiones de CO₂ de las distintas tecnologías de vehículos en sus diversas etapas [25], se destaca en este análisis que claramente el balance neutro de emisiones de CO₂ depende fuertemente de la matriz energética del país o región en la cual el EV efectúe su recarga. Influye la cantidad de CO₂ que se genere para la producción de la energía eléctrica que alimentará luego a las baterías de los EVs; en este sentido, por ejemplo, Volkswagen propone el trabajo en conjunto con Electric life (Elli), un proveedor de energía eléctrica [26]. Como se observa en la Figura 20, la empresa automotriz propone acciones en las 4 etapas principales del ciclo de un vehículo para asegurar este balance neutro de emisiones de CO₂ mediante la utilización de energías renovables, y realizando aplicación de una “segunda vida” de la batería o un ciclo cerrado de reciclado de la misma.

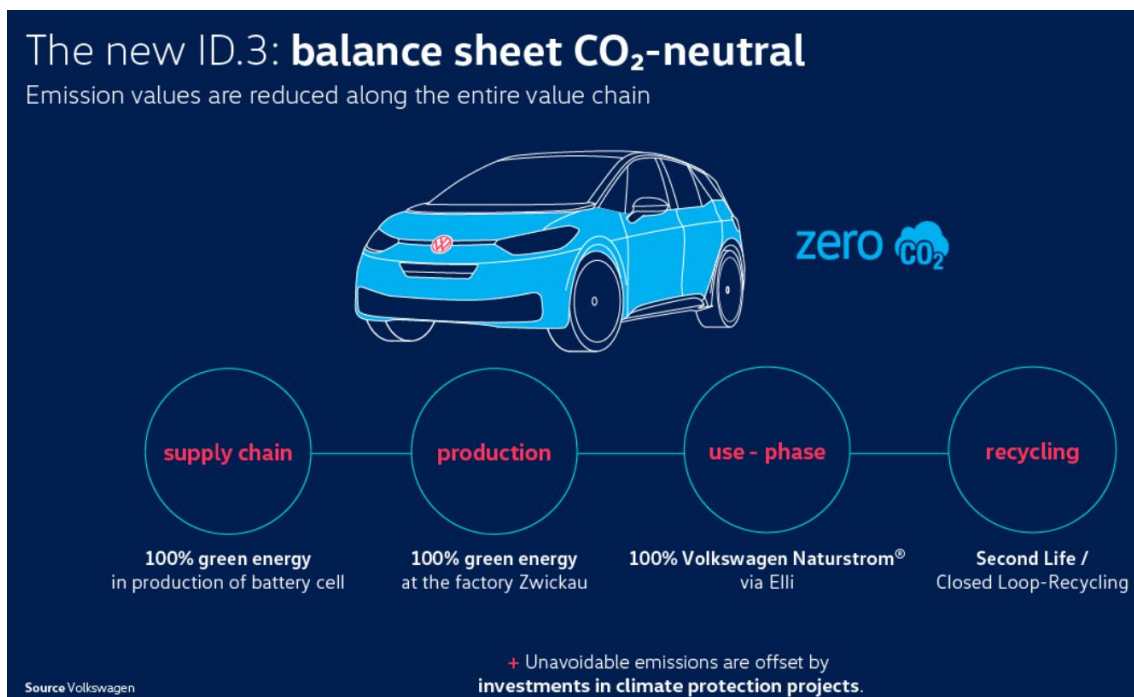


Figura 20. Propuesta de EV con balance neutro de CO₂. Fuente: Volkswagen

El modelo de EV ID.3 sería un caso ideal de funcionamiento y es hacia donde se aspira llegar en el futuro con la movilidad. La realidad actualmente es distinta, si bien es cierto que un EV no genera emisiones durante su funcionamiento en caso de ser 100% eléctrico, según la matriz energética de la región de utilización, puede ocurrir que se genere una deslocalización de las emisiones de GEI (se dejan de emitir GEI en las ciudades debido a los vehículos y se emitirían más GEI fuera de las ciudades en las centrales de generación en el caso de poseer centrales de generación térmica) y gases contaminantes nocivos para la salud humana. Diversos estudios demuestran que en general la inserción de EVs genera reducciones de la polución del aire y problemas en la salud humana, si bien cada región necesita de un análisis particular. Los principales factores de los que depende obtener mayores beneficios con la inserción de EVs son: el tipo de EVs; la composición de la matriz energética; tipo de manejo; patrones de carga de los EVs; disponibilidad de infraestructura de recarga; políticas del gobierno y las condiciones climáticas de la región [27].

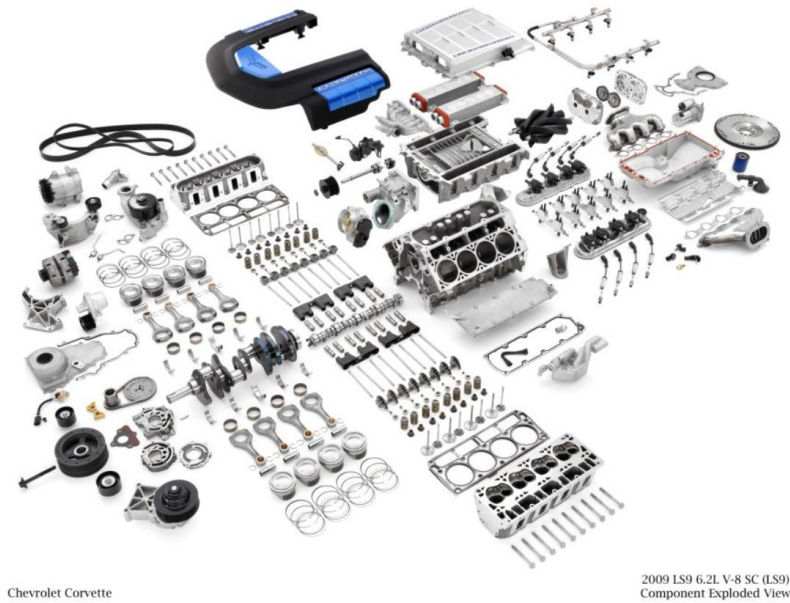
Los EVs generan una mayor flexibilidad energética es decir que, a diferencia de una movilidad mediante la utilización de hidrocarburos, los EVs permiten generar a través de diversas

fuentes la energía eléctrica. Este aspecto resulta muy importante como ya se mencionó debido a que abre una puerta hacia la independencia del petróleo en el ámbito de la movilidad. Cabe destacar que el petróleo posee muchas veces fluctuaciones indeseadas de su precio, además de posibles agotamientos del recurso en las próximas décadas.

En términos generales, se puede hablar de un mejor aprovechamiento del tiempo en su uso urbano con respecto a la carga de los vehículos, un EV puede ser recargado en el hogar mientras no es utilizado. Por otro lado, un vehículo con MCI requiere de posiblemente una desviación del camino típico, posiblemente realizar colas de espera en la estación de servicio y esperar un tiempo para la recarga del combustible y procedimiento de pago. Dependiendo de la región en análisis, un gran inconveniente que puede existir en los EVs es la escasa cantidad de infraestructura para efectuar las recargas de estos actualmente. Por otro lado, esto no es un mayor problema para los MCI. Actualmente existe un crecimiento de la instalación de puntos de recarga de EVs el cual podría ser mayor pero posiblemente los inversionistas no deseen efectuar proyectos de este estilo en la actualidad debido a la escasa cantidad actual de EVs, a su vez que, un importante factor para promover la utilización de EVs es la instalación de puntos de recarga. Por estas razones, es necesario que existan incentivos gubernamentales que fomenten la instalación de puntos de recarga y/o adquisición de EVs para que se dé un crecimiento en conjunto del sistema de la movilidad eléctrica.

2.4.2 Mantenimiento

En la Figura 21 se visualiza un despiece de un MCI, el cual posee una gran cantidad de componentes y muchos de ellos en el funcionamiento se encuentran en constante movimiento relacionados mecánicamente entre sí y necesitan ser lubricados constantemente. Además del MCI según su tipo de combustible, posee sistemas de alimentación y/o preparación de la mezcla que ingresará en el MCI y sistemas de refrigeración que suponen elementos adicionales en movimiento dentro del vehículo. Los MCI poseen un funcionamiento armónico complejo que involucra una gran cantidad de componentes. Un motor eléctrico de un EV posee una cantidad menor de elementos que lo conforman y un único conjunto de pocas piezas en movimiento en comparación con un MCI. En la Figura 22 se observa del motor eléctrico utilizado en el modelo Volkswagen ID.3, se trata de un motor sincrónico de imanes permanentes. Por los motivos mencionados, los EVs no requieren de grandes mantenimientos en comparación con los vehículos de MCI (reemplazo de correas, cambios de aceite y filtros, etc). Un motor eléctrico tiene una complejidad mucho menor en el diseño y fabricación que un MCI.



Chevrolet Corvette

2009 LS9 6.2L V-8 SC (LS9)
Component Exploded View

Figura 21. Despiece de un motor de combustión interna.

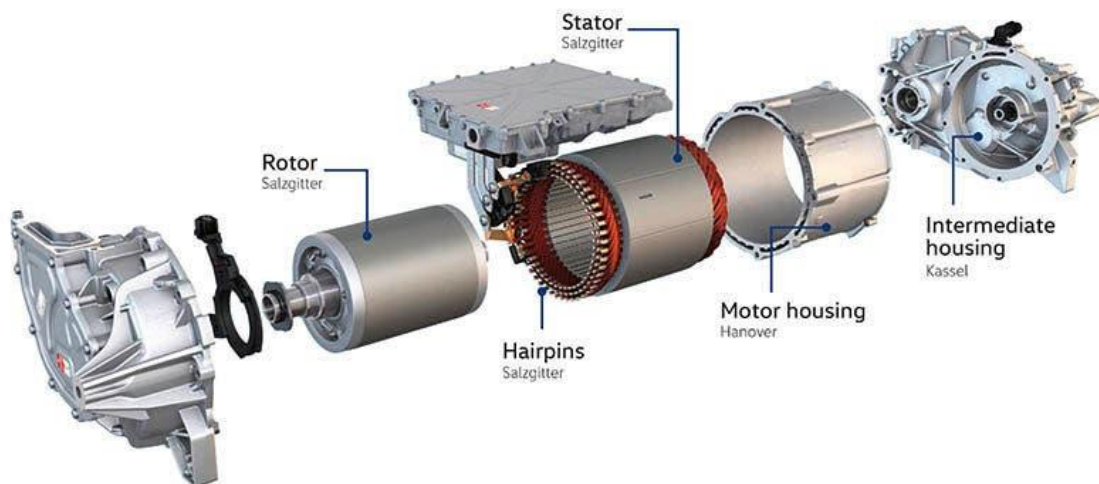


Figura 22. Despiece de un motor eléctrico del Volkswagen ID.3.

2.4.3 Prestaciones

Un EV de similar potencia que uno con MCI posee un motor eléctrico que resulta ser de menor tamaño, peso, precio y complejidad. En operación, el motor eléctrico resulta más silencioso y con menor cantidad de vibraciones que un MCI.

Un EV posee mayor eficiencia que un MCI (aproximadamente el triple). En la Figura 23 se presenta la comparación entre las curvas del par motor y potencia en función de la velocidad de rotación entre un EV “Nissan Leaf” y un vehículo con MCI “Nissan 1.6”, los dos vehículos poseen una potencia máxima de aproximadamente 110 HP, pero la diferencia radica en que el vehículo con MCI solo logra alcanzar esta potencia dentro de un rango de velocidad muy acotado mientras que el EV logra mantener esta potencia máxima constante en casi un 75% de su rango de velocidades, de esta manera en todas las velocidades resulta ofrecer mayores niveles de potencia. Otro tanto sucede con el par motor, donde se observa que el mismo resulta ser máximo en el arranque hasta aproximadamente el 25% de su velocidad máxima, luego comienza a decaer, pero siempre siendo mayor o igual (solo dentro del rango de mayor potencia del MCI). El par y

la potencia del motor eléctrico se encuentran disponibles desde el reposo, a diferencia de un MCI el cual comienza a entregar par y potencia desde una velocidad dada (aproximadamente 800 rpm en este caso) determinado por el Ralentí. Estas características tornan a un EV con mayores potencias y salidas más fuertes en comparación con un vehículo con MCI.

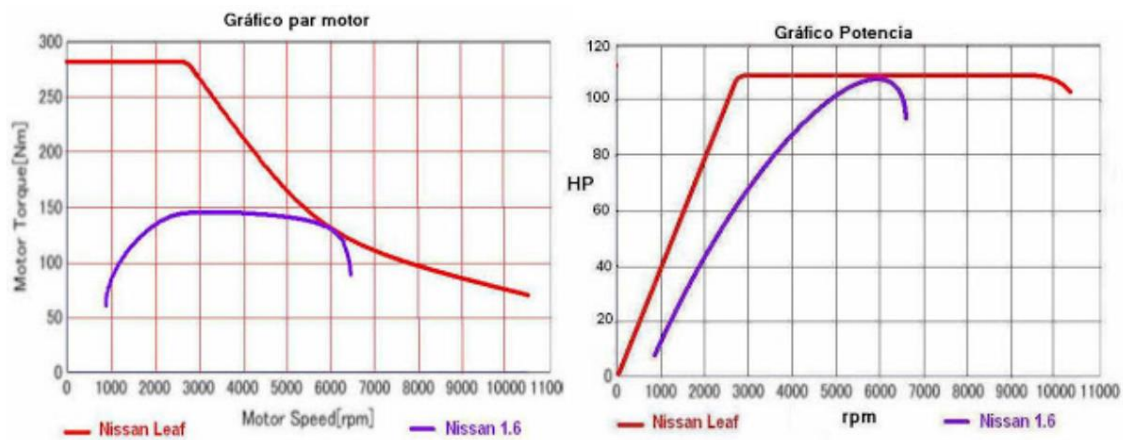


Figura 23. Comparación de curvas de par y potencia en función de la velocidad de rotación de un EV contra un vehículo con MCI.

2.4.4 Consumo energético - rendimiento

En términos de consumos energéticos, un EV consume en promedio 16 kWh cada 100 km recorridos (16 kWh/100 km) [28], este valor fue obtenido del sitio web “Electric Vehicle Database” en el cual se presentan los datos técnicos principales de gran parte de los EVs comercializados en el mundo. En el sitio web se indica que el valor promedio total es de 19,3 kWh/100 km, el valor de 16 kWh/100 km es considerando los EVs más utilizados. Un vehículo con MCI consume en promedio 8 litros cada 100 km recorridos, es decir 80 kWh cada 100 km (teniendo en cuenta que 1 litro de combustible posee 10 kWh). Con estos valores, a grandes rasgos un vehículo con MCI consume aproximadamente 5 veces más energía en promedio que un EV, luego se pueden efectuar estudios específicos considerando modelos particulares y tipos de uso (ruta o ciudad) por posibles variaciones de los consumos típicos de energía. Este valor es hablando en términos energéticos, luego corresponde efectuar un análisis económico según los costos de los combustibles o energía eléctrica según corresponda, en este aspecto dependiendo de las políticas económicas en cada región se puede terminar favoreciendo en términos económicos a una u otra tecnología.

El consumo anteriormente desarrollado es el “Tank to Wheel” (del tanque o batería a la rueda). Un análisis más completo requiere considerar además de este consumo el “Well to tank” (del pozo al tanque) en el cual se consideran las eficiencias del proceso de obtención de la materia prima para la generación de energía y el transporte hacia los puntos de abastecimientos. La suma de estos dos consumos conforma “Well to Wheel”, la comparación entre las distintas tecnologías de este parámetro indica claramente cuál de ellas posee más eficiencia considerando el proceso de obtención de la fuente de energía que alimenta al vehículo y la eficiencia propia del vehículo (considera el proceso total desde que se genera la energía hasta que es utilizada).

En el caso de considerar la matriz energética de Argentina, ya se expuso la elevada dependencia de generación térmica que posee. En términos generales, según el balance energético nacional del 2019 [18], la matriz energética posee en las centrales de generación una eficiencia de transformación aproximada del 53,21% en la transformación del combustible utilizado en energía eléctrica. La eficiencia de las redes de transmisión y distribución en conjunto se considera en aproximadamente un 86,11% desde las estaciones transformadoras hasta los puntos de recarga de los vehículos eléctricos. Luego, la eficiencia con un uso combinado de un EV (en ciudad y

ruta) se encuentra por encima del 77% [29], por lo tanto, se obtiene un rendimiento Well to Wheel de 35,28%.

Un análisis similar para la cadena de hidrocarburos demuestra que, según el balance energético nacional, el proceso de transformación posee una eficiencia del 96,59%, el transporte y la distribución del combustible tiene una eficiencia de aproximadamente 75% y los vehículos con MCI de mayores rendimientos poseen una eficiencia de aproximadamente 30% [29] en su funcionamiento. Considerando las eficiencias mencionadas se obtiene un rendimiento Well to Wheel del 21,73%.

El análisis de Well to Wheel demuestra que un EV posee un rendimiento del 35,28% contra un 21,73% de los vehículos con MCI demostrando energéticamente un beneficio considerable por parte de la movilidad eléctrica. Además, es importante destacar que la matriz energética argentina posee un elevado potencial de mejora de la eficiencia en la etapa de generación de la energía eléctrica en caso de reemplazar la generación térmica por tecnologías con mayor rendimiento. En consecuencia, existe un elevado potencial de aumentar el rendimiento Well to Wheel para un EV pudiendo aumentar las ventajas en comparación contra la movilidad mediante vehículos con MCI.

2.4.5 Emisión de CO₂

En el estudio de escenarios energéticos a 2030 de Argentina se destaca que en el año 2018 las emisiones de GEI por GWh de generación eléctrica fueron 294 tCO₂e/GWh (0,294 tCO₂e/MWh). Como se mencionó anteriormente, adoptando un consumo de 16 kWh/100 km de los EVs, los mismos emitirían 47,04 gramos de CO₂ por km recorrido.

Teniendo en cuenta que, según EPA [30], las emisiones de CO₂ por litro de nafta consumido son 2,35 kg de CO₂/l, considerando que en promedio este tipo de vehículos consume 8 litros de nafta cada 100 km, entonces se tiene una emisión de 188 g/km. Por otro lado, en el caso de utilizar diesel, se emiten 2,69 kg de CO₂/l y considerando que en promedio este tipo de vehículos consume 5 litros de diesel cada 100 km entonces se tiene una emisión de 135 g/km. Comparando los resultados de las emisiones de CO₂ se observa que los motores con MCI emiten aproximadamente entre 3 y 4 veces mayor cantidad de CO₂ que un EV. En este resultado se considera la matriz energética argentina, la cual se encuentra compuesta en gran parte por generación térmica. Existe un elevado potencial de disminuir la cantidad de emisiones debidas a la movilidad eléctrica mediante la implementación de tecnologías de generación más amigables con el ambiente.

Con los valores calculados anteriormente y considerando que los vehículos de uso personal en argentina recorren aproximadamente 20.000 km por año, se tiene que un EV emite aproximadamente 0,94 toneladas de CO₂ (tCO₂) por año, un vehículo que opera con diesel 2,7 tCO₂ y un vehículo que opera con nafta 3,76 tCO₂. Se observa que el EV emite considerablemente menor cantidad de CO₂ al medioambiente que las alternativas con MCI. Además, con los valores adoptados se observa que los vehículos con MCI no cumplen con el objetivo de la Unión Europea (EU) la cual, basándose en que actualmente los vehículos son los responsables de aproximadamente el 12% del total de las emisiones de CO₂ en la EU y que a su vez el CO₂ resulta ser el principal gas de efecto invernadero, propusieron que a partir del 2021 se busca obtener un promedio de 95 gCO₂/km de emisión en los vehículos [31]. Este nivel de emisiones se corresponde con un consumo de 4 l/100 km para vehículos de nafta y 3,6 l/100 km para vehículos diesel. Estos consumos de combustibles se encuentran considerablemente por debajo de los actuales, siendo indicio de que para lograr ese nivel de emisiones promedio de CO₂ es necesario la implementación de EVs en el parque automotor que se encuentran con un amplio margen de emisión de CO₂, incluso con una matriz energética como la de Argentina.

2.4.6 Emisión de gases contaminantes

Los EVs no emiten gases contaminantes, se puede decir que no poseen costos externos de salud asociados. Los vehículos con MCI y las industrias emiten gases contaminantes que pueden resultar muy perjudiciales para la salud, siendo los principales causantes de la mala calidad del aire. Los principales contaminantes atmosféricos químicos son las partículas en suspensión (PM_{10} -diámetro inferior a $10\ \mu m$ -, humos negros), Dióxido de azufre (SO_2), Dióxido de Nitrógeno (NO_2), Monóxido de carbono (CO), Compuestos orgánicos volátiles (COV_s), Plomo (Pb) y Ozono (O_3), la fuente en común de todos ellos son los vehículos con MCI [32]. Los efectos perjudiciales que pueden sufrir las personas por causa de una mala calidad del aire son varios y de diferente severidad, las consecuencias más severas resultan ser enfermedades en los sistemas respiratorios y cardiocirculatorios.

La Organización Mundial de la Salud (OMS) define a la salud ambiental como aquella relacionada a todos los factores físicos, químicos y biológicos externos de una persona que pueden afectar a la salud de la misma [33]. Un comunicado de prensa del 2016 de la OMS [34] asegura que por año se producen 12,6 millones de muertes de personas debido entornos medioambientales insalubres, representando casi el 25% de las defunciones totales en el mundo. Además, se destaca claramente que uno de los factores de riesgo principales en este aspecto es la contaminación del aire, la cual junto a otros factores contribuyen a más de 100 enfermedades o traumatismos. Se asegura que la mayor parte de las muertes causadas por factores medioambientales son debidas a las enfermedades no transmisibles, a su vez en su mayoría estas pueden atribuirse a la contaminación del aire. Específicamente estas enfermedades corresponden a accidentes cerebrovasculares, cánceres y neumopatías crónicas, representando aproximadamente un 66% del total de muertes debidas al medioambiente.

A continuación, se presentan los valores de las “*Guías de calidad del aire de la OMS relativas al material particulado, el ozono, el dióxido de nitrógeno y el dióxido de azufre*”, estos son brindados con el objetivo de ser tomados como referencia en los países del mundo para disminuir los efectos negativos en la salud de las personas teniendo en consideración que una buena calidad del aire es un requisito básico de la salud y el bienestar de las mismas y presentar acciones sobre cómo disminuir los efectos de la contaminación del aire en la salud.

❖ Material particulado (MP):

- $MP_{2,5}$: $10\ \mu g/m^3$ de media anual y $25\ \mu g/m^3$ de media diaria.
- MP_{10} : $20\ \mu g/m^3$ de media anual y $50\ \mu g/m^3$ de media diaria.

❖ Ozono (O_3):

- $100\ \mu g/m^3$, media de ocho horas

❖ Dióxido de nitrógeno (NO_2):

- $40\ \mu g/m^3$, media anual.
- $200\ \mu g/m^3$, media de una hora

❖ Dióxido de azufre (SO_2):

- $20\ \mu g/m^3$, media de 24 horas.
- $500\ \mu g/m^3$, media de 10 minutos

Estos componentes considerados por la OMS como los de mayor importancia con respecto a la contaminación del aire. Todos pueden ser generados por los vehículos con MCI y se busca reducir las emisiones de los mismos para así mejorar la calidad de vida de las personas evitando enfermedades graves y una gran cantidad de muertes en el mundo.

Otro aspecto con respecto a la contaminación es el ruido o contaminación sonora, en este aspecto los EVs resultan menos ruidosos debido al tipo de funcionamiento de su motor en comparación con un motor de explosión interna.

2.5 Componentes del vehículo eléctrico

En la Figura 24 se presenta un esquema simplificado de los principales componentes que conforman un EV. En el caso de que se efectúe una recarga de la batería principal del EV en AC, esta es previamente convertida en DC mediante un inversor AC/DC y luego alimenta la batería. En el caso de que se efectúe la recarga de la batería principal del EV en DC entonces la corriente alimenta directamente la batería. Se posee otro inversor dentro del EV denominado inversor DC/AC que adecúa la corriente DC que brinda la batería principal y alimenta al motor eléctrico del EV. Luego se posee un sistema de baja tensión, por lo general 12 V destinado a alimentar los servicios auxiliares del vehículo conformado por un convertor DC/DC, una batería de baja tensión y los circuitos auxiliares. A continuación, se detallan brevemente cada uno de los elementos principales que componen un EV.

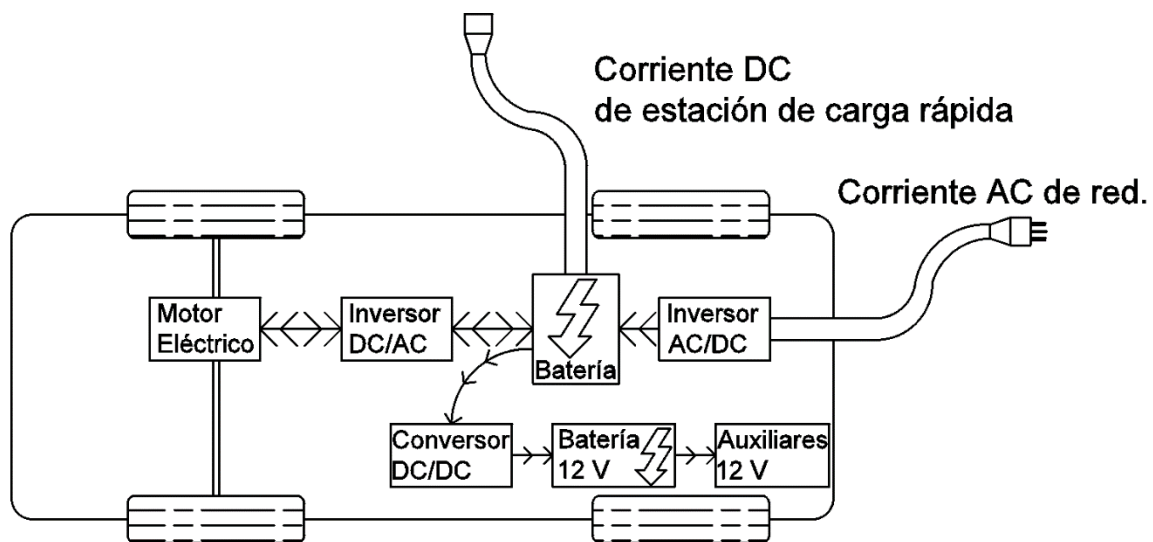


Figura 24. Esquema simplificado de principales componentes de un EV.

2.5.1 Cargador

Es el dispositivo encargado de efectuar la conversión de corriente alterna (AC) proveniente de la red eléctrica a corriente continua (DC) para inyectarla en la batería del EV al momento de recargarla (adapta la corriente de la red para alimentar la batería). El cargador posee sistemas de control que le permiten la comunicación entre el EV y la red eléctrica en orden para efectuar una carga correcta sin dañar algún componente.

Si la alimentación externa resulta ser DC (carga rápida), se prescinde en el proceso de recarga de la batería del cargador, pues no resulta necesario la adaptación de la corriente de la red para inyectarla en la batería del EV, la conexión es directa.

El cargador del EV se encuentra integrado en el mismo (suele referirse en ocasiones como cargador a bordo), las estaciones de carga no son el cargador del EV.

2.5.2 Batería principal

La batería principal es la encargada de almacenar la energía requerida por el motor eléctrico y los circuitos auxiliares. En la sección siguiente (2.6) se desarrolla más detalladamente este componente.

2.5.3 Inversor DC/AC

El inversor convierte la DC proporcionada por la batería principal en AC para alimentar al motor eléctrico. Actualmente, los EVs poseen motores de AC, principalmente por sus eficiencias mayores en comparación con un motor de DC. La potencia instantánea demandada de las baterías es función de la consigna del pedal acelerador (operado por el conductor del EV).

La tensión de alimentación del motor debe ser rigurosamente controlada con respecto a su nivel de voltaje y forma de onda, el inversor es el encargado de adecuar la onda de tensión que alimenta al motor en función de la consigna de velocidad asignada. A su vez, el inversor es el encargado de recuperar la energía del motor en el caso del frenado regenerativo y adaptar su onda de tensión para alimentar en corriente continua a la batería.

2.5.4 Convertidor DC/DC

Toma energía en alta tensión y DC desde la batería principal y la adapta a un nivel de menor tensión y DC para alimentar una batería auxiliar del EV, a la cual se encuentran conectados los circuitos auxiliares (aire acondicionado, luces internas y externas, limpiaparabrisas, sistemas de seguridad, sistema de información y otras demandas extras en el vehículo eléctrico), generalmente en el nivel de 12V.

2.5.5 Battery Management System (BMS)

Se utiliza en los EVs para monitorear y controlar los sistemas de almacenamiento de energía del EV, asegurando un buen uso de los mismos sin deteriorar su vida útil inadecuadamente, y a su vez, alimentar a los distintos sistemas del EV eficientemente, maximizando el rendimiento de la batería. Por otro lado, tiene funciones como estimar el estado de la batería y comunicarse informando al usuario y dispositivos externos. Este dispositivo electrónico resulta necesario para que la recarga y descarga de las baterías sea adecuada.

2.5.6 Motor Eléctrico

Es el dispositivo encargado de convertir la energía eléctrica que le brinda el inversor DC/AC en energía mecánica, la cual es transmitida mecánicamente a las ruedas. En la actualidad, la mayoría de los EVs utiliza motores AC, debido a su mayor eficiencia con respecto a un motor DC. Un EV puede poseer más de un motor eléctrico. Los avances en componentes electrónicos para alimentación y control de los motores facilitan la utilización de motores de corriente alterna (sincrónicos o de inducción) en los EVs. Los tipos de motores utilizados en locomoción eléctrica se detallan a continuación:

- ❖ *Motor sin escobillas de imanes permanentes (DC) o brushless:* Se trata de un motor DC que funciona mediante una energización y desenergización secuencial de las bobinas del estator (electrónicamente), la interacción del campo magnético estático con el rotórico (compuesto por imanes permanentes) resulta en el giro del rotor. Este tipo de motores son silenciosos, robustos, pequeños, y de costo elevado actualmente. Suelen ser utilizados en vehículos híbridos.
- ❖ *Motor síncrono de imanes permanentes (AC):* En este tipo de motores, la velocidad del rotor es coincidente con la velocidad del campo magnético estático (sincrónico). El estator está compuesto por bobinas y son alimentadas en corriente alterna. El rotor posee imanes permanentes los cuales crean un flujo

constante en el entrehierro. Los mismos pueden ser de flujo axial (paralelo al eje) o radial (perpendicular al eje), según la dirección con respecto al eje de rotación. Poseen una alta densidad de potencia, par de arranque, eficiencia, no generan demasiado calentamiento y poseen una potencia constante dentro de un amplio rango. Como contraparte, posee un elevado costo de adquisición (principalmente debido los imanes permanentes) y necesita de sistemas complejos de control. Gran cantidad de fabricantes de EVs utilizan esta tecnología en sus vehículos.

- ❖ *Motor síncrono de reluctancia conmutada o variable (AC):* Son robustos (adecuados para altas velocidades) y de simple construcción. El rotor es una pieza de acero laminado, sin devanados ni imanes permanentes, es sólido de polos salientes. Posee inercias bajas, favoreciendo los regímenes de aceleración. La corriente se conmuta a través de las bobinas estatóricas creando un campo magnético giratorio, que arrastra al rotor en sincronismo. No soy demasiado económicos ni poseen grandes potencias. Es elegido por fabricantes principalmente debido a su eficiencia.
- ❖ *Motor asíncrono o de inducción (AC):* Su velocidad de giro no es igual a la del campo magnético que produce el estator, por esto son denominados asíncrónicos. Para lograr un par de arranque elevado necesitan ser controlados mediante inversores, de esta manera pueden asegurar su par máximo en el instante inicial, tornándolos aptos para aplicaciones de tracción. Se caracterizan por ser robustos, fiables, de bajo costo, eficientes y pueden operar en entornos hostiles, por lo tanto, son unidades de elevada vida útil. Su mayor inconveniente radica en la necesidad del sistema de control de velocidad mediante un inversor que resulta de alta complejidad. Este motor es utilizado en el EV Tesla Model S, permitiéndoles eliminar su dependencia de los imanes permanentes.

Como se observa, existen distintos tipos de tecnología de motores eléctricos utilizados en los EVs y su aplicación varía según fabricantes y modelos de EVs. Dependiendo de las prestaciones de los EVs que se persigan lograr (par, potencia, eficiencia, economía, etc) se adoptará un tipo de motor eléctrico.

Estos son básicamente los componentes del EV. La batería el componente que reviste mayor interés en el desarrollo del presente proyecto. Por esta razón, en la siguiente sección se dedica un análisis más detallado a las mismas.

2.6 Baterías de los vehículos eléctricos

En los EVs, la batería es la principal responsable de la autonomía de los mismos. A continuación, se presentan los principales parámetros técnicos que caracterizan las prestaciones de una batería de EV:

- ❖ *Capacidad:* Se expresa en kWh y es la cantidad de energía que la batería es capaz de almacenar, el rango de capacidad actualmente varía entre 15 kWh y 100 kWh, siendo las capacidades más típicas entre 40 y 52 kWh. Según este valor, será el kilometraje que el EV pueda recorrer (autonomía), pues el motor toma su energía de esta fuente. Para usos especiales como por ejemplo taxis se requieren altas capacidades, lo que torna a su vez más costoso a un EV.

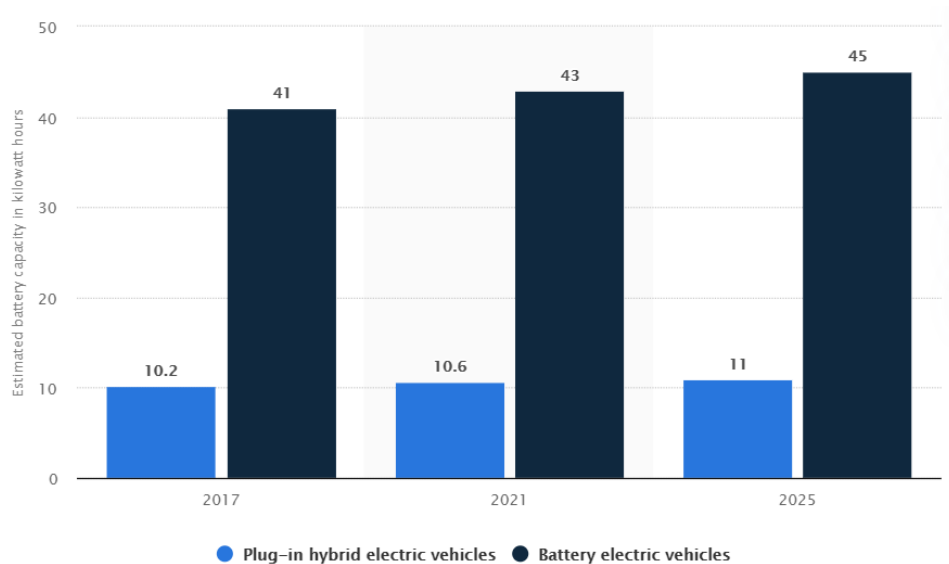


Figura 25. Estimación de la capacidad promedio de las baterías en EVs desde 2017 a 2025. Fuente: statista

- ❖ Consumo promedio: Más relacionado con el EV en su totalidad, es la cantidad de energía que consume para recorrer 100 km. Actualmente el valor más típico se encuentra en aproximadamente 16 kWh. Con este consumo, por ejemplo, adoptando una capacidad de 40 kWh se tiene que un vehículo posee una autonomía de 250 km.
- ❖ Potencia máxima: Como su nombre lo indica, es la máxima potencia a la que puede ser cargada o descargada la batería principal del EV. Esta debe ser capaz de transmitir al motor su potencia nominal, por esto la potencia de la batería debe ser igual o mayor a la potencia nominal del motor (sumadas las pérdidas en el inversor). En EVs con motores de elevada potencia, también se debe pensar en que la potencia máxima que es capaz de entregar la batería debe ser mayor.
- ❖ Energía Específica: Se expresa en Wh/kg y representa la cantidad de energía que puede almacenar la batería por kg. Según este parámetro, para una misma capacidad de baterías, algunas serán más o menos pesadas. Es preferible baterías de elevada energía específica para disminuir el peso para mismas capacidades u obtener mayores capacidades para el mismo peso.
- ❖ Densidad energética: Se expresa en Wh/l o Wh/m³ y representa la energía que es capaz de suministrar la batería por cada unidad de volumen. Al igual que en caso de la Energía específica, se prefieren elevadas densidades energéticas, para obtener baterías de menor tamaño (más compactas) a iguales capacidades u obtener mayores capacidades para tamaños similares.
- ❖ Potencia Específica: Se expresa en W/kg y es la capacidad de proporcionar potencia por cada kg de la batería.
- ❖ Eficiencia: Representa el rendimiento de la batería. Expresa la cantidad de energía que la misma puede suministrar en relación con la cantidad de energía que posee almacenada.
- ❖ Temperatura: Se deben respetar las temperaturas límites admisibles internas de la batería y las temperaturas ambientes límites (externas). Es importante el control de la temperatura

en los EVs, su rendimiento se puede ver disminuido y en casos extremos se puede producir la degradación y daño permanente de la batería. Generalmente, el rango de temperatura ambiente en el que se recomienda utilizar las baterías es de -10 °C a 30 °C. Con temperaturas demasiado bajas, las temperaturas no pueden lograr alcanzar su potencia nominal máxima y en ambientes por encima del límite de máxima temperatura se reduce la capacidad de la batería. En lugares cálidos, en caso de no poseer las baterías un buen sistema de refrigeración, es posible que los usuarios necesiten realizar recambios de las baterías con mayor frecuencia de lo normal.

- ❖ **Vida Útil:** Es el tiempo en el cual la batería principal del EV debe ser reemplazada por una nueva. Según los fabricantes, la vida útil de las baterías actualmente es de 8 a 10 años, con un uso normal y adecuado. Se establece que la vida útil de la batería se cumple cuando la misma se degrada perdiendo un 20% de su capacidad inicial. Es decir, cuando la capacidad de la batería disminuye al 80%. Este concepto puede verse alterado en el caso de analizar la segunda vida de las baterías; pues en este caso se extiende la vida útil debido a que la misma luego de ser reemplazada en el EV por una nueva, es reutilizada en sistemas de almacenamiento de energía, por ejemplo, para energías renovables. Por estas razones es que actualmente se puede pensar en obtener un costo residual de las baterías de los EVs cuando estas son reemplazadas.
- ❖ **Costo:** La batería principal representa aproximadamente un 21% del costo total del EV. Se visualiza en la Figura 26 que en el año 2019 el costo promedio de las baterías es de 156 USD/kWh según Bloomberg NEF. Esto representa una caída de un 87% del precio desde el 2010. Bloomberg NEF asegura que las principales razones en la disminución del precio de las baterías de los EVs son el aumento de las ventas de EVs, llevando esto a obtener mejores diseños del empaquetado de las baterías y disminución de los costos de producción. En la Figura 27, se presenta la proyección del costo de las baterías hacia el año 2030, se estima que, en el año 2024, el precio promedio de las baterías será de 94 USD/kWh y en 2030 de 62 USD/kWh. Estos son los precios promedios que se prevén, pueden existir empresas que produzcan packs de baterías a menor costo y otras a mayor costo.

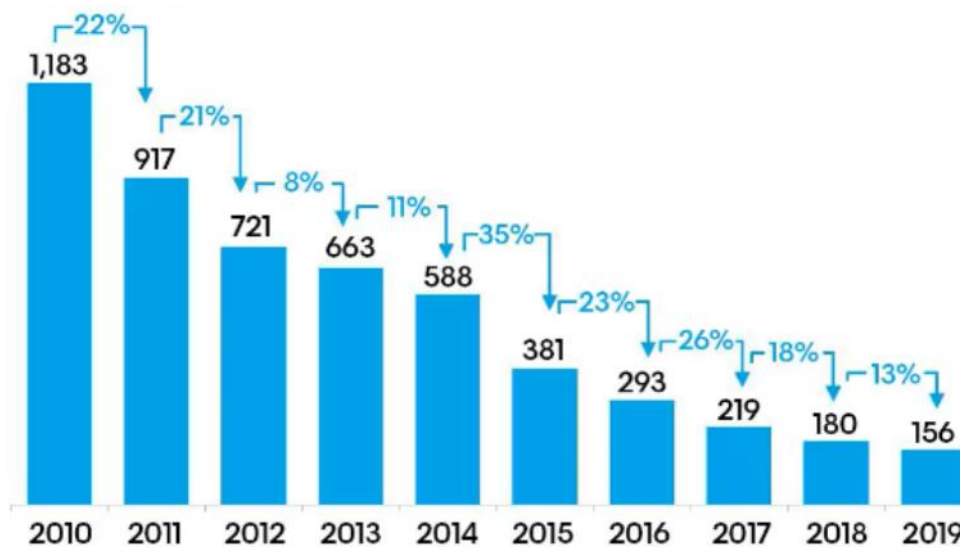
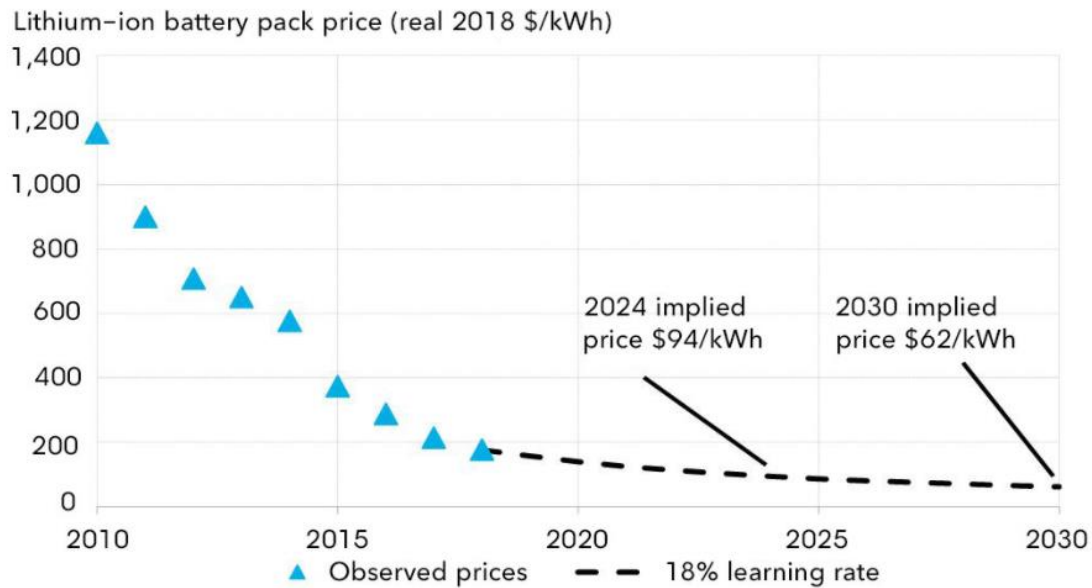


Figura 26. Evolución desde el 2010 del precio promedio de los packs de baterías de ion litio en USD/kWh. Fuente: BloombergNEF



Source: BloombergNEF

Figura 27. Proyección del costo del pack de baterías de ion litio hacia el 2030. Fuente: BloombergNEF

- ❖ Ciclo de vida: Representa la cantidad de ciclos de carga y descarga de la batería que soporta antes de tener que ser restituida. Un ciclo de carga es cuando una batería pasa del estado de carga completo a estar vacía y luego es cargada nuevamente por completo.

2.6.1 Tipos de baterías:

A continuación, se describen las tecnologías de baterías utilizadas actualmente en EVs:

- ❖ Plomo-Ácido: Son baterías económicas, capaces de entregar elevadas corrientes en un período de unos pocos segundos. Como desventaja poseen una baja densidad de energía, resultan ser pesadas y de gran volumen, se ven muy afectadas por bajas temperaturas, su ciclo de vida es corto y el plomo es un elemento tóxico. Existen baterías de Plomo-Ácido de ciclo corto, principalmente utilizadas en vehículos con MCI como batería de arranque brindando elevadas corrientes en este instante. También se encuentran las de Plomo-Ácido de ciclo profundo, que son especialmente diseñadas para brindar una mayor frecuencia de ciclos de carga y descarga y por lo tanto resultan de aplicación para tracción en los EVs.
- ❖ Níquel-cadmio: Poseen un elevado rendimiento a bajas temperaturas y un mayor ciclo de vida que las baterías de plomo-acido. Se utilizan con frecuencia en vehículos híbridos. Su mayor desventaja es que poseen efecto de memoria, el mismo está relacionado con los ciclos de carga-descarga, debido a este efecto pierden su capacidad máxima en caso de ser descargada parcialmente reiteradas veces y siendo conectadas para su recarga en este estado, por estas razones debe ser descargada completamente de manera regular evitando así este inconveniente. Su costo de adquisición es elevado. Posee una característica de brindar un voltaje muy constante en el transcurso de sus ciclos de carga y descarga.
- ❖ Níquel – hidruro metálico: Surgen como una mejora de las baterías de Níquel-Cádmio, poseen casi un 50% más de capacidad para un mismo tamaño y reducen el efecto memoria de las mismas. Por estas razones, han ido abarcando terreno donde anteriormente se encontraban popularizadas las baterías de Níquel-Cádmio, siendo en la actualidad más

utilizadas las baterías de Níquel – hidruro metálico, por ejemplo, en vehículos híbridos. Como principales desventajas, requieren de un constante mantenimiento, sufren deterioros con las altas temperaturas y su proceso de recarga es lento. Actualmente han sido relegadas a un mercado más pequeño, principalmente debido al surgimiento de las baterías de Ión-Litio.

- ❖ Ion-litio (LiCoO₂): En comparación con otras tecnologías de almacenamiento, poseen una elevada energía específica, densidad de energía (el doble que las baterías de Níquel-Cádmio) potencia específica, rendimiento, buen comportamiento a altas temperaturas, baja autodescarga, componentes con mayor facilidad para el reciclado y no poseen efecto memoria. Por otro lado, sus principales desventajas son su costo elevado, su fragilidad, deben ser almacenadas con cuidado y requieren de un buen nivel de seguridad. Se encuentran en constante desarrollo (posee elevada potencialidad de mejora y reducción de precios), y debido a sus ventajas en comparación con otras tecnologías resultan ser las baterías más utilizadas en los modelos de EVs (en su batería principal).
- ❖ Ion-litio (LiFePO₄): Es una batería parecida a la anterior, a diferencia de la batería de Ion-litio, no posee cobalto brindándole mayor estabilidad, seguridad de uso y ciclo de vida.

Uno de los principales aspectos en el que los fabricantes de EVs centran su atención actualmente y en las próximas décadas es en las baterías. Como se mencionó, en la actualidad las baterías de Ion-Litio son las más implementadas y se proyectan importantes disminuciones de precio a futuro (alcanzando un valor estable en algún momento). Aun así, existen desafíos a superar, por ejemplo, con respecto a los tiempos de carga (mayor cantidad de demanda exigida en menos tiempo a la red), autonomías y la capacidad de las baterías de proporcionar servicios a las redes eléctricas. A pesar de las ventajas por las que actualmente se utiliza la tecnología Ion-Litio, esta posee limitaciones con respecto a la seguridad y disponibilidad a futuro del Litio. Con el objetivo de tratar los problemas mencionados, además de continuar los desarrollos con la tecnología de Ion-Litio, se efectúan actualmente (y en el futuro) investigaciones de otras tecnologías que presentan un alto potencial. En la Figura 28 se presentan las perspectivas de las tecnologías de las baterías para 2030 y 2050 según IRENA [7]. Se observa que en la actualidad y hasta el 2030, las baterías de Ion-Litio serán las más utilizadas, pero los avances en otras tecnologías pueden sustituirla en el largo plazo. Se visualiza que se considera con un elevado potencial en el largo plazo a las tecnologías Metal-Aire como, por ejemplo, Aluminio-aire y Zinc-aire las cuales actualmente se encuentran en su fase experimental, pero se prevé que lleguen a tener capacidades de aproximadamente 200 kWh pudiendo recorrer con una recarga más de 1000 km, además pudiendo brindar mayores beneficios a la operación de las redes eléctricas.

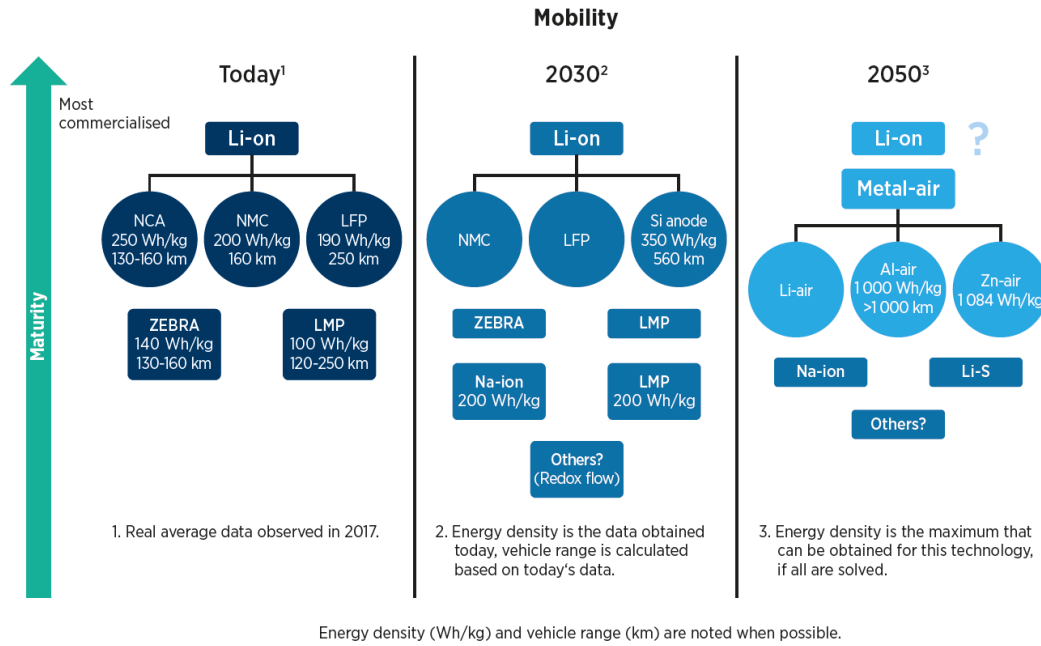


Figura 28. Perspectivas de las tecnologías de baterías comparadas con su madurez actual.

2.7 Modelos principales de vehículos eléctricos

En esta sección se presentan las características de los principales modelos de EVs vendidos en el mundo. Desde febrero de 2020 se produjeron paradas de producción debido a la pandemia del COVID-19, lo que no solo generó que se corte el crecimiento de ventas de muchos modelos de EVs, sino incluso que sus ventas disminuyeran en algunos casos. Se estima que en el primer semestre del 2020, en comparación con el del 2019, se produjo una disminución de la producción de un 28%. Aun así, las ventas no han cesado, en Europa incluso han crecido debido en gran parte a los incentivos otorgados por diversos países del continente, se observa que los mercados de automóviles pequeños son los que lideran las ventas en esta región [35]. El EV Tesla Model-3 es el que más ventas registró mundialmente en el primer semestre del 2020 seguido por el Renault Zoe.

A continuación, se presenta en la Tabla 3 una recopilación de parámetros eléctricos característicos de 40 modelos de EVs de distintas marcas. Actualmente existen una gran cantidad de marcas y cada una de ellas suele poseer varios modelos de EVs. Se presentan en la tabla los modelos comercializados principalmente en Europa, y en menor medida, en Estados Unidos. Los parámetros destacados son la capacidad de la batería, su capacidad utilizable (los fabricantes dejan un margen de seguridad para no disminuir la vida útil de sus baterías), su autonomía promedio considerando un uso en ciudad, ruta o combinado en climas cálidos y fríos (en clima frío disminuye el rendimiento de las baterías resultando en autonomías menores), el consumo promedio de energía cada 100 km, la potencia máxima de recarga en AC, potencia máxima de recarga en DC (en caso de que posea alternativa de recargar en DC), y la máxima potencia del EV.

La capacidad utilizable de la batería de los EVs es configurada por los fabricantes de EVs en su BMS (Battery Management System) con el objetivo de que no se deteriore indebidamente la batería pudiéndose dañar o acortar considerablemente su vida útil, es decir, cuando el tablero del EV indica 0% de batería, en realidad aún se encuentra cargada generalmente en un rango entre 5 a 10%. Del análisis de los distintos modelos de EVs se observa que en general, la capacidad utilizable de la batería es de entre el 90 y 95% de la capacidad total de la misma (donde se indica

igual capacidad usable que capacidad total, no resulta posible diferenciar cual capacidad fue la obtenida).

Si solo se consideran los EVs medianos que vienen a ser los más demandados (dejando de lado aquellos EVs deportivos o los vehículos tipo camionetas de elevadas prestaciones de potencia y capacidad de baterías) se tiene que la autonomía de los EVs abarca un rango entre 95 km y 350 km, con un valor promedio del orden a los 220 km. Por otro lado, considerando todos los modelos presentados, la autonomía promedio resulta de 296 km, siendo su máximo valor de 540 km. En ambos casos, para un uso urbano se tienen autonomías cómodas teniendo en cuenta que un recorrido diario de un vehículo ronda los 27,4 km según el informe de escenarios energéticos a 2030 de Argentina.

Con respecto a las autonomías, considerando los vehículos para uso urbano (no deportivo o de elevadas prestaciones de potencia), el consumo resulta ser de aproximadamente 16,6 kWh/100 km. Con respecto a las potencias máximas de recarga, en AC la máxima potencia que soportan los modelos de EVs es de 22 kW, siendo en varios modelos incluso menor a esta; en caso de que un EV posea, por ejemplo, una potencia máxima de recarga de 7 kW y se conecte a un punto de recarga de 22 kW, el EV limitará su potencia pico demandada a 7 kW. Otro tanto ocurre con las potencias máximas de recarga en DC, la mayor potencia admisible que se observa es de 250 kW en modelos Tesla, gran parte de EVs poseen una potencia máxima de recarga en DC que ronda los 50 kW.

Con respecto a la potencia nominal disponible de un EV, se observa que los valores más normales para uso en ciudad varían entre 100 y 150 kW (134 a 201 HP aproximadamente).

Tabla 3. Características eléctricas de interés de distintos modelos de EVs.

Modelos de EVs	PARÁMETROS TÉCNICOS DE EVs						
	Capacidad Utilizable [kWh]	Capacidad [kWh]	Autonomía [km]	Consumo [kWh/100 km]	$P_{m\acute{a}x}$ carga AC [kW]	$P_{m\acute{a}x}$ carga DC [kW]	Potencia [kW]
Tesla Model 3 (Estándar Plus)	50	55	330	15,2	11	170	211
Tesla Model 3 (Autonomía Mayor)	73,5	78	470	15,6	11	250	335
Tesla Model 3 (Performance)	73,5	78	455	16,2	11	250	358
Tesla Model X (Performance)	95	100	450	21,1	16,5	250	580
Tesla Model X (Mayor autonomía plus)	95	100	470	20,2	16,5	250	369
Tesla Model S (Performance)	95	100	525	18,1	16,5	250	580
Tesla Model S (Mayor autonomía plus)	95	100	540	17,6	16,5	250	398
Tesla Model Y (Performance)	72,5	75	410	17,7	11	250	340
Tesla Model Y (Autonomía Mayor)	72,5	75	425	17,1	11	250	258
Renault Zoe Life (ZE40 R110)	41	54,7	255	16,1	22	50	80

Renault Zoe Intens (ZE50 R110)	52	54,7	315	16,5	22	50	80
Renault Zoe Zen (ZE50 R135)	52	54,7	310	16,8	22	50	100
Renault Twingo Zen	21,3	23	130	16,4	22	-	60
Renault Kangoo	31	33	160	19,4	7,4	-	44
Nissan Leaf 40 kWh	36	40	220	16,4	3,6	45	110
Nissan Leaf e+ 62 kWh	56	62	325	17,2	6,6	100	160
VW e-Golf	32	35,8	190	16,8	7,2	40	100
VW ID3	58	62	350	16,6	11	100	150
VW e-up!	32,3	36,8	195	16,6	7,2	40	61
Fiat 500e Cabrio	42	42	250	16,8	11	85	87
Fiat 500e	42	42	250	16,8	11	85	87
BMW i3	37,9	42,2	235	16,1	11	49	125
BMW i3s	37,9	42,2	230	16,5	11	49	135
Audi e-tron 55 quattro	86,5	95	365	23,7	11	155	300
Kia e-Soul 39 kWh	39,2	42	230	17	7,2	50	100
Kia e-Soul 64 kWh	64	67,1	365	17,5	7,2	80	150
Kia e-Niro 39 kWh	39,2	42	235	16,7	7,2	50	100
Kia e-Niro 64 kWh	64	67,1	370	17,3	7,2	100	150
Hyundai Kona Electric 64 kWh	64	67,5	400	16	11	100	150
Hyundai Kona Electric 39 kWh	39,2	42	255	15,4	11	50	100
Hyundai IONIC Electric	38,3	40,4	250	15,3	7,2	44	100
Smart EQ fortwo coupe	16,7	17,6	100	16,7	4,6 o 22 (opcional)	-	60
Smart EQ fortwo cabrio	16,7	17,6	95	17,6	4,6 o 22 (opcional)	-	60
Smart EQ forfour	16,7	17,6	95	17,6	4,6 o 22 (opcional)	-	60
MINI Cooper SE	28,9	32,6	185	15,6	11	49	135
Peugeot e-208	45	50	275	16,4	7,4	100	100
Honda e	28,5	35,5	170	16,8	6,6	56	100
Citroen e-C4	45	50	250	18	7,4	100	100
Porsche Taycan 4S	71	79,2	375	18,9	11	225	390
Jaguar I Pace	84,7	90	365	23,2	11	104	294

2.8 Sistemas de recarga

Un EV debe conectarse a un sistema de recarga para adquirir la energía necesaria que utilizará luego al desplazarse. Estos sistemas de recarga varían en función de los requerimientos de demanda de energía por parte del usuario como ser la potencia máxima demandada por los EVs, tipo de corriente (AC o DC), lugar (público en ciudad o ruta, privado en domicilio, lugar de trabajo, etc), normativas locales, entre otros aspectos. Con respecto a la recarga de las baterías se recomienda en general que las mismas se recarguen cuando se indica un nivel del 20% de capacidad y hasta un 80%. Por otro lado, para evitar degradaciones rápidas de las baterías no se deben efectuar numerosas recargas rápidas, es preferible limitarse a utilizar estas recargas únicamente en caso de ser necesarias y no habituarse a ellas. Teniendo en cuenta estos aspectos, en general la mejor ubicación para efectuar la recarga del EV es en el hogar.

A continuación, se definen los principales aspectos que definen un sistema de recarga, estos son el tipo de recarga, modo de recarga, tipo de conectores y puntos de carga (ubicación).

2.8.1 Tipo de carga

Actualmente existen diversas definiciones sobre los tipos de carga, realizando un estudio y análisis de los más utilizados se pueden clasificar en tres: Recarga convencional o lenta, semirrápida y rápida. Luego, existen según las distintas tecnologías de los EVs y de las estaciones de recarga diferencias entre las potencias máximas aplicables al EV y sus tiempos de recarga. A continuación, se mencionan los 3 tipos de recarga más utilizados y se especifican las principales características de estos, también se describe brevemente el tipo de recarga ultrarrápida, aún en la actualidad no muy implementada:

- ❖ Recarga lenta o convencional: Se suele llamar también recarga estándar o normal. Este tipo de recarga lo admiten todos los EVs. Se realiza en AC monofásica con corrientes de hasta 16 A, (3,5 kW a 220 V) y supone unos tiempos de recarga que oscilan entre las 6 y 8 horas. Este tipo de recarga resulta práctica de realizar en el período nocturno, teniendo el EV al día siguiente con su máxima capacidad o en alguna situación en la cual el EV se encuentre detenido durante 6 horas o más (vivienda, trabajo, hotel).
- ❖ Recarga semirrápida o acelerada: En este tipo de carga se tienen corrientes de 32 A que vienen a ser el límite entre este tipo de recarga y la anterior, se trata de potencias de 7 kW a 220V de AC monofásica, pudiéndose realizar este tipo de recargas en los domicilios con la infraestructura adecuada cargando el EV de 2 a 4 horas de iniciada la recarga. Luego, en menor medida se manejan potencias de 11 kW y 22 kW de AC trifásica, tratándose en estos casos, principalmente de puntos de recarga públicos. Este tipo de recargas son utilizadas cuando el EV se encuentra detenido unas pocas horas como por ejemplo al visitar un restaurant, realizar turismo, y situaciones similares. Las recargas en AC, en la mayoría de los EVs no supera los 22 kW trifásicos de AC, pues en este caso el rectificador de AC a DC se encuentra en el interior del EV, en caso de que se pueda recargar a mayores potencias esto implicaría aumentar el costo y el peso del EV.
- ❖ Recarga rápida: Este tipo de recarga es considerada principalmente como de emergencia, no se recomienda utilizarla frecuentemente en los EVs para evitar dañar la batería y disminuir su vida útil resultando considerablemente menor a los 8 o 10 años garantizados por el fabricante (con un uso correcto). No es un tipo de recarga admitido actualmente por todos los EVs. Las potencias de este tipo de recarga son elevadas, oscilan entre 40 y 80 kW y se realizan en DC. Normalmente en este tipo de recarga, se llega hasta un 80% o 90% de la carga de la batería, el tiempo necesario es de entre 15 y 30 minutos. Las

recargas rápidas se utilizan principalmente en casos de que alguien realice un viaje, haya olvidado efectuar la recarga con previsión u alguna otra situación particular. En este tipo de recargas el rectificador de AC a DC se encuentra en una instalación fija costosa, pesada y grande en el exterior de los EVs (a diferencia del rectificador a bordo de los EVs para recargas en AC) siendo compartido entre muchos EVs. Las recargas rápidas (de elevadas potencias) justifican este tipo de instalaciones fijas en lugares públicos o privados en el exterior de los EVs, siendo inviable montar tal infraestructura a bordo de los EVs.

- ❖ **Recarga ultra rápida:** No es muy utilizada en la actualidad, aún es considerada en cierta manera como experimental. La potencia de recarga es muy elevada, en DC y en unos cinco o diez minutos se podrían recargar las baterías. Los módulos de potencia que son tratados actualmente como de recarga ultrarrápida son de 100 kW, 150 kW, 300 kW, 350 kW entre otros, pero únicamente unos pocos modelos de EVs soportan actualmente tales potencias, algunos modelos de Tesla según la compañía, soportan potencias de recarga de hasta 250 kW, se trata de modelos de gama deportiva o de alta performance, por el momento, en general los EVs de uso estándar no son capaces de efectuar recargas ultrarrápidas.

Como se puede visualizar, en los distintos lugares públicos o privados los vehículos se encuentran estacionados un cierto período de tiempo promedio (corto, intermedio o largo), esto define el tipo de tecnología de recarga que se debe instalar en cada uno de los lugares. En caso de poseer distintas tecnologías para satisfacer las distintas necesidades de los usuarios, estos conceptos se deben tener en cuenta así según el tiempo que un usuario estime que tenga su EV conectado (en función de sus actividades particulares), utilice una u otra tecnología de recarga evitando disminuir innecesariamente la vida útil de su batería.

2.8.2 Modos de carga

Los modos de carga definidos por la norma IEC-61851-1 [36] son 4, en la Figura 29 se resumen las principales características de los mismos. Las principales diferencias entre los distintos modos de carga se encuentran en el nivel de comunicación que existe entre el EV y la red, el tipo de toma mediante el cual se conectan, y las protecciones del sistema. Los tres primeros modos de carga son en AC y el cuarto en DC. Actualmente los modos de carga más utilizados son el Modo 3 y el Modo 4.

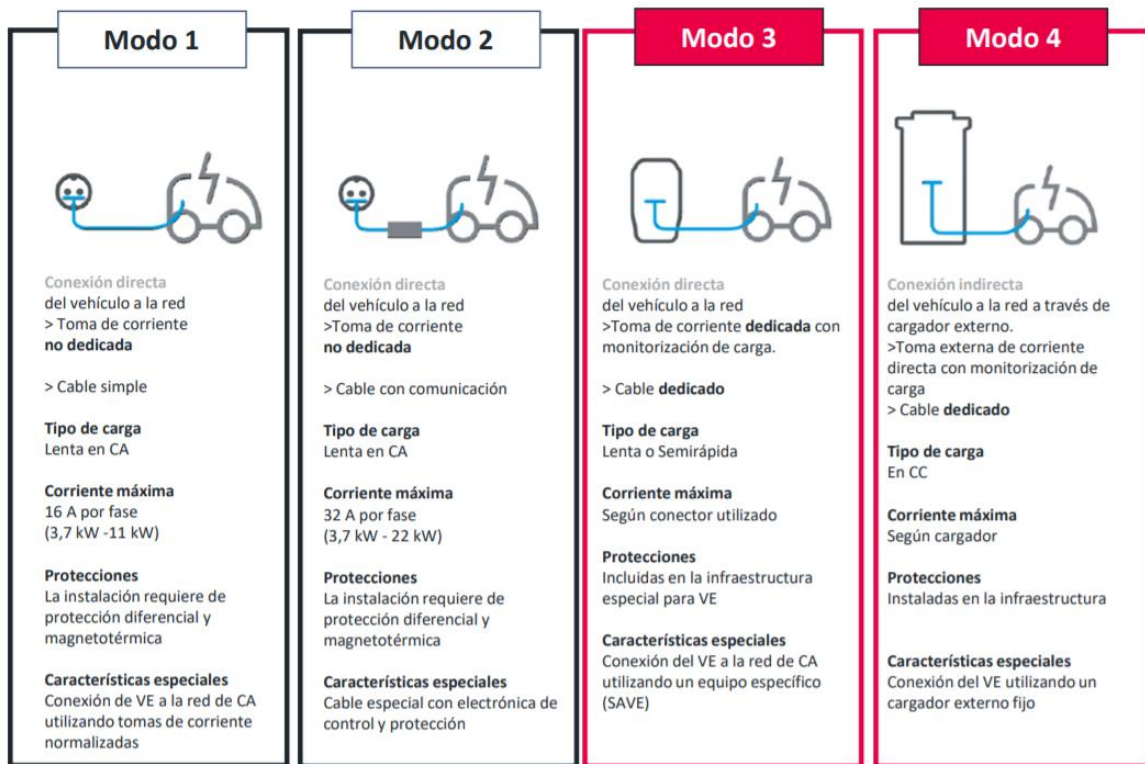


Figura 29. Modos de carga de EVs según norma IEC-61851-1. Fuente: CIRCUTOR

- ❖ **Modo 1:** La vinculación desde el lado de la red se efectúa mediante un tomacorriente (IRAM 2071) y una ficha (IRAM 2073) de un circuito de tomacorrientes domiciliario y desde el lado del EV, mediante un conector compatible con el modelo a recargar. La corriente máxima en este modo de carga es de 16 A. Esta conexión no posee un sistema de comunicación entre la infraestructura de recarga y el EV, se trata del modo de carga más elemental. Este modo de recarga en Argentina se encuentra prohibido, en muchos lugares del mundo también, debido a que no existe comunicación entre el EV y la infraestructura de recarga, entonces el EV demandará potencia según su sistema de recarga lo exija, de esta manera sin considerar la potencia máxima capaz de ser brindada por la red domiciliaria se corre el riesgo de que se dañe parte de la instalación o que actúe una protección por sobrecarga.
- ❖ **Modo 2:** La conexión con la red es similar al modo 1, se vincula a un circuito domiciliario mediante tomacorriente y ficha normalizados, la diferencia con el modo 1 radica en que el cable que conecta al EV con la red no es un cable normal, pues posee un nivel de comunicación básico. La corriente máxima de este modo es de 32 A por fase. El cable cuenta con un sistema de protección contra descargas eléctricas para brindar protección a las personas y un dispositivo de control el cual verifica la correcta conexión entre el EV y la red asegurando la continuidad de tierra. Aun así, este modo de recarga es básico, pero brinda un mayor nivel de seguridad a los usuarios que el Modo 1.
- ❖ **Modo 3:** Se trata de un sistema de recarga que se encuentra conectado permanentemente a la red y alimenta al EV mediante un conector dedicado. En este caso se tiene un elevado nivel de comunicación entre el EV y la red. La infraestructura de recarga posee dispositivos de control y protecciones, el cable posee un hilo piloto de comunicación. Esta recarga utiliza un Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico denominado

“SAVE”, que se encuentra compuesto por al menos un tomacorriente dedicado con monitorización de carga. La norma IEC 62192-2 establece que el tomacorriente debe poseer 5 o 7 hilos conductores. En este modo de recarga se disponen de “Wall-box” o puntos de carga de EVs, que son instalaciones fijas. La comunicación integrada permite monitorear y controlar si la conexión es correcta, determinar la potencia máxima permisible de recarga, fijar una potencia específica de recarga a criterio del usuario como aspectos principales que hacen a la recarga, a menudo estos dispositivos suelen venir provistos de sistemas de medición de energía, conexión wifi, conexión con celulares, posibilidad de distintas programaciones de la recarga, entre otros aspectos. Al igual que el modo 2, posee sistema de protección contra descargas eléctricas. En la actualidad, gran parte de los fabricantes de los puntos de carga incluyen en ellos los medidores de energía para realizar una gestión adecuada de la energía consumida por el EV. Por otro lado, cabe destacar en este punto que existe un protocolo OCCP que es un protocolo abierto para recargas de EVs en el cual los cargadores de los EVs se comunican con un sistema central de gestión.

- ❖ **Modo 4:** En este caso, la infraestructura de recarga posee integrado un inversor de corriente convirtiendo la AC de la red en DC, se aplica principalmente en recargas del tipo rápidas o ultrarrápidas. Al igual que el modo 3, posee un grado elevado de comunicación siendo la principal diferencia que en el modo 4 se trata de recargas de mayor potencia y DC, y, por lo tanto, menores tiempo de conexión. La instalación es de tipo fija, y suelen ser del tipo público para realizar recargas de emergencia, aunque existen también puntos de recarga con potencias intermedias de aproximadamente 24 kW que permiten realizar recargas en DC.

2.8.3 Tipos de conectores:

Los tipos de conectores que se utilizaran dependen principalmente del país donde se quiera efectuar la recarga. Las mayores diferencias entre tipos de conectores actualmente se observan entre EEUU, Europa y la región asiática. El escenario deseable viene a ser aquel donde no existan problemas de compatibilidad entre el punto de recarga y el EV, pero en la actualidad no existe una estandarización totalmente extendida. En la Figura 30 se presentan las características de los principales tipos de conectores utilizados para recargar EVs.



Figura 30. Tipos de conectores para recarga de EVs. Fuente: CIRCUTOR

La normativa internacional IEC 62196-2 lista los tres tipos de conectores a utilizar para la recarga de EVs:

- ❖ Tipo 1: Es un conector monofásico bajo especificaciones SAE J1722 que puede realizar recargas hasta 32 A. Posee 5 bornes, uno de ellos es para verificar la correcta conexión, otro de comunicación o control, dos de ellos de potencia y el conductor de tierra.
- ❖ Tipo 2: Es un conector monofásico y trifásico que puede efectuar recargas de hasta 63 A trifásicos o 70 A monofásicos. Posee 7 bornes, 4 de ellos son para la transmisión de energía, uno correspondiente al conductor de tierra y los dos restantes de comunicación. Usualmente se lo identifica como conector Mennekes.
- ❖ Tipo 3: Es un conector monofásico y trifásico derivado del conector Scame con la adición de los pines necesarios para cumplir con la norma IEC 62196. Dentro del Tipo 3 se tienen conectores Tipo 3A para cargas monofásicas destinada a recarga de vehículos livianos (5 bornes) y conectores Tipo 3B los cuales poseen dos pines adicionales (7 bornes) para recargas trifásicas sin embargo no se utiliza actualmente.

A continuación, se desarrolla la situación de los conectores de AC y de DC:

- ❖ *Conectores en AC:* Se debe tener en cuenta que los lugares para realizar las conexiones son dos, en el EV o en el punto de recarga. Se pueden dar distintos casos en el Modo 3 de recarga (el más utilizado en AC):
 - *Punto de recarga:* En el caso de que se necesite conectar el EV al punto de recarga, en la gran mayoría de los casos de carga en AC del lado del punto de recarga, el dispositivo se encuentra provisto con un conector Tipo 2.
 - *EV:* En el caso de que el cable se encuentre instalado fijo en el punto de recarga debiéndolo conectar al EV, en el mismo se pueden tener dos tecnologías: Tipo 1 y Tipo 2.
- ❖ *Conectores en DC:* Los conectores para realizar las recargas en DC se encuentran menos estandarizados que el caso de las conexiones para recargas en AC. Los conectores que cumplen con la normativa IEC son los conectores “Combo 1 CSS 1”, el cual básicamente posee un conector Tipo 1 más dos bornes para la conexión en DC debajo y el “Combo 2 CSS 2” el cual posee un conector similar al Tipo 2 más dos bornes para la conexión DC debajo, de esta manera estos dos conectores permiten efectuar tanto recargas en AC como recargas en DC con la misma ficha. Son muy utilizados por presentar la gran ventaja de que los fabricantes de EVs al utilizar este tipo de conectores requieren instalar solo una toma de corriente para cargas en AC y DC. Luego se encuentran los conectores “CHAdEMO” los cuales obedecen principalmente estándares de fabricantes japoneses y es útil para efectuar recargas en DC y los conectores “GB/T” que obedecen normativas de China; si bien estos dos tipos de conectores cumplen con la normativa IEC en lo respectivo a la geometría, no se consideran dentro de esta normativa internacional debido a que no cumplen con los protocolos de comunicación establecidos por IEC.

El camino para lograr la estandarización global de los puntos de recarga es adoptar estándares internacionales de conectores para recarga de EV en las distintas regiones del mundo, actualmente en EEUU se utilizan conectores Tipo 1 (IEC 62196-2), en gran parte de Europa se utilizan conectores Tipo 2 (IEC 62196-2) y en China se utilizan conectores GB/T.

En gran parte, los países utilizan la normativa internacional IEC, solo existe una diferencia de que Europa se orientó más hacia el uso de conectores Tipo 2, mientras que EEUU y Japón se orientaron más hacia el uso de conectores Tipo 1. En el caso particular de Argentina, aún no definió el tipo de conectores que utilizará, pero resulta importante como se mencionó que se adopte la normativa IEC y no algún tipo de conectores regionales de un país en particular (China, por ejemplo). Generalmente resulta conveniente adherir a normativas internacionales para evitar posibles imposiciones de tipos de tecnologías infundamentadas en lo técnico.

2.8.4 Puntos de carga:

Los puntos de recarga difieren principalmente en función de la zona donde sean instalados y por lo tanto del tipo de uso al que estarán sometidos. Existen cargas para cada necesidad, por ejemplo, en el caso de realizar un viaje extenso, previamente en el hogar se puede efectuar una recarga mediante un Wall Box y luego en la ruta efectuar una o dos recargas rápidas en electrolinerías. Los proveedores de puntos de recarga en sus catálogos presentan en general 3 tipos de puntos de recargas bien diferenciables:

- ❖ *Puntos de carga residencial:* Como su nombre lo indica, están diseñados para su instalación en el estacionamiento de las viviendas. El EV se recarga en el hogar demandando generalmente AC con un Modo 3 de recarga, según las potencias máximas permisibles por parte del punto de recarga y del EV, la carga puede ser del tipo lenta o semirrápida.
- ❖ *Puntos de carga comercial e industrial:* Están diseñados para efectuar recargas de EVs principalmente mientras el usuario se encuentra en su trabajo, comercios, oficinas, etc. Se trata en general de recargas del tipo lentas o semirrápidas.
- ❖ *Puntos de recarga rápida (electrolinera):* En su mayoría este tipo de puntos de carga son públicos, en ciudades, rutas o autopistas. Están compuestos por componentes de alta potencia que permiten realizar recargas rápidas o de emergencia en DC.

2.9 Conexión de los sistemas de carga:

En esta sección se mencionan las principales normativas en lo respectivo a la instalación y conexión de las estaciones de recarga de EVs en Argentina.

- ❖ Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles AEA 90364: parte 7: reglas particulares para las instalaciones en lugares y locales especiales, sección 722: suministro a vehículos eléctricos [39].

Este reglamento establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones eléctricas destinadas a la recarga de EVs. Los principales aspectos tratados en el reglamento son la necesidad de poseer circuitos dedicados para cada punto de recarga de EVs con su propia protección diferencial y termomagnética. Cada punto de recarga de EVs posee un circuito independiente, estos deben respetar un correcto dimensionamiento de los conductores y las canalizaciones correspondientes.

La protección diferencial debe ser de 30 mA Clase A. Este aspecto resulta importante pues, generalmente los disyuntores diferenciales utilizados en circuitos domiciliarios son Clase AC y detectan únicamente corriente residual alterna, en caso de que exista una corriente de fuga alterna con componente continua o DC pura, la protección no asegura su actuación. La protección diferencial Clase A detecta corriente residual alterna y pulsante, también se pueden utilizar protecciones diferenciales Clase B, estas últimas

tienen la capacidad de actuar ante corrientes de fuga alterna, pulsante y continua pura. Como se mencionó, el reglamento exige como mínimo protección diferencial Clase A, en caso de que el circuito sea trifásico se recomienda utilizar protección diferencial Clase B, pero no es requisito obligatorio.

Con respecto a las áreas clasificadas, la reglamentación expresa la necesidad de instalación de los puntos de recarga de EVs fuera de las áreas clasificadas, tanto para la definición de las zonas según estándares de IEC o divisiones según estándares de NEC, los puntos de recarga se deben montar fuera de las regiones con riesgos de explosión para cualquier tipo de actividades, sin excepciones los puntos de recarga deben encontrarse fuera de áreas clasificadas.

- ❖ Disposición 283/2019 del Boletín Oficial de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles [40]: Se establecen las condiciones de seguridad y los aspectos técnicos que deben cumplir las estaciones de servicio convencionales para poder incorporar puntos de recarga para EVs, pudiéndose instalar en estaciones de servicio que comercializan combustibles líquidos o GNC.

Las condiciones principales exigidas son que los puntos de recarga deben instalarse fuera de las áreas clasificadas, deben poseer su inscripción en el registro de Bocas de Expendio de combustibles (al cual mediante esta disposición se agregan los puntos de recarga eléctrica), pulsadores de parada de emergencia local y general, certificado local, protección mecánica contra vehículos para evitar daños por algún accidente, se le deben realizar auditorías anuales para corroborar el correcto funcionamiento de los mismos y deben estar ubicados dentro de una zona de recarga definida mediante señalizaciones correspondientes.

Con la existencia la reglamentación de AEA y la disposición de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, actualmente existe una reglamentación de instalación de puntos de recarga de EVs fuera de zonas clasificadas y en estaciones de servicio.

2.10 Impacto de los vehículos eléctricos en la red eléctrica:

Considerando los escenarios y proyecciones a mediano y largo plazo del aumento del uso de EVs, se plantea la duda sobre los efectos que provocaría una penetración masiva de estos. En el caso particular de las redes eléctricas, ¿Cómo será el impacto de la inserción de EVs? En este sentido se han desarrollado diversos estudios en los cuales se destacan como aspectos de importancia:

- ❖ Analizar datos sobre el transporte en la región de estudio.
- ❖ Determinar los patrones de utilización de los vehículos: periodos de reposo del EV y localización, periodos habituales de desplazamiento del EV hacia el lugar de trabajo del usuario, hogar o centros comerciales y que distancias recorren.

Con estos datos, es posible mediante un estudio probabilístico determinar en qué momentos los EVs se conectan a la red y pueden iniciar su proceso de recarga. Se suelen considerar distintos escenarios de recarga, por ejemplo, la carga no controlada (carga no inteligente) considerando que los EVs inician su carga en el momento de la conexión teniendo en cuenta distintas potencias de recarga. De esta manera se pueden crear las curvas de carga diarias por parte de los EVs. En este sentido, es necesario hacer intervenir aspectos estadísticos considerando que no todos los usuarios inician la recarga de los EVs en el mismo instante, sino

que los mismos se conectan gradualmente. Con las distintas curvas diarias de demanda de cada EV se pueden obtener las curvas de demanda total de la red por parte del conjunto de usuarios (considerando todos los EVs en estudio). Luego, en el caso de simulación de recargas inteligentes, se plantea un problema de optimización considerando los períodos de tiempo que el EV se encuentra conectado a la red; durante este lapso de tiempo la demanda de potencia del EV es la variable de decisión, teniendo en cuenta los precios de compra y venta de energía eléctrica según su horario. De esta manera, mediante la optimización económica se obtiene el perfil de recarga del EV más favorable con respecto a la red eléctrica.

2.10.1 Problemas en la red eléctrica

Puede existir una gran penetración de EVs, ya sea por incentivos gubernamentales hacia los ciudadanos o por compras de grandes flotas de movilidad pública por parte del gobierno. Ante estos panoramas surge el problema de la necesidad para demandas de energía tan considerables de que exista una correcta gestión de la demanda, caso contrario se podrían generar inconvenientes en las redes eléctricas. En este sentido, actualmente existen y se están desarrollando diversos estudios sobre estrategias de recarga inteligente con el fin de evitar consecuencias negativas hacia la red. Estos análisis se efectúan asumiendo un reemplazo masivo de los actuales vehículos con MCI por EVs.

Uno de los estudios más citados en el ámbito es “The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid” de Clement-Nyns K. et al [41]. En este estudio se presentan los efectos que pueden ocasionar la inserción de EVs en una red clásica de distribución residencial (IEEE 34-node test feeder) en términos de pérdidas de energía y desviaciones de tensión, considerando una recarga de EVs no coordinada (si los EVs inician su carga instantáneamente cuando se conectan a la red). Además, se realiza una propuesta de recarga coordinada para minimizar las pérdidas de energía, maximizando el factor de carga del tramo principal del distribuidor. En el trabajo comentado, se adoptó un perfil de demanda diario de la red (perfil de carga típico de invierno y de verano), baterías con una capacidad máxima de 11 kWh y una potencia máxima de los cargadores de 4 kW. Con estas suposiciones adoptadas, se modeló el perfil de carga debido a los EVs y luego se consideraron distintos niveles de penetración de EVs (0%, 10%, 20% y 30%). Los resultados indican que se tienen mayores niveles de pérdidas de energía a mayor penetración de EVs en la red. Se debe considerar entonces que la inserción de EVs en las redes de distribución generará un aumento de pérdidas de energía. En lo referido a las desviaciones de tensión con respecto a la tensión nominal, se observa una desviación máxima en el período de pico de demanda en invierno de un 10,3%. Este valor normalmente no cumple con las restricciones de operación de las redes de distribución. En la Figura 31 se presentan los perfiles de tensión obtenidos en el estudio para un nodo de la red de distribución durante el período nocturno de invierno considerando niveles de inserción de 0% y 30% de EVs. Solo se presentan dos perfiles de carga, no el promedio de varios casos. Se observa una notable caída de tensión con la presencia de EVs, principalmente en el período de 23:00 a 04:00 hs, coincidente con el horario en el que los EVs se están recargando. La potencia demandada por los EVs resulta significativamente mayor con respecto a la demanda doméstica nocturna. Durante el período del día no existen grandes diferencias entre los perfiles de carga del nodo con o sin inserción de EVs.

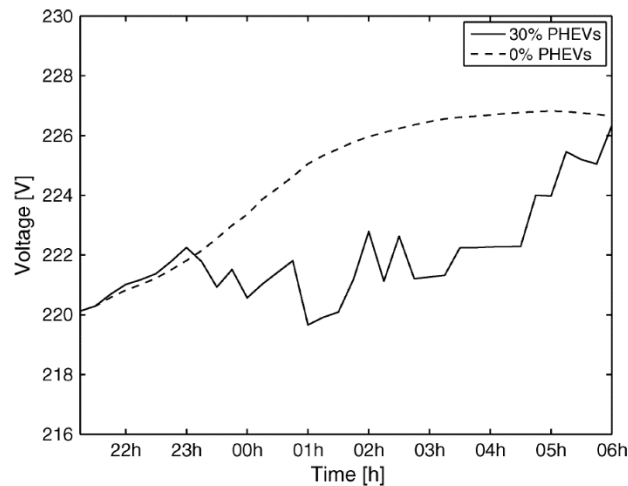


Figura 31. Perfil de tensión en un nodo con 0% y 30% de inserción de EVs en una red típica de distribución. Fuente: “The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid”

Ante estos problemas de variación de voltaje y aumentos de pérdidas de energía debidos a una recarga arbitraria, se propone como solución una carga coordinada de EVs logrando en general reducciones de pérdidas de potencia y de variación de tensión mediante un aplanamiento del perfil de demanda (logrando nivelar la potencia máxima demandada).

En el libro “*Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*” [42] se destaca nuevamente que la implementación de un modo de carga no inteligente es el caso más desfavorable con respecto al impacto en los parámetros eléctricos de la red. En este escenario, el perfil de demanda de los EVs depende en gran medida de la hora de regreso del último viaje del día, a su vez este horario generalmente se encuentra sincronizado con la demanda máxima diaria de la red, pudiendo resultar en aumentos de los picos de demanda y exigiendo por lo tanto inversiones en infraestructura eléctrica debido al incremento de la capacidad máxima de potencia que debe ser capaz de suministrar. Según diversos estudios, en la mayoría de los casos, la situación más desfavorable se da en un día típico de invierno (coincidencia de la demanda energética de EVs con la demanda nocturna debida a la calefacción). En caso de que se invierta en infraestructura de recarga en los lugares de trabajo puede disminuirse el impacto en el aumento del pico de demanda, pues los EVs realizarían parte de su recarga diaria (de la energía consumida en el trayecto desde el hogar hacia el trabajo) en las instalaciones laborales en la mañana donde la demanda de la red es aun relativamente baja. Resulta más beneficioso efectuar recargas de los EVs en escenarios de tarifas diarias diferenciales incentivando la demanda en las zonas de valle o resto de demanda, en este caso es probable que ocurran fuertes aumentos de demanda en el inicio del período de bajo costo de energía lo cual puede afectar negativamente a la operación de la red. El otro tipo de recarga principal es la carga inteligente, la cual evita el aumento de los picos de demanda situando la demanda de EVs en los períodos de valle de demanda principalmente (aplanando la curva de carga), de esta manera se mejora el factor de carga de los tramos troncales de los distribuidores. La recarga inteligente resulta ser la mejor estrategia de recarga de EVs, actualmente si implementación resulta complicada, son necesario fuertes desarrollos y montaje de sistemas de control complejos para una gran cantidad de EVs.

El estudio “*Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging*” A. Lucas, et al [43] presenta un análisis del impacto que generan los cargadores rápidos de EVs con respecto al contenido de armónicos en la red. Las elevadas potencias demandadas por los cargadores rápidos y más aun considerando estaciones con varios de ellos operando en paralelo generan la necesidad de estudiar el impacto con respecto a la distorsión armónica debida a la operación de la electrónica de potencia que poseen. Los resultados permiten llegar a la importante conclusión

de que un conjunto de cargadores rápidos puede ocasionar serios problemas de altos niveles de armónicos en las redes. El estudio además indica que la limitación principal del número de cargadores rápidos a instalar no es la capacidad de potencia del circuito de alimentación aguas arriba, sino los límites armónicos para la contaminación eléctrica.

Del análisis de las referencias mencionadas y de diversos estudios en la misma línea de investigación se observa que si bien es necesario generar políticas de incentivos para que la sociedad adquiera EVs debido a sus ventajas en el ámbito del ambiente y la salud, también resulta necesario efectuar inversiones en infraestructura eléctrica para soportar los impactos que pueden generar la recarga de la movilidad eléctrica.

Se destacan resumidamente los principales tipos de problemas que pueden darse debido a la inserción de EVs:

- ❖ Caídas de tensión.
- ❖ Aumento de pérdidas de potencia.
- ❖ Disminución de la calidad de energía.
- ❖ Sobrecargas en los elementos de la red.
- ❖ Aumento de los picos de demanda.
- ❖ Estabilidad de frecuencia

2.10.2 Vehículos eléctricos en las Smart Grids:

Los sistemas de energía eléctrica se encuentran divididos principalmente en tres sectores: generación, transmisión y distribución. Las centrales generadoras inyectan su energía generada al sistema de transmisión el cual mediante líneas de alta tensión la transporta hacia las redes de distribución y estas despachan la energía eléctrica a los usuarios finales para su consumo. Actualmente, se posee un aumento de la inserción de generación distribuida en las redes eléctricas que torna más complejo el comando de los flujos de potencia en comparación con la arquitectura básica descrita anteriormente. En este sentido, para solucionar inconvenientes que pueden surgir a futuro considerando aumentos en la inserción de distintas tecnologías de generación distribuida y demandas de características particulares (Por ejemplo: EVs o usuarios electrointensivos) surge como una solución el concepto de las redes inteligentes, en inglés Smart Grid (SG). Una SG integra tecnologías de comunicación e información, ingeniería eléctrica y sistemas de almacenamiento con el mercado eléctrico permitiendo operar al sistema de manera eficiente y con reducción de costos. Una SG gestiona de manera eficiente la generación y utilización de la energía eléctrica mediante sistemas de optimización equilibrando en todo momento la oferta y la demanda. Es frecuente asociar con las SG el concepto de los medidores inteligentes, estos permiten consumir energía considerando las variaciones de la tarifa de la energía durante el día, logrando un mejor uso de la red, además este tipo de medidores permite almacenar información para predecir los requerimientos a futuro del sistema. Otro agente importante dentro de las SG son las energías renovables, en su mayoría son del tipo no gestionable y pueden ser generadas por centrales renovables o por usuarios de la red. Los usuarios de la red pueden ser consumidores o generadores de energía eléctrica siendo necesario considerarlos con capacidad de poseer un flujo de potencia bidireccional.

Dentro de las demandas con comportamientos particulares de las SG se encuentran los EVs. Se esperan altos crecimientos de la utilización de los EVs y su recarga descoordinada puede causar problemas severos en la operación de las redes eléctricas. En este sentido, la gestión de la recarga de los EVs es un asunto de alta importancia y a la vez desafiante, por estas razones en los últimos años se han desarrollado diversas alternativas para lograr una gestión correcta de la demanda de los EVs [44]. Los sistemas de gestión, principalmente se dividen según una operación unidireccional o bidireccional de los flujos de potencia de la red con el EV, se pueden clasificar también en función de si las decisiones son tomadas de manera centralizada por un gestor de EVs

o distribuida por los puntos de carga de los EVs, por último, otra clasificación se da considerando o no los aspectos del uso de los EVs por cada usuario. Gran parte de las personas que utilizan un vehículo poseen un patrón típico de uso, pudiendo elaborarse un historial de caminos o viajes diarios siendo esto muy útil para programar una recarga eficiente, por ejemplo, en caso de que un EV se encuentre conectado a lo largo del día en distintos puntos de carga, se puede seleccionar en cuales resulta más conveniente efectuar la carga del EV.

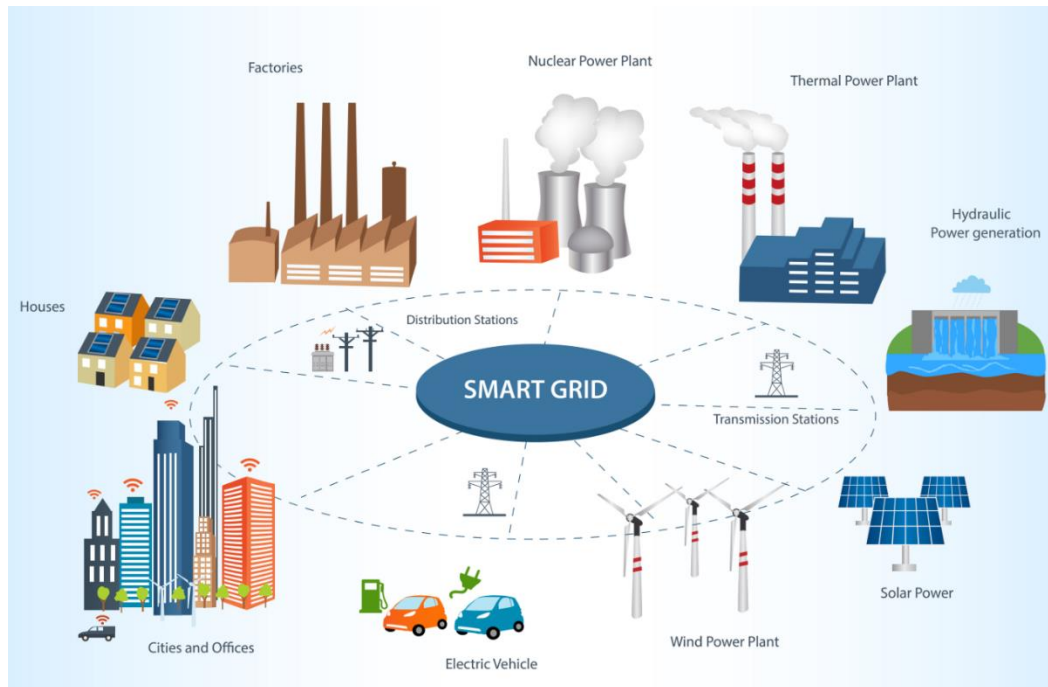


Figura 32. Actores principales de una Smart Grid. Fuente: IEEE - "The Smart Grid Could Hold the Keys to Electric Vehicles"

Los EVs pueden actuar como fuentes de generación o dispositivos de almacenamiento contribuyendo a los servicios de regulación de demanda en los distintos períodos del día. En las SG se ha propuesto un nuevo tipo de agente, un gestor EVs. Este agente en caso de ser implementado permitiría gestionar una flota de EVs dentro de la SG recopilando información de los puntos de recarga y enviándoles órdenes de consumo o entrega de energía. Se considera que un gestor de EVs es necesario para lograr la operación en modo V2G de los EVs. Algunas de las órdenes que pueden indicar son, por ejemplo, ventanas de tiempo específicas donde se puede efectuar la recarga o máximas potencias de recarga, persiguiendo obtener un beneficio económico en la operación del sistema. Este agente puede ser quien gestione adecuadamente la demanda de los EVs evitando los problemas mencionados debido a la recarga de los mismos (en caso de no ser controlada), incluso mejorando la operación de la red en algunos aspectos [45]. Como se mencionó, la definición del gestor de EVs y su modo de operación se encuentran actualmente en investigación y desarrollo, este viene a ser un sistema de control centralizado. Puede ocurrir que se instalen cargadores inteligentes donde las decisiones son tomadas de manera distribuida.

Un aspecto importante a considerar además de los ya mencionados en los estudios de los EVs en las SG es la flexibilidad de los usuarios. Este concepto identifica a los usuarios diferenciándolos según sus preferencias existiendo usuarios flexibles, inflexibles e intermedios. En el trabajo "Smart Charging for an Electric Vehicle Aggregator Considering User Tariff Preference" [46], se analiza en particular esta situación donde se propone una gestión de carga de EVs mediante un gestor de EVs considerando las preferencias de las tarifas por parte de los usuarios. Por ejemplo, pueden existir usuarios que indiquen como preferencia la economía de recarga de su EV o usuarios que le asignen nula importancia al costo priorizando la velocidad de

recarga. Se crea una clasificación de usuarios según las necesidades de los mismos diferenciándolos por su nivel de flexibilidad de recarga. A cada tipo de usuario se le asigna una tarifa, las más elevadas correspondientes a usuarios inflexibles y las más económicas para usuarios muy flexibles. Estas tarifas son asignadas según la potencia de recarga, en este estudio particular, se consideraron potencias medias de recarga de 7,2 kW (mayor tarifa), 2,5 kW (tarifa media) y 1,5 kW (menor tarifa). El gestor de EVs opera de manera tal que un usuario muy flexible (aquel que opta por la economía de carga) demanda más energía durante los períodos de menor costo de la energía y viceversa. Además de considerar el precio de la energía demandada por los EVs para su recarga, se tienen en cuenta las condiciones de restricción de operación de la red. Para resolver el caso planteado teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas se plantea un problema de optimización que resulta ser del tipo lineal simple, el objetivo principal es minimizar los costos de recarga considerando penalizaciones en caso de no cumplir con las restricciones operativas de la red. Los resultados demuestran que el gestor de EVs mediante la función objetivo que posee ubica en el caso de una recarga inteligente los mayores picos del perfil de carga de los EVs en los períodos de valle de la demanda de la red, demostrando nuevamente que el mejor aprovechamiento de la red se da en el caso de disminuir la diferencia de demanda entre los picos y valles de demanda mediante la aplicación de una correcta tarifa horaria. En este tipo de estudios, debido a la alta incertidumbre que se posee con respecto al crecimiento de los EVs en el sistema y cómo será su utilización, resulta importante la consideración de distintos comportamientos de los usuarios, por ejemplo, en el caso de que se conecten al sistema más tarde, si el mínimo de la demanda resulta mayor, si se tienen más usuarios del tipo flexible o inflexible. De esta manera, se generan un conjunto de curvas donde se pretende determinar cuáles son los períodos más críticos de recarga y aquellos donde no existen problemas.

En resumen, las investigaciones en el ámbito de la integración de la movilidad eléctrica con las redes eléctricas en general consideran la implementación de redes inteligentes. Se prevé que en el futuro se integren gran cantidad de EVs y puntos de recarga en los lugares más típicos de estacionamiento (lugar de trabajo, hogar, centros comerciales, etc). Estos puntos de carga para maximizar beneficios técnicos, operativos y medioambientales (reducción de emisión de GEI) deben estar comunicados con la red principalmente mediante gestores de EVs. La comunicación entre los distintos actores de una SG permite una gestión integral de todo el sistema, por ejemplo, para no generar derroches de energía renovable en casos de que exista disponibilidad del recurso en períodos de valle de demanda o cubrir los picos de demanda mediante energía almacenada en la flota de EVs en caso de que resulte más económico o menos contaminante que utilizar generación térmica. La operación integral de una red eléctrica requiere sistemas complejos y con buena calidad de comunicación y control que puedan procesar grandes cantidades de datos y con ellos efectuar gestiones óptimas de generación y consumo de energía teniendo en cuenta grandes cantidades de variables.



Figura 33. Modelo conceptual de una Smart Grid. Azul: Comunicaciones; Punteado: Flujos de energía eléctrica; Nubes: Dominios. Fuente: Instituto Nacional de Normas y Tecnología de Estados Unidos.

2.11 Perspectiva financiera de la movilidad eléctrica:

Como se destacó anteriormente, el análisis del consumo energético según cada tecnología de vehículos es invariable, tratándose puramente de aspectos técnicos. La comparación financiera de los consumos de las distintas tecnologías depende en gran medida de las políticas energéticas y económicas de cada país o región. Pueden existir grandes diferencias entre los precios de los combustibles a base de hidrocarburos (se proyecta que exista un aumento de estos a futuro [23]) y el precio de la energía eléctrica, el cual actualmente se encuentra estatizado desde hace mucho tiempo en Argentina. Los costos de estas dos energías en Argentina poseen comportamientos o dinámicas distintas, siendo probable que a futuro existan variaciones de precio en el costo final del combustible y/o de la energía eléctrica alterándose la relación de precios.

Las consideraciones para realizar un análisis financiero adoptando el mismo criterio con respecto al precio de la energía y combustible presentados (precio final) según el estado de costos que se tiene al momento de realización del presente proyecto son las siguientes:

❖ Vehículo eléctrico:

- Consumo: 16 kWh/ 100 km o en caso de conocer el consumo particular del modelo a comparar, este es adoptado.
- Costo energía: 0,075 USD/kWh (7 \$/kWh dolarizado a tasa de cambio de 93,25 \$/USD, valor oficial al 08/02/2021). Valor aproximado obtenido mediante la consideración distintos consumos de energía típicos en viviendas aplicándoles el cuadro tarifario de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF). En el mismo se indican distintos costos por kWh según la energía demandada mensualmente e impuestos que se deben sumar al importe básico (considerando solo la tarifa de un usuario residencial del cuadro tarifario de la empresa distribuidora), estos impuestos según el consumo representan aproximadamente entre un 30 % y 28,7 % del importe básico.

❖ Vehículo con MCI:

- Consumo: 8 l/ 100 km para Nafta y 5 l/100 km para Diesel. O consumo particular del modelo en análisis en caso de ser conocido.

- Precios combustibles: Obtenidos mediante la aplicación del Ministerio de Energía y Minería denominada “Precios en el Surtidor”, los precios son correspondientes a la ciudad de Santo Tomé (región de estudio del presente proyecto). Se trata del costo final, considerando impuestos, costos fijos y otros costos adicionales, dolarizado según la cotización oficial en la fecha de ejecución (93,25 USD/\$).

Tabla 4. Precios combustibles en ciudad de Santo Tomé. Fuente: Ministerio de Energía y Minería, Aplicación "Precios en el Surtidor".

Tipo de combustible	Precio en USD de combustibles		
	Estación de servicio		Promedio
	YPF	AXION	
Gas Oil	0,788	0,797	0,858
Gas Oil Premium	0,918	0,930	
Nafta Super	0,865	0,873	0,931
Nafta Premium	0,987	1,001	

Con las consideraciones adoptadas (sin una comparación específica), el costo de recorrer un trayecto de 100 km resulta de USD 1,20 para un EV, USD 4,29 para un vehículo con MCI Diesel y \$ 7,45 para MCI con nafta. Esta relación indica que, en principio, el EV tiene un costo aproximadamente de entre 3,6 y 6,2 veces menor que un vehículo convencional para desplazarse. Pueden además ser considerados ciertos aspectos adicionales como el mantenimiento de los vehículos, algún incentivo percibido por la utilización de EVs por parte del gobierno, etc.

Hoy en día, los costos de adquisición de los EVs son notablemente más elevados que el caso de vehículos con MCI. Por otro lado, como se mencionó, el costo de la energía (combustibles o energía eléctrica) varía en función de las políticas económicas de cada región o país. Al momento de adquirir un vehículo en lo que respecta a lo económico resulta útil efectuar la comparación del costo por km recorrido. Cada vehículo según sus características particulares posee un costo económico por km recorrido en el cual interfieren principalmente el costo de la energía consumida, el consumo específico, el mantenimiento o reparaciones, el seguro, la patente, y en caso de que existan, incentivos económicos.

A modo de ejemplo, a continuación, se presenta el análisis económico considerando la inversión inicial y el costo por kilómetro de un Renault Kangoo. Este análisis se puede efectuar entre modelos de vehículos de un mismo segmento que se desee comparar.

El mantenimiento de un EV es menor en comparación con el de un vehículo convencional. Un MCI puede ser causa de elevados costos de mantenimientos asociados al reemplazo de correas, cambios de aceite, filtros, líquido refrigerante, entre otros aspectos. En cambio, un EV, tal como se detalló en párrafos anteriores, se integra de un conjunto reducido de componentes, que reducen notablemente los costos de mantenimiento asociados. Los costos en común que posee cualquier tipo de vehículo son los relacionados con el mantenimiento de los sistemas de frenos (menor frecuencia en EVs debido al freno regenerativo), reemplazo de neumáticos, seguro automotor, impuestos (pueden existir diferencias fomentando la utilización de EVs). Por estas razones, diversos estudios aseguran que el mantenimiento de un EV posee un costo de entre aproximadamente 20% y 50% menor en comparación con un vehículo convencional. Con respecto al análisis particular presentado a modo de ejemplo, en el sitio Web de Renault se especifican los costos de los mantenimientos cada 10.000 km de sus distintos modelos; el Kangoo con MCI posee un costo de mantenimiento 2,6 veces mayor que el modelo eléctrico. Por otro lado, con respecto a las baterías, los fabricantes aseguran con un correcto uso de las mismas una

vida útil de entre 8 y 10 años. En caso de considerar que un usuario realiza unos 20.000 km/año (considerada como una distancia promedio probable), la batería cumple su vida útil aproximadamente entre los 160.000 km y los 200.000 km.

En la Tabla 5 se presenta la información obtenida del sitio web de Renault sobre los modelos en comparación:

Tabla 5. Características brindadas por Renault de sus modelos Kangoo.

	Kangoo ZE	Kangoo EMOTION 2A - Sce 1.6 16v
Costo de adquisición [USD]	32.969	17.758
Motor (modelo)	R90	HR16 de 1.598 cm3
Batería	Z.E 33	-
Combustible	-	Nafta
Autonomía Max NEDC [km]	270	no brindado
Torque [Nm]	225	156
Costo mantenimiento cada 10.000 km [USD]	39,89276139	105,1474531

Con la información y datos recabados se efectúa la gráfica presentada en la Figura 34, en el eje de ordenadas se contabilizan dólares y en el eje de abscisas kilómetros recorridos. El eje de ordenadas es intersecado por dos rectas en el valor del costo de adquisición de cada modelo en análisis. Cada recta representa el costo de desplazarse una distancia concreta de cada modelo en estudio. La pendiente de cada recta representa el costo por kilómetro recorrido en pesos. El valor de la pendiente depende del costo por kilómetro recorrido de la energía, más los gastos de mantenimiento, patente y seguro. Una mayor pendiente indica mayor costo por distancia recorrida. Desde el punto de vista económico, la ecuación que posea menor costo es la alternativa preferida, de modo que se brinda importancia al punto de intersección entre ambas rectas. Este punto representa la distancia que es necesario recorrer para que un modelo sea más rentable económicamente que el otro. Según este gráfico, se pueden seleccionar distintas tecnologías o modelos para recorrer distancias cortas, medias o extensas.

En este caso particular, si el usuario utilizaría el modelo eléctrico, recién para una distancia recorrida superior a los 228.846 km, esta alternativa resultaría más económica. Este valor, según la información recolectada, se encuentra fuera de la vida útil de un EV, pues como se mencionó anteriormente, se estima que la batería posee una vida útil que es capaz de brindar entre 160.000 km y 200.000 km; entre estas distancias recorridas se debe realizar una inversión (aproximadamente el 21% del valor inicial del EV) que vuelve a situar por encima a la recta del EV tornándolo inviable económicamente.

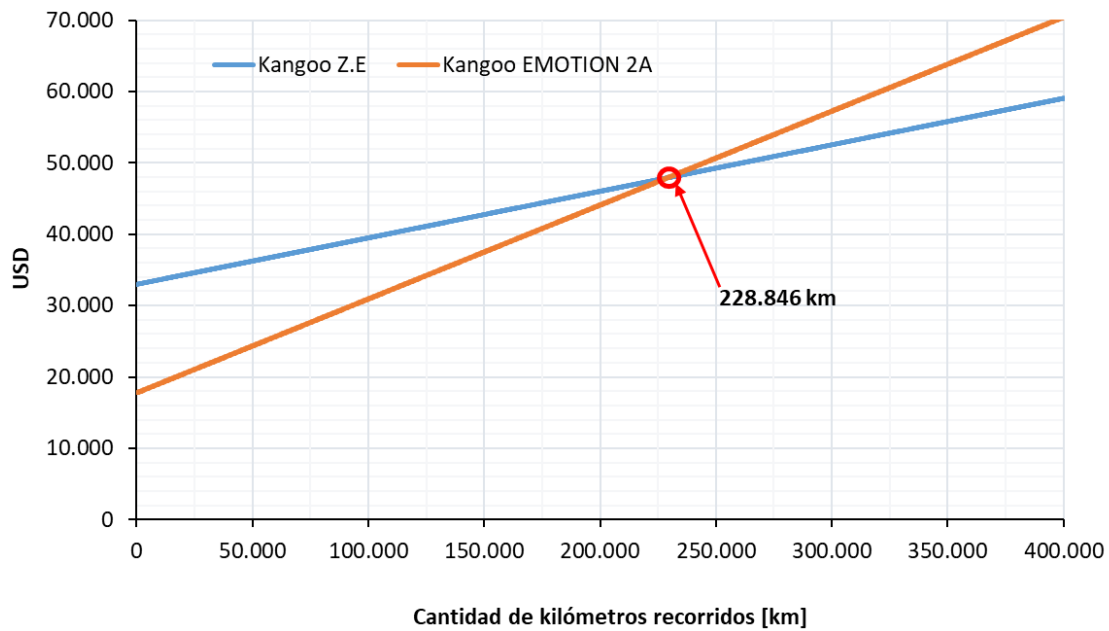


Figura 34. Comparación financiera Renault Kangoo ZE vs Renault Kangoo con MCI considerando el costo por km recorrido.

Se destaca en la gráfica que el costo inicial del EV resulta de casi el doble con respecto al modelo con MCI. En caso de que se posea un costo inicial menor y los costos por distancia recorrida se mantengan constantes, entonces el punto de intersección se da en distancias menores. En el caso de que el costo de adquisición de un modelo eléctrico sea similar al vehículo con MCI, entonces desde el inicio económicamente resulta mejor opción un EV.

En la Figura 35 se presenta un análisis de sensibilidad que representa distintos escenarios en los cuales el costo inicial de adquisición del modelo Renault Kangoo Z.E es menor que el actual. Las razones de la disminución del costo de adquisición podrían ser, por ejemplo: políticas de incentivo hacia la movilidad eléctrica; aumento de la demanda de EVs en el mercado que requiera una mayor escala de producción de EVs y como consecuencia genere una reducción de costos; la implementación a futuro de nuevas tecnologías de producción y la reducción de los costos de las baterías. Se simulan 4 disminuciones de costo y se destaca la variación de la distancia crítica, de esta manera, la conveniencia de utilizar el modelo eléctrico se da a distancias menores. Las disminuciones de costo se adoptaron de forma tal que en 4 pasos de igual valor se iguale el costo del modelo convencional. Se observa que, si el costo inicial fuera de USD 29.166 en caso de realizar más 171.634 km resulta conveniente el modelo eléctrico. De igual manera, ante disminuciones de USD 3.803 en cada paso se presentan las distancias críticas. En el caso de que los costos entre el modelo eléctrico y convencional sean iguales, no existe duda en la elección de un modelo eléctrico debido a su menor costo por distancia recorrida (menor pendiente).

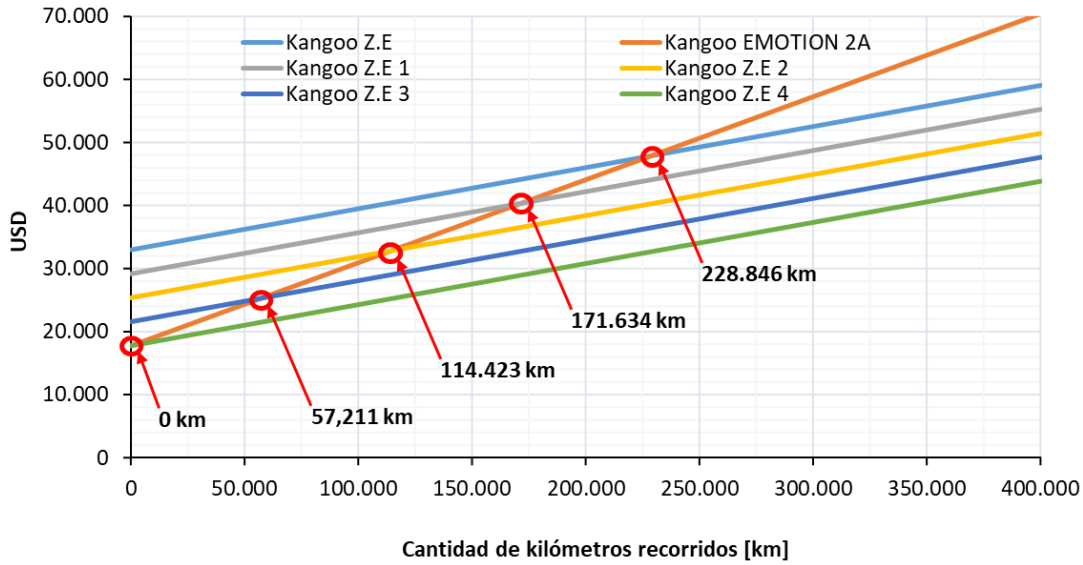


Figura 35. Análisis de sensibilidad del costo de adquisición del EV.

En la Figura 36 se presenta otro análisis de sensibilidad en el cual se exhiben distintos escenarios en los cuales el consumo energético del modelo Renault Kangoo Z.E es menor que el actual. La disminución del consumo energético de los EVs puede verse fundamentada por avances tecnológicos futuros como, por ejemplo, la disminución del peso de las baterías debido a aumentos de la eficiencia y de la energía específica en las baterías, como se mencionó en la sección 2.6.1 en las décadas venideras son esperables importantes avances en este aspecto; Se simulan 4 disminuciones del consumo del modelo Renault Kangoo Z.E y se observa la variación de la distancia crítica. Las disminuciones adoptadas del consumo energético fueron de igual paso para cada alternativa hasta llegar al valor de 8 kWh/ 100 km. La distancia crítica disminuye, pero no es tan notable en comparación con las disminuciones del precio inicial de adquisición de los modelos. Se observa que si el consumo del modelo en análisis fuera de 8 kWh/ 100 km, entonces la distancia crítica es de 202.744 km, disminuye en 26.102 km la distancia a partir de la cual resulta conveniente el modelo eléctrico.

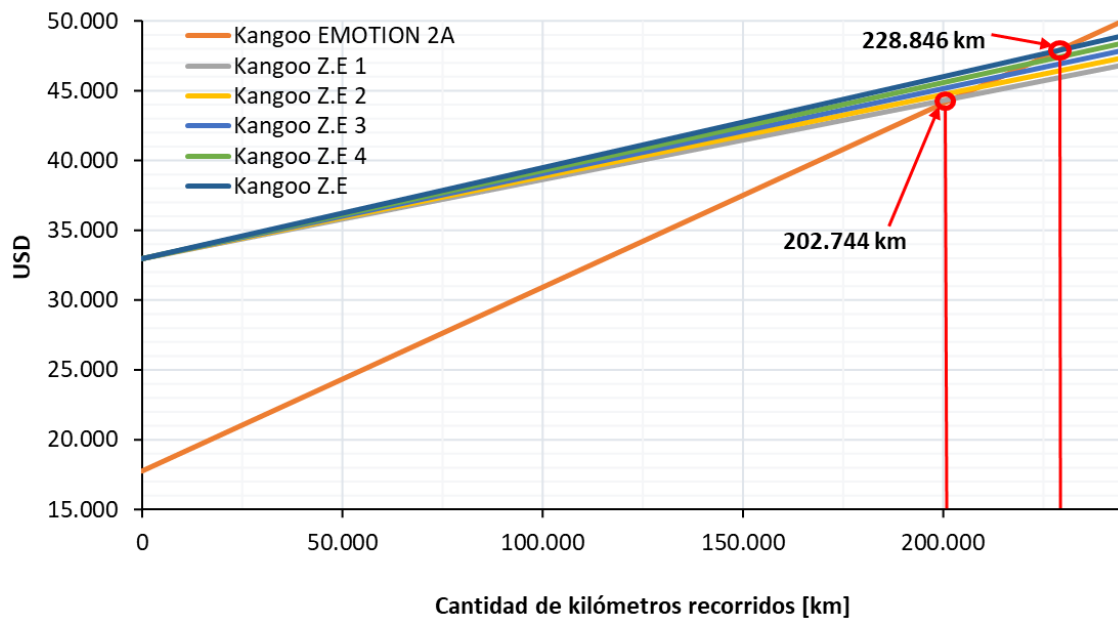


Figura 36. Análisis de sensibilidad consumo del EV.

Del análisis presentado se demuestra que actualmente para que la conveniencia económica del uso de EVs sea superior a la de los vehículos con MCI, no deben existir grandes diferencias en los precios de venta de los modelos. Debido a la reducción de los costos de fabricación de los EVs, en el futuro se dará la situación planteada. Actualmente la Unión Europea en su “Plan del Objetivo Climático para 2030” [47] establece la propuesta de reducir las emisiones de GEI al menos al 55% de los niveles de 1990 para el 2030. Este objetivo de la Unión Europea supone un importante impacto en el sector del transporte debiendo aumentar las ventas de EVs para poder cumplirlo. En orden con este tipo de objetivos, distintos países, estados o provincias decretaron la prohibición de venta de vehículos nuevos que consuman gasoil o nafta a partir de un año específico, a continuación, se mencionan algunos de ellos: Noruega en 2025; Reino Unido, Irlanda, Dinamarca, Países Bajos y Japón en 2030; Francia en 2040; California, Massachussets (estados de los Estados Unidos de América) y Quebec (provincia de Canadá) a partir de 2035 [48][49][50][51]. El planteamiento de estos objetivos conduce a las empresas de automóviles a replantear sus estrategias de producción para adaptarse a las nuevas demandas, pues en el mediano plazo dependiendo de la región, los vehículos con MCI no se podrán comercializar.

Actualmente son necesarias iniciativas de incentivo que promuevan la venta, compra y uso de EVs. Los incentivos para promover la inserción de la movilidad eléctrica se dan principalmente en tres ejes:

- ❖ *Incentivo a la oferta:* Se pueden efectuar planes que faciliten las importaciones de EVs, por ejemplo, mediante la quita y/o reducción de aranceles. Por otro lado, se deben destinar inversiones que favorezcan la disminución del costo de producción, por ejemplo, mediante avances tecnológicos producto de investigaciones. De esta manera, es posible disminuir el precio de venta en el mercado de los EVs.
- ❖ *Incentivo a la demanda:* Si bien el precio de mercado se disminuye principalmente mediante las acciones mencionadas anteriormente, en este eje es posible incentivar la compra de EVs otorgando mejores condiciones de compra en comparación con otras tecnologías de movilidad, por ejemplo, asignando créditos específicos para la compra de EVs y cargadores de EVs. Es importante también que existan puntos de recarga instalados en distintos sitios para favorecer la demanda, es decir, facilitar, incrementar y diversificar los sitios de recarga, favorece la demanda por parte de los usuarios.
- ❖ *Incentivo a la utilización:* En este eje se pretende tomar acciones para que la utilización de EVs posea mayores facilidades de uso en el ámbito cotidiano en comparación con las tecnologías convencionales. Acciones que pueden ser adoptadas son: Otorgar prioridad de circulación y estacionamiento; facilitar las recargas del tipo pública o domiciliarias; retirar el cobro o bonificar parte de la patente y revisión técnica vehicular; implementar incentivos en la tarifa de energía eléctrica para las recargas domiciliarias, por ejemplo, mediante una tarifa horaria que favorezca la demanda energética en los períodos de menor exigencia en la red eléctrica.

2.12 Tendencias actuales:

2.12.1 Vehicle-to-Grid (V2G):

En la actualidad, un EV es considerado como un tipo de carga específica que demanda energía de la red y los principales desafíos se encuentran en desarrollar gestiones de recarga eficientes. Se suele mencionar e investigar también el modo de funcionamiento V2G, en el cual el EV no demanda energía únicamente, también puede administrar parte de la energía almacenada en sus baterías hacia la red. En este sentido, se puede tratar a los EVs como vehículos

prosumidores. En caso de que una flota de EVs se encuentre con sus baterías cargadas, entonces pueden aportar energía a la red, con los siguientes beneficios:

- ❖ Contribución a la regulación de frecuencia [52]
- ❖ Aplanado de la curva de demanda, tal que aumente el factor de carga de la red [45]
- ❖ Control de tensión [53].

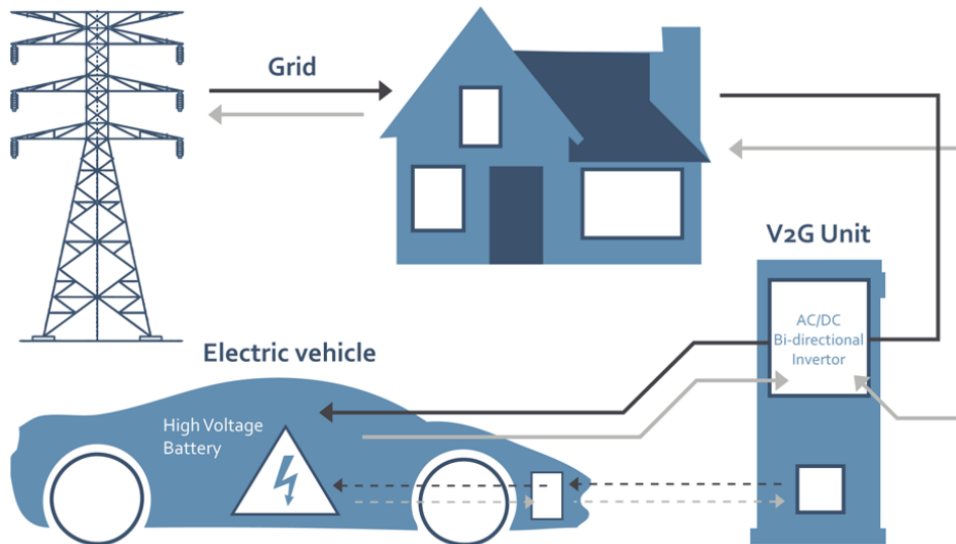


Figura 37. Esquema simplificado de V2G. Fuente: EVCONSULT (<https://www.evconsult.nl/en/cashing-in-with-your-electric-car-with-v2g-technology/>)

Si bien este modo de funcionamiento puede aportar grandes ventajas a la operación de la red, el desarrollo actual de la tecnología de las baterías puede presentar limitaciones. Las baterías poseen una cantidad determinada de cargas y descargas admisibles, el V2G implicaría que este número se alcance más rápidamente disminuyendo su vida útil. Es necesario estudiar en profundidad la ecuación económica de esta condición, debido a las posibles reducciones de las características operativas de las baterías por entregar energía a la red. Puede ocurrir que su vida útil se acorte demasiado, implicando realizar una importante inversión en un menor período de tiempo, sin ser subsanada por los aportes de compra de energía. Por otro lado, en caso de poder contar con esta fuente de energía, para las empresas distribuidoras viene a ser una ventaja, por el hecho de que evitarían pagar elevados costos de penalización y/o postergarían inversiones en infraestructura eléctrica. Depende en gran medida de los usuarios cómo considerarán la implementación de este modo de operación de la red, en principio pueden existir algunos que no quieran que su EV opere bajo estas condiciones. En los trabajos de investigación vigentes de operación de EVs en modo V2G, el comportamiento de los usuarios resulta ser uno de los factores determinantes, dado que es necesario saber si adoptarán este modo de operación, si se encuentra disponible la energía en los momentos necesarios y el nivel de flexibilidad que poseen.

Si un conjunto de EVs deben socorrer un evento indeseado, pueden someterse a una descarga rápida que dañe las baterías. Un análisis de los costos asociados ante un socorro por parte de las baterías, debe considerar el daño que sufren las mismas y el costo de oportunidad para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico. En caso de que ocurra una contingencia, para evitar problemas de estabilidad posiblemente resulte necesario efectuar recortes de demanda, esta acción posee elevados costos de penalización asociados. Además de estas pérdidas económicas, puede ocurrir que un corte de energía no ocurra en un momento oportuno para distintas actividades y generen importantes problemas de seguridad en las personas o paradas productivas en empresas.

En este sentido, puede resultar beneficioso que unas baterías se dañen y luego los usuarios sean recompensados a costa de mantener el sistema en operación. Es necesario determinar correctamente cual es la compensación correcta hacia los usuarios ante situaciones de contingencia según el daño verdadero que pueden sufrir sus baterías.

Con una operación normal en modo V2G de los EVs se pueden disminuir los niveles de generación térmica e importaciones de energía. Una flota de EVs puede ser capaz de brindar suministro de energía en los períodos de pico de demanda, desplazando generación térmica de punta, la cual a su vez es la más costosa, contaminante y de menor eficiencia. Por otro lado, los inversores inteligentes poseen la posibilidad de compensar potencia reactiva, de esta manera un EV puede no entregar solo potencia activa, sino también reactiva, favoreciendo el control de los niveles de voltaje de la red.

2.12.2 Vehículos eléctricos en Microgrids:

Una importante línea de investigación en desarrollo consiste en el análisis de la integración de flotas de EVs en microrredes [54][55]. Las microrredes son un conjunto de demandas y generación que pueden integrar distintos tipos de fuentes renovables y sistemas de almacenamiento que pueden operar según una lógica de optimización del sistema desde el punto de vista económico, de eficiencia y de confiabilidad. Como su nombre lo indica, suelen ser pequeñas redes eléctricas, pueden operar de manera aislada o conectarse con la red. Al ser redes pequeñas se facilita en control de la misma (en comparación con un sistema extenso) aumentando la calidad del suministro, son capaces de independizarse en mayor o menor medida de la red de distribución. En zonas totalmente aisladas resulta necesario montar microrredes para poder ser abastecidas con energía eléctrica.

En este sentido, si se trata de lugares alejados de los grandes centros de consumo, a menudo pueden existir altas complicaciones de suministro de combustible para vehículos con MCI y/o generación térmica, resultando más viable alimentar baterías de EVs mediante generación renovable local. Actualmente se trabaja en el desarrollo de potentes sistemas de control de microrredes, y sistemas de comunicación de calidad. Es necesario implementar al igual que en los sistemas de potencia, regulación de frecuencia y tensión además de asegurar el equilibrio entre la demanda y pérdidas con la generación eléctrica. Surge como desafío maximizar el aprovechamiento de la generación renovable no gestionable y la alimentación de las flotas de EVs.

2.12.3 Centros de almacenamiento:

Se analiza el uso de baterías en el futuro conformando grandes centros de almacenamiento. En promedio, las baterías tienen una vida útil de entre 8 y 10 años con un uso normal. Su vida útil se cumple cuando la capacidad de la batería disminuye en un 15 o 20% siendo necesario su recambio en el EV. Actualmente, se plantea en el ámbito de la investigación la reutilización de una gran cantidad de baterías que hayan sido reemplazadas de los EVs en centros de almacenamiento. Las potencias disponibles de estos centros de almacenamiento estarán dadas en el nivel teórico por la cantidad de baterías que se posean y la potencia de descarga de trabajo. Estas baterías que son reemplazadas en los EVs se siguen utilizando en los centros de almacenamiento hasta que posean aproximadamente un 20% de su capacidad nominal de fábrica, de esta manera además de los 8/10 años que fueron utilizadas en un EV, pueden seguir siendo utilizadas en grandes centros de almacenamiento por aproximadamente 6 años más, llegando a ser su vida útil total de 15 años. Estos centros de almacenamiento ponen a disposición del sistema capacidades de almacenamiento y potencias de generación interesantes, las cuales en caso de ser complementadas en su operación con la flota de EVs pueden aportar beneficios interesantes a la operación de la red, por ejemplo, brindar soporte de potencia rápida ante fluctuaciones de

generación por causa de la intermitencia del recurso renovable. Se propone como opción viable instalar los centros de almacenamiento dentro de las estaciones o subestaciones transformadoras.

2.12.4 Movilidad CASE:

La movilidad CASE es un término que actualmente representa las tendencias de evolución de la movilidad en el futuro. Sus siglas en inglés hacen referencia a cuatro pilares de la movilidad en el futuro donde se asegura que los vehículos estarán conectados, serán autónomos, compartidos y del tipo eléctricos. Cada uno de estos aspectos poseen un gran potencial en el ámbito de la movilidad e incluso existen grandes avances actualmente. El mayor provecho según el término CASE es cuando se encuentran integrados estos conceptos.

- ❖ “C” – Connected: En caso de que los vehículos se encuentren conectados mediante sistemas de comunicación, se puede enviar información desde el vehículo hacia el usuario, de modo de brindar información de distintos aspectos de su vehículo (carga de batería, ubicación, comando de aire acondicionado, avisos de mantenimientos periódicos, etc). Por otro lado, puede existir conexión con servicios particulares que brinden distintos tipos de información, servicios de seguridad para viajes, entretenimiento, conexión con aplicaciones de movilidad, conexión con la red eléctrica, entre otros aspectos.
- ❖ “A” – Autonomous: Se trata de vehículos que puedan conducirse por sí mismos utilizando tecnologías que permiten procesar imágenes y reconocer objetos como señales de tránsito, líneas de carriles, peatones, otros vehículos, etc. Sus sistemas redundantes permiten en principio lograr condiciones de desplazamiento mejores que en el caso de ser conducidos por un humano. Este tipo de conducción actualmente posee grandes desarrollos y se comienza a incorporar en el transporte. Proporcionará ventajas dentro del ámbito de la seguridad y comodidad para el usuario, evitando situaciones estresantes o demandantes de manejo e incluso brindando más tiempo para tareas personales.
- ❖ “S” – Shared: Se trata de servicios de movilidad que permiten que un vehículo sea utilizado por varios usuarios a lo largo del día, mediante un sistema de alquileres o permiten compartir un vehículo entre varios usuarios ofreciendo altas flexibilidades. Actualmente existen aplicaciones y servicios de movilidad compartida. Mediante estos servicios se logra que el número de vehículos que transitan en ciudades de alta densidad de población sea menor, tornando más fluida la movilidad y en caso de que posean MCI se emanen menor cantidad de gases contaminantes al ambiente.
- ❖ “E” – Electric: Como se desarrolló anteriormente en el presente proyecto, se trata de un tipo de tecnología que se encuentra en línea con los intereses de disminuir la contaminación ambiental y el desarrollo sostenible.

El desarrollo e integración de estas cuatro áreas formará, según el concepto de movilidad CASE, el futuro de los vehículos brindando grandes ventajas principalmente respecto a la menor utilización de las calles en las ciudades, mayor fluidez en la movilidad, menores preocupaciones en el manejo, mayor tiempo disponible para los usuarios y tecnologías más amigables con el medioambiente y el desarrollo sostenible.

2.13 Modelado de los vehículos eléctricos:

Para analizar el impacto en la red eléctrica que generan distintos modos de operación de los EVs es necesario realizar un correcto modelado de la demanda o entrega de energía por parte de estos. Si bien resulta importante determinar las características de carga de un EV individualmente, el punto más importante consiste en representar lo más correctamente posible la

demanda de potencia en masa por parte de los EVs. En este contexto, se tiene como desafío realizar un correcto modelado que represente el comportamiento real de los EVs en las redes eléctricas. Además, del comportamiento en régimen estático, se debe modelar el comportamiento de las baterías ante condiciones dinámicas de operación por ejemplo en caso de cortocircuitos, como varía la potencia de cortocircuitos con la penetración de EVs en el sistema. Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas, el sistema puede tornarse complejo y este se debe modelar y simular para prever posibles complicaciones futuras.

A continuación, se listan y se desarrollan brevemente los principales aspectos necesarios de ser considerados para el modelado de los EVs.

2.13.1 Modos de operación de los EVs:

- ❖ *V2G o Modo de almacenamiento:* Del vehículo a la red, representa un modo de operación de los EVs en el cual son capaces de vender energía a la red. En caso de que el EV se encuentre conectado al sistema y sus baterías estén cargadas, poseen la posibilidad de entregar energía a la red. En caso de que las baterías deban ser recargadas, el flujo de potencia se invierte. Es necesario tener en cuenta esta condición de flujos bidireccionales para el desarrollo e instalación de los sistemas de conexión con la red.
- ❖ *G2V o Modo de carga:* De la red al vehículo, este modo es el más implementado en la actualidad y el vehículo se representa como una demanda particular que consume energía para alimentar su batería. Se posee un flujo de potencia unidireccional hacia el EV.

Es importante considerar el modo de operación de los EVs en los modelados. Se tienen distintos efectos en la red si una gran cantidad de EVs se encuentran demandando energía (G2V) o inyectando energía en la red (V2G). En este último caso, la flota de EVs se puede representar como una microgeneración distribuida. La operación en modo G2V, en caso de poseer elevados porcentajes de inserción de EVs, puede representar demandas significativas dependiendo de los hábitos de consumo de los usuarios.

2.13.2 Comportamiento de los usuarios:

Un punto determinante que afecta la magnitud y variación de la demanda total de la flota de EVs es el comportamiento de las personas. Puede ocurrir que una gran cantidad de usuarios arriben a sus hogares en un horario específico y conecten su EV en el mismo instante generando un pico de demanda muy exigente y con una pendiente de crecimiento muy elevada (gran aumento de demanda en poco tiempo) representando una importante exigencia para el cubrimiento de los requerimientos y pudiendo generar problemas en la operación de la red. En la realidad es poco probable la situación anteriormente mencionada, cada usuario es único, no todos conectarán y recargarán su EV en el mismo instante. Por estas razones, al existir una alta incertidumbre en el comportamiento de las personas, es importante modelar y simular el impacto en las redes con distintos usos que pueden llegar a ser adoptados: ¿cargarán los EVs todos los días o esperarán a que tenga un bajo porcentaje de capacidad para conectarlos?, ¿en caso de no cargarlo todos los días, cada cuanto tiempo efectúan su recarga?, ¿qué porcentaje recarga cada día?, ¿cuáles serían los horarios más típicos de conexión?, ¿efectuarán recargas en el ámbito laboral, público o en el hogar?. Este tipo de preguntas es necesario responder para simular distintos escenarios, con el objetivo de determinar los hábitos a recomendar y aquellos otros a evitar.

Una vez conocidos los comportamientos de los usuarios que resultan beneficiosos y perjudiciales para la operación del sistema eléctrico, es posible diseñar y proponer políticas que persigan mejorar las condiciones de operación de la red, por ejemplo, mediante la aplicación de tarifas horarias.

2.13.3 Tecnología de baterías:

Actualmente las baterías más utilizadas en los EVs son las de Ion-litio y se le dedica una gran cantidad de desarrollos mediante los cuales se prevé que puedan mejorar sus características operativas y disminuyan sus precios en el mediano plazo. Los avances tecnológicos permiten obtener baterías cada vez con mayor densidad energética y peso específico, por lo tanto, se logran mayores autonomías de los EVs. Las exigencias a la red dependen en gran medida de las características de las baterías, pueden demandar energía por más tiempo en caso de necesitar cargar elevadas capacidades con el mismo nivel de potencia. En caso de admitir mayores niveles de potencia de carga, se puede necesitar ampliar la potencia instalada de infraestructura eléctrica. Si se considera el modo V2G, el desarrollo tecnológico de las baterías resulta importante por las siguientes razones:

- ❖ mayores capacidades disponibles en los EVs resultan en mayor energía posible de ser entregada a la red en caso de ser requerida.
- ❖ mayores potencias de descarga admisibles resultan favorables pudiendo entregar más energía en menor cantidad de tiempo.

2.13.4 Infraestructura de recarga:

Las tecnologías de recarga instaladas en lugares públicos aumentan sus potencias máximas de recarga y son cada vez más extendidas en regiones con buenos incentivos hacia la movilidad eléctrica. En el modelado, es importante considerar el tipo de punto de recarga, en caso de estudiar el comportamiento de una flota de vehículos conectados en la red eléctrica, según la potencia demandada requerirán de más o menos tiempo para completar su recarga. A mayor potencia de recarga, la exigencia al sistema es mayor, dándose las peores situaciones, por ejemplo, en el caso de que los EVs realicen recarga rápida (con grandes potencias) en un período de pico de demanda. En la actualidad, los cargadores rápidos son más bien utilizados para recargas de emergencia siendo preferibles por los costos y degradación de la vida útil de la batería las cargas del tipo lenta en los domicilios. Los distintos tipos de recarga son modelados principalmente en función de la potencia demandada al sistema y el tiempo necesario para efectuar su carga.

2.13.5 Curva de carga de baterías de Ion-litio:

El proceso de carga de las baterías de Ion-litio en los EVs se encuentra controlado por el BMS. El protocolo de carga de las baterías de los EVs es de Corriente constante/Tensión constante (CC/CV por sus siglas en inglés) [56] [57] tal que:

- ❖ Modo de corriente constante (CC): En este modo la corriente de carga se mantiene con un valor constante mientras que el nivel de voltaje de la batería se eleva hasta una tensión de corte.
- ❖ Modo de tensión constante (CV): En este modo, el voltaje se mantiene constante mientras la corriente de carga decrece.

Cuando el EV inicia su proceso de recarga, el voltaje de la batería es relativamente bajo. El protocolo de carga CC/CV se adopta principalmente para evitar disminuir la vida útil de la batería. Si la batería estando descargada no es alimentada con un modo CC, su ciclo de vida puede acortarse. Cuando la batería se encuentra casi totalmente cargada, el proceso de carga conmuta al modo CV evitando una sobrecarga de la batería.

En la Figura 38 se muestra a modo de ejemplo la curva de carga de una batería de un EV de 24 kWh según 3 velocidades de recarga adoptadas [56]:

- ❖ Recarga rápida: Potencia máxima demandada de 83 kW.
- ❖ Recarga promedio: Potencia máxima demandada de 27 kW.
- ❖ Recarga lenta: Potencia máxima demandada de 7 kW.

Se observa que en el modo CC, la carga de la batería aumenta de manera lineal mientras que la potencia de recarga se mantiene casi constante, con un pequeño aumento. Cuando se llega a un porcentaje de carga alto de aproximadamente el 90% comienza el modo CV en el cual la carga de la batería completa su proceso hasta el 100% a menor velocidad y la potencia de carga disminuye abruptamente hasta ser nula.

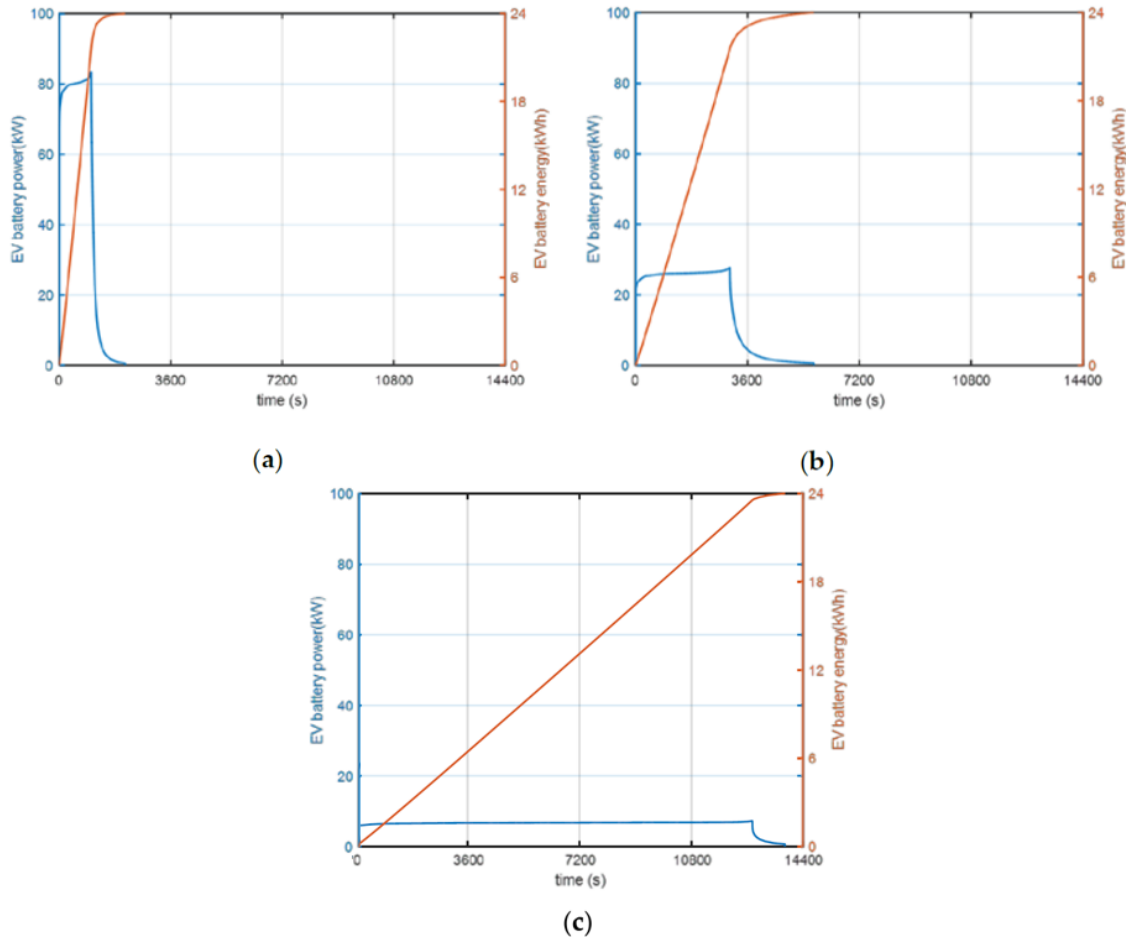


Figura 38. Potencia y energía almacenada en batería de EV. a) Recarga rápida; b) Recarga promedio; c) Recarga lenta. Fuente: “Modelling, Simulation, and Management Strategy of an Electric Vehicle Charging Station Based on a DC Microgrid”[56].

Las curvas presentadas son para recargas individuales de los EVs, luego según la cantidad de EVs que existan se debe realizar la sumatoria de las potencias en el tiempo para obtener una curva diaria de carga. Actualmente, no se conoce el comportamiento verdadero de la demanda masiva debida a los EVs, sin embargo, resulta necesario modelarlos para predecir y planificar el cubrimiento de esta demanda a futuro o proponer distintas estrategias de recarga.

En este sentido, es importante mencionar que, si bien se posee un protocolo de recarga, cada fabricante en sus modelos de EV puede configurar la carga de la batería de manera particular. Resulta muy complicado modelar de manera real el proceso de carga y descarga de todos los EVs en conjunto, ya que es necesario una base de datos muy completa. Este tipo de información generalmente no es brindada libremente por los fabricantes. Fácilmente disponible solo se brinda la información básica que debe poseer un usuario para efectuar la recarga de su EV, por ejemplo, la potencia máxima de recarga y autonomía del EV.

Resulta necesario adoptar un modelo de carga y otro de descarga de las baterías de los EVs para realizar los estudios. Distintos trabajos de investigación presentan tipos de modelado de

la carga y/o descarga de los EVs. Debido a la gran cantidad de modelos de EVs, resulta necesario adoptar algunos modelos representativos de la región donde se realice el estudio con sus características técnicas para efectuar las curvas de carga y descarga de las baterías [58]. Se considera que la región nominal de operación en general se encuentra entre un nivel de carga de la batería del 20% y 80% (algunos fabricantes indican 90%) es decir entre la región exponencial y de corte de la tensión representada por un segmento lineal. Trabajar entre estos niveles de carga es favorable para no disminuir innecesariamente la vida útil de la batería.

El estudio “*Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications*” presenta el modelo de Tremblay de baterías de Ion-litio, la tensión de descarga (V_b^D) y de carga (V_b^C) se exponen en las ecuaciones (1) y (2) respectivamente [61]:

$$V_b^D = E_0 - R_b * i_b - K * \frac{\varphi}{\varphi - i_b t} * (i_b t + i_b^f) + A * e^{-B * i_b t} \quad (1)$$

$$V_b^C = E_0 - R_b * i_b - K * \frac{\varphi}{i_b t - 0.1 * \varphi} * i_b^f - K * \frac{\varphi}{\varphi - i_b t} * i_b t + A * e^{-B * i_b t} \quad (2)$$

Donde:

V_b^D = Voltaje de la batería en el proceso de descarga [V]

V_b^C = Voltaje de la batería en el proceso de carga [V]

K = Constante de polarización (V/(A_h))

E_0 = Voltaje constante de la batería [V]

R_b = Resistencia interna de la batería [Ω]

φ = Capacidad de la batería [A_h]

i_b = Corriente de la batería

i_b^f = Corriente filtrada

$i_b t$ = Carga de la batería en el tiempo “t”

A = Amplitud de la región exponencial [V]

B = Inversa de la capacidad en la región exponencial (A_h)⁻¹

Con el modelo presentado o modelos similares, en caso de considerar los modos de carga CC/CV, se obtienen resultados de las variables de carga de la batería como los presentados en la Figura 38 y Figura 40 [60], en esta última se presenta el resultado del modelado en caso de que la carga inicial de la batería sea del 60%, se observa que se alcanza el voltaje máximo de las celdas cuando la batería se encuentra en un nivel de 95% de carga, luego comienza a operar en modo de tensión constante disminuyendo la potencia de recarga.

En la Figura 40 se presenta en color verde el voltaje de celda de la batería, en rojo la corriente y el azul el nivel de carga de la batería. Se pueden visualizar claramente los modos de carga en el proceso completo, inicialmente en modo CC y al alcanzar el límite de tensión máxima comienza el modo CV hasta lograr la carga completa de la batería.

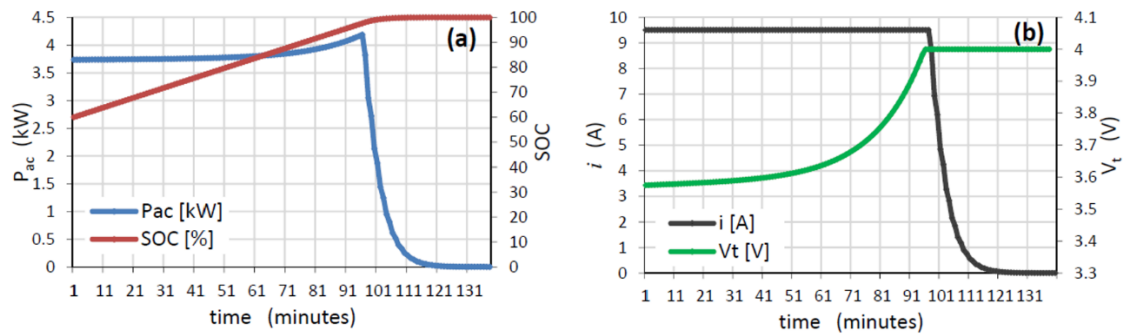


Figura 39. Simulación del perfil de demanda de la batería de un EV en modo CC/CV. (a) Perfiles de potencia y porcentaje de carga; (b) Corriente demandada y voltaje de celda de la batería. Fuente: “Demand Profile Study of Battery Electric Vehicle under Different Charging Options” [60].

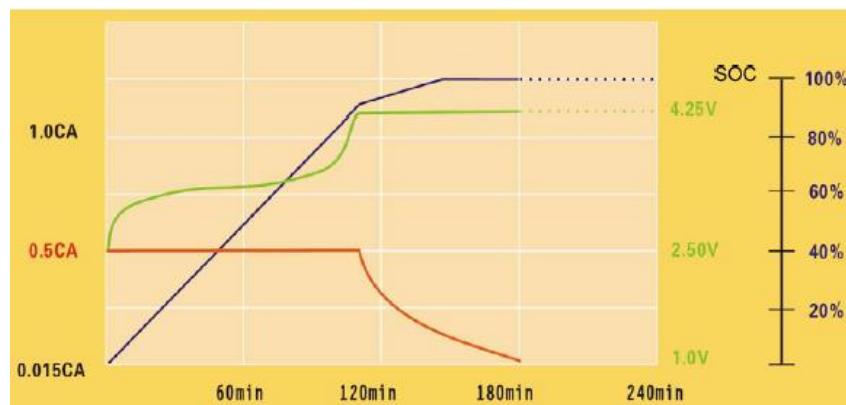


Figura 40. Perfiles típicos de carga de una batería de Ion-litio de un EV. Fuente: “Demand Profile Study of Battery Electric Vehicle under Different Charging Options” [60].

Otro estudio [59] plantea una interpretación con mayores simplificaciones que los casos mencionados y aun así con una alta semejanza. La corriente de carga (relacionada directamente con la potencia de alimentación se mantiene constante (CC) desde el inicio de la recarga hasta aproximadamente el 70% del porcentaje de carga del EV (en los estudios anteriores hasta un 80% o 90%). Desde este punto se continúa la recarga con el modo de tensión constante (CV) y la corriente reduce su intensidad constantemente hasta cero. Con estos valores, si bien no se conoce estrictamente el perfil de carga de cada modelo de EV, se pueden desarrollar curvas de recarga aproximadas en las cuales la potencia demandada hasta un porcentaje específico de carga se mantiene aproximadamente constante y luego disminuye a cero. Esta simplificación resulta muy útil cuando no se busca un alto nivel de precisión, pues no es justificable en caso de que existan una gran cantidad de incertidumbres en otros aspectos del estudio y/o cuando no se posee una cantidad de datos que permita la elaboración de modelos más complejos. En caso de modelar con esta simplificación el perfil de demanda de potencia, únicamente es necesario conocer la capacidad real de la batería, su tiempo de recarga dado por el fabricante a un nivel de potencia específico, eficiencia de recarga y porcentaje de carga de conmutación al modo CV. Este enfoque se puede aplicar a la carga o descarga de las baterías es decir G2V o V2G.

Luego, cuando se trata de recargas rápidas, existen aún más diferencias entre las demandas de potencia por parte de los EVs en función de su porcentaje de carga. En la Figura 41 se presenta una curva de carga rápida del EV Nissan Leaf, su potencia máxima de recarga es de 46 kW, la recarga desde aproximadamente el 10% al 80% de su porcentaje de carga ronda los 40 minutos. En las recargas rápidas existen más diferencias entre los perfiles de carga debido a que las baterías pueden encontrarse cerca de sus límites de recarga, por ejemplo, la potencia pico demandada, y cargabilidad máxima de corte de la recarga para evitar daños a la batería.

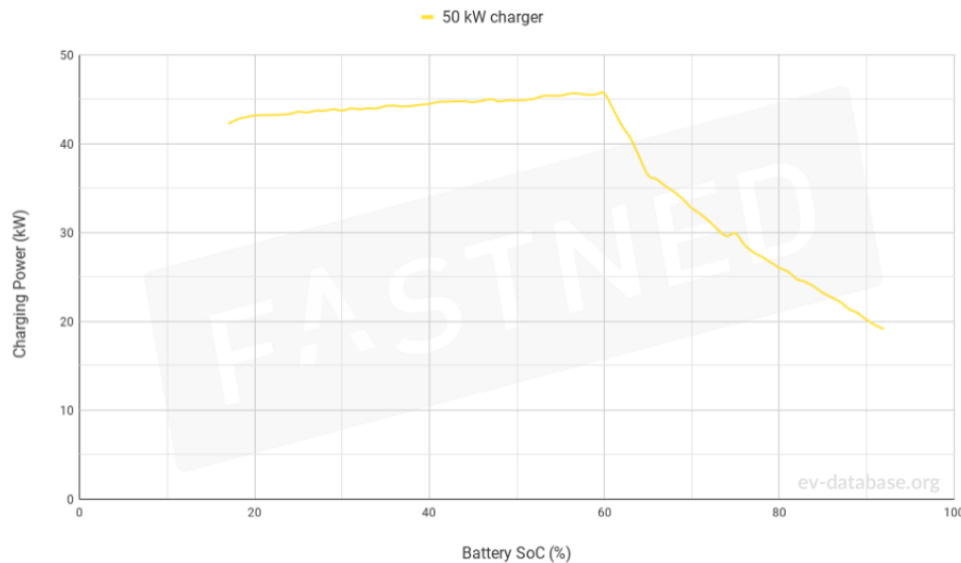


Figura 41. Carga rápida de Nissan Leaf. Fuente: FASTNED (<https://fastnedcharging.com/nl/>)

2.14 Carga de buses eléctricos (EBs):

En el caso de que el reemplazo de la movilidad impulsada por MCI se de en el ámbito de la movilidad pública, los conceptos de los EVs particulares son aplicables. Los vehículos destinados a movilidad pública pueden poseer distintas características con respecto a las infraestructuras de recarga, uso diario, capacidad de batería, autonomía, etc. Los EBs poseen una flexibilidad distinta a la de los usuarios privados, por ejemplo, se pueden efectuar recargas de flotas de manera coordinada durante la noche y probablemente necesiten realizar obligatoriamente recargas diurnas. Principalmente en el período nocturno, los EBs se encuentran fuera de servicio y se estacionan en los depósitos, al igual que con los EVs resulta ser un momento adecuado para efectuar las recargas debido al período de valle de demanda del sistema eléctrico.

Se definen tres tipos de recarga para los EBs:

- ❖ *Carga en depósito:* Se efectúa en el depósito de EBs como su nombre lo indica, lo usual es que se efectúe en el período nocturno. Los buses se encuentran estacionados entre 5 y 8 horas en promedio, por lo cual los cargadores pueden poseer potencias relativamente bajas desde 10 kW hasta 150 kW para este tipo de recarga.
- ❖ *Carga terminal:* Generalmente se efectúa en el depósito o un lugar cercano y no dura más de dos horas.
- ❖ *Carga de oportunidad:* Se efectúa en el recorrido del EB cuando el mismo se detiene un período corto de tiempo a cargar o descargar pasajeros. Este tipo de cargas, por ser de tan corto período de tiempo requiere de elevadas potencias, actualmente de entre 150 y 600 kW.

Teniendo en cuenta los distintos tipos de recarga de los EBs, las empresas proveedoras ofrecen cargadores individuales para EBs o cargadores de abastecimiento múltiple que pueden operar con una lógica de carga secuencial o simultánea. La infraestructura de recarga puede estar conformada por gabinetes con cables conectores, pantógrafos arriba o pantógrafos abajo.

Para satisfacer los requerimientos de recarga de una flota de EBs, actualmente existen tecnologías inteligentes que aumentan su simplicidad de instalación constantemente y brindan un registro completo de los costos operativos de operación de la flota de EBs, lo cual constituye una ventaja importante, con respecto a los buses convencionales.

Actualmente existen sistemas específicos de recarga para autobuses o camiones eléctricos en sus depósitos [62]. Según las necesidades, es posible adquirir cargadores de DC con potencias de 24, 50, 100 y 150 kW. En la Figura 42 se visualiza una de las infraestructuras más implementadas compuesta por un gabinete de 150 kW y tres derivaciones mediante las cuales es posible recargar tres EBs. Es un sistema diseñado para efectuar recargas de manera optimizada. Las características técnicas y constructivas de estas infraestructuras permiten realizar recargas en simultáneo a menor potencia o recargas individuales con mayores potencias según los requerimientos de los horarios de utilización de las unidades. Están diseñados para soportar altos factores de utilización permitiendo una vida útil extensa.



Figura 42. Gabinete de 150 kW ABB para recarga de vehículos eléctricos pesados con tres salidas con conectores.
Fuente: ABB

Dependiendo de las características del recorrido diurno de los EBs, si este es muy extenso se pueden requerir “cargas de oportunidad”. Se trata de una ampliación de la autonomía del EB mediante sistemas de pantógrafo de recarga rápida.

Las características técnicas de los pantógrafos, su ubicación y cantidad para un recorrido dependen de diversos factores, los principales se listan a continuación:

- ❖ Frecuencia de los EBs (cada cuanto tiempo realiza el recorrido un EB).
- ❖ Cantidad de paradas en el recorrido.
- ❖ Distancia total del circuito.
- ❖ Topología de los terrenos.
- ❖ Utilización del aire acondicionado.

Estos factores determinan el consumo de energía por parte de los EBs, y deja en evidencia si es o no posible efectuar otro tipo de recarga. Se trata de un análisis particular para cada línea de buses.

En caso de que ya poseer unidades eléctricas adquiridas, se puede obtener el consumo por kilómetro recorrido y en función de su capacidad, calcular la autonomía total del EB. Si posee un lapso de tiempo en la terminal para realizar una recarga que asegure una autonomía igual o mayor a la distancia del recorrido (según la frecuencia y cantidad de EBs), en principio no es necesario la instalación de pantógrafos. Caso contrario, resultará necesaria la instalación de pantógrafos para satisfacer el recorrido mediante recargas de oportunidad.

Otra situación es el caso de que se planifique la compra de EBs y se desee que los buses puedan realizar el recorrido sin recargas de oportunidad. En esta situación puede ocurrir que los EBs deban poseer baterías de elevada capacidad, grandes, pesadas y costosas.

Las recargas de oportunidad mediante pantógrafos actualmente se implementan en distintas flotas de EBs. Estas recargas permiten realizar una transferencia de energía al EB mientras este se encuentra efectuando su recorrido y realiza una parada de corta duración (entre 3 y 6 minutos) o en un descanso. Los pantógrafos están diseñados para realizar recargas de alta potencia mediante un dispositivo de conexión automatizado. Las potencias de carga asociadas se encuentran entre 150 kW y 600 kW. Este tipo de recarga permite que los EBs posean baterías de menor capacidad (menor precio y peso), a su vez, la infraestructura de carga se comparte entre todos los EBs y de esta manera resulta más económica la adquisición de una nueva unidad en caso de que se deba reemplazar un EB antiguo por cumplimiento de su vida útil. Aun así, cada caso de flotas de EBs requiere de un estudio particular.

Se tienen dos tipos de pantógrafos:

- ❖ *Pantógrafo Abajo:* Se destinan principalmente para recargas de oportunidad. Ofrecen altas velocidades y potencias carga. Se puede implementar correctamente para realizar recargas sin interrupción del recorrido de los EBs brindando un transporte sin emisión de gases contaminantes ni interrupciones. La conexión para la recarga es automatizada. Suelen poseer distintas potencias de recarga (150, 300, 450 y 600 kW) según las necesidades requeridas. Su rango de tensión varía entre 150 V y 850 V.



Figura 43. Pantógrafo abajo. Fuente: ABB

- ❖ *Pantógrafo Arriba:* Este tipo de pantógrafos están destinados a aquellos buses que posean un pantógrafo integrado en su techo. Suelen ser instalados para recargar flotas grandes de EBs en el período nocturno mediante carga de tipo secuencial con hasta tres salidas por unidad con potencias de entre 50, 100 y 150 kW por EB. Por otro lado, pueden efectuar recargas de oportunidad durante los recorridos de los EBs con potencias de 150, 300, 450 y 600 kW sin interrumpir su servicio. Su rango de tensión varía entre 150 V y 850 V.



Figura 44. Pantógrafo arriba. Fuente: www.sustainable-bus.com

Resumiendo, las distintas infraestructuras de carga de EBs presentadas, se tienen tres tipos: Con conector (DC-Wallbox, cargador de 50 kW DC, gabinete con tres salidas de hasta 150 kW); pantógrafo arriba y pantógrafo abajo, estos dos últimos con potencias de 150, 300, 450 y 600 kW. Es decir, según las tecnologías de carga de buses eléctricos desarrolladas en la actualidad, por lo general hasta 150 kW se utiliza cable conector y desde esta potencia se adoptan los pantógrafos (arriba o abajo). Por ejemplo, en ABB los módulos son de 150 kW, entonces en caso de necesitar instalar un pantógrafo de 300 kW se deben instalar dos módulos y la infraestructura del pantógrafo.

3 Marco metodológico

En el marco metodológico del trabajo se describen las actividades desarrolladas en el proyecto, las consideraciones y criterios adoptados y la red de distribución primaria de 13,2 kV en la cual se enmarca el estudio.

En la Figura 45 se presenta un flujograma de la metodología aplicada en el trabajo. En primera instancia se efectúa un estudio de la red eléctrica en análisis, se selecciona un software de simulación de flujos de potencia que posea las herramientas necesarias para el cumplimiento de los objetivos planteados y se modela el sistema eléctrico. El estudio está conformado por dos análisis de impacto de inserción en la red eléctrica de distribución de 13,2 kV de la ciudad de Santo Tomé: inserción de EVs de usuarios residenciales e inserción de flotas de EBs urbanos.

En el análisis del impacto en la red de estudio de la inserción EVs de usuarios residenciales: se estima la cantidad de automóviles promedio por cada usuario eléctrico de la red en estudio según distintas bases de datos de estudios nacionales; se estudian y seleccionan los sistemas de carga de tipo residencial y urbanos de EVs; se adoptan modelos típicos de EVs y se modela su proceso de carga de la batería teniendo en cuenta los distintos sistemas de carga previamente adoptados; según los hábitos cotidianos de los usuarios de la región en estudio como ser las distancias recorridas y horarios utilización del EV se estiman el horario posible de conexión al sistema y la cantidad de energía demandada en el punto de carga semanalmente; se construyen perfiles de carga semanales de los EVs residenciales; se analiza el impacto que genera la inserción de EVs en la red de estudio mediante simulaciones de flujos de carga en el software seleccionado; se proponen distintos tipos de gestión de la demanda con el objetivo de mejorar los parámetros de operación de la red; se efectúa un estudio del modo de operación vehículo hacia la red, (V2G). Por último, se complementa el estudio técnico con una evaluación de esquemas tarifarios que incentiven comportamientos de recarga de los EVs de los usuarios residenciales que favorezcan las condiciones de operación de la red de estudio; se efectúa una valorización de los precios de pago por la inyección de energía a la red en caso de que el EV opere en modo V2G; se obtienen las tarifas eléctricas promedio de los usuarios residenciales para los dos tipos de tecnologías de operación de EVs propuestas y por último, se efectúa un estudio de rentabilidad económica del recambio de un vehículo con MCI por un EV que opere en modo G2V o V2G-G2V.

En el análisis del impacto en la red de estudio de la inserción de flotas de EBs urbanos, se estima la cantidad de buses que poseen las flotas que operan en la región de estudio; se estudian y seleccionan los sistemas de carga de EBs; se adoptan modelos típicos de EB y se modela su proceso de carga de la batería teniendo en cuenta los distintos sistemas de carga previamente adoptados; se determinan las distancias de sus trayectos, distancia diaria recorrida y la cantidad de energía que demandan en el punto de carga semanalmente; se proponen distintas estrategias de recarga según los tiempos de repostaje entre finalización de un recorrido y el otro, capacidad de baterías y consumo energético (se diseña posibles sistemas de recarga en el depósito de los buses en complemento con distintos puntos de oportunidad de recarga en el trayecto de los mismos por medio de pantógrafos con el objetivo de extender su autonomía); se construyen perfiles de carga semanales de los EBs para las distintas propuestas; se analiza el impacto que genera la inserción de flotas de EBs en la red de estudio según las distintas propuestas mediante simulaciones de flujos de carga en el software seleccionado y por último se efectúa un estudio de rentabilidad económica del recambio una flota de buses urbanos por EBs según las distintas estrategias y tecnologías de recarga propuestas.

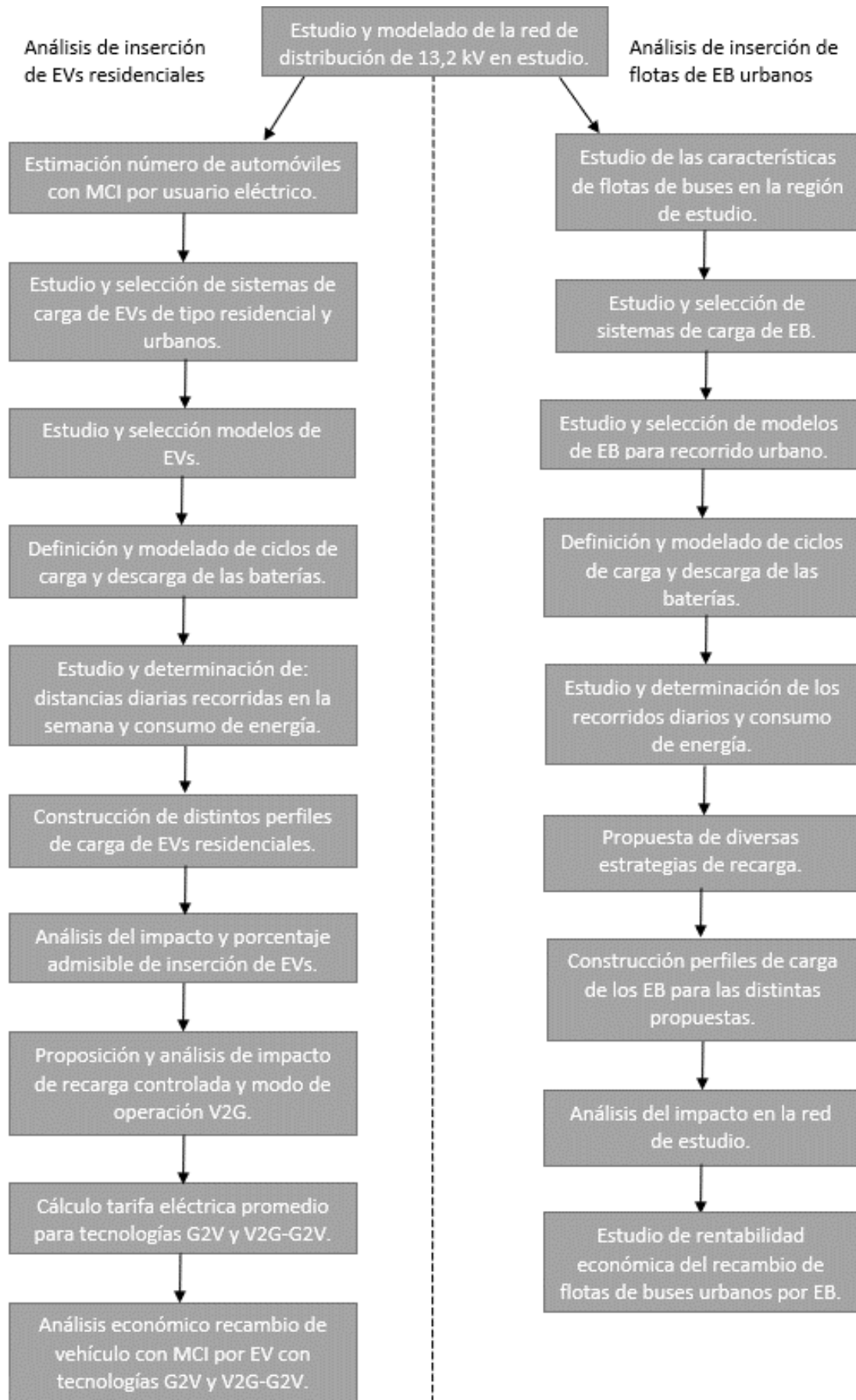


Figura 45. Flujograma de la metodología aplicada.

3.1 Consideraciones y criterios adoptados

Para efectuar el estudio de penetración de EVs en la red de distribución primaria de la ciudad de Santo Tomé se adoptaron las siguientes consideraciones:

- ❖ Se utiliza el software NEPLAN versión 5.3.51 para el modelado de la red en estudio y simulación de flujos de potencia con perfiles de carga.
- ❖ La información sobre la demanda de energía y cantidad de usuarios de las SETAs de la red en análisis se obtiene de la Asociación de Distribuidores de la Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).
- ❖ Los datos de demanda de distribuidores son deducidos de mediciones de corrientes máximas diarias desde diciembre de 2018 a marzo de 2019. Se obtiene la potencia exigida para un escenario de pico de demanda adoptando el percentil 95 del conjunto de valores de potencia aparente máxima en el período de medición.
- ❖ Se consideran dos perfiles semanales de demanda para cada distribuidor de la red de distribución en estudio. Son asignados según mediciones de corriente de los distribuidores en estudio. Los distintos perfiles de demanda se corresponden con:
 - Semana típica de invierno.
 - Semana típica de verano.
- ❖ Se adoptan los niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo 27 de Los procedimientos de CAMMESA [63]. Niveles de tensión admitidos:
 - Media Tensión, líneas aéreas: -10%, +10%
 - Media Tensión, líneas subterráneas: -7%, +7%
 - Alta Tensión: -5%, +5%
- ❖ Se adopta como límite de capacidad de transmisión de potencia de los distribuidores de 13,2 kV, su nivel de cargabilidad nominal (carga hasta el 100% y sin posibilidad de respaldo a otros distribuidores de la red).
- ❖ Se adopta como límite admisible en condiciones normales de operación de los transformadores a su capacidad nominal, impuesta por el fabricante según su diseño.
- ❖ Se adopta un factor de potencia de las demandas de 0,85 inductivo.

3.2 Descripción de la red

El estudio se efectúa sobre la red eléctrica de distribución de 13,2 kV de la localidad de Santo Tomé. Las zonas céntricas de las ciudades de Santo Tomé y capital de Santa Fe se encuentran distanciadas en aproximadamente 7 km.

El sistema eléctrico en estudio se encuentra alimentado por medio de 3 estaciones transformadoras (ETs) con niveles de tensión nominal de 132/33/13,2 kV que poseen conectados 12 distribuidores de 13,2 kV, los cuales a su vez abastecen un total de 223 subestaciones transformadoras (SETs) con niveles de tensión de 13,2/0,4-0,231 kV. En la ciudad de Santo Tomé,

25.976 usuarios eléctricos son abastecidos por la red descrita, de los cuales 20.917 son del tipo residencial. En la Figura 46 se presenta una imagen satelital de la red de distribución primaria de 13,2 kV que abastece a la ciudad de Santo Tomé, donde se destacan la ubicación de las SETs y su denominación, las trazas de las líneas aéreas, diferenciando los distintos distribuidores mediante colores y las tres ETs que alimentan Santo Tomé. En la Figura 47 se expone nuevamente la red de estudio mediante una imagen satelital, sin las denominaciones de las SETs y seccionadores, con el objetivo de exponer con mayor claridad la topología de la red. Como se observa, los distribuidores del sistema en análisis operan en condición normal de funcionamiento con topología netamente radial. Existen seccionadores que permiten efectuar en mayor o menor medida transferencias de demanda entre distribuidores en casos de contingencias, sobrecargas o reconfiguraciones convenientes de la red dependientemente del estado de operación de la misma.

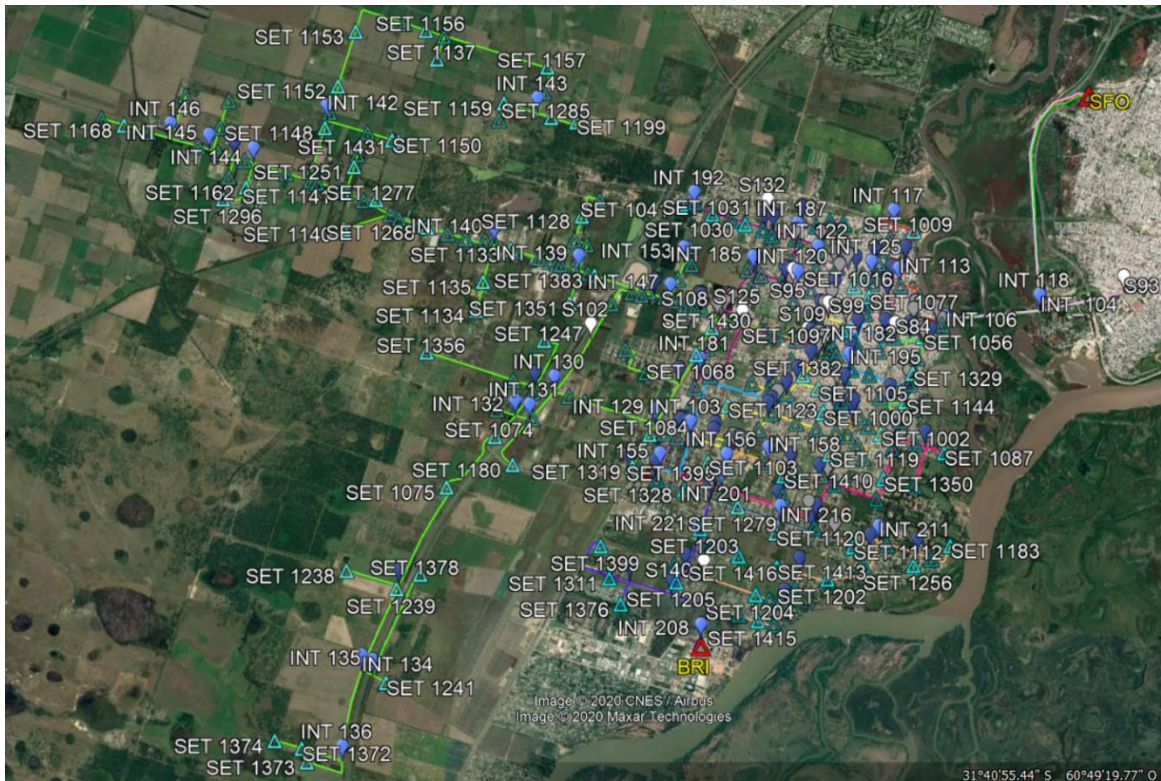


Figura 46. Imagen satelital de la red en estudio con denominaciones de SETs y seccionadores.

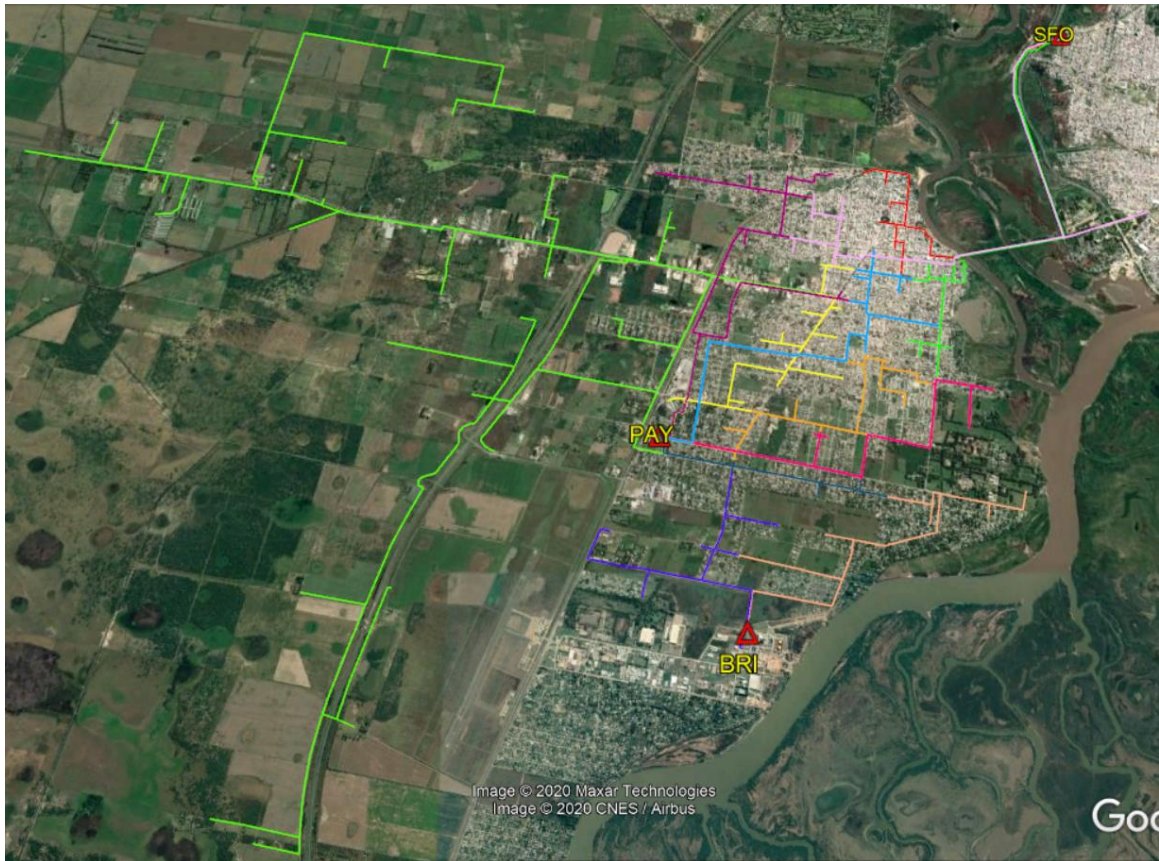


Figura 47. Imagen satelital de la red en estudio sin denominaciones de SETs y seccionadores.

Las ETs de 132/33/13,2 kV que alimentan el subsistema en estudio son Brigadier López (ET BRI), Pay Zumé (ET PAY) y Santa Fe Oeste (ET SFO). En la Tabla 6 se muestran las características nominales de los transformadores de potencia en cada ET asociados al abastecimiento del subsistema en estudio.

Tabla 6. Características de las estaciones transformadoras.

Estación Transformadora	Transformadores de cada ET	Potencia nominal [MVA]	Tensión nominal [kV]
Santa Fe Oeste	TF1	30/30/30	132/34,5/13,8
	TF2	30/20/30	132/34,5/13,8
Pay Zumé	TF1	30/30/30	132/34,5/13,8
	TF2	30/20/30	132/34,5/13,8
Brigadier López	TF1	15/15/15	132/34,5/13,8

En la Tabla 7 se presentan las denominaciones y cantidades de distribuidores pertenecientes a cada ET, además se presenta para cada distribuidor la potencia pico en el año base de estudio, el número de SETs y cantidad de usuarios de tipo comercial, residencial, industrial e indeterminados (entes gubernamentales, ONG, alumbrado público, etc) que poseen.

Tabla 7. Características de distribuidores.

ET	Cant. Distr.	Distr.	Long. [km]	Pot. Máx. [MVA]	Cantidad de Usuarios según tipo			
					Comercial	Residencial	Industrial	Indeterminados
Santa Fe Oeste	3	Santo Tomé Sur	6,56	3,58	329	1855	29	19
		Santo Tomé Norte	7,09	3,01	395	1451	37	420
		Santo Tomé Centro	7,66	4,01	474	2553	27	181
Pay Zumé	7	San José	12,7	4,47	214	416	35	62
		Loyola	4,71	2,83	248	2752	21	108
		Lujan	4,68	5,28	588	3046	47	158
		Mosconi	6,1	4,35	237	2623	28	71
		Balcarce	5,43	3,93	639	2512	24	235
		Saavedra	5,55	2,71	72	855	8	135
		Roverano	2,49	2,42	36	909	1	4
Brigadier López	2	Villa Adelina	5,12	1,9	47	1325	4	88
		Villa Industrial	3,1	0,82	35	620	1	2

El desarrollo troncal de los distintos distribuidores varía entre 2,49 km y 12,70 km. En promedio la longitud del desarrollo de los troncales de los distintos distribuidores es de 6 km. Cada distribuidor está compuesto según sus exigencias particulares de demanda, por distintos tramos de líneas aéreas y/o cables. Los conductores que en combinación componen cada distribuidor se destacan a continuación: Líneas aéreas de sección 95/15 mm² y material compuesto Aluminio/Acero (Al/Ac), 50/8 mm² y material compuesto Al/Ac, 70 mm² Al, 50 mm² Al, 35 Cu, 35 Al y cables 185/50 Al con aislación seca en XLPE, 120/35 Al con aislación seca en XLPE, 120/20 Cu con aislación seca en XLPE. En total la red en estudio posee 134,18 km de conductores que operan en 13,2 kV.

Las SETAs poseen transformadores de 13,2/0,4-0,231 kV con potencias nominales desde 5 kVA hasta 1600 kVA. En el subsistema de estudio existen un total de 223 SETAs con una potencia instalada total de 60.242 kVA. En la Figura 48 se presentan la cantidad de SETAs y potencia instalada por cada distribuidor de 13,2 kV. En la Figura 49 se observan la cantidad de SETAs según su potencia nominal en el sistema de estudio, se observa que las unidades que más prevalecen son las de 315 kVA representando un 48,43% del total de unidades instaladas.

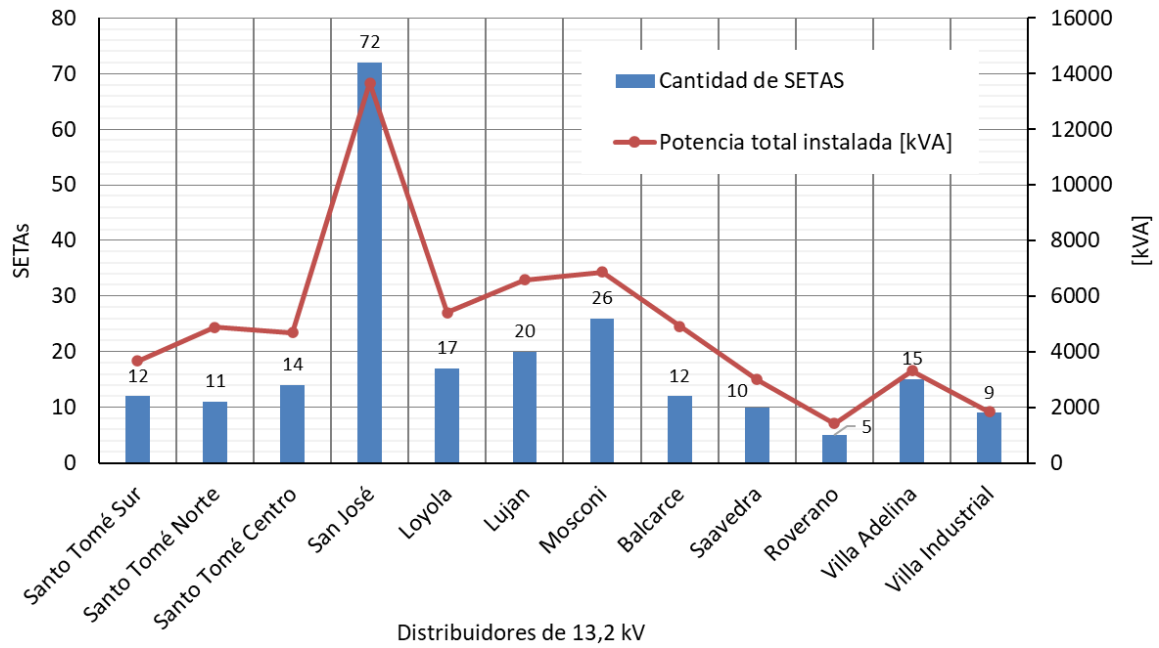


Figura 48. SETAs y potencia instalada por distribuidor.

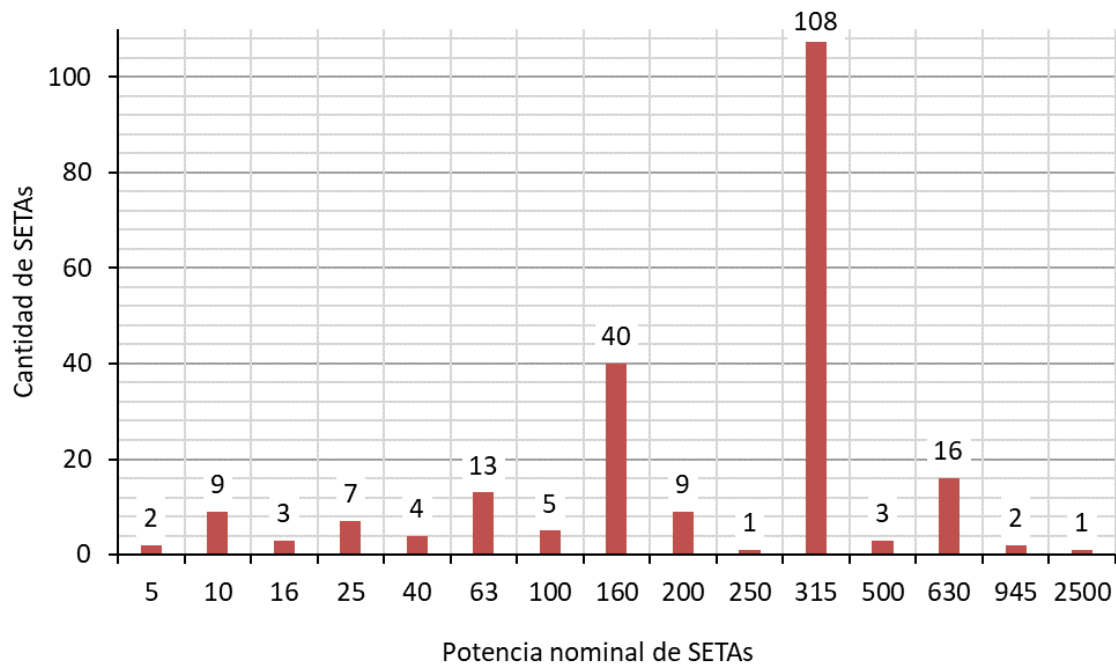


Figura 49. Cantidad de SETAs según potencia nominal.

La potencia pico demandada en el sistema de estudio para el año 2019 (año base de estudio), es de 39,16 MVA por otro lado, en escenario valle es de 17,55 MVA. Del total de 25.976 usuarios del subsistema en estudio, el 80,52% son de tipo residencial, 12,76% de tipo comercial, 1,1% de tipo industrial y el 5,71% restante de tipo indeterminado. En la Figura 50 se muestra la distribución de los clientes en el sistema de estudio y en la Figura 51 se muestra la cantidad de usuarios por cada distribuidor diferenciados por tipos de usuarios.

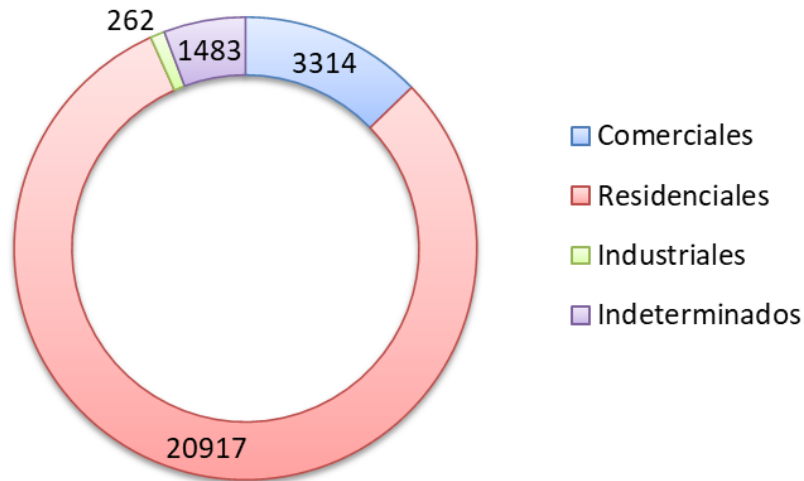


Figura 50. Cantidades totales de clientes.

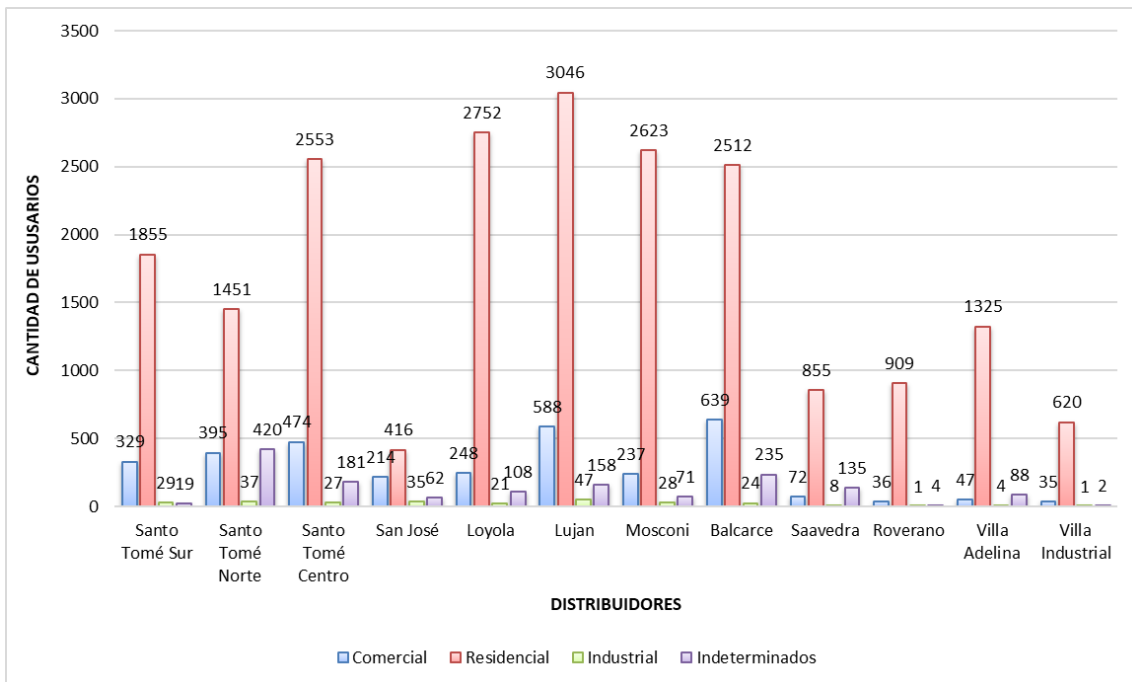


Figura 51. Cantidad de usuarios por distribuidor. Diferenciación entre usuarios comerciales, residenciales, industriales e indeterminados.

La Figura 52 presenta la distribución de la demanda de energía anual para cada distribuidor de 13,2 kV, se observa claramente la preponderancia de la demanda captada por el distribuidor Lujan, el cual a su vez posee la mayor cantidad de usuarios residenciales en comparación con el resto de los distribuidores del sistema. En la Figura 53 se presenta la captación de la demanda de la red en estudio por las 3 ETs en el escenario pico y valle de demanda. Se destaca que la ET PAY capta mayor demanda que la sumatoria de las dos ETs restantes, esto es de esperar pues, el distribuidor Lujan es alimentado desde la ET PAY, sumado a que posee la mayor cantidad de distribuidores de 13,2 kV asociados.

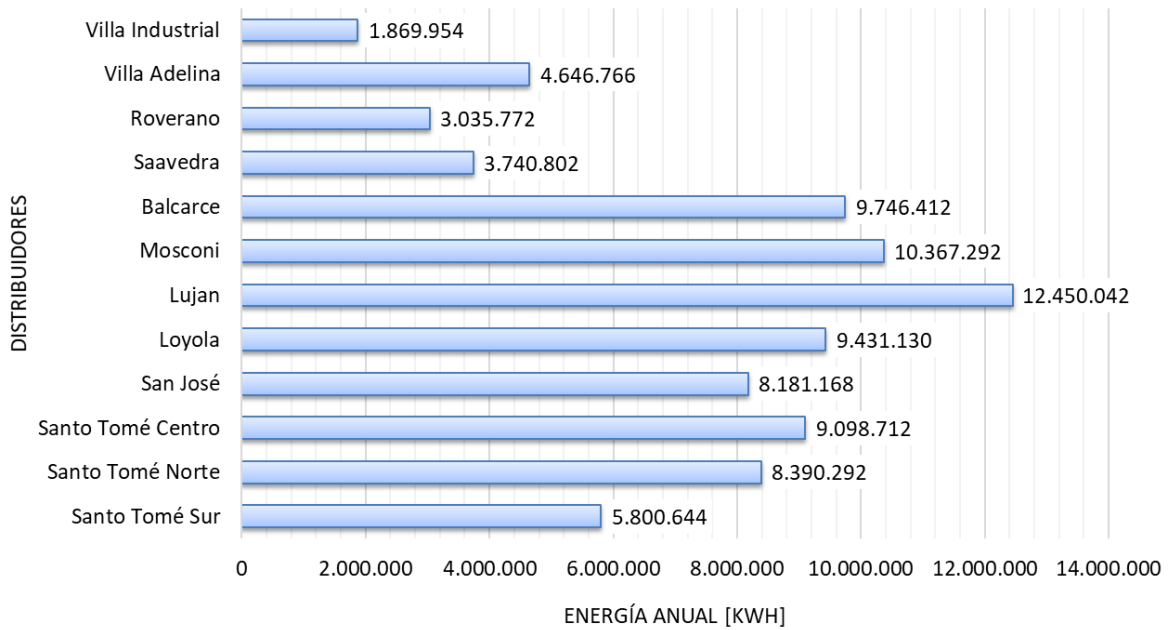


Figura 52. Energía anual por distribuidor.

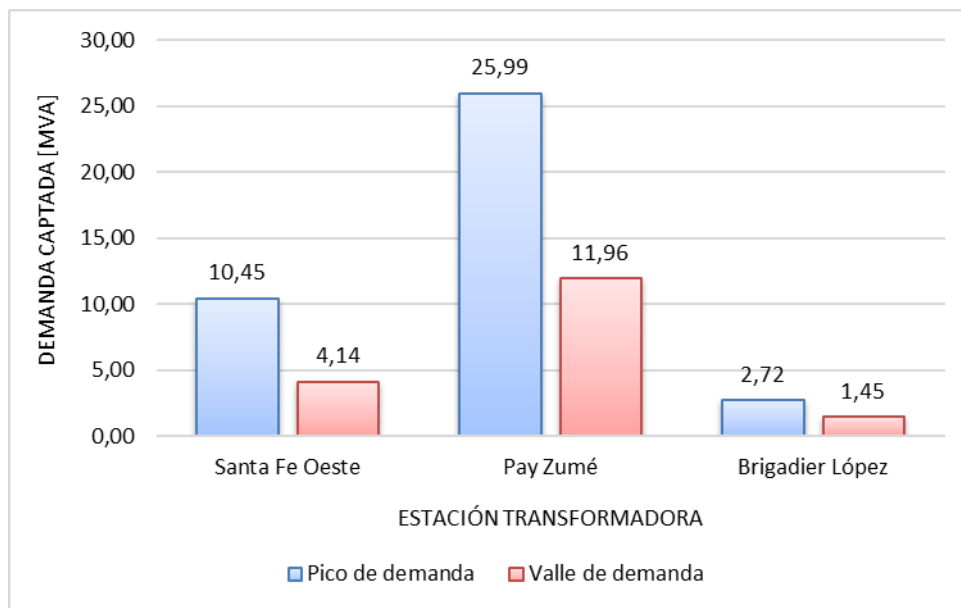


Figura 53. Demanda del sistema en estudio captada por las ETs de 132/33/13,2 kV.

En lo respectivo al sistema de transmisión involucrado en la alimentación de la red de distribución en 13,2 kV de la ciudad de Santo Tomé, resulta de interés destacar las conexiones en 132 kV que vinculan las tres ETs de tensiones nominales 132/33/13,2 kV. En la Figura 54 se visualizan las conexiones entre las distintas ETs en el nivel de 500 kV (color rojo) y 132 kV (color azul) extraída del sitio web de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) en la sección de Sistema Argentino de Interconexión (SADI) georeferenciado. En la Figura 55 se presenta una imagen ampliada de la red de transmisión más centrada en la región de Santo Tomé y Santa Fe. Los flujos de potencia de la red de transmisión en el escenario de pico diurno máximo del sistema se pueden visualizar en la Figura 56, extraídos de la Guía de Referencia de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe.

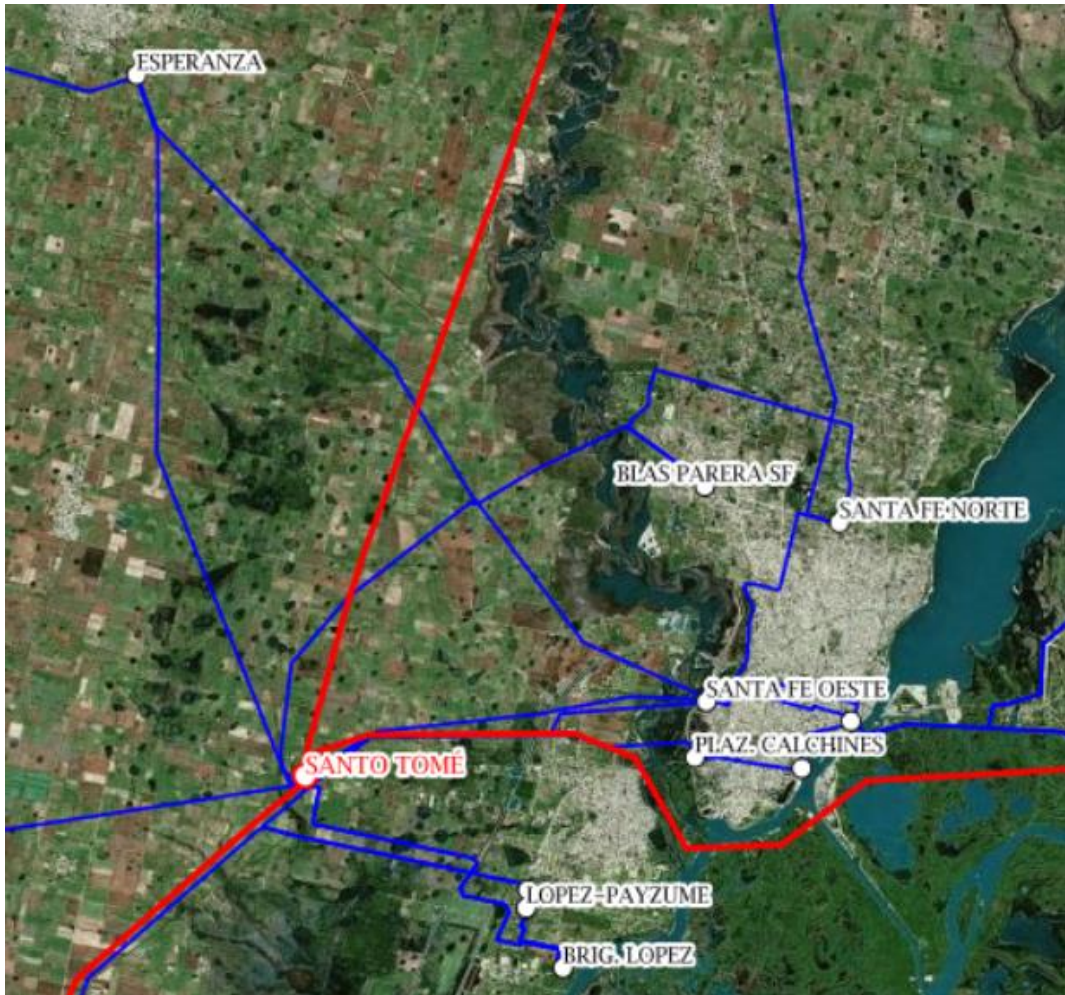


Figura 54. Diagrama unifilar georeferenciado sistema de transmisión eléctrica en la región de estudio.

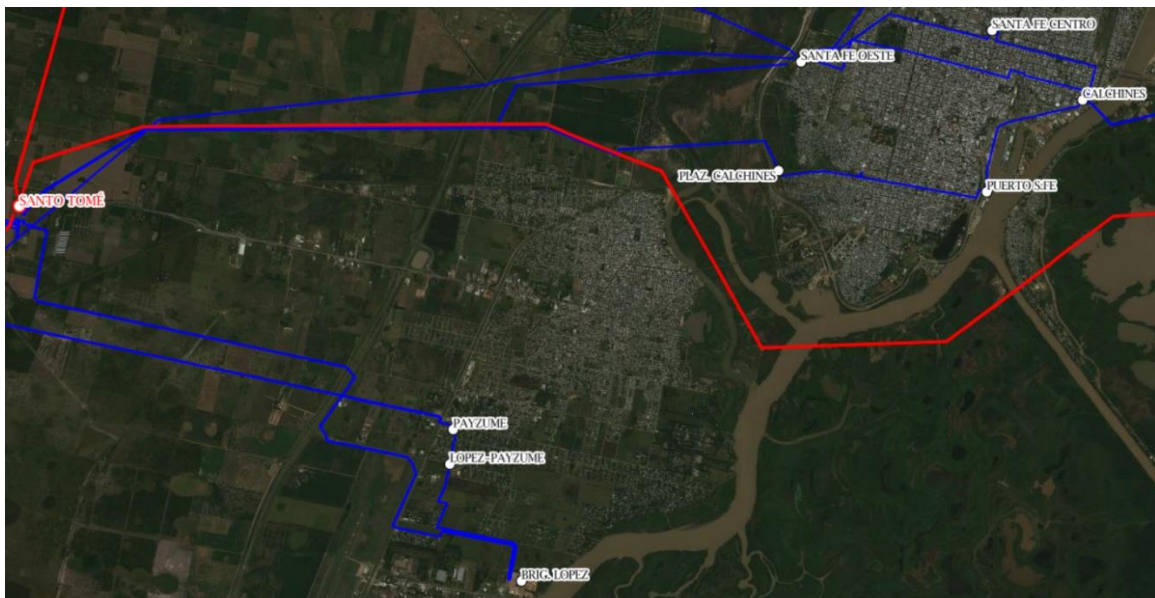


Figura 55. Diagrama unifilar georeferenciado sistema de transmisión eléctrica en la región de estudio ampliación región Santo Tomé y Santa Fe.

4 Desarrollo y resultados del proyecto

Dentro de esta sección se presenta el desarrollo de las actividades mencionadas en la metodología, además se exponen los resultados y conclusiones obtenidas de cada una de ellas.

4.1 Modelado de la red de estudio

4.1.1 Software NEPLAN

En el presente trabajo el modelado de la red en estudio se efectúa con el software NEPLAN. La selección del software se justifica debido a la herramienta NEPLAN Electricity, la cual resulta útil para efectuar simulaciones, optimización, análisis y planificación de redes eléctricas. Se puede utilizar en redes de transmisión, distribución, generación e industriales entre otras, para efectuar diversos estudios eléctricos. En el caso particular del presente proyecto resulta de alta utilidad el módulo de simulación de flujos de potencia con perfiles de carga.

4.1.2 Modelo de la red

Utilizando el software NEPLAN, se modela la red de distribución primaria de la ciudad de Santo Tomé y el sistema de alta tensión que la abastece. El modelo se encuentra compuesto por tres diagramas unifilares vinculados entre sí:

- Diagrama unifilar georreferenciado de la red de transmisión de la región en estudio (ver Figura 57).
- Diagrama unifilar de las ETs que alimentan los distribuidores que componen la red primaria de distribución de la localidad de Santo Tomé (ver Figura 60, Figura 61 y Figura 62).
- Diagrama unifilar georreferenciado de los distribuidores de 13,2 kV que abastecen a la localidad de Santo Tomé (ver Figura 65).

El sistema de transmisión en 132 kV de la región en estudio es alimentado desde la barra de 132 kV de la ET 500/132 kV Santo Tomé, la red equivalente del sistema es modelada y acoplada en esta barra. Se consideran para el modelado las potencias de cortocircuito trifásica (3.875 MVA) y monofásica (4485 MVA) de la ET y se establece como nivel de tensión de la barra de 132 kV 1,05 pu.

Las ETs localizadas en la región de estudio son modeladas como barras de 132 kV con demandas conectadas de potencia constante, según el diagrama de flujos para escenario de pico diurno (Figura 56). En la Figura 57 se muestra el modelado de la red de transmisión según las consideraciones mencionadas anteriormente, se visualiza la red equivalente, líneas de 132 kV que interconectan las ETs de potencia de la región aledaña a la localidad de estudio, barras de 132 kV y las demandas de las distintas ETs.

La excepción a lo mencionado anteriormente son las ETs BRI, PAY y SFO, las cuales alimentan los distribuidores de 13,2 kV que componen la red primaria de distribución de la ciudad de Santo Tomé. Las demandas de los alimentadores de 33 kV de las ETs y de los distribuidores de 13,2 kV que no alimentan a la ciudad de Santo Tomé son modelados como demandas de potencia concentradas (no se desarrollan las demandas que componen cada alimentador o distribuidor) para el escenario de pico de demanda y se les asigna un perfil de carga semanal típico de verano e invierno según la demanda de cada barra de las ETs. Los distintos perfiles de carga adoptados para los alimentadores de 33 kV y distribuidores de 13,2 kV de las ETs BRI, PAY y SFO que no componen la red en estudio se corresponden con mediciones reales de corriente en las ETs de potencia durante una semana típica de verano y una de invierno. En la Figura 58 y Figura 59 se presentan los perfiles de carga ingresados en las demandas de 33 y 13,2 kV de las

ETs BRI, PAY y SFO que no abastecen al subsistema en estudio. En la Figura 60, Figura 61 y Figura 62 se visualiza el diagrama unifilar de las ETs mencionadas modelado en el software NEPLAN.

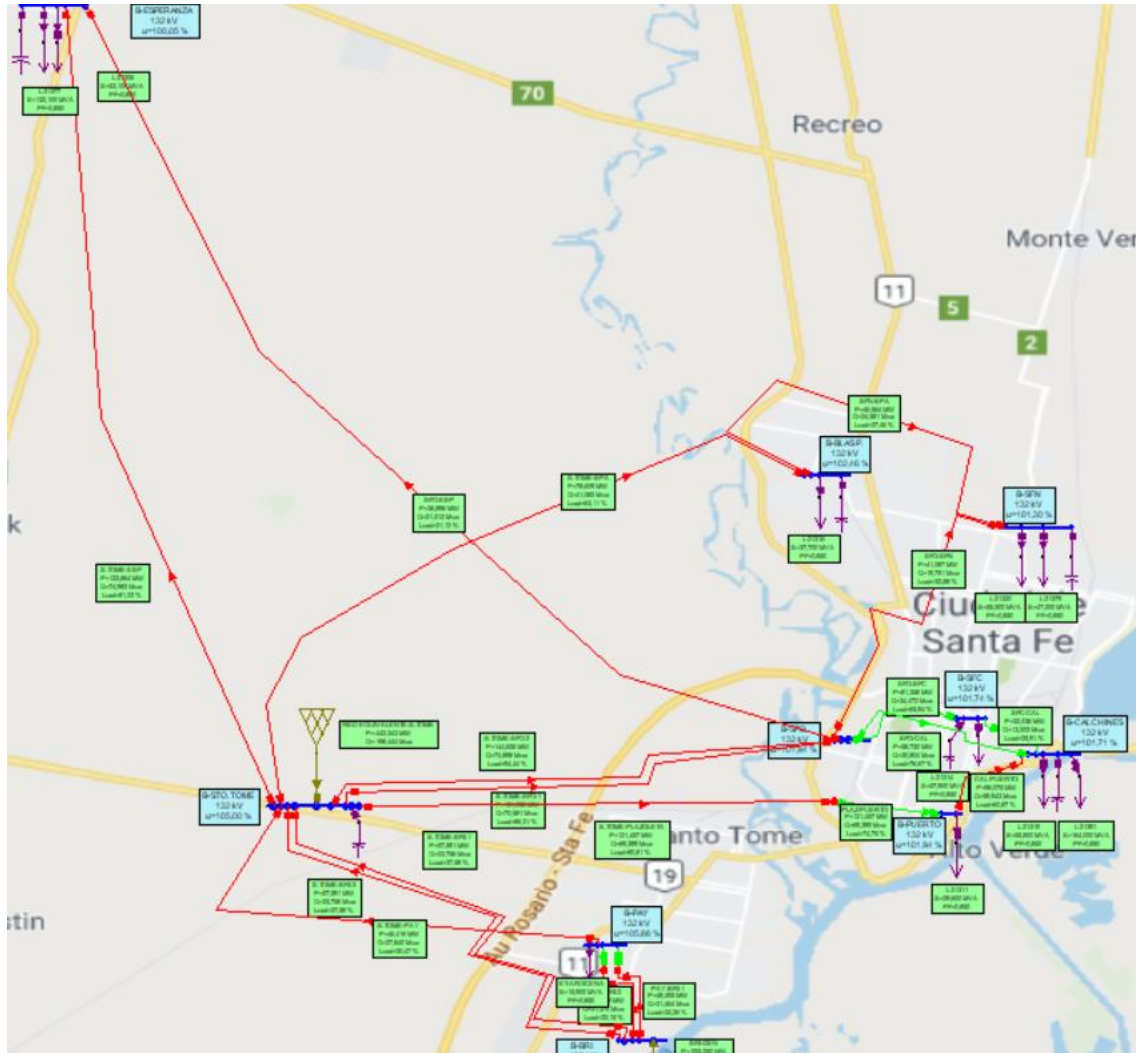


Figura 57. Diagrama unifilar georreferenciado de la red de 132 kV de regiones aledañas a la ciudad de Santo Tomé.

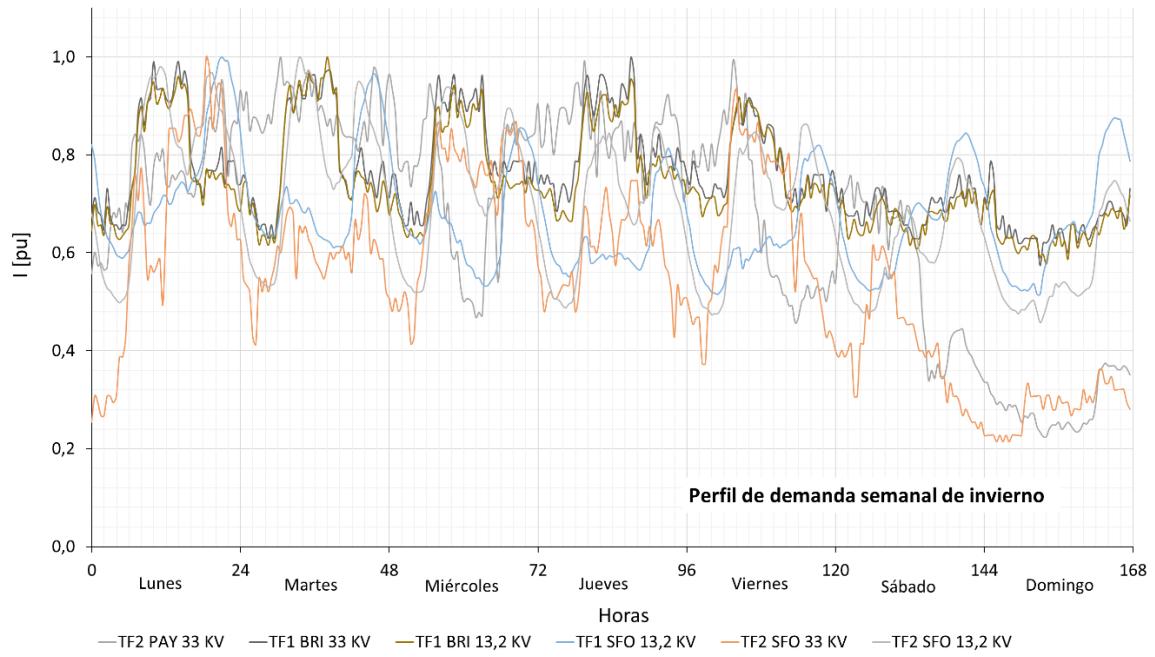


Figura 58. Perfiles de demanda semanales de invierno adoptados para alimentadores de 33 kV y 13,2 kV de ET BRI, ET PAY y ET SFO que no abastecen al subsistema en estudio.

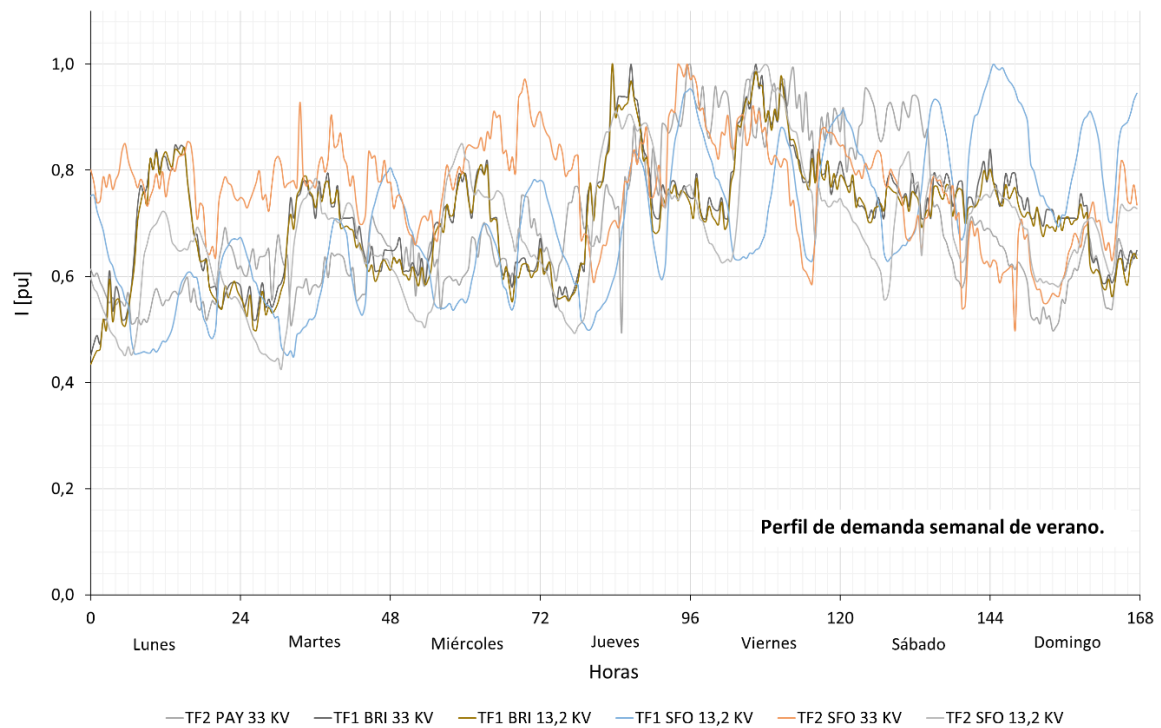


Figura 59. Perfiles de demanda semanales de verano adoptados para alimentadores de 33 kV y 13,2 kV de ET BRI, ET PAY y ET SFO que no abastecen al subsistema en estudio.

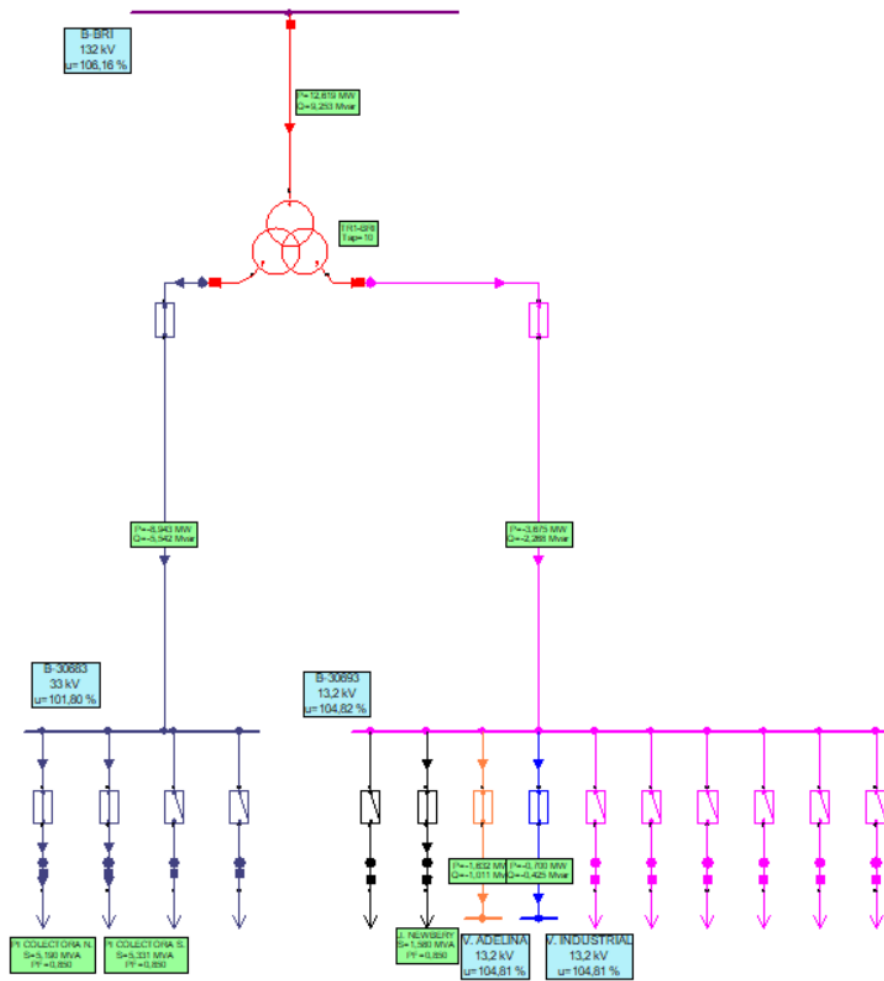


Figura 60. Diagrama unifilar de la ET BRI

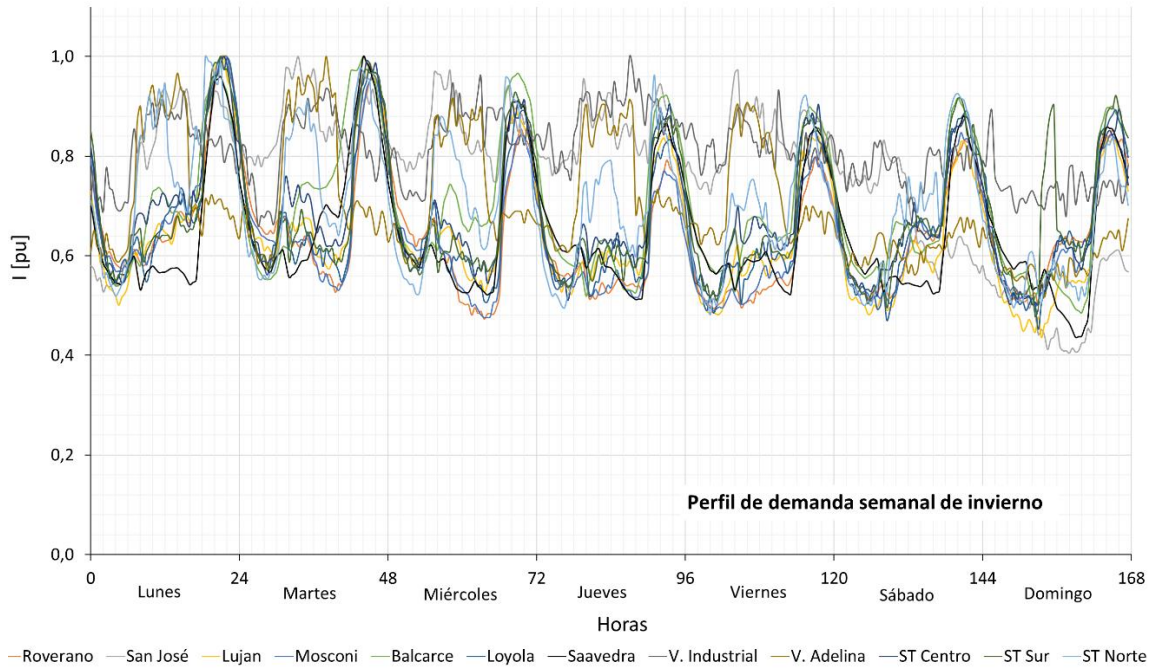


Figura 63. Perfiles de demanda semanales de invierno adoptados para los distribuidores que abastecen al subsistema en estudio.

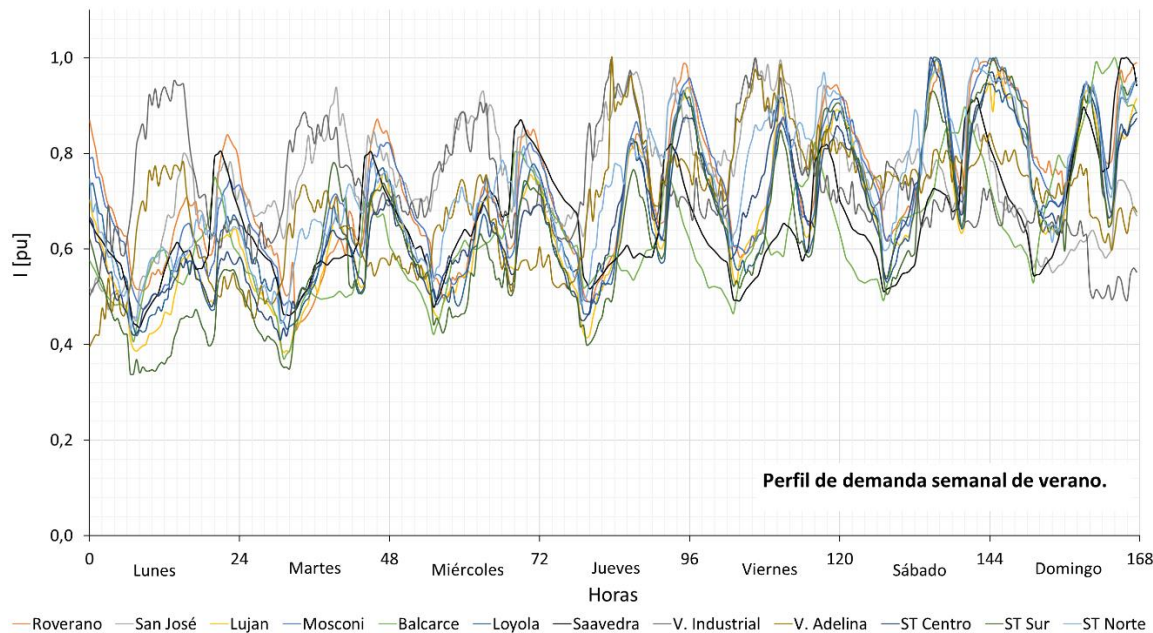


Figura 64. Perfiles de demanda semanales de verano adoptados para los distribuidores que abastecen al subsistema en estudio.

La potencia pico demandada por cada SETA se obtiene mediante un estudio de las características de la demanda de cada distribuidor y SETA:

- ❖ Primero se determina la potencia máxima demandada por cada distribuidor, este valor representa el escenario de máxima exigencia al subsistema eléctrico. La potencia aparente exigida por los distribuidores en escenario de pico de demanda se obtiene mediante la aplicación del percentil 95 a las demandas máximas diarias de los mismos en un período de cuatro meses de elevada demanda.

- ❖ Luego se determina la participación de cada SETA en la demanda de energía del distribuidor. Teniendo en cuenta la energía anual de cada SETA de los distribuidores en análisis se determina que fracción de la energía total demandada al distribuidor representa según la ecuación (3).

$$Participación SETA = \frac{Energía Anual SETA}{\sum Energía Anual SETA} \quad (3)$$

- ❖ Teniendo en cuenta la potencia aparente pico demandada por cada distribuidor y la participación en la demanda energética de las SETAs de los mismos se obtiene la potencia aparente pico demandada por cada SETA según la ecuación (4).

$$S_{pico SETA} = Participación SETA * S_{pico distribuidor} \quad (4)$$

- ❖ Se considera que las SETAs poseen un factor de potencia de 0,85i pudiendo obtener de esta manera sus potencias activas y reactivas en el escenario de mayor exigencia.

En la Figura 65 se presenta el modelo georreferenciado de la red de distribución de 13,2 kV de la localidad en estudio, se visualizan en distintos colores los 12 distribuidores que conforman el subsistema en estudio. 2 distribuidores pertenecen a la ET BRI, 7 a la ET PAY y los 3 restantes a la ET SFO. Cada SETA posee asignados los valores de demanda para escenario pico obtenidos y además se seleccionan según el caso y etapa del estudio uno de los perfiles diarios de demanda establecidos.

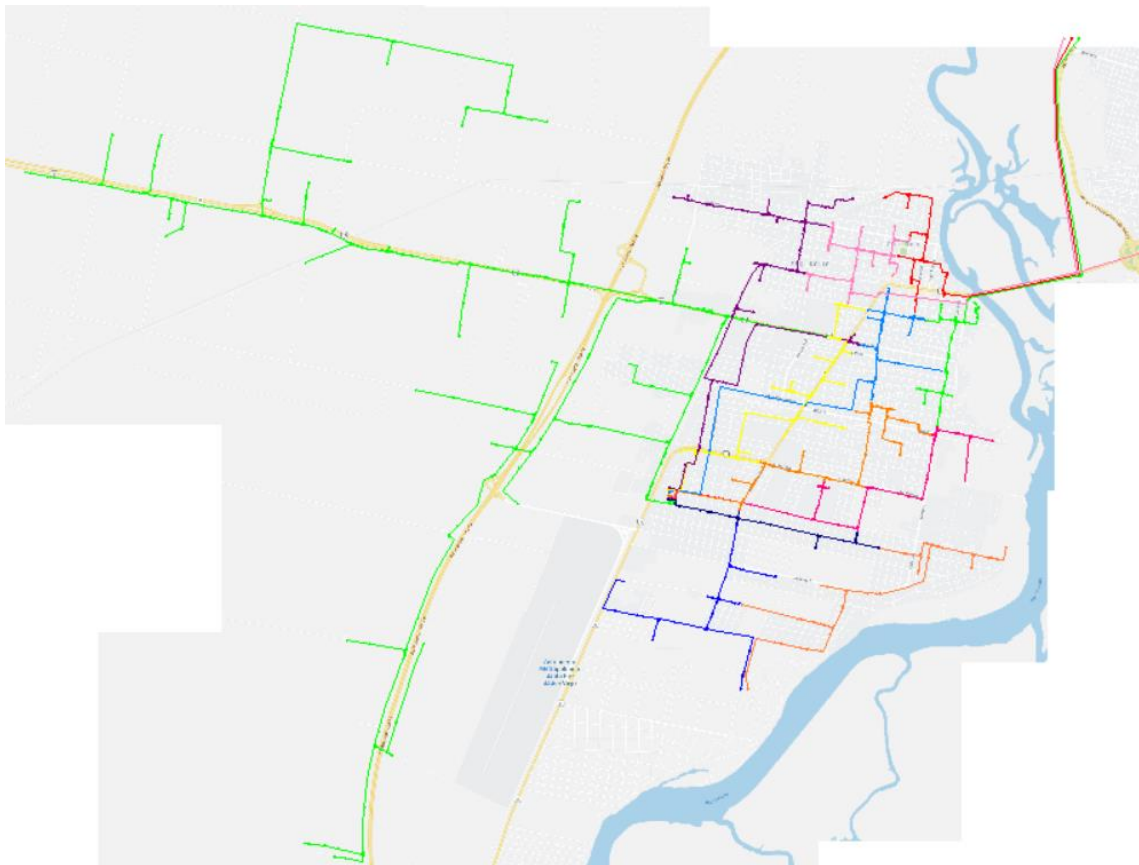


Figura 65. Diagrama unifilar georreferenciado de la red de 13,2 kV de alimentación a la ciudad de Santo Tomé.

4.2 Análisis de inserción de EVs de usuarios residenciales

En esta sección se presentan los resultados correspondientes al análisis de la inserción de EVs de usuarios residenciales en la red eléctrica de distribución urbana-residencial de la ciudad de Santo Tomé.

4.2.1 Estimación de la flota vehicular

A continuación, se detalla el proceso utilizado para estimar la flota vehicular de la ciudad de Santo Tomé y los resultados obtenidos:

- ❖ Según informes de la Asociación de Fabricantes de Automotores [64][65][66][67], se toma conocimiento de la evolución de la cantidad de vehículos que conforman el parque automotor de la provincia de Santa Fe desde el año 2006 hasta el año 2019.
- ❖ Del análisis de la evolución del parque automotor en la provincia de Santa Fe, se estima la cantidad de vehículos que lo componen en el año 2021.
- ❖ Del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) se obtiene la cantidad de hogares según los censos del año 2001 [68] y 2010 [69]. Luego se estima la cantidad de hogares en la provincia de Santa Fe en el año 2021.
- ❖ Se calcula la relación de automóviles por hogar en la provincia de Santa Fe (anteriormente se obtuvieron la cantidad de hogares y el parque automotor de la provincia). Del análisis realizado se obtiene una relación de 1 automóvil por hogar.
- ❖ Se considera a cada usuario residencial de la red en estudio como un hogar. Como se menciona en la sección 3.2 de descripción de la red en estudio, en la misma se tiene un total de 20.917 usuarios residenciales. En síntesis, se estima que la cantidad de automóviles con MCI en la ciudad de Santo Tomé (o parque automotor asociado a la red urbana-residencial en estudio) es de 20.917.

4.2.2 Sistemas de carga adoptados

En la sección 2.8 se presenta un estudio de distintos aspectos de los sistemas de recarga de los EVs. Según las características técnicas de los distintos sistemas de recarga y baterías de los EVs que actualmente se disponen, la mejor ubicación para efectuar la recarga del EV es en el hogar, de esta manera se pueden evitar rápidas degradaciones de la vida útil de las baterías.

Para el modelado del proceso de recarga de las baterías, con respecto a los sistemas de carga es necesario conocer principalmente que tipo de carga se utilizará (lenta, semirrápida, rápida o ultrarrápida) y de que tipos de puntos de carga se trata. A continuación, se presentan las características de los sistemas de recarga adoptadas para modelar los mismos:

4.2.2.1 Tipos de carga

Teniendo en cuenta la descripción de los distintos puntos de carga de la sección 2.8.1:

- ❖ Recarga lenta: Se considera una recarga en AC monofásica con una potencia máxima del ciclo de carga de 3,5 kW (16 A; 220 V).
- ❖ Recarga semirrápida: Se considera una corriente máxima del ciclo de carga de 32 A. En instalaciones monofásicas la potencia máxima es de 7 kW (32A y 220 V). En instalaciones trifásicas la potencia máxima es de 21 kW (32 A y 380V).

- ❖ **Recarga Rápida:** Se considera que la recarga es efectuada en DC y que la potencia máxima del ciclo de carga es de 50 kW. Se recarga la batería hasta el 90% o 95% de su capacidad según el modelo de EV.
- ❖ **Recarga ultra rápida:** No se considera este tipo de recarga en el estudio. El objetivo es analizar EVs de uso estándar, los cuales actualmente no soportan las elevadas potencias de este tipo de recarga.

4.2.2.2 Puntos de carga

Teniendo en cuenta la descripción de los distintos puntos de carga de la sección 2.8.4:

- ❖ **Puntos de carga residencial:** Se considera que son utilizados por los usuarios residenciales de la red de estudio y pueden realizar recargas del tipo lenta o semirrápida monofásica.
- ❖ **Puntos de carga comercial e industrial:** Ubicados en estacionamientos de lugares de trabajo, comercios, oficinas, entre otros. Pueden realizar recargas del tipo lenta o semirrápida.
- ❖ **Puntos de recarga rápida (electrolinera):** Se considera públicos e instalados en las estaciones de servicio (respetando las condiciones de seguridad). Realizan recargas del tipo rápida.

4.2.3 Modelos de EVs adoptados

En la sección 2.7, dentro del marco teórico se presenta un resumen de los vehículos más comercializados mundialmente y las principales características de los mismos. En el presente estudio se adoptan 5 de los modelos de EVs destinados a uso urbano más comercializados mundialmente. En la Tabla 8 se presentan los cinco modelos adoptados y sus características útiles para el desarrollo del estudio, se trata de 5 EVs con grandes éxitos de venta en el año 2020 [70].

Tabla 8. Modelos de EVs adoptados en el estudio y sus características de interés.

Modelo de EV	Capacidad Utilizable [kWh]	Consumo [kWh/100 km]	$P_{m\acute{a}x}$ carga AC [kW]	$P_{m\acute{a}x}$ carga DC [kW]	Costo de adquisición mínimo [USD]
Tesla Model 3 Standard Range Plus	50	15,20	11,0	170	48.635
Renault Zoe	52	16,50	22,0	50	37.360
VW ID3	58	16,60	11,0	100	38.975
Nissan Leaf	40	16,67	6,6	50	31.620
Hyundai Kona	64	16,00	11,0	100	42.228

4.2.4 Modelado de procesos de carga de EVs

Se definen y modelan los ciclos de carga según las tecnologías de los cargadores de EVs seleccionados, los protocolos de carga de las baterías de Ion-litio desarrollados en la sección 2.13.5 (para recargas del tipo lento y semirrápidas) y curvas reales del proceso de carga de los EVs (para recargas del tipo rápidas) [71][72][73][74][75][76]. En el caso de las curvas de carga

en modo lento y semirrápido, el porcentaje de carga de la batería logra alcanzar el 100%. En el caso de las cargas rápidas de 50 kW, el porcentaje de carga alcanzado por las baterías al final del proceso de carga difiere según el modelo de EV, y se encuentra entre el 90 y 95%.

4.2.4.1 Carga Lenta de 3,5 kW:

En la Figura 66 se presentan las curvas de carga de los distintos modelos de EVs adoptados para una recarga del tipo lenta de 3,5 kW. Todos los modelos admiten la potencia máxima de recarga de 3,5 kW. El modelo Nissan Leaf completa su proceso de carga de 0% a 100% más rápidamente que los demás modelos debido a que posee la batería con menor capacidad, del conjunto de alternativas estudiadas. Por el contrario, el modelo Hyundai Kona es el que requiere más tiempo para completar su proceso de carga, pues su batería es la que posee mayor capacidad.

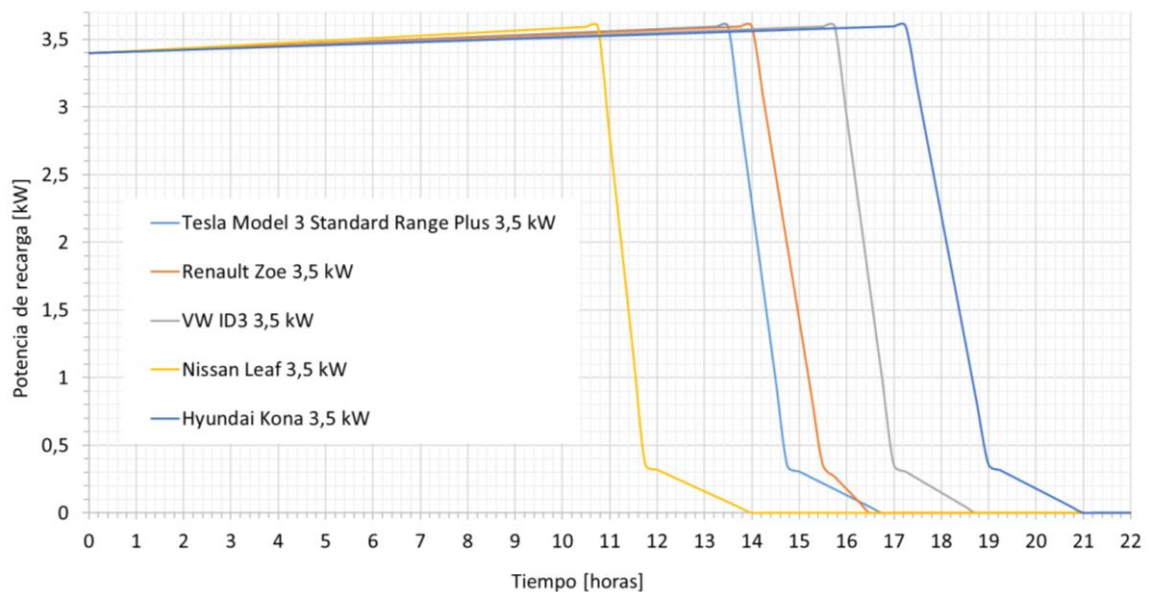


Figura 66. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo lenta de 3,5 kW.

4.2.4.2 Carga Semirrápida de 7 kW:

En la Figura 67 se presentan las curvas de carga de los distintos modelos de EVs adoptados para una recarga del tipo semirrápida de 7 kW. Con respecto a los tiempos de carga se pueden efectuar las mismas observaciones que en el caso de la carga lenta. Se denota que el modelo Nissan Leaf admite como potencia máxima de carga 6,6 kW no pudiendo cargar a 7 kW de potencia. Los modelos restantes admiten 7 kW de potencia de carga.

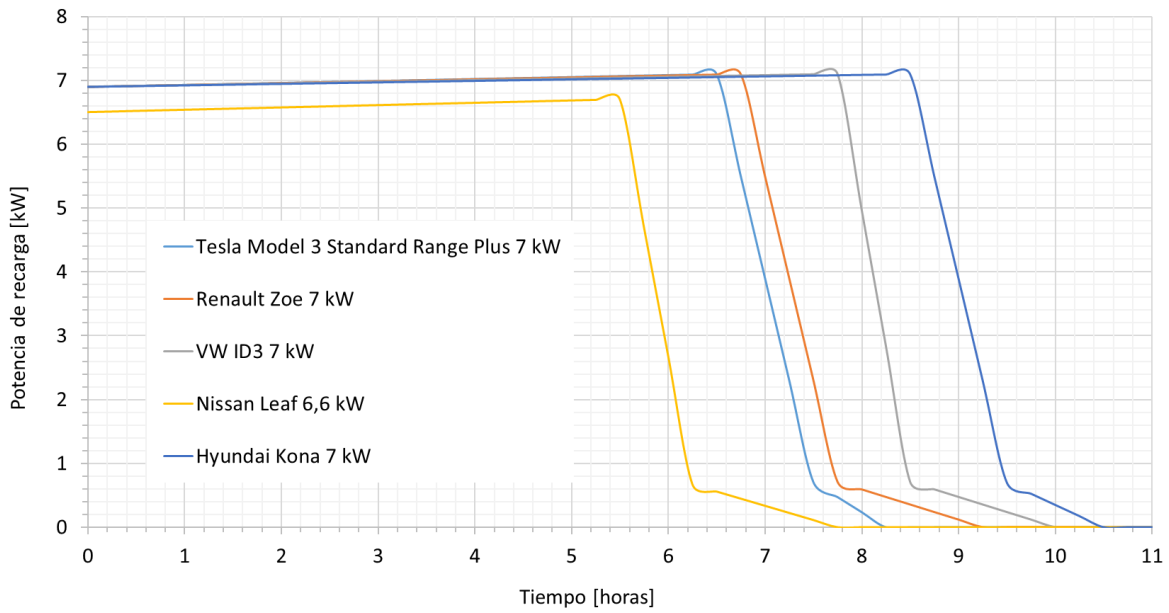


Figura 67. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo semirrápida de 7 kW.

4.2.4.3 Carga Semirrápida de 21 kW:

En la Figura 68 se presentan las curvas de carga de los distintos modelos de EVs adoptados para una recarga del tipo semirrápida de 21 kW. El modelo Renault Zoe es aquel que admite más potencia de carga en AC (hasta 22 kW), como ya se mencionó, el modelo Nissan Leaf admite hasta 6,6 kW y los tres restantes admiten como potencia máxima de carga en AC 11 kW. Estas potencias máximas de carga se encuentran relacionadas con el inversor AC/DC de los EVs. El modelo Renault Zoe carga su batería más rápidamente que los demás modelos en análisis debido a la alta potencia de recarga que admite en AC en comparación con el resto.

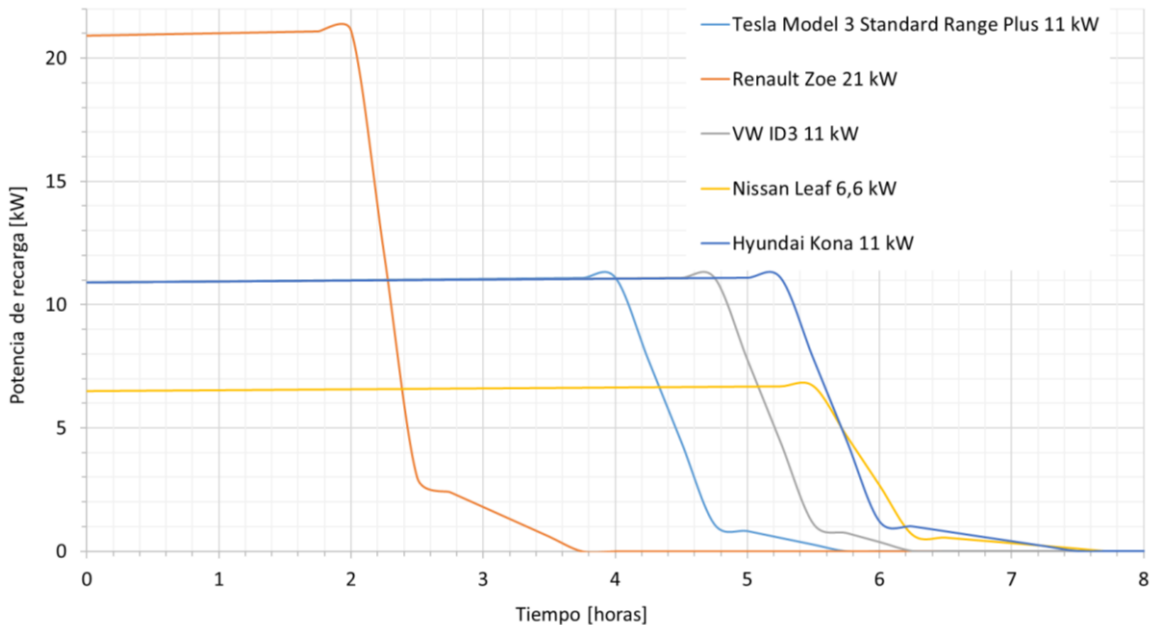


Figura 68. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo semirrápida de 21 kW.

4.2.4.4 Carga rápida de 50 kW:

En la Figura 69 se presentan las curvas de carga de los distintos modelos de EVs adoptados para una recarga del tipo rápida de 50 kW. Se respetaron los escalones de potencias que utilizan los distintos modelos de EVs en recargas del tipo rápida en DC según la información disponible. Todos admiten recarga con 50 kW de potencia, sin embargo, como se visualiza, los modelos Nissan Leaf y Renault Zoe efectúan su proceso de carga con una potencia máxima de aproximadamente 46 kW.

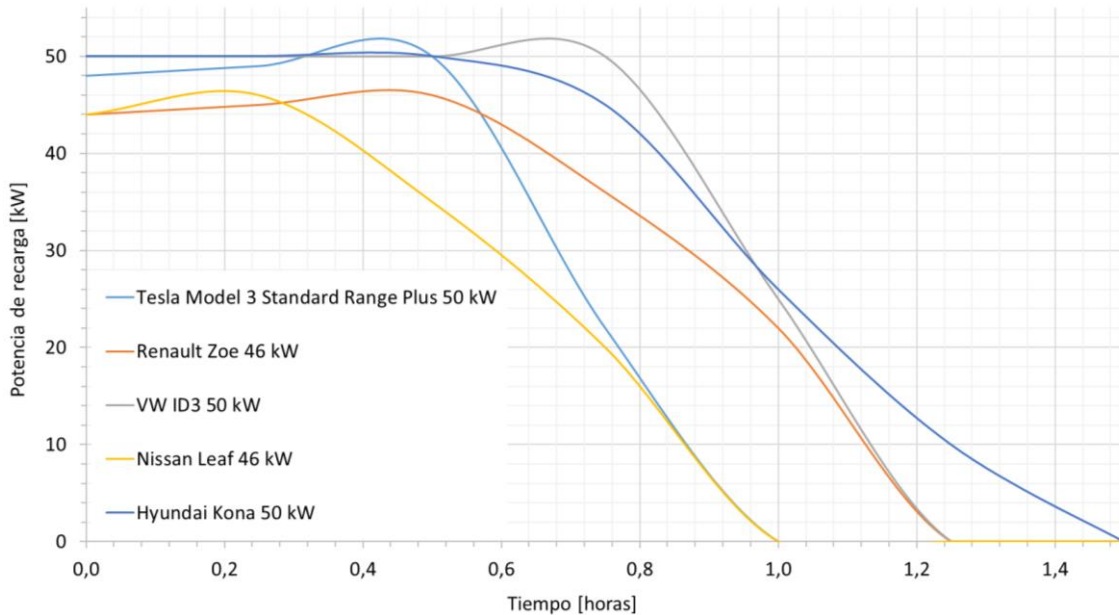


Figura 69. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo rápida de 50 kW.

4.2.5 Definición de patrones de uso para distintos tipos de usuarios

Actualmente no se encuentran al alcance estudios y/o reportes con valores típicos de distancias recorridas de automóviles por año o día de usuarios particulares en la ciudad de Santo Tomé. La distancia recorrida diariamente en promedio en el trayecto hogar-trabajo en Estados Unidos es de 30 km, en Europa diariamente se recorren entre 5 y 30 km y en Japón un recorrido típico diario es de 20 km [77]. Teniendo en cuenta las distancias típicas recorridas en EU, Europa y Japón, una distancia normal a lo largo del mundo es de 20 km diarios pudiéndose utilizar como referencia. En el presente estudio se consideran 3 distancias diarias de recorridos diferentes según tipos de usuarios. Teniendo en cuenta los valores diarios típicos recorridos en distintas regiones del mundo, se adopta un valor de 20 km diarios como intermedio, luego se lo incrementa y decrementa en un 50% (10 km) para obtener las distancias de los recorridos denominados como “extensos” y “cortos”.

Además de diferenciar los usuarios particulares por sus distancias recorridas diariamente, se los diferencia por distintos patrones de uso de los vehículos. Según las actividades cotidianas de las personas en la ciudad de Santo Tomé se generan para cada usuario con su distancia de recorrido diaria asignada (larga, intermedia o corta) 4 patrones de utilización de los vehículos distintos. En la Figura 70 se clarifica la distinción entre los tipos de usuarios.

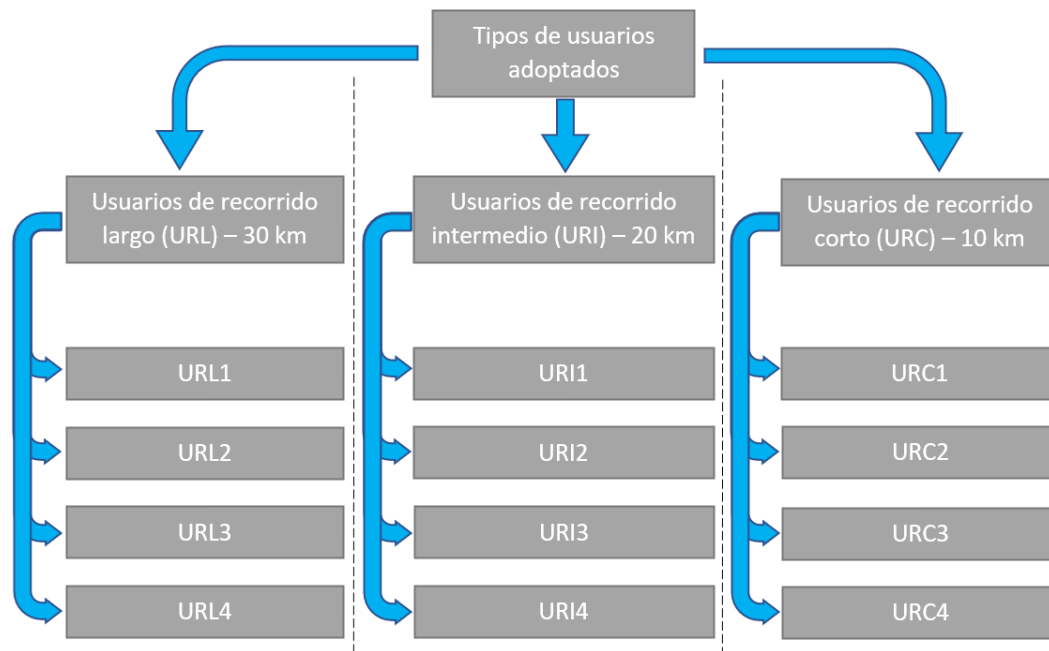


Figura 70. Denominación de los 12 tipos de usuarios adoptados en el estudio.

En la Figura 71, Figura 72 y Figura 73 se presentan los patrones de uso de los URL, URI y URC respectivamente para un día hábil. El patrón de utilización diario de cada tipo de usuario está compuesto por 3 estados posibles identificados con el valor:

- ❖ 1 si el EV se encuentra conectado en el hogar
- ❖ 0 si el EV se encuentra transitando o fuera de la red en estudio. En este estado se indica numéricamente la distancia recorrida.
- ❖ -1 si el EV se encuentra estacionado en un lugar distinto del hogar perteneciente a la red de estudio.

Además, se grafica la acumulación de la distancia recorrida en los distintos horarios del día. En la Figura 74 se presentan los patrones de uso de los usuarios para un día semi-hábil (día sábado de la semana en estudio) y las distancias recorridas acumuladas. En la Figura 75 se presentan los patrones de uso de los URL, URI y URC para un día no hábil (día domingo para la semana de estudio) y las distancias recorridas acumuladas. En los patrones de uso “4” para los URL, URI y URC en un día no hábil, se considera que el usuario no utiliza el EV en las 24 horas. Vinculando para cada tipo de usuario en particular 5 días hábiles seguidos, 1 día semi-hábil y 1 día no hábil se obtiene el patrón de utilización del EV semanal.

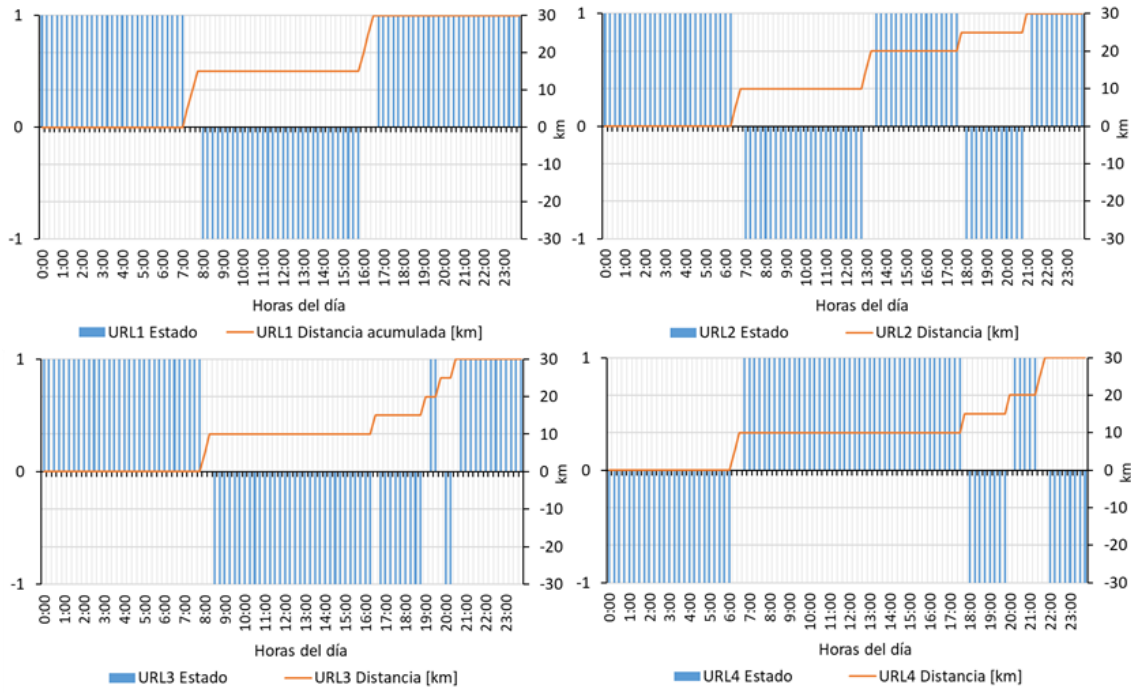


Figura 71. Patrón de uso diario de EV para usuarios URL en día hábil y distancia recorrida acumulada diaria.

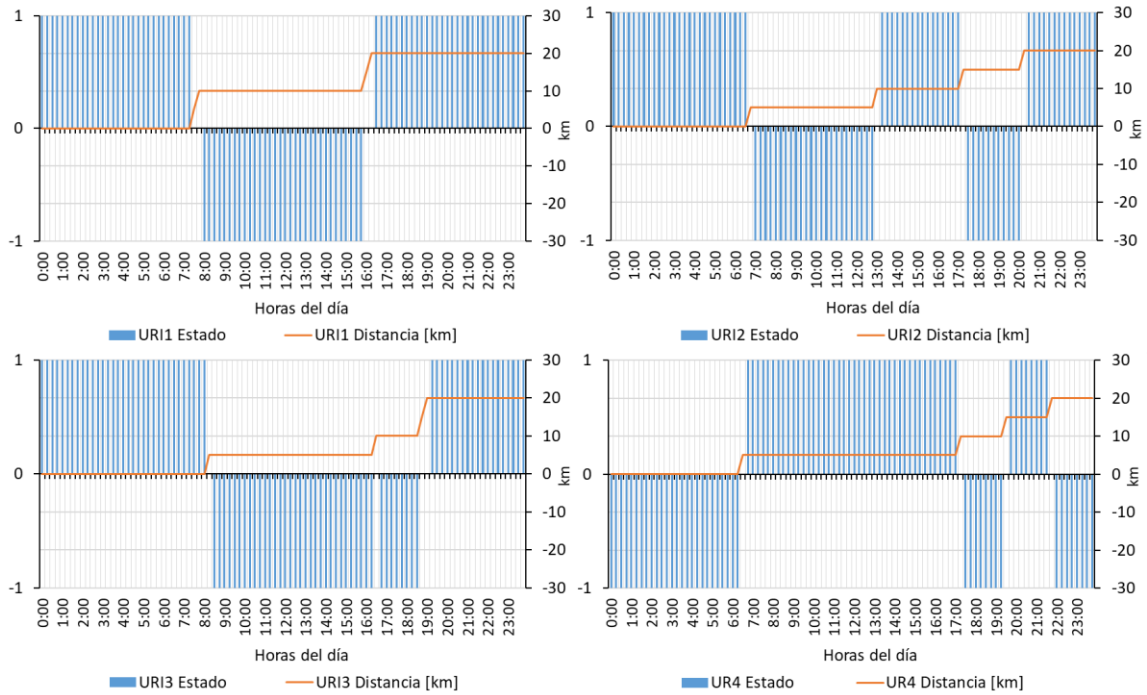


Figura 72. Patrón de uso diario de EV para usuarios URI en día hábil y distancia recorrida acumulada diaria.

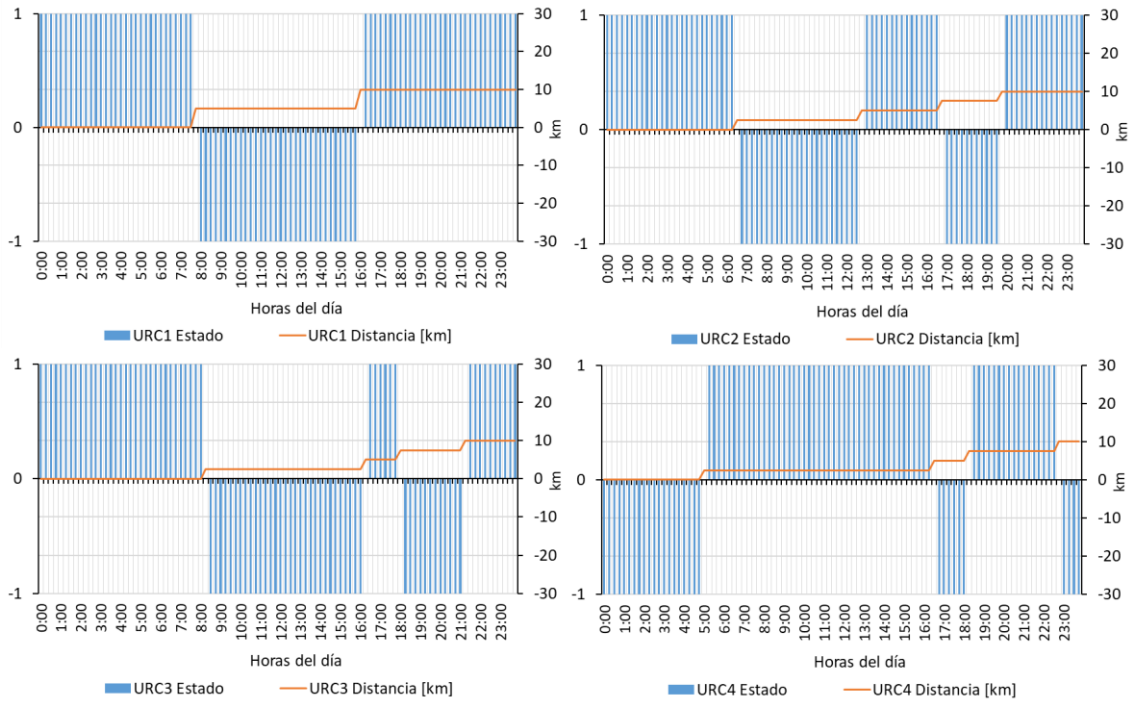


Figura 73. Patrón de uso diario de EV para usuarios URC en día hábil y distancia recorrida acumulada diaria.

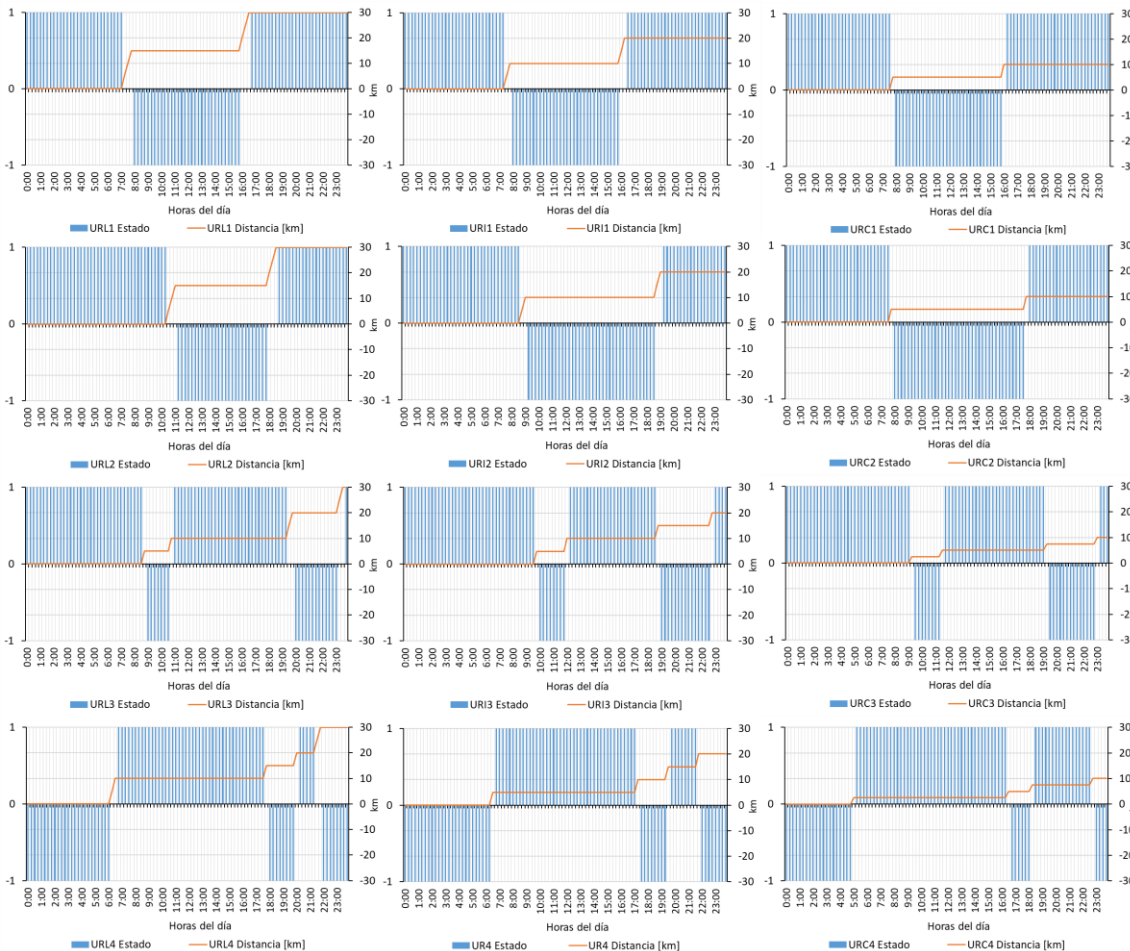


Figura 74. Patrón de uso diario de EV para usuarios URL, URI y URC en día semi-hábil y distancia recorrida acumulada diaria.

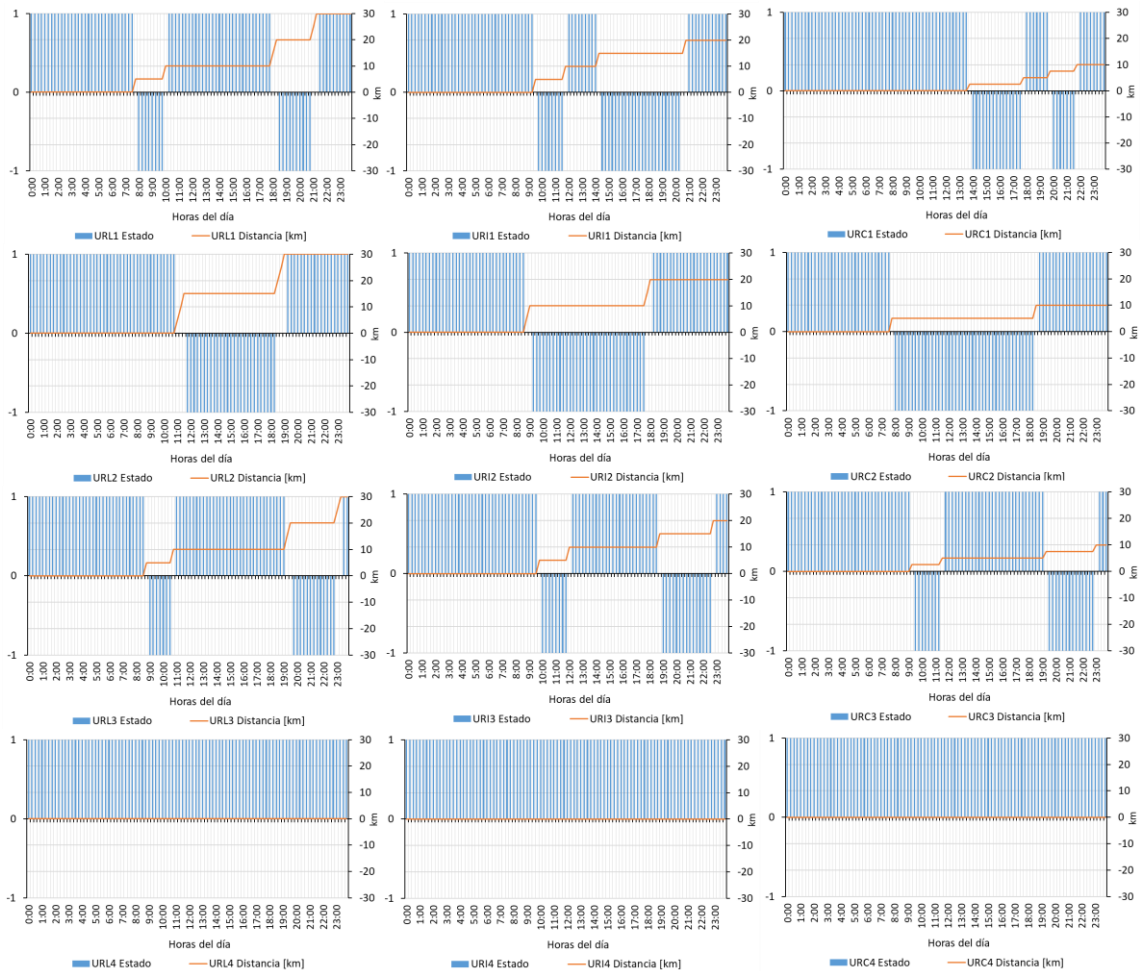


Figura 75. Patrón de uso diario de EV para usuarios URL, URI y URC en día no hábil y distancia recorrida acumulada diaria.

4.2.6 Perfiles de carga de EVs de los usuarios residenciales y casos de estudio

Se generan los perfiles de carga de los distintos tipos de usuarios particulares que poseen EVs. Se tienen cuenta los patrones de utilización de los EVs detallados en la sección 4.2.5 y se considera que:

- ❖ Los usuarios particulares conectan su EV en los momentos que se encuentran en su hogar. Realizan un tipo de recarga no controlada.
- ❖ Todos los usuarios pertenecientes a un tipo de usuario con su patrón de uso (URL1, URL2, ..., URC4) tienen el mismo comportamiento durante la semana.
- ❖ Todos los usuarios con un EV poseen un punto de recarga en su hogar. Según el caso de estudio puede ser para efectuar una recarga lenta de 3,5 kW o semirrápida de 7 kW. Se generan perfiles de carga de los distintos tipos de usuarios para ambas potencias de recarga.
- ❖ En el lugar de trabajo no se tienen puntos de carga.
- ❖ Los 5 modelos de EVs adoptados para el estudio se encuentran distribuidos de manera equitativa entre todos los usuarios que posean EVs.

- ❖ Se adopta como consumo energético de los distintos modelos de EVs los presentados en la sección 4.2.3.
- ❖ Se adoptan las curvas de demanda de potencia en función del tiempo definidas en la sección 4.2.4.

En la Figura 76, Figura 77 y Figura 78 se presentan los perfiles de carga semanales de los usuarios URL, URI y URC respectivamente considerando una potencia nominal de recarga de 7 kW. En la Figura 79, Figura 80 y Figura 81 se presentan los perfiles de carga semanales de los usuarios URL, URI y URC respectivamente considerando una potencia nominal de recarga de 3,5 kW. Del análisis de los perfiles de carga semanales obtenidos para los distintos tipos de usuarios y teniendo en cuenta las potencias nominales de recarga de 7 kW y 3,5 kW se observa que, según hábitos cotidianos de los usuarios, en caso de que posean un EV se superponen las recargas de los EVs en período tarde-noche. Aquellos usuarios que recorren distancias menores en comparación con otros, demandan menor potencia de recarga. La recarga con potencia nominal de 3,5 kW requiere mayor tiempo de conexión en comparación con la recarga de 7 kW de potencia nominal.

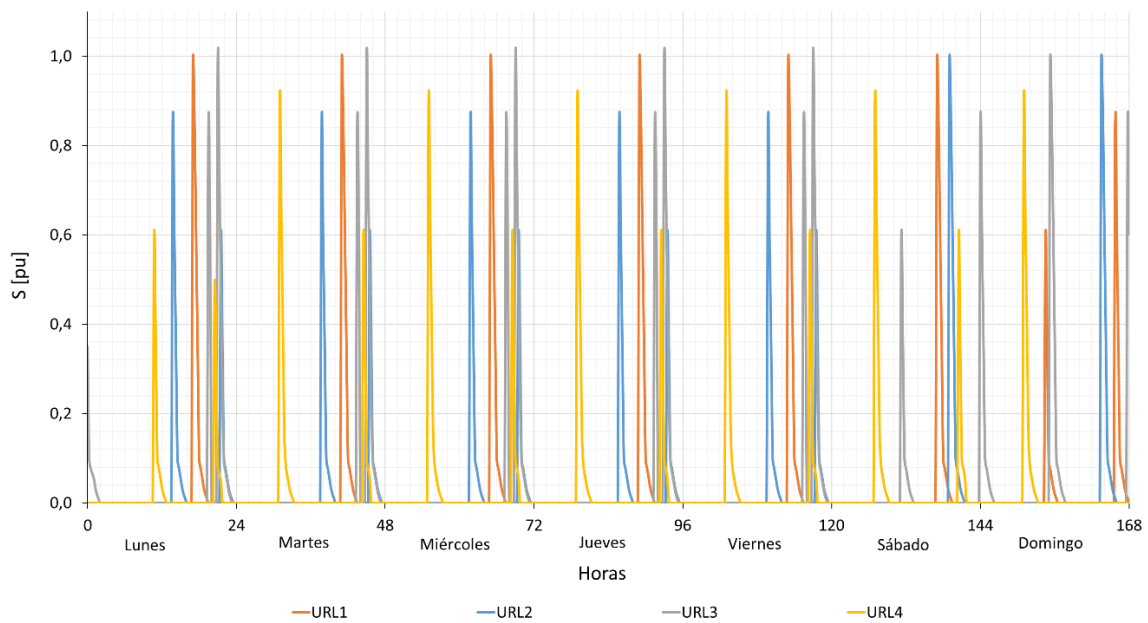


Figura 76. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido largo y potencia nominal de recarga de 7 kW.

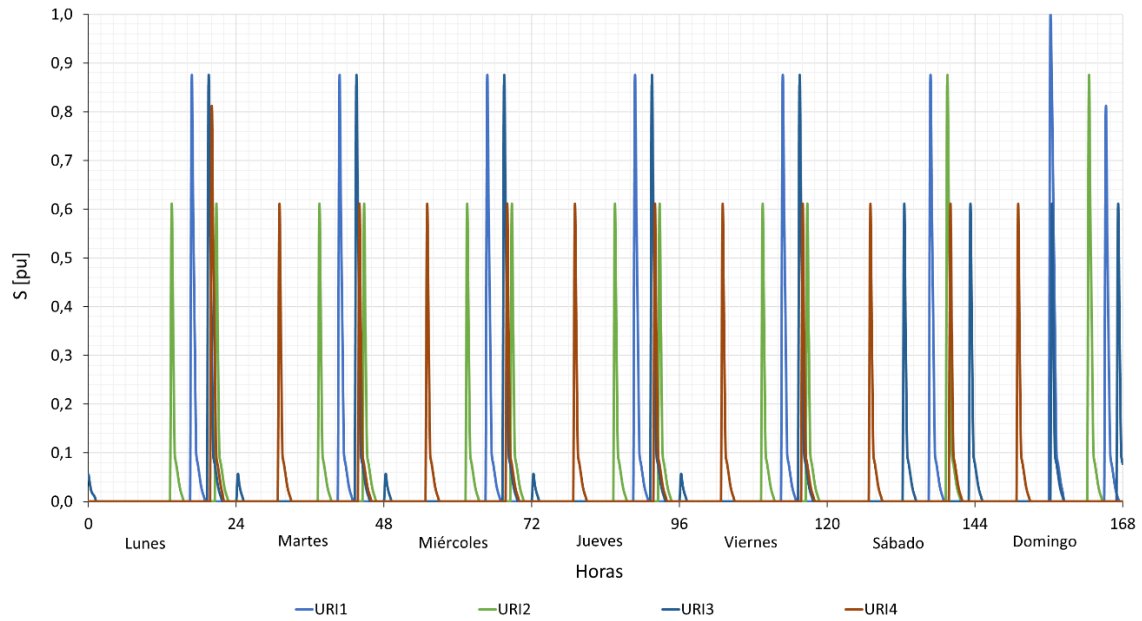


Figura 77. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido intermedio y potencia nominal de recarga de 7 kW.

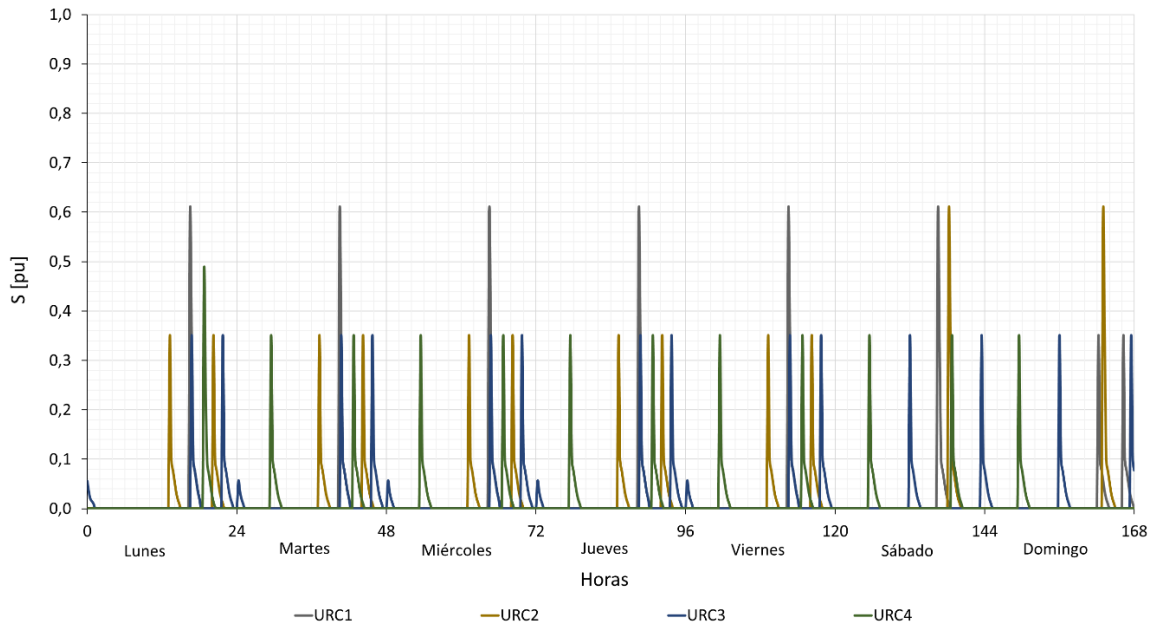


Figura 78. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido corto y potencia nominal de recarga de 7 kW.

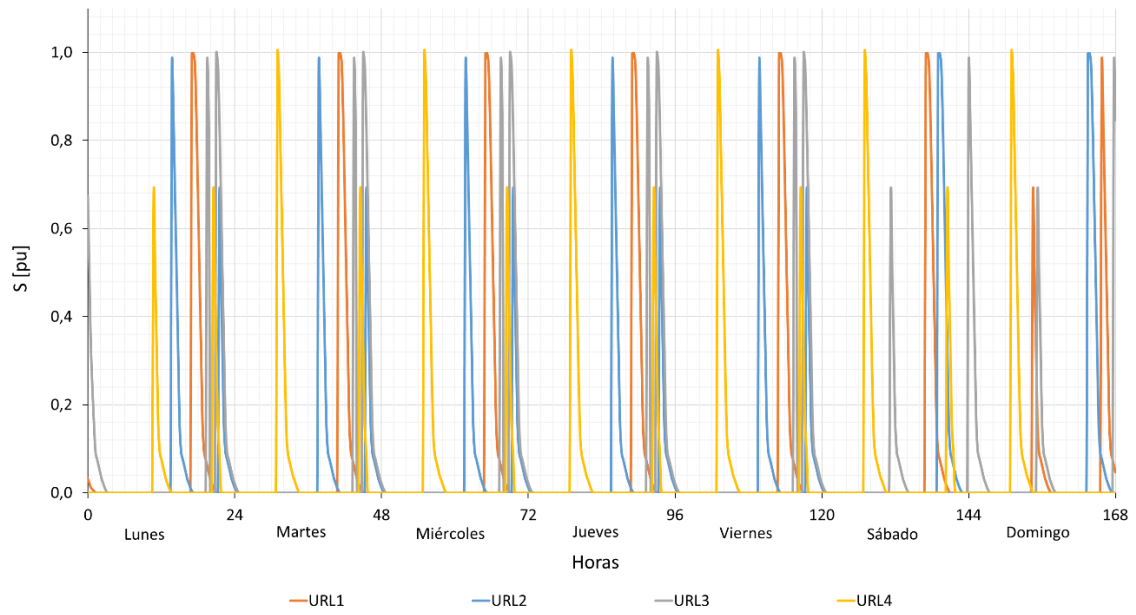


Figura 79. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido largo y potencia nominal de recarga de 3,5 kW.

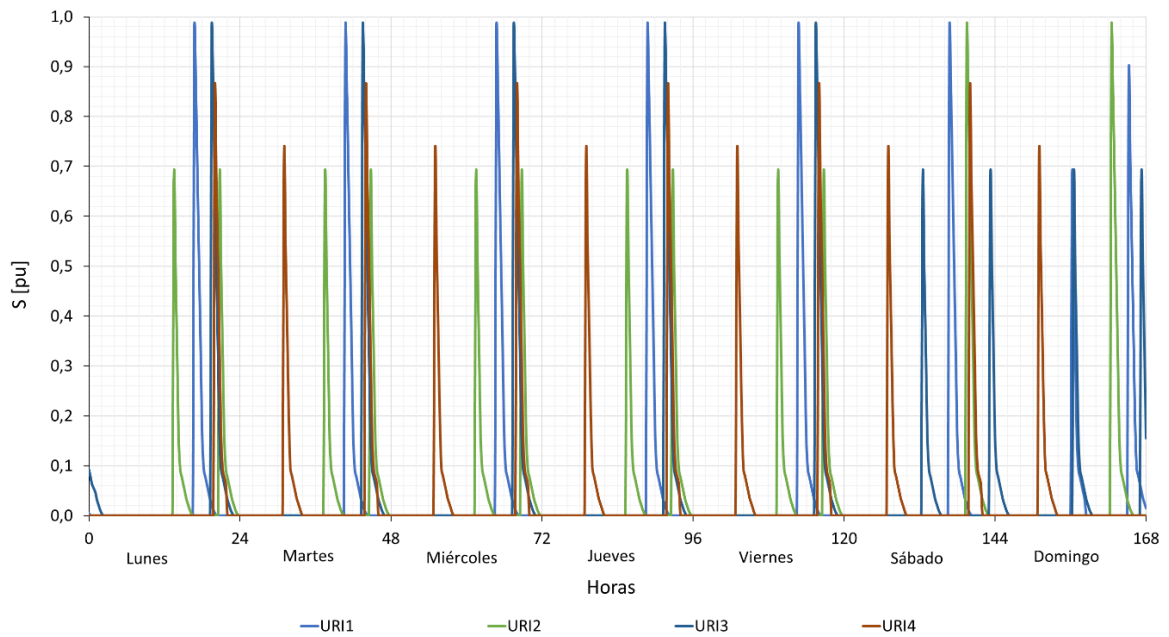


Figura 80. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido intermedio y potencia nominal de recarga de 3,5 kW.

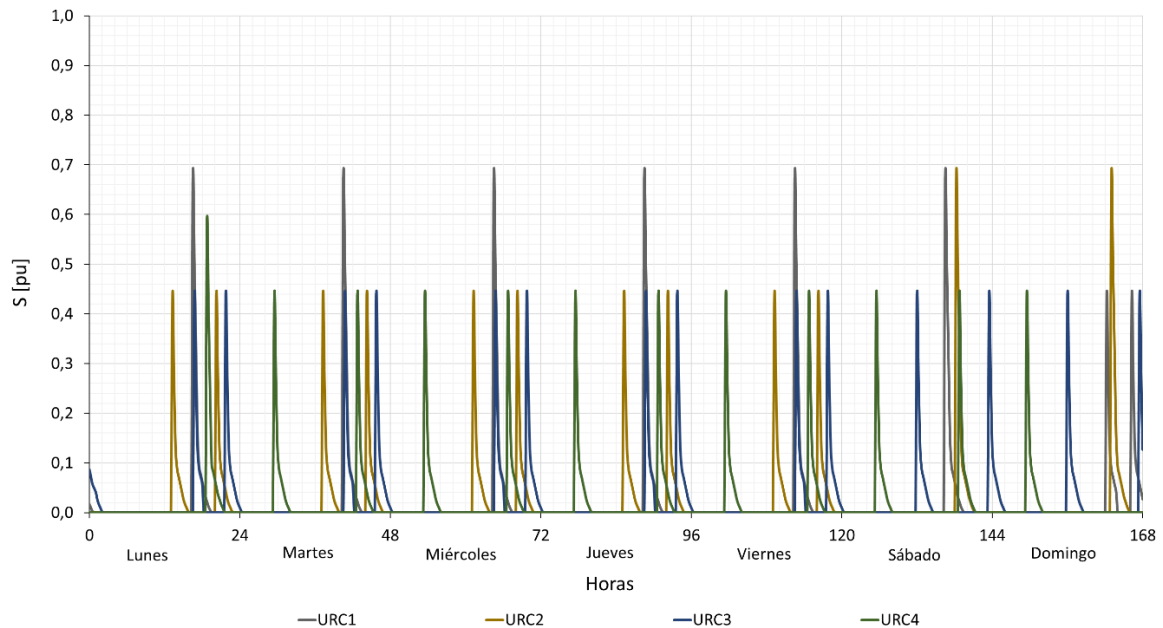


Figura 81. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido corto y potencia nominal de recarga de 3,5 kW.

4.2.7 Perfiles de carga de estaciones de carga semirrápida y rápida de 50 kW

Se generan los perfiles de carga para los puntos de recarga semirrápida y rápida a estudiar. Las principales consideraciones tenidas en cuenta en esta sección son:

- ❖ Dos sucursales de supermercados de la ciudad de Santo Tomé poseen puntos de recarga semirrápida (7 kW y 21 kW).
- ❖ Dos sucursales de estaciones de servicio de la ciudad de Santo Tomé poseen puntos de recarga semirrápida y rápida (21 kW y 50 kW).
- ❖ Los perfiles de carga generados de cada punto de recarga se encuentran bajo una perspectiva pesimista de demanda. Según la potencia nominal de los puntos de recarga, se selecciona el modelo de EV que exija mayor potencia en función del tiempo y se adopta un porcentaje inicial de recarga del 50 % en supermercados y 10% en estaciones de servicio.
- ❖ Se adoptan las curvas de demanda de potencia en función del tiempo definidas en la sección 4.2.4.

Los puntos de carga comercial adoptados se encuentran ubicados en los estacionamientos de:

- ❖ Supermercado Alvear, sucursal en la ciudad de Santo Tomé con dirección en Gobernador Iriondo 2137 (Alimentado desde SET_1058 – Distribuidor Santo Tomé Norte). Según las dimensiones de su estacionamiento se estima que 20 automóviles pueden estacionarse en la sucursal.
- ❖ Supermercado El Túnel, sucursal en la ciudad de Santo Tomé con dirección en 9 de Julio 1847 (Alimentado desde SET_1058 – Distribuidor Santo Tomé Norte). Según las dimensiones de su estacionamiento se estima que 30 automóviles pueden estacionarse en la sucursal.

Los horarios de apertura en los cuales se encuentran disponibles los puntos de recarga semirrápida en el estudio son similares para las dos sucursales adoptadas:

- ❖ Lunes a viernes de 08:00 a 13:00 – 17:00 a 21:00.
- ❖ Sábados de 08:00 a 21:00.
- ❖ Domingos cerrados.

Se considera que el 20% de los estacionamientos individuales de la playa de estacionamiento poseen puntos de recarga semirrápida, a su vez, estos se distribuyen equitativamente según las potencias nominales de recarga de 7 kW y de 21 kW. Con los aspectos mencionados se tienen dos estaciones de recarga de 7 kW y 2 de 21 kW en la sucursal del Supermercado Alvear y en la sucursal del Supermercado El Tunel se tienen tres estaciones de recarga de 7 kW y 3 de 21 kW.

Los puntos de recarga rápida de encuentran instalados en dos estaciones de servicio:

- ❖ Estación de servicio YPF, sucursal ubicada en la ciudad de Santo Tomé con dirección AV. Del Trabajo 2449 (Alimentada desde SET_1343 – Distribuidor Mosconi).
- ❖ Estación de servicio AXION, sucursal ubicada en la ciudad de Santo Tomé con dirección AV. 7 de Marzo 1491 (Alimentada desde SET_1005 – Distribuidor Santo Tomé Norte).

En cada sucursal se adoptan cuatro puntos de recarga de EVs, dos de 21 kW y dos de 50 kW.

En la Figura 82 se presenta la ubicación geográfica de las sucursales de supermercados y estaciones de servicio en las cuales se consideran instalados puntos de recarga semirrápida de 7 kW y 21 kW y puntos de recarga rápida de 50 kW según corresponda.

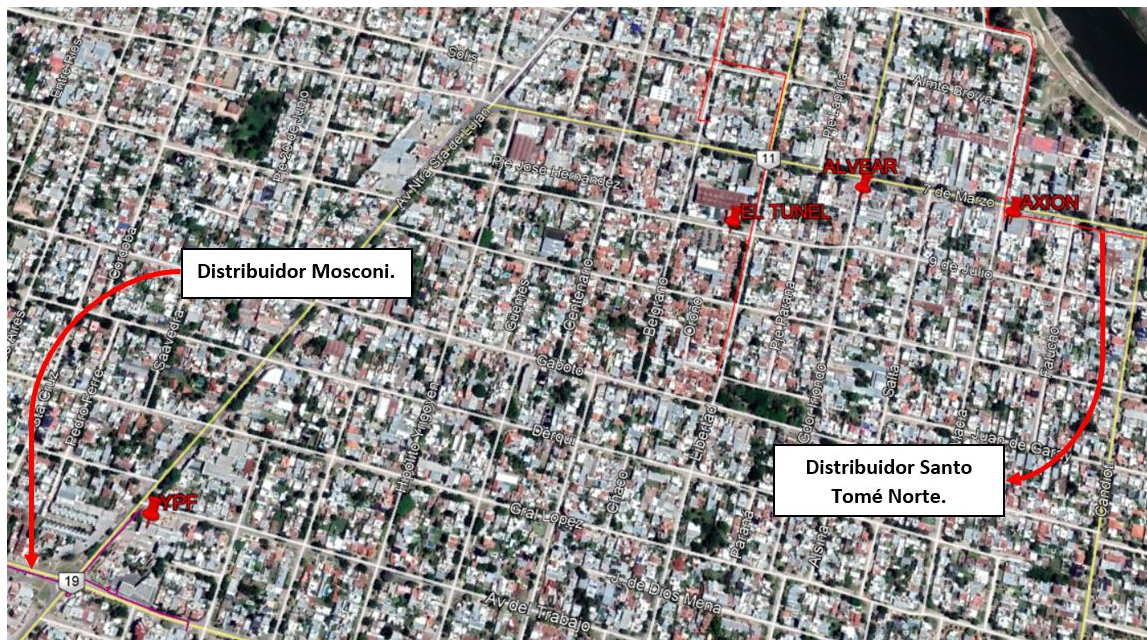


Figura 82. Ubicación geográfica de lugares donde se considera la instalación de puntos de recarga semirrápida y rápida.

En la Figura 87 se presentan los perfiles de carga semanales obtenidos para los cuatro establecimientos adoptados. Se observa que, durante los días de semana, la potencia pico

demandada por las estaciones de servicio resulta mayor, en comparación con la de los supermercados. Los perfiles de carga de las estaciones de servicio se superponen, pues son similares. Por otro lado, el supermercado El Túnel demanda mayor potencia que el supermercado Alvear, pues posee dos estaciones de recarga semirrápida adicionales. Los días Domingo, los supermercados adoptados no ofrecen atención al público, por esta razón se observa solo la demanda de las estaciones de servicio debida a la recarga de EVs.

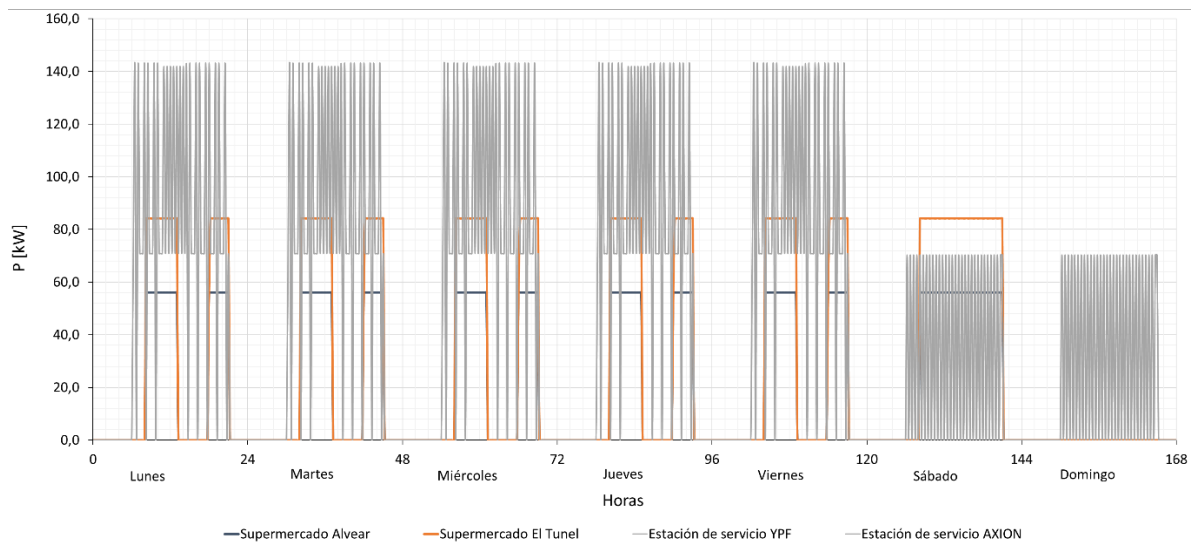


Figura 83. Perfil de carga semanal en [kW] de los establecimientos seleccionados para el análisis de puntos de recarga comercial y rápidos.

4.2.8 Indicadores técnicos adoptados

Los resultados de las simulaciones de flujos de potencia con perfil de carga semanal que brinda el software NEPLAN son variados. Como salida se pueden solicitar los niveles de tensión de nodos, cargabilidad de elementos serie, corriente, potencia entre otras variables. A su vez, las variables pueden ser brindadas por el software en función del tiempo, obteniendo un perfil de carga semanal de cada variable y de cada elemento solicitado (según el paso de cálculo asignado) o en modo de Rango de Valor, siendo útil para conocer entre que niveles se encuentra en el período simulado una variable particular de un elemento.

En base a la flexibilidad de resultados que se pueden obtener mediante las simulaciones de flujos de carga, se adoptan los siguientes indicadores técnicos de operación de sistemas eléctricos para evaluar el comportamiento de la red eléctrica en análisis según los distintos escenarios de estudio.

- ❖ *Cargabilidad en distribuidores de 13,2 kV, SETAs y transformadores de potencia:* Se consideran admisibles o inadmisibles los niveles de cargabilidad según lo indicado en la sección 3.1.
- ❖ *Tensión en nodos del sistema:* Se consideran admisibles o inadmisibles los niveles de tensión en los nodos del sistema según lo indicado en la sección 3.1.
- ❖ *Factor de carga (F_c):* El F_c relaciona la potencia promedio con la potencia máxima demandadas, registradas durante un período de estudio. Este indicador permite evaluar, en términos energéticos el grado de aprovechamiento del distribuidor. Son recomendables valores entre 0,6 a 0,8 del F_c en condiciones reales de operación. Un F_c muy bajo implica instalaciones sobredimensionadas y diseñadas para soportar picos de demanda de potencia en la red de muy corta duración, teniéndose un alto sub-

aprovechamiento de las instalaciones. El caso ideal se da con un F_c igual a uno, es decir que la potencia promedio en el período de análisis sea igual a la potencia máxima demandada, pudiéndose asimilar con un perfil de carga rectangular donde el sistema es altamente aprovechado sin períodos de baja demanda en comparación con la potencia máxima que es capaz de soportar. El F_c se obtiene mediante la fórmula (5).

$$F_c = \frac{\text{Potencia promedio demandada}}{\text{Potencia máxima demandada}} = \frac{S_{prom} [MVA]}{S_{m\acute{a}x} [MVA]} \quad (5)$$

- ❖ *Factor de pico:* Relaciona la potencia demandada máxima del perfil de carga semanal de los distribuidores de un caso de estudio con el caso base de análisis. Resulta útil para evaluar en términos de potencia, la contribución de la carga de los EVs al pico de demanda del distribuidor con respecto al caso base (sin inserción de EVs). Si el F_p es uno, esto implica que la conexión de EVs no reviste exigencias de máxima cargabilidad del distribuidor tal que reduzcan su capacidad remanente y/o exijan obras de infraestructura eléctrica como refuerzo del mismo. Si el F_p es mayor a uno, entonces la máxima potencia demandada en el caso de estudio en análisis es mayor a la máxima potencia demandada del caso base, reduciendo la capacidad remanente del sistema o requiriendo de inversiones de infraestructura eléctrica para soportar el pico máximo de demanda. Por último, si el F_p es menor a uno, implica que el caso de estudio en análisis genera una reducción en la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico con respecto al caso base. El F_p se obtiene mediante la fórmula (6).

$$F_c = \frac{\text{Potencia máx. demandada caso de estudio}}{\text{Potencia máx. demandada caso base}} = \frac{S_{\text{Caso_estudio-máx}} [MVA]}{S_{\text{Caso_base-máx}} [MVA]} \quad (6)$$

Con la obtención de los indicadores técnicos mencionados, luego, es posible realizar un análisis comparativo del desempeño de las estrategias de carga y descarga de la flota de EVs entre los distintos casos de estudio.

4.2.9 Impacto en la red de 13,2 de Santo Tomé de los EVs

En esta sección se presentan los resultados del análisis del impacto en las condiciones de operación de la red de diferentes casos de inserción de EVs con tecnología G2V y la determinación del porcentaje de inserción admisible de EVs (cambio de vehículos de combustión interna por EVs).

Se consideran puntos de recarga semirrápida de 21 kW y 7 kW en dos sucursales de supermercados y puntos de recarga rápida de 50 kW y 21 kW en dos estaciones de servicio seleccionadas en la sección 4.2.8; en estos casos se considera una condición pesimista de funcionamiento. En la Figura 84 y Figura 85 se presentan los perfiles de cargabilidad semanales de los distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi para el caso base de estudio y con la instalación de estaciones de recarga semirrápidas y rápidas adoptadas, considerando un perfil de demanda de invierno y verano respectivamente. Se observa que el aporte a la cargabilidad de los distribuidores en análisis debido a la instalación de los puntos de recarga en estaciones de servicio y supermercados no es significativo. Se obtuvieron como resultado variaciones marginales de la cargabilidad del tramo principal de ambos distribuidores. En la Figura 86 se presentan los valores de F_p y F_c de los distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi donde se observa que solo el F_c

presenta variación en el distribuidor Santo Tomé Norte considerando un perfil de demanda de invierno, debido a que los mayores aumentos de cargabilidad se registran en períodos de pico de demanda (ver Figura 84). De todas maneras, el F_c disminuye marginalmente desde 0,70 en el caso base a 0,68 con la inserción de los puntos de recarga en estudio. Con respecto al F_p , se observan aumentos de entre el 1% y el 4% en los casos de estudio; estos valores representan incrementos marginales de la potencia pico demandada con respecto al caso base de estudio.

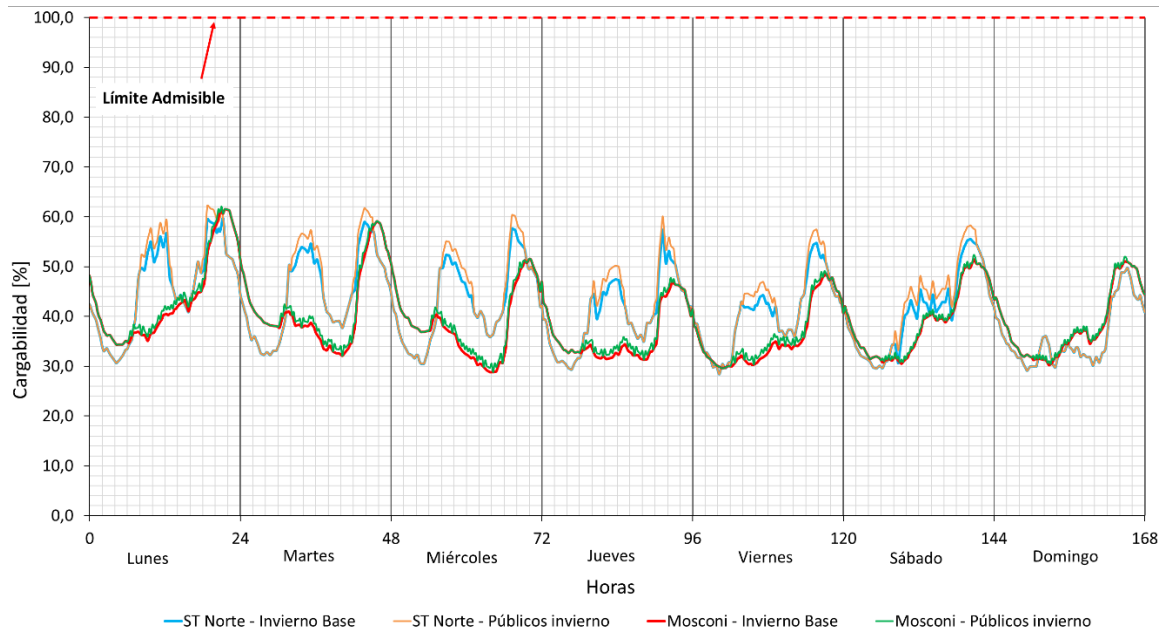


Figura 84. Perfiles de cargabilidad semanal de distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi en caso base y con la instalación de puntos de carga semirrápida y rápida considerando un perfil de demanda de invierno.

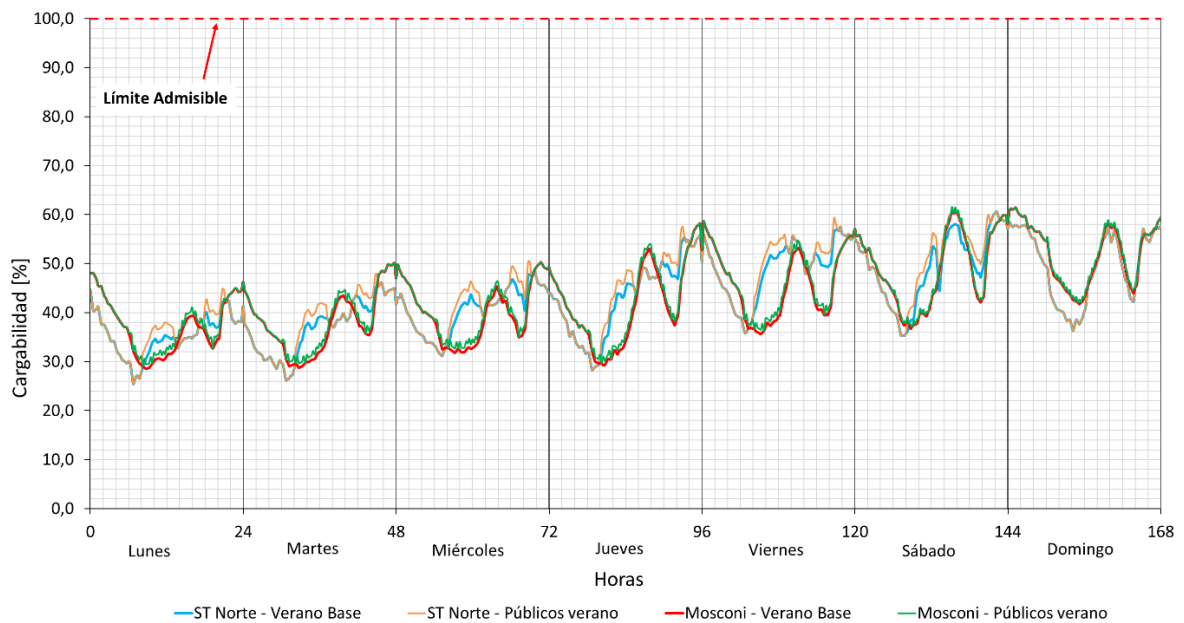


Figura 85. Perfiles de cargabilidad semanal de distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi en caso base y con la instalación de puntos de carga semirrápida y rápida considerando un perfil de demanda de verano.

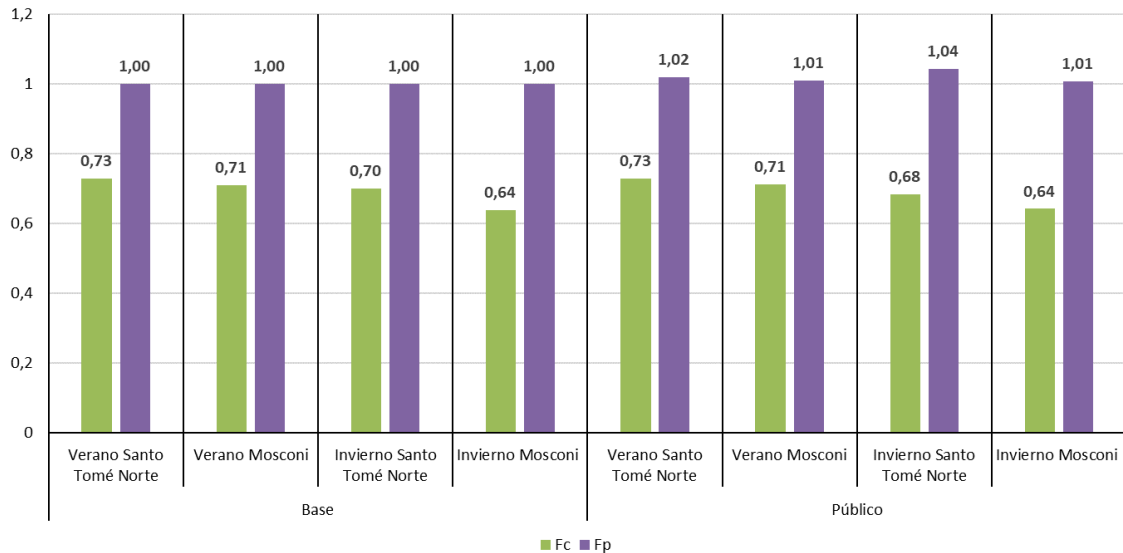


Figura 86. F_p y F_c de distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi en caso base y con inserción de puntos de recarga semirrápidos y rápidos.

Del análisis del impacto de los puntos de recarga semirrápida y rápida en supermercados y estaciones de servicio se observa que en general no ocasionan importantes desmejoramientos de los parámetros de operación de los distribuidores analizados. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, estos puntos de recarga se consideran en funcionamiento en los análisis posteriores del presente proyecto.

Con respecto al análisis del impacto de los EVs considerando recargas del tipo residencial, se plantean 8 perfiles de carga (PC) y en cada uno se asume que los usuarios con distintos patrones de utilización de EVs (por ejemplo, dentro de los URL, los URL1, URL2, URL3 y URL4) se encuentran distribuidos de manera proporcionada en el total de usuarios que poseen EVs según corresponda. A continuación, se describen los distintos PC adoptados para el análisis:

- ❖ *Perfil de carga 1 – 3,5 kW (PC1 3,5 kW):* Se considera que el 100% de los usuarios particulares son del tipo URL.
- ❖ *Perfil de carga 2 – 3,5 kW (PC2 3,5 kW):* Se considera que el 100% de los usuarios particulares son del tipo URI.
- ❖ *Perfil de carga 3 – 3,5 kW (PC3 3,5 kW):* Se considera que el 100% de los usuarios particulares son del tipo URC.
- ❖ *Perfil de carga 4 – 3,5 kW (PC4 3,5 kW):* Se considera que los usuarios particulares que poseen EVs se distribuyen proporcionalmente entre los usuarios URL, URI y URC.
- ❖ *Perfil de carga 1 – 7 kW (PC1 7 kW):* Similar a “Perfil de carga 1 – 3,5 kW” pero el tipo de recarga de los usuarios particulares residenciales adoptado es semirrápido de 7 kW.
- ❖ *Perfil de carga 2 – 7 kW (PC2 7 kW):* Similar a “Perfil de carga 2 – 3,5 kW” pero el tipo de recarga de los usuarios particulares residenciales adoptado es semirrápido de 7 kW.

- ❖ *Perfil de carga 3 – 7 kW (PC3 7 kW):* Similar a “Perfil de carga 3 – 3,5 kW” pero el tipo de recarga de los usuarios particulares residenciales adoptado es semirrápido de 7 kW.
- ❖ *Perfil de carga 4 – 7 kW (PC4 7 kW):* Similar a “Perfil de carga 4 – 3,5 kW” pero el tipo de recarga de los usuarios particulares residenciales adoptado es semirrápido de 7 kW.

En la Tabla 9 se resume el porcentaje de cada tipo de usuario considerado para los distintos perfiles de carga generados.

Tabla 9. Porcentaje de usuarios asignados a los perfiles de carga de EVs.

	URL	URI	URC
PC1 3,5 kW	100%	-	-
PC2 3,5 kW	-	100%	-
PC3 3,5 kW	-	-	100%
PC4 3,5 kW	33,33%	33,33%	33,33%
PC1 7 kW	100%	-	-
PC2 7 kW	-	100%	-
PC3 7 kW	-	-	100%
PC4 7 kW	33,33%	33,33%	33,33%

Luego de definidos los distintos PC semanales con valores cada 15 minutos, se determina la potencia nominal de inserción de EVs en cada SETA del sistema en análisis. Se tiene en cuenta el número de usuarios residenciales que abastece cada SETA de los distintos distribuidores de 13,2 kV y según el porcentaje de inserción de EVs del total del parque automotor de la ciudad de Santo Tomé. Se simulan distintos niveles de inserción de EVs incrementando el número de usuarios residenciales considerados usuarios con EVs. Luego se determina la cantidad de EVs que conforman cada escenario de penetración. Por último, según la potencia nominal de recarga adoptada para el escenario de estudio, se determina la potencia nominal de inserción de EVs en cada SETA. Este valor es afectado por los perfiles de carga generados según las distintas consideraciones del comportamiento de los usuarios. Los datos obtenidos se ingresan en el software de simulación de flujos de potencia y se efectúan simulaciones de flujos de carga con perfiles intra-horarios. Luego, se procesan los resultados obtenidos de las sucesivas simulaciones de flujo de carga y se obtienen los indicadores técnicos adoptados.

Se efectuaron sucesivas simulaciones considerando diversos escenarios, según la potencia nominal de recarga (3,5 o 7 kW), el perfil semanal de los distribuidores (perfil de invierno o verano) y los cuatro patrones de carga adoptados para el estudio. En cada escenario se corrieron flujos de carga considerando un escenario base (0% de inserción de EVs) y aumentos graduales del porcentaje de inserción de EVs en el sistema en estudio (5%; 10%; 20%; ...; 90% y 100%), totalizando 176 simulaciones de operación de la red. En la Figura 87 y Figura 88 se presentan los niveles de cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV, por otro lado, en la Figura 89 y Figura 90 se presentan los valores de tensión mínima en los nodos de 13,2 kV para los distintos casos de estudio y según distintos niveles de inserción de EVs en el parque automotor considerando un tipo de recarga no inteligente (según los casos de estudio desarrollados anteriormente) y con un perfil de demanda semanal característico de invierno o de verano según corresponda.

En cada gráfica se muestran ocho curvas por distribuidor (96 curvas para el número total de 12 distribuidores), de cargabilidad máxima de los distribuidores o de tensión mínima en nodos de los mismos según corresponda. Se observa un aumento de la cargabilidad de los distribuidores que resulta proporcional al incremento del porcentaje de inserción de EVs. En general, con el perfil semanal de carga de verano se obtienen menores niveles de cargabilidad máxima (semanalmente), esto se debe a una mayor coincidencia en la mayoría de los distribuidores del pico del perfil típico de invierno con los picos de demanda debida a la recarga de EVs. Existen restricciones en el porcentaje de inserción de EVs en algunos distribuidores, cuya causa está asociada, en todos los casos, con sobrecargas en algún tramo de los distribuidores de 13,2 kV.

Por otra parte, con respecto a los niveles de tensión mínima en los nodos de los distribuidores, los mismos se encuentran dentro de su rango admisible en todos los niveles de inserción de EVs analizados. En síntesis, la Figura 87 a Figura 90, presentan una visión global del comportamiento de la red para los distintos casos de estudio planteados.

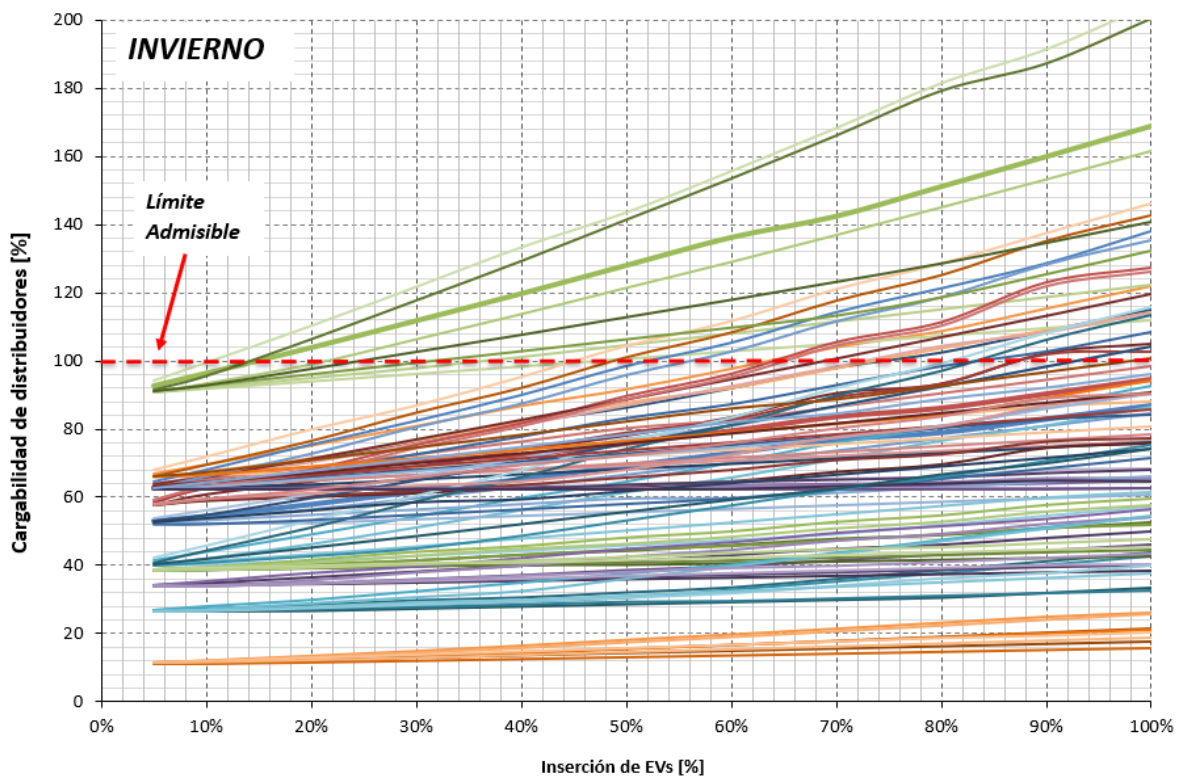


Figura 87. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de invierno.

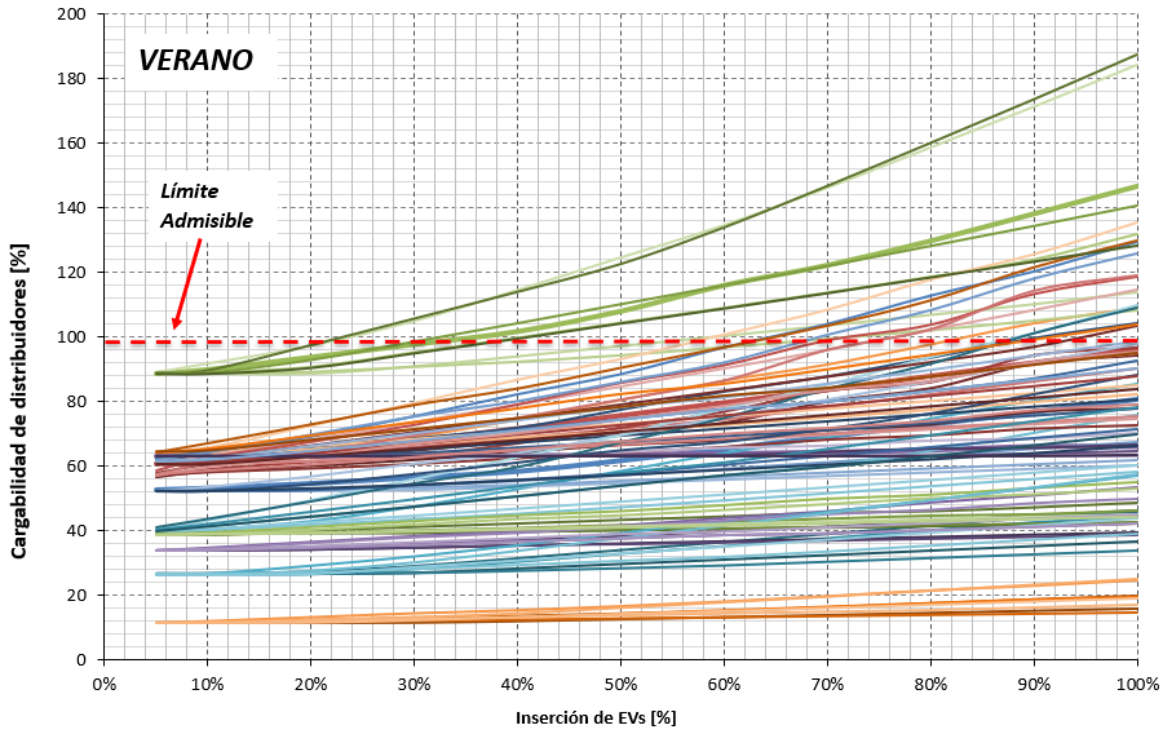


Figura 88. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de verano.

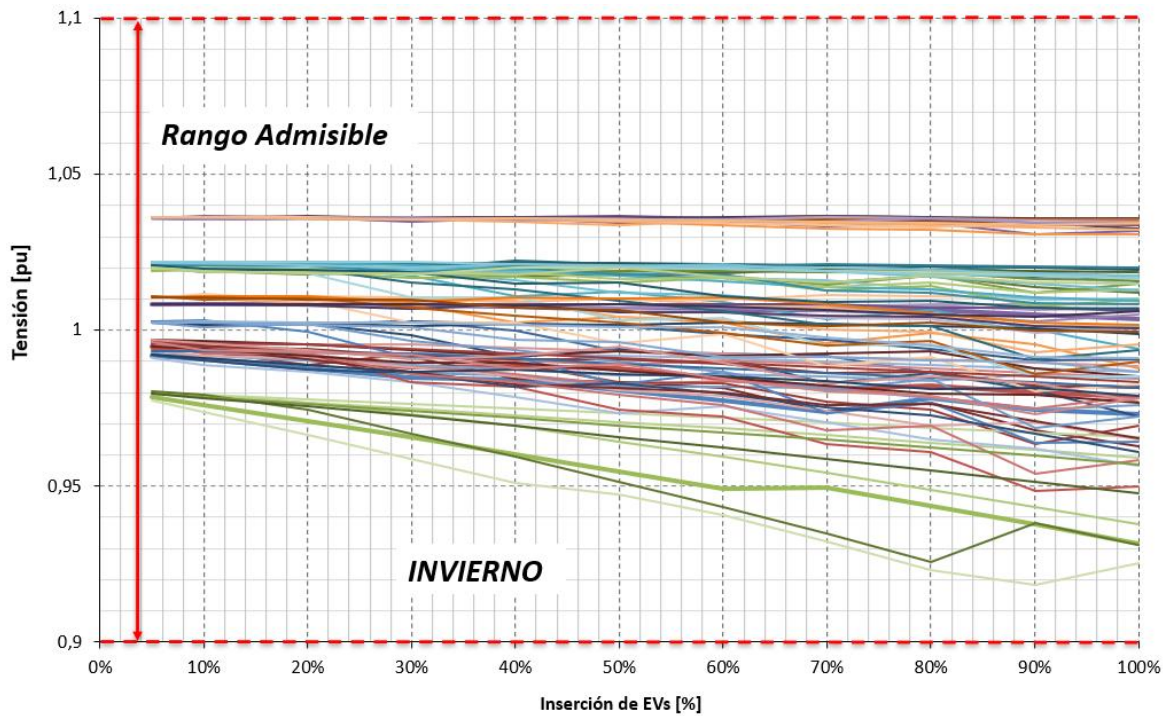


Figura 89. Tensión mínima de los nodos de 13,2 kV de los distribuidores según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de invierno.

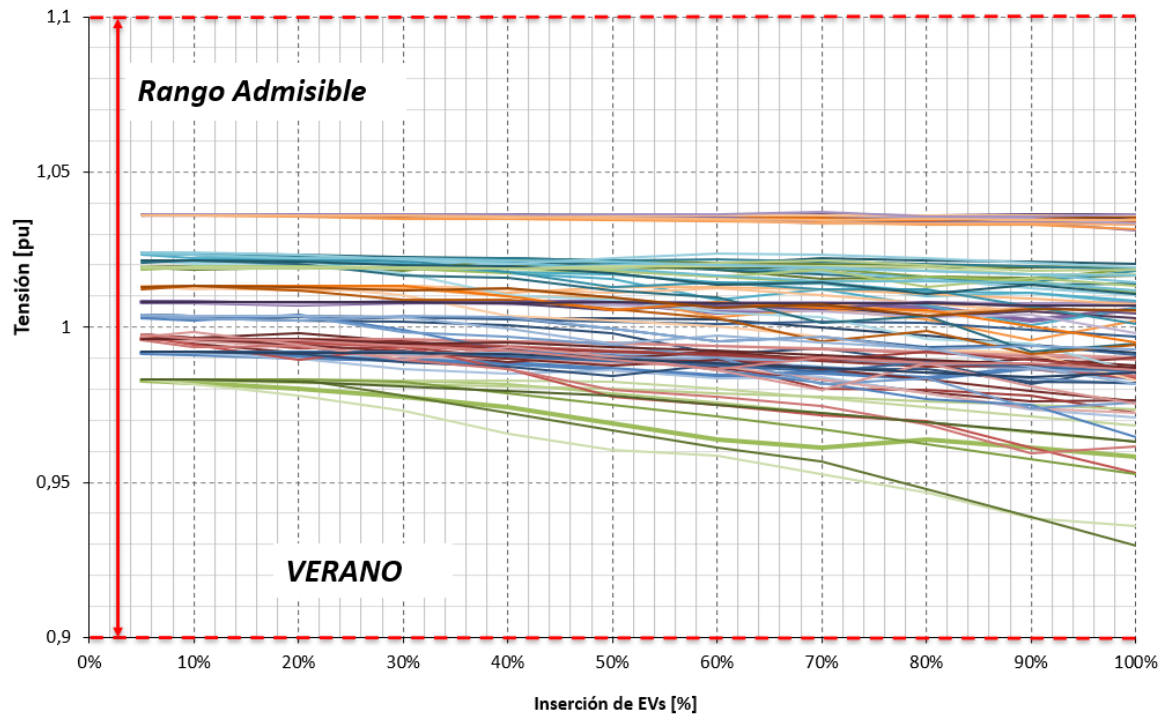


Figura 90. Tensión mínima de los nodos de 13,2 kV de los distribuidores según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de verano.

Como se mencionó anteriormente, no todos los distribuidores admiten un reemplazo total de los vehículos de MCI de sus usuarios residenciales por EVs, en todos los casos el límite operativo es la cargabilidad del distribuidor. En la Figura 91 y Figura 92 se presentan los distribuidores que no admiten una inserción del 100% de EVs según los distintos casos de estudio y se indica el porcentaje máximo que son capaces de soportar sin incumplir los límites admisibles de operación considerando potencias nominales de recarga de 3,5 kW y 7 kW respectivamente. Los distribuidores ausentes dentro en las figuras Figura 92 y Figura 91, admiten el 100% de inserción de EVs.

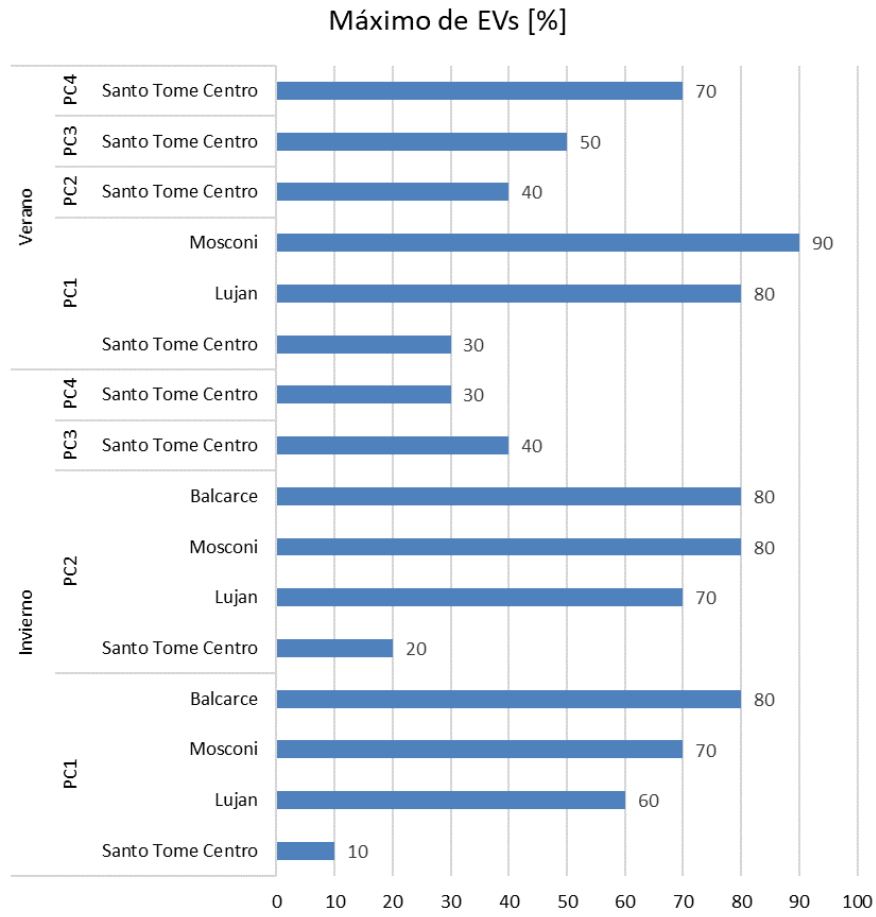


Figura 91. Porcentaje máximo admisible de inserción de EVs de los distribuidores según casos de estudio considerando una potencia de recarga nominal de 3,5 kW.

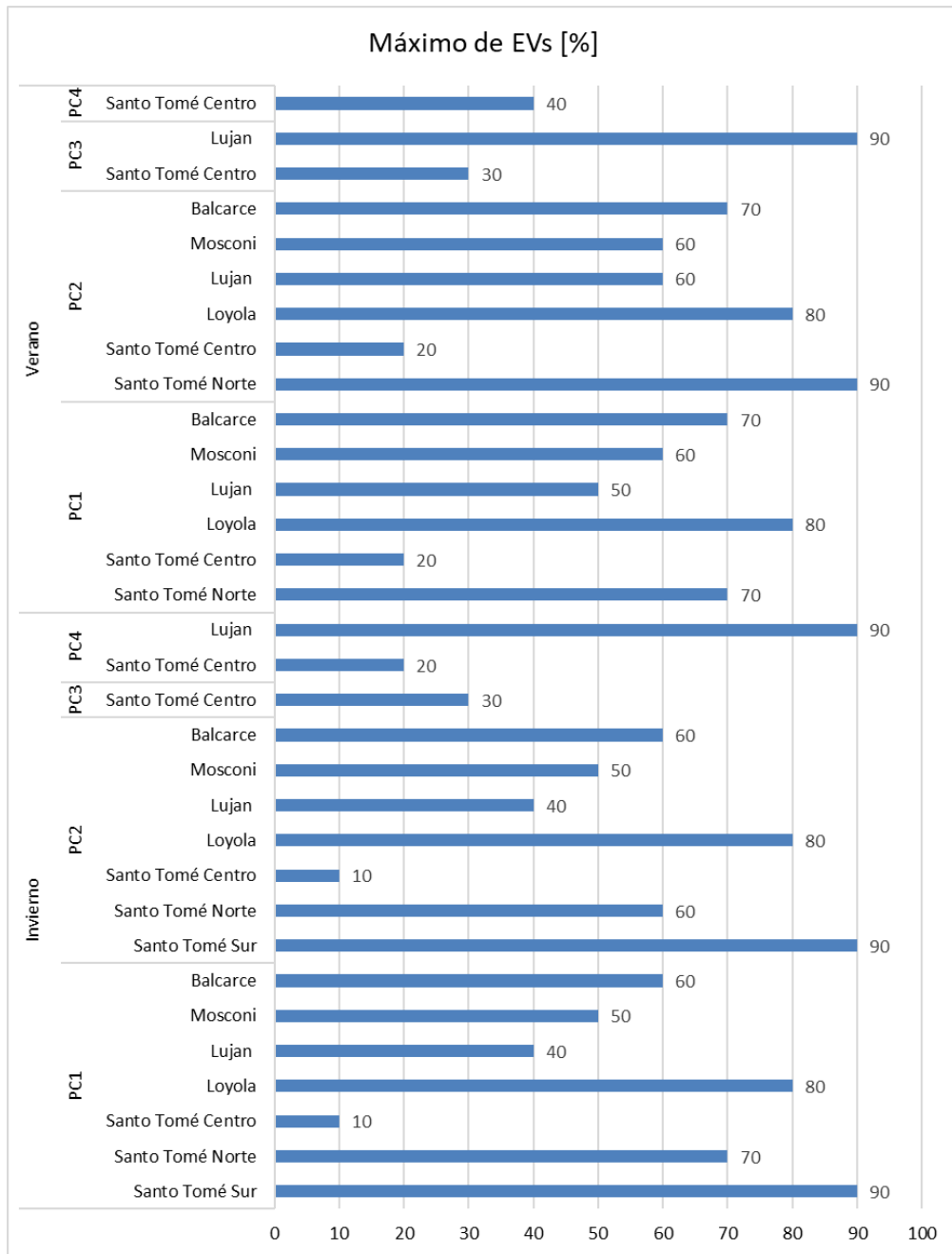


Figura 92. Porcentaje máximo admisible de inserción de EVs de los distribuidores según casos de estudio considerando una potencia de recarga nominal de 7 kW.

Del análisis de los resultados presentados se observa que los casos con recarga de 3,5 kW poseen mayor cantidad de distribuidores que son capaces de soportar una inserción del 100% de EVs en comparación con los casos de recarga de 7 kW. El distribuidor Santo Tomé Centro presenta limitación de inserción de EVs en todos los casos de estudio, además admite el menor porcentaje de inserción de EVs en comparación con el resto de los distribuidores.

Para ambos sistemas recarga, los resultados de las simulaciones presentados anteriormente demuestran que la red de estudio en ningún caso admite el reemplazo completo del parque automotor de MCI de los usuarios residenciales de la red por otro de locomoción eléctrica, siempre existe al menos un distribuidor en el que su cargabilidad lo impide. Se observa una fuerte interrelación entre los distribuidores que presentan mayor limitación de inserción de EVs en los distintos casos de estudio con la cantidad de usuarios residenciales asociados a los mismos, el

distribuidor Santo Tomé Centro, además presenta como desventaja una elevada cargabilidad máxima inicial, tal como se visualiza en la Figura 93.

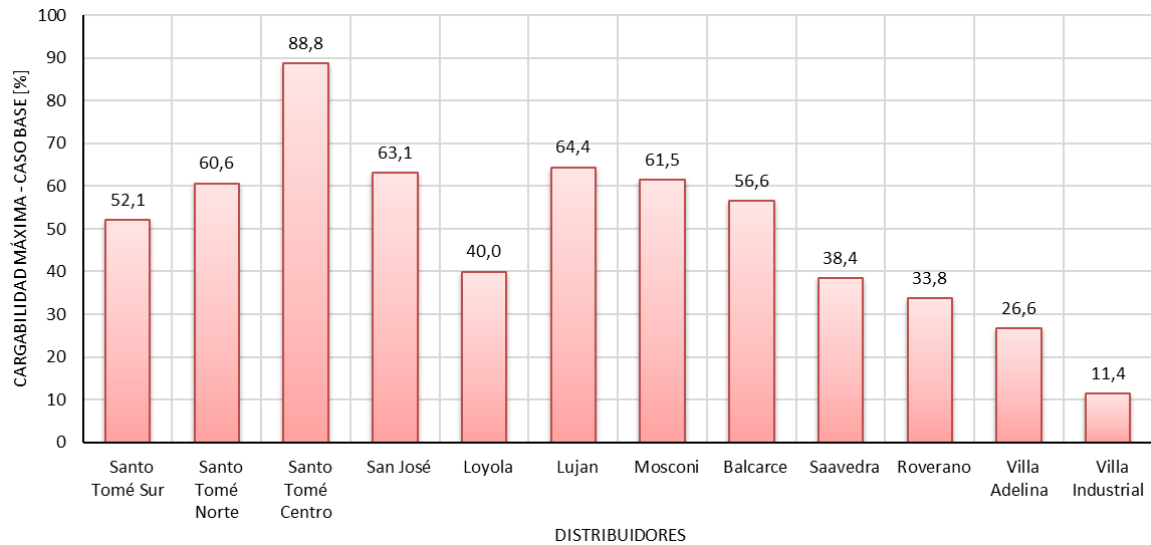


Figura 93. Cargabilidad máxima de distribuidores en caso base.

En conclusión, para ambos sistemas de recarga adoptados (3,5 y 7 kW) los máximos niveles de inserción de EVs posibles obtenidos para cada período de estudio, son los siguientes:

- ❖ Verano: con el caso de estudio PC4, considerando los EVs distribuidos con igual porcentaje de participación para los usuarios URL, URI y URC.
- ❖ Invierno: con el caso de estudio PC3, considerando que todos los usuarios que poseen EVs son del tipo URC.

Los perfiles de carga PC4 y PC3 en invierno y verano admiten el 100% de inserción de EVs en los distribuidores de 13,2 kV, con excepción del distribuidor Santo Tomé Centro.

En la Figura 94 se presenta a modo de ejemplo la curva de cargabilidad semanal de invierno del tramo más exigido del distribuidor Lujan (distribuidor con mayor cantidad de usuarios). Se comparan las distintas curvas del caso base (celeste) y casos de estudio considerando los dos sistemas de recarga adoptados y el máximo nivel de inserción admisible en el distribuidor Lujan. Como se observa, existe un aporte importante al pico máximo de demanda, se visualiza una coincidencia entre el pico de demanda típico del distribuidor con el pico de demanda debido a la recarga de EVs, por esta razón, para cuantificar el impacto en la red de estudio se determinan el F_p y F_c .

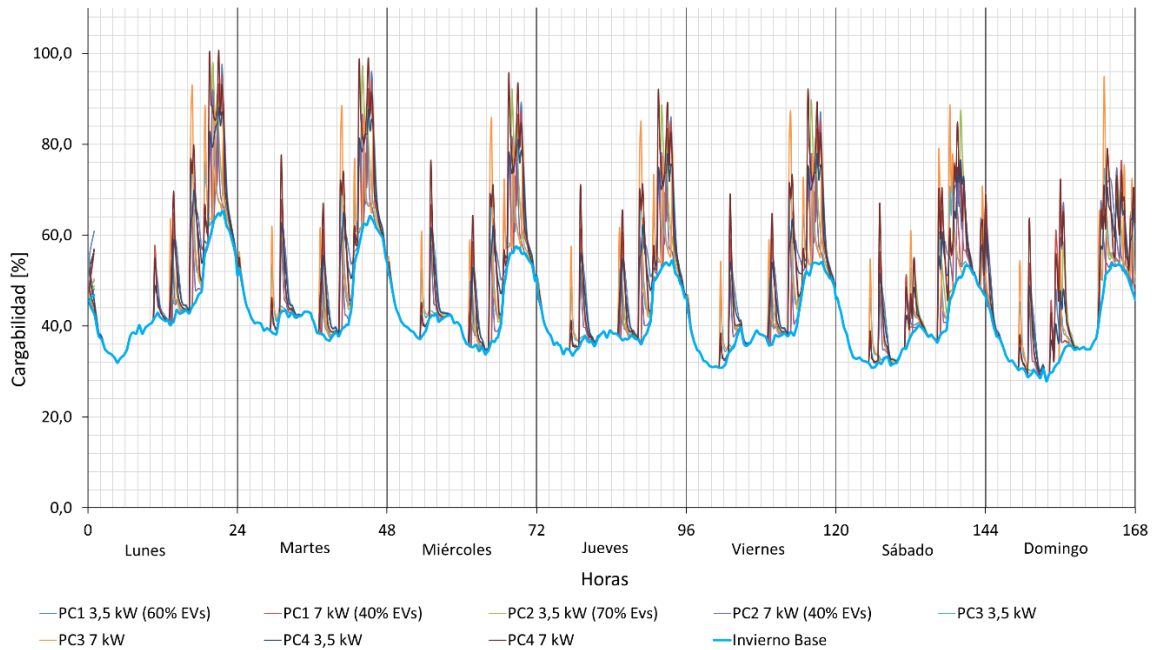


Figura 94. Curvas de cargabilidad semanal para caso base y casos de estudio del distribuidor Lujan considerando los dos sistemas de recarga adoptados.

A continuación, se presentan los valores obtenidos F_p y F_c de los distribuidores. Se efectúa una comparación de ambos factores entre el caso base de estudio (sin inserción de EVs) y considerando el máximo nivel de inserción de EVs admitido por cada distribuidor de 13,2 kV. En la Figura 95 y Figura 96 se presentan los resultados de los F_p y F_c para el sistema de recarga lenta y sistema de recarga semirrápida correspondientemente según el perfil de demanda de verano. En la Figura 97 y Figura 98 se presentan los resultados de los F_p y F_c para el sistema de recarga lenta y sistema de recarga semirrápida correspondientemente según el perfil de demanda de invierno.

El F_c promedio para el perfil de invierno y verano con una recarga de 3,5 kW es de 0,54 y 0,57 respectivamente, por otro lado, con recarga de 7 kW es de 0,51 para invierno y 0,52 para verano. Los F_c de los escenarios con recargas de 7 kW resultan menores que los de 3,5 kW, por lo tanto, se dan mejores condiciones de operación de la red con sistemas de recarga de 3,5 kW. Las potencias máximas de los escenarios con recargas de 7 kW son la principal razón de esta diferencia, los picos de demanda resultan mayores que los respectivos a las recargas de 3,5 kW, por otro lado, con respecto a la potencia media no se observaron diferencias considerables. Los mayores F_c para los casos de estudio con inserción de EVs se presentan en el distribuidor San José, debido a que posee la menor cantidad de usuarios residenciales, diferenciándolo del resto con una curva que posee un menor pico de demanda debido a la recarga de EVs. Este distribuidor es el único que no disminuyó considerablemente su F_c . En contraposición, el distribuidor Loyola disminuye considerablemente su F_c en comparación con el caso base, mientras que el resto de los distribuidores también se comporta de manera similar, pero más atenuadamente.

Respecto al F_p , los promedios de los escenarios con recargas de 3,5 kW (1,44 para invierno y 1,36 para verano) resultan más favorables que los de 7 kW (1,56 para invierno y 1,53 para verano). El aporte al incremento de la potencia de pico del distribuidor resulta considerable, por lo cual en la sección 4.2.10 se efectúan propuestas de nuevos perfiles de carga de los EVs con el objetivo de mejorar estos F_p y F_c , disminuyendo el aporte al incremento del pico de demanda.

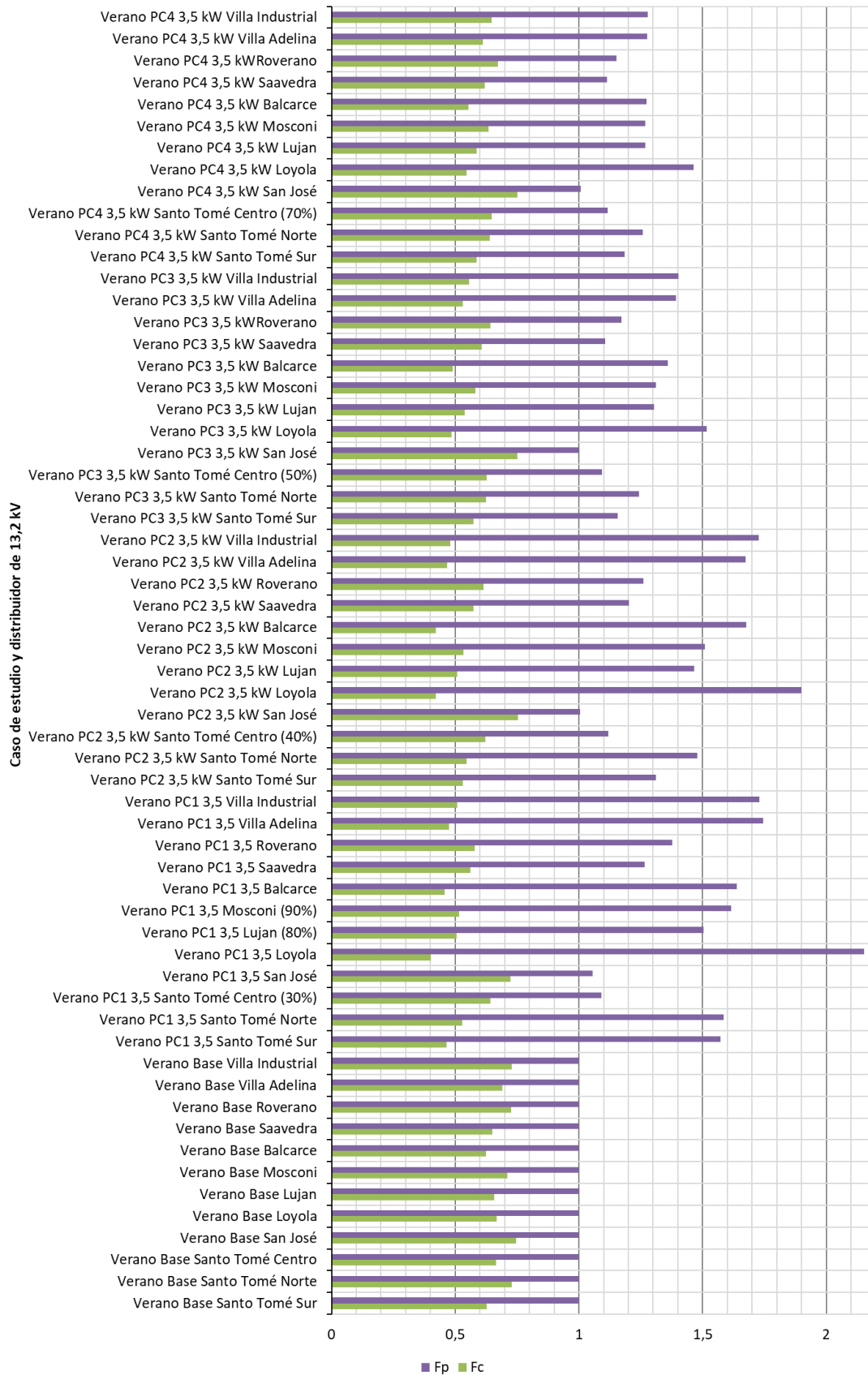


Figura 95. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de verano.

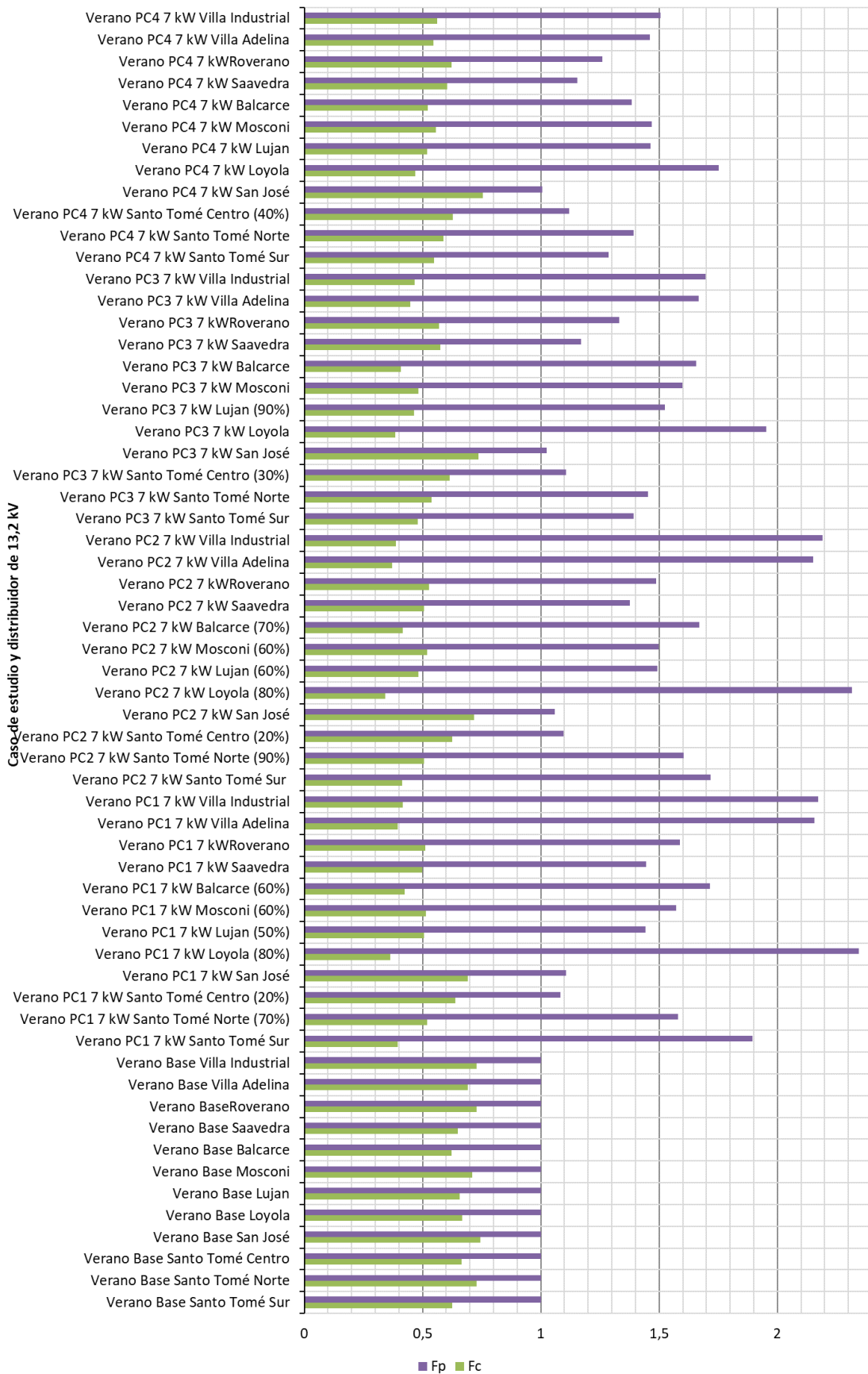


Figura 96. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de verano.

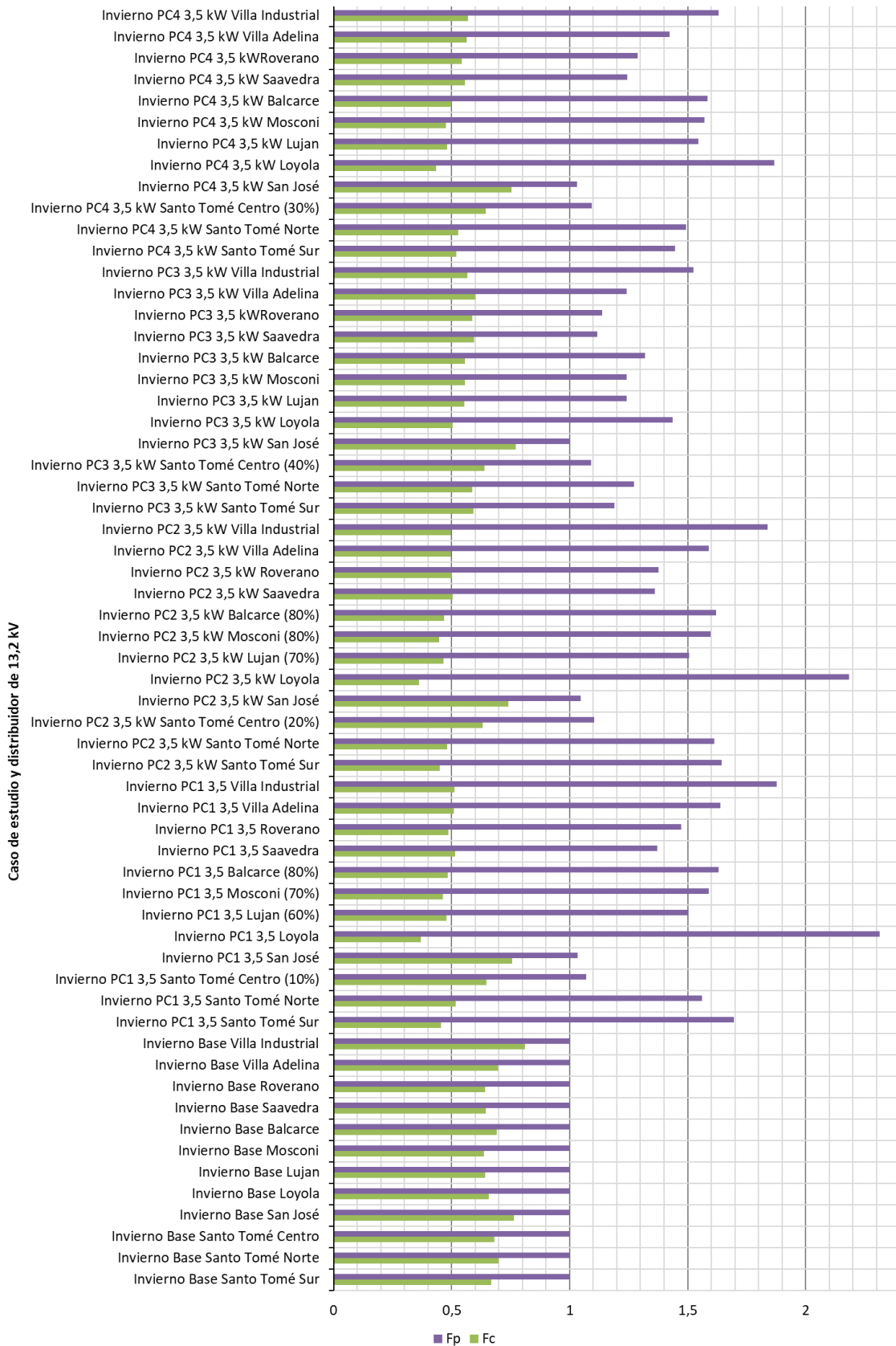


Figura 97. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de invierno.

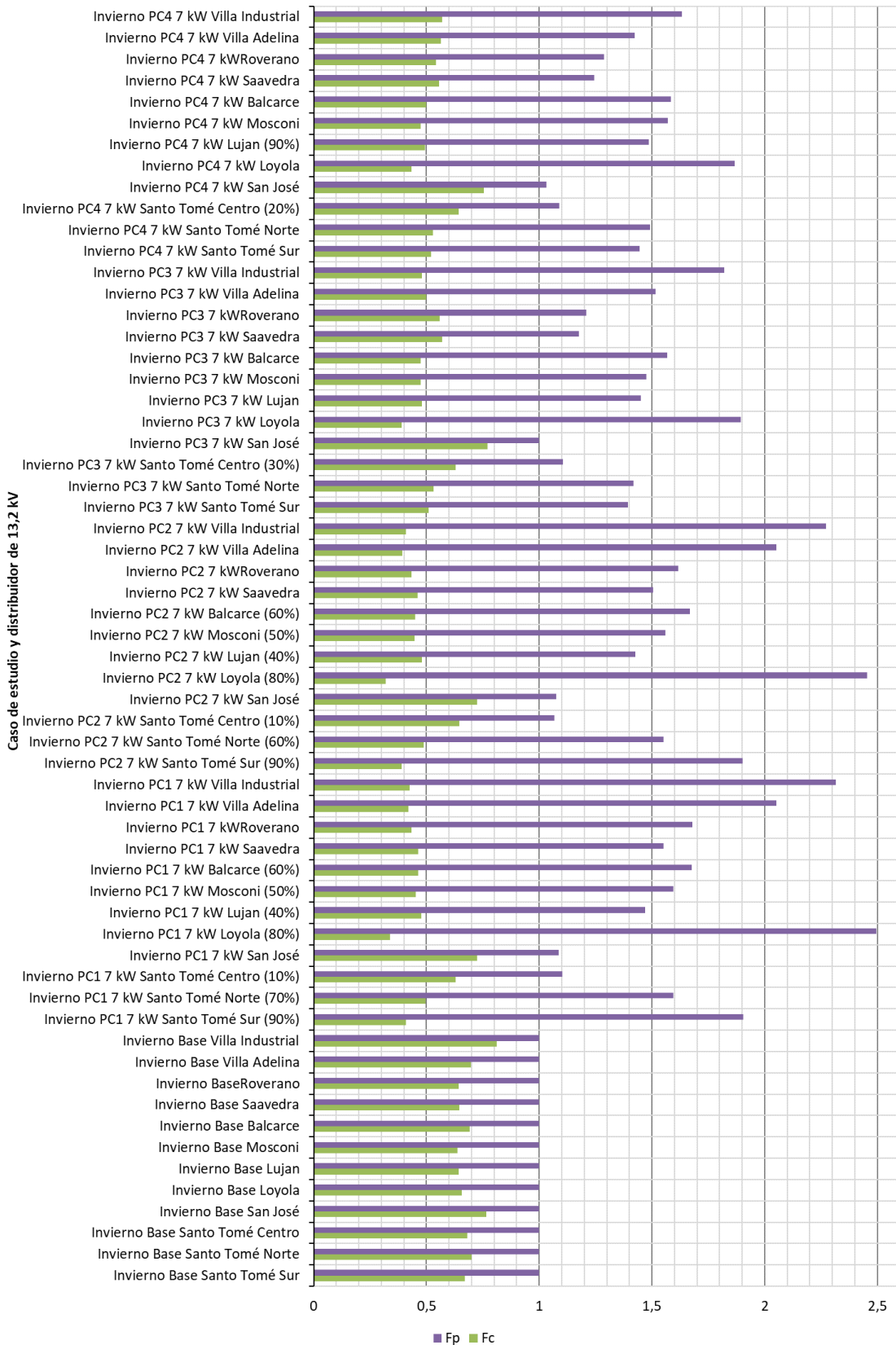


Figura 98. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de invierno.

4.2.10 Propuesta de perfiles de carga de EVs orientados a mejorar la operatividad de la red

Los resultados presentados en la sección anterior (4.2.9) demuestran que, una recarga no inteligente de una flota de EVs (según los hábitos de uso de los usuarios) impacta negativamente en las condiciones de operatividad de la red de distribución de 13,2 kV de la ciudad de Santo Tomé. Con respecto al caso base de estudio (sin inserción de EVs) se incrementa la potencia máxima demandada del sistema (aumento del pico de carga) desmejorando el grado de utilización de los elementos integrantes del subsistema eléctrico y, por lo tanto empeorando el F_p y F_c .

Con el propósito de mejorar las condiciones de operación de la red, se proponen modificaciones en los patrones de carga de los distintos tipos de usuarios definidos inicialmente. Se persigue concentrar la demanda energética debida a los EVs fuera de los períodos de pico de demanda. La propuesta de una recarga controlada de los EVs no debe contribuir a un aumento de los picos diurnos y nocturnos característicos de la red. La menor demanda de energía de la red se da en los períodos de valle de demanda donde el sistema se encuentra más aliviado en términos de cargabilidad. En la Tabla 10 se presentan los períodos de valle de los doce distribuidores de 13,2 kV que componen el sistema para el perfil de demanda típico de invierno y de verano (presentados en sección 4.1.2), diferenciando entre días hábiles y no hábiles. Se observa que los picos diurnos de demanda son por lo general los de menor exigencia en los distribuidores con mayor cantidad de usuarios residenciales en comparación con los picos nocturnos de demanda, que representan los picos máximos diarios de demanda en este tipo de distribuidores. Luego, existen en la red de estudio distribuidores con curvas de demanda de tipo comercial, principalmente Villa Industrial, Villa Adelina y San José los cuales presentan normalmente su pico máximo de demanda en el período diurno.

Tabla 10. Períodos de valle de distribuidores de 13,2 kV según perfil de invierno y verano.

Distribuidor	Períodos de valle [hs]			
	Invierno		Verano	
	Días hábiles	Fin de semana	Días Hábiles	Fin de semana
Roverano	03:00 a 06:00 y 12:00 a 18:00	03:00 a 10:00	06:00 a 12:00	06:00 a 12:00
San José	00:00 a 06:00	12:00 a 18:00	00:00 a 10:00	02:00 a 10:00
Lujan	02:00 a 06:00 y 12:00 a 16:00	03:00 a 10:00	05:00 a 11:00	07:00 12:00
Mosconi	03:00 a 06:00 y 12:00 a 18:00	03:00 a 10:00	07:00 a 12:00	07:00 a 12:00
Balcarce	02:00 a 08:00	03:00 10:00 y 14:00 a 17:00	03:00 a 10:00	03:00 a 10:00
Loyola	03:00 a 06:00 y 15:00 a 18:00	03:00 a 10:00	07:00 a 12:00	07:00 a 12:00
Saavedra	03:00 a 06:00 y 11:00 a 16:00	10:00 a 16:00	06:00 a 11:00	06:00 a 11:00
V. Industrial	03:00 a 06:00	03:00 a 06:00	00:00 a 06:00	00:00 a 06:00
V, Adelina	00:00 a 06:00	02:00 a 06:00	00:00 a 06:00	06:00 a 12:00
ST Centro	02:00 a 07:00	02:00 a 11:00	05:00 a 10:00 y 18:00 a 20:00	07:00 a 11:00 y 18:00 a 20:00
ST Sur	02:00 a 06:00	02:00 a 10:00	07:00 a 11:00	07:00 a 12:00 y 18:00 a 20:00
ST Norte	01:00 a 06:00	02:00 a 10:00	03:00 a 10:00	06:00 a 10:00 y 17:00 a 20:00

Del análisis de la tabla anterior, se observa que el “período de valle” que poseen en común la mayoría de los distribuidores de 13,2 kV se presenta en los siguientes rangos horarios:

- ❖ Un día hábil con perfil de demanda de invierno es de 03:00 hs a 06:00 hs.
- ❖ El fin de semana con perfil de demanda de invierno es de 03:00 hs a 06:00 hs
- ❖ Un día hábil con perfil de demanda de verano es de 07:00 hs a 10:00 hs
- ❖ El fin de semana con perfil de demanda de verano es de 07:00 hs a 10:00 hs

En conclusión, el período de valle de demanda en la red de estudio con un perfil de demanda típico de invierno se presenta de 03:00 hs a 06:00 hs, por otro lado, con un perfil de demanda típico de verano se presenta de 07:00 hs a 10:00 hs. Se propone que los usuarios que poseen EVs efectúen la recarga de las baterías de sus EVs en los períodos de valle de demanda típicos de la red en estudio según sus perfiles de demanda de invierno y verano. Se adoptan los períodos de valle de demandas típicos de la red como período temporal admisible de conexión de los EVs. En la Figura 99 y Figura 100 se presentan los perfiles de carga propuestos para distintos tipos de usuarios considerando un tipo de recarga lenta de 3,5 kW y semirrápida de 7 kW respectivamente para un perfil de demanda de verano. En la Figura 101 y Figura 102 se presentan los perfiles de carga propuestos para distintos tipos de usuarios considerando un tipo de recarga lenta de 3,5 kW y semirrápida de 7 kW respectivamente, para un perfil de demanda de invierno. Se observa en las figuras la consideración de que no todos los usuarios con los distintos tipos de recorrido (URL, URI y URC) inician su proceso de recarga al inicio del período adoptado. Según las distancias recorridas por los usuarios, se consideró que los mismos efectúan cuatro escalonamientos del inicio de la recarga de sus EVs cada 0,5 horas. Por ejemplo, en el perfil de demanda de invierno un cuarto del total de usuarios inicia su recarga a las 03:00 hs, otro cuarto a las 03:30 hs y así sucesivamente.

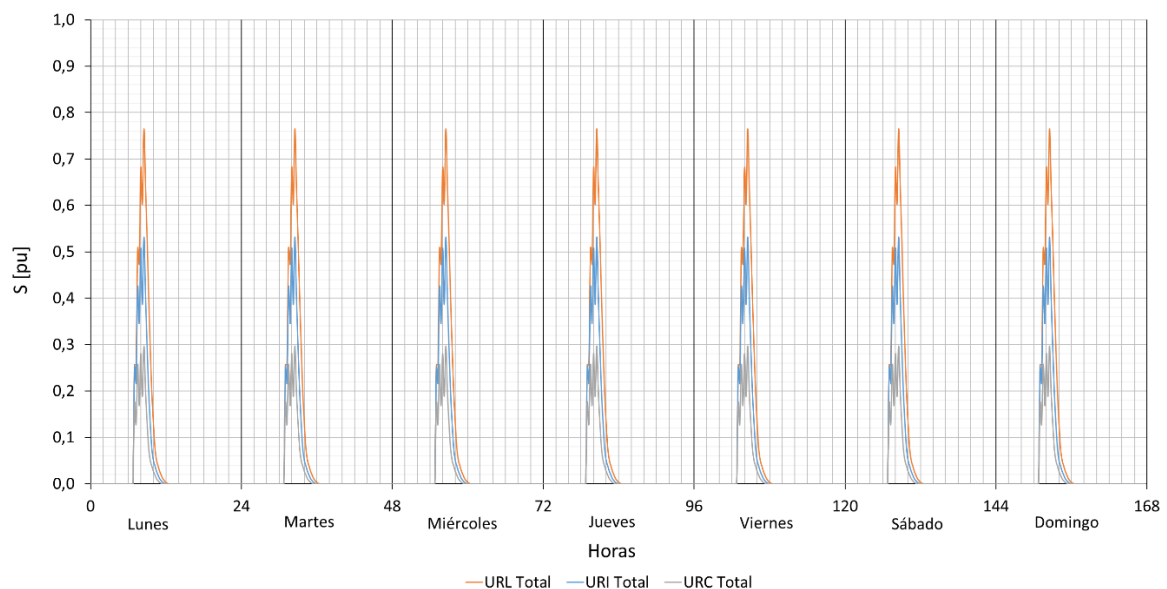


Figura 99. Perfiles de carga de EVs de verano propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 3,5 kW.

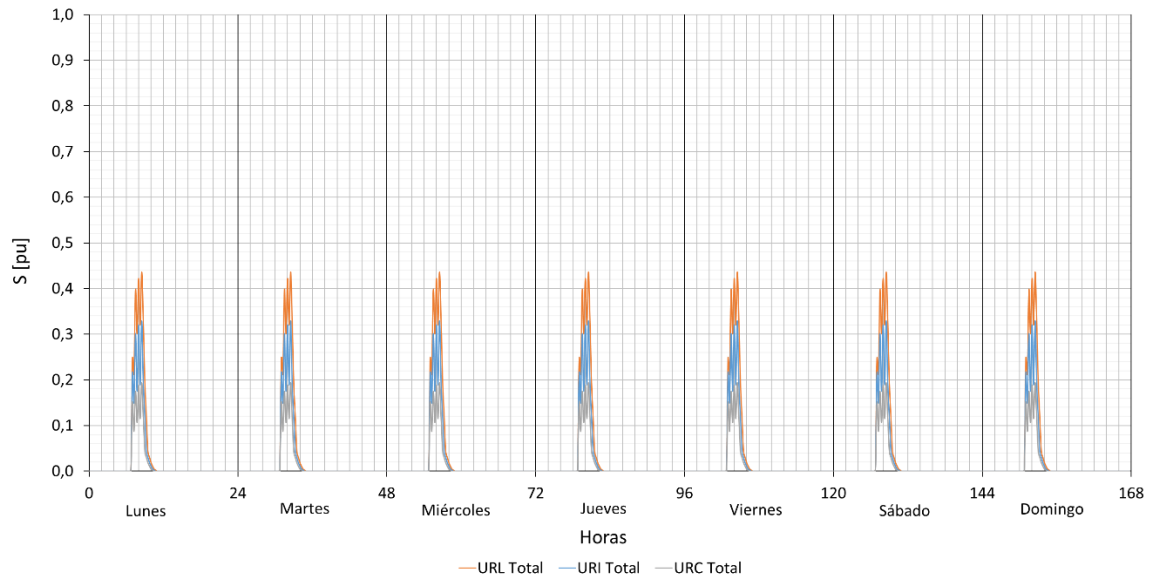


Figura 100. Perfiles de carga de EVs de verano propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 7 kW.

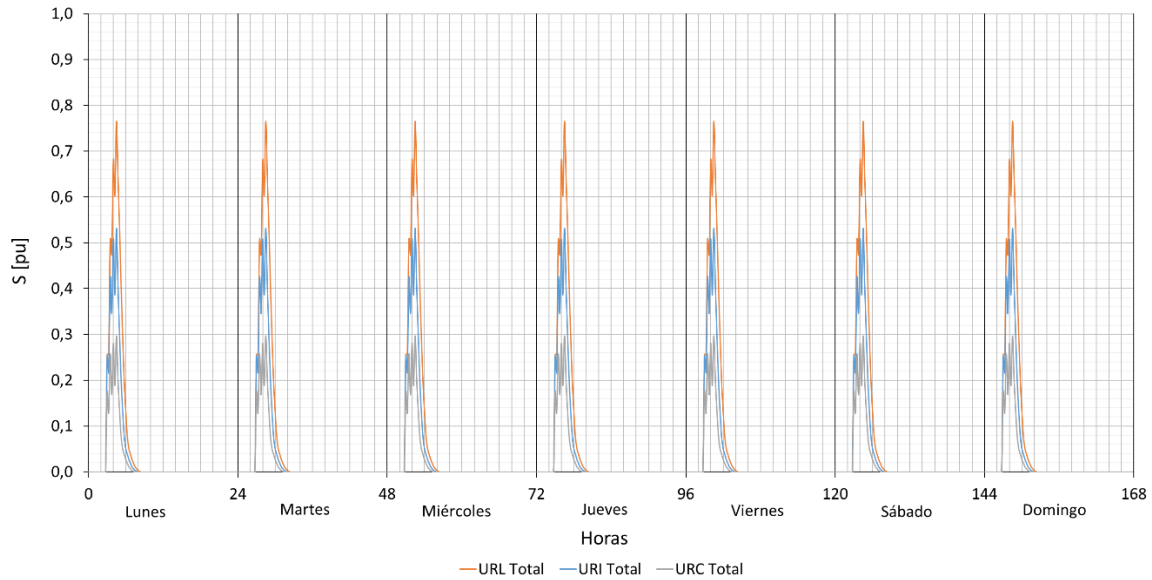


Figura 101. Perfiles de carga de EVs de invierno propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 3,5 kW.

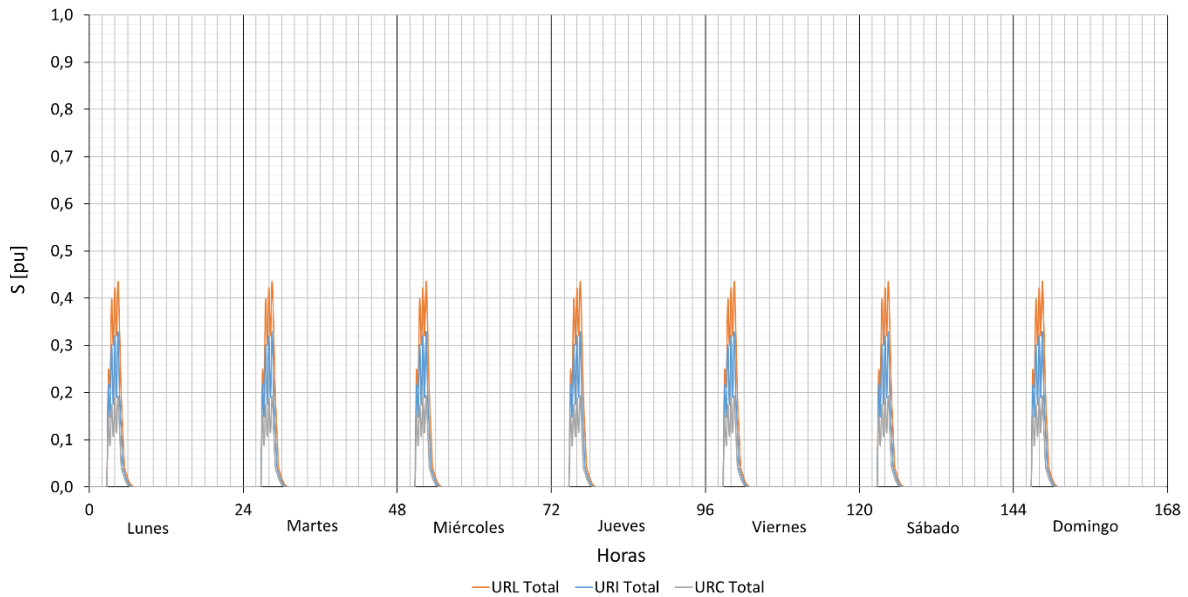


Figura 102. Perfiles de carga de EVs de invierno propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 7 kW.

Distintos tipos de perfiles de carga de EVs pueden hacerse efectivos mediante estrategias de aplicación de esquemas tarifarios de la energía eléctrica residencial con variaciones de precio horarios y/o políticas energéticas en concordancia con un mayor aprovechamiento de la operación de la red eléctrica de distribución.

Con los distintos perfiles de carga en “pu” presentados, se generan las distintas curvas de demanda de las SETAs considerando como potencia nominal de los EVs en cada una de ellas a la correspondiente con el porcentaje máximo admisible obtenido en la sección anterior. Resumiendo, se efectúan simulaciones considerando perfiles de demanda de invierno y verano, potencias de recarga de 3,5 y 7 kW, y 3 tipos de usuarios según las distancias recorridas por los mismos, siendo un total de 12 simulaciones.

Una vez efectuadas las simulaciones con la primera propuesta de recarga controlada de EVs, se observa que, si bien esta demanda se ubica en los períodos de valle del sistema, la potencia exigida por el total de usuarios en un período tan acotado genera problemas de cargabilidad en distribuidores del sistema, principalmente en el caso de tratarse de usuarios URL. A modo de ejemplo, en la Figura 103 se presentan los niveles de cargabilidad semanal de los distribuidores de 13,2 kV del sistema en estudio obtenidos de la simulación de flujos de carga donde se considera una recarga con una potencia nominal de 3,5 kW, usuarios URL y un perfil de demanda de invierno. Se observa que los distribuidores Santo Tomé Sur, Santo Tomé Norte, Loyola, Lujan, Mosconi y Balcarce superan su potencia nominal de operación logrando niveles de cargabilidad de entre 128% y 102 %. El caso presentado en la Figura 103 resulta ser el más desfavorable en términos de cargabilidad de los distribuidores para el perfil de demanda de invierno y de verano. Como conclusión se observa que: los escenarios con usuarios que presentan recorridos largos suponen mayores exigencias de demanda al sistema; la recarga del total de la flota de EVs en períodos de valle dentro de una ventana temporal muy pequeña puede ocasionar un nuevo pico de demanda máximo en el sistema; la recarga de los EVs con potencias nominales de 3,5 kW supone mayor exigencia al sistema que con potencias de 7 kW en casos particulares donde la diferencia horaria entre recargas es pequeña, pues los períodos de recarga asociados con los sistemas de 3,5 kW resultan ser mayores.

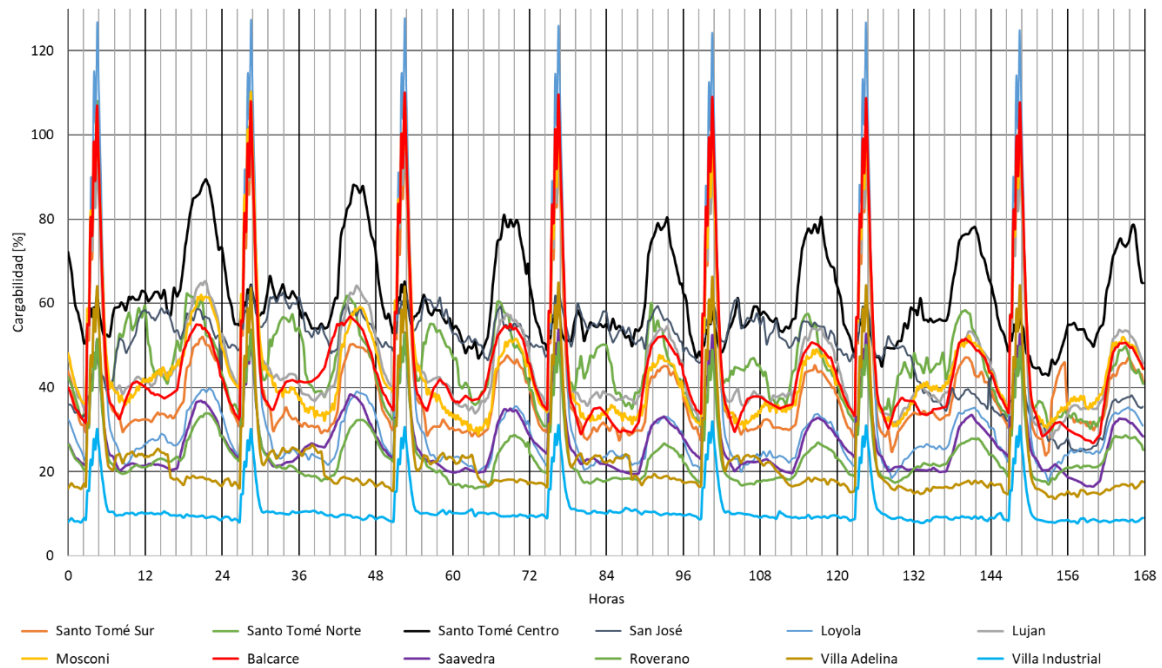


Figura 103. Cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios tipo URL y potencia nominal de recarga de 3,5 kW según la primera propuesta de recarga controlada de EVs para un perfil de demanda de invierno.

Tomando noción de los inconvenientes que puede producir un tipo de recarga como el desarrollado anteriormente, se propone un nuevo perfil de recarga en el cual se amplía el rango horario de demanda de potencia de los EVs y el escalonado de las recargas a lo largo del día. Del análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones de flujo de carga de la primera propuesta de recarga controlada, se decide ampliar los escalonamientos de recarga a ocho y los rangos horarios de recarga. Los perfiles de demanda de potencia de EVs para un perfil de demanda de invierno suponen la carga de baterías de 00:00 hs a 05:00 hs y de 15:00 hs a 16:00 hs, para el perfil de demanda de verano se supone la recarga de baterías de 04:00 hs a 08:00 hs y 18:00 hs a 20:00 hs, en todos los casos las recargas se encuentran distanciadas por un lapso de una hora.

Mediante los resultados obtenidos de las simulaciones de flujos de carga, se elaboran gráficas de cargabilidad instantánea de los tramos más exigidos de los doce distribuidores de 13,2 kV del sistema en estudio. Desde la Figura 104 a la Figura 109 se presentan las curvas de cargabilidad semanal con valores cada 15 minutos elaboradas mediante los resultados obtenidos de las simulaciones de flujo de carga considerando un perfil de demanda de invierno para los distintos casos de estudio propuestos donde se visualiza el impacto de los perfiles de carga de EVs propuestos en términos temporales. Las curvas de los perfiles de cargabilidad con un perfil de demanda de verano se adjuntan en el anexo del presente trabajo (7.1), para estas se obtienen observaciones similares al caso de los perfiles de invierno. Del análisis de los resultados obtenidos se observa que la propuesta de recarga de EVs para los distintos casos de estudio no genera aportes importantes a los picos de demanda de los distintos distribuidores. Se verifica una mejora en la cargabilidad de los tramos más exigidos de los distribuidores de 13,2 kV mediante la aplicación de mayor cantidad de escalonamientos de recarga y un mayor período temporal de demanda de energía por parte de los EVs. La exigencia de los EVs a la red, al distribuirse más equitativamente su carga durante el día, y principalmente dentro de los períodos de valle de demanda disminuye los efectos negativos en términos de cargabilidad máxima de los distribuidores. Las simulaciones se efectuaron con el porcentaje máximo admisible de inserción de EVs obtenido del análisis de una recarga no controlada de EVs (según hábitos de los usuarios) para cada distribuidor según los distintos casos de estudio. Los resultados obtenidos demuestran que en ningún caso se presentan cargabilidades por encima de la capacidad nominal de transmisión de potencia de las líneas

eléctricas, es decir, mediante la aplicación de una recarga controlada de EVs, se permite un mayor porcentaje admisible de inserción de EVs en los distribuidores de 13,2 kV y un retraso de inversión en obras de infraestructura eléctrica.

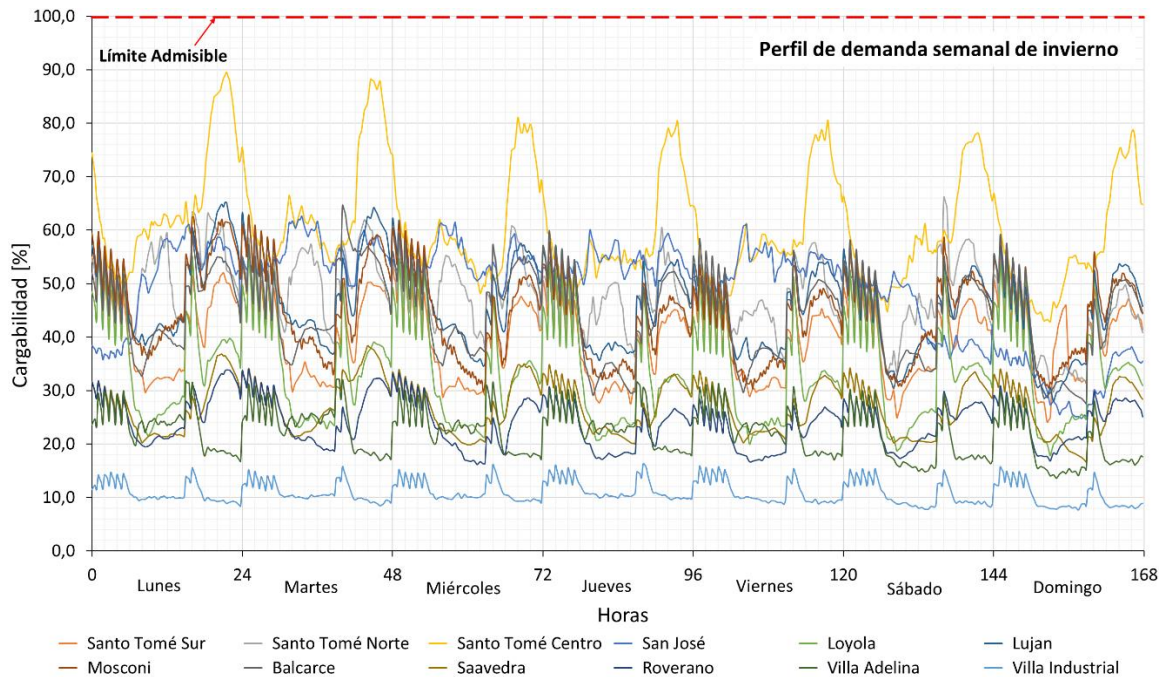


Figura 104. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de invierno.

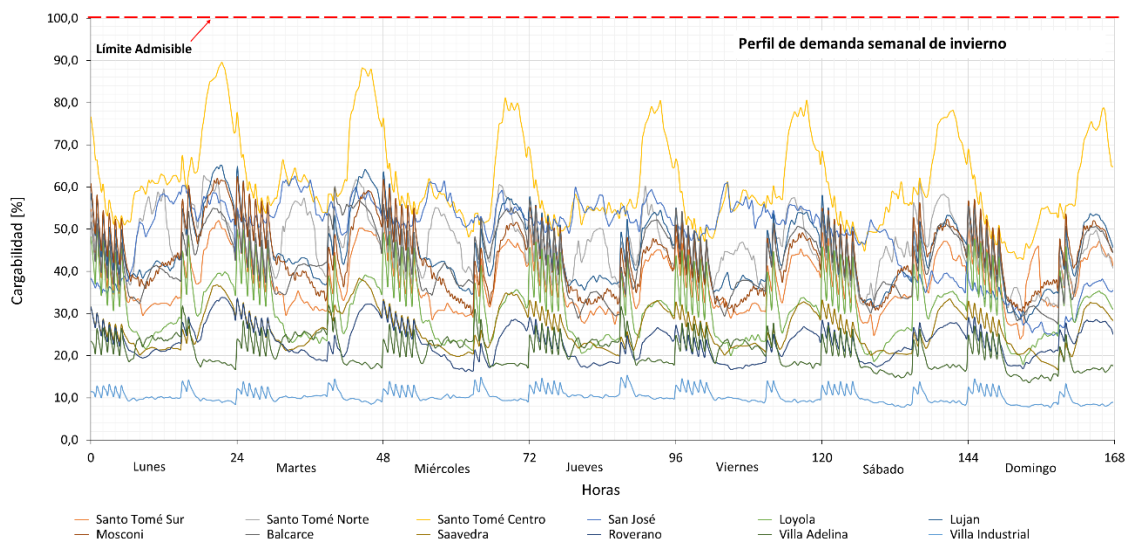


Figura 105. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de invierno.

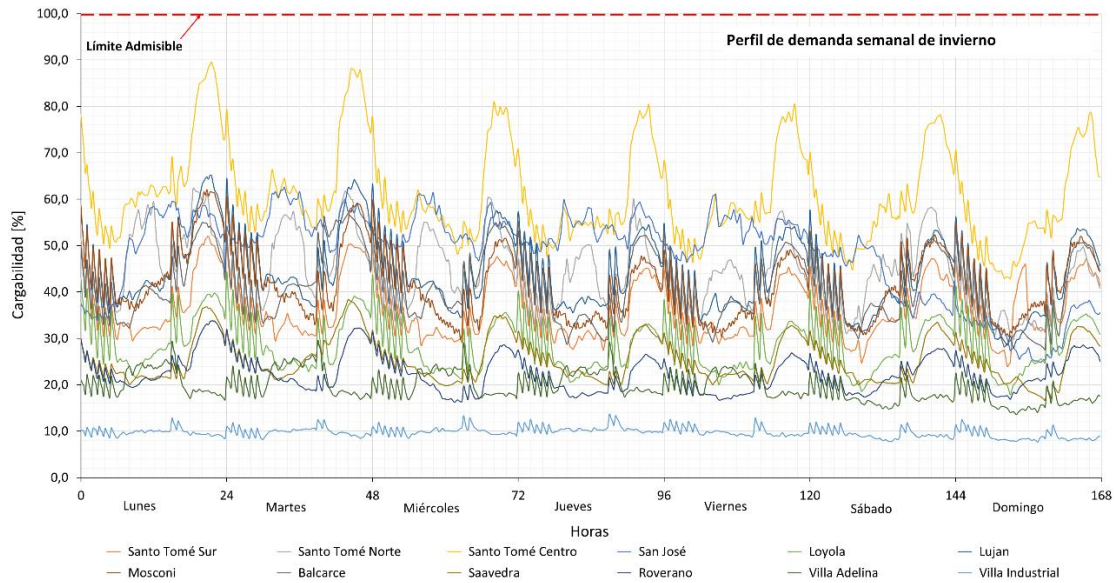


Figura 106. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de invierno.

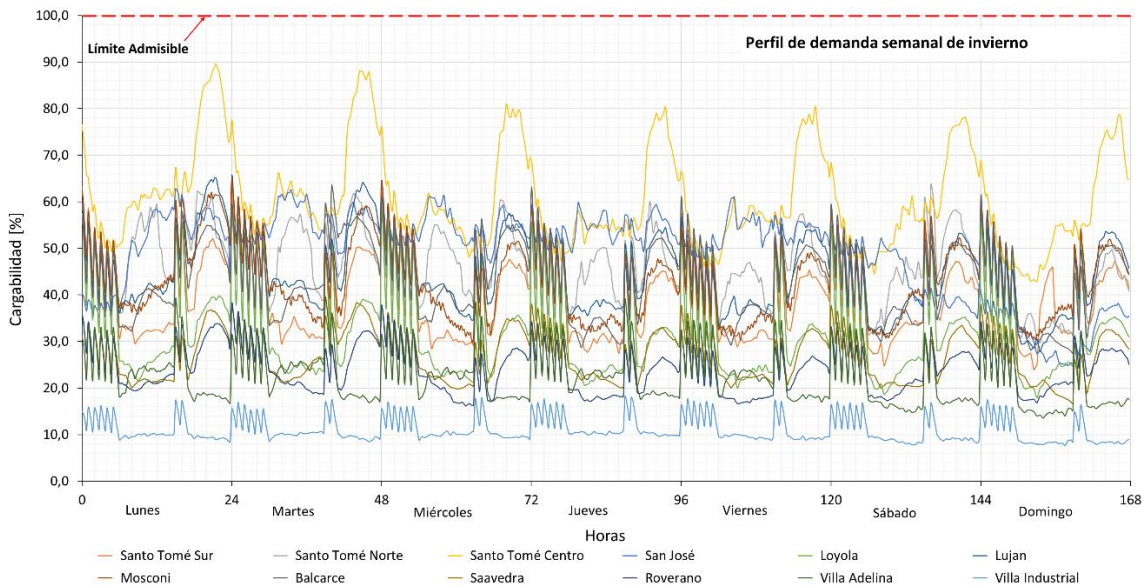


Figura 107. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de invierno.

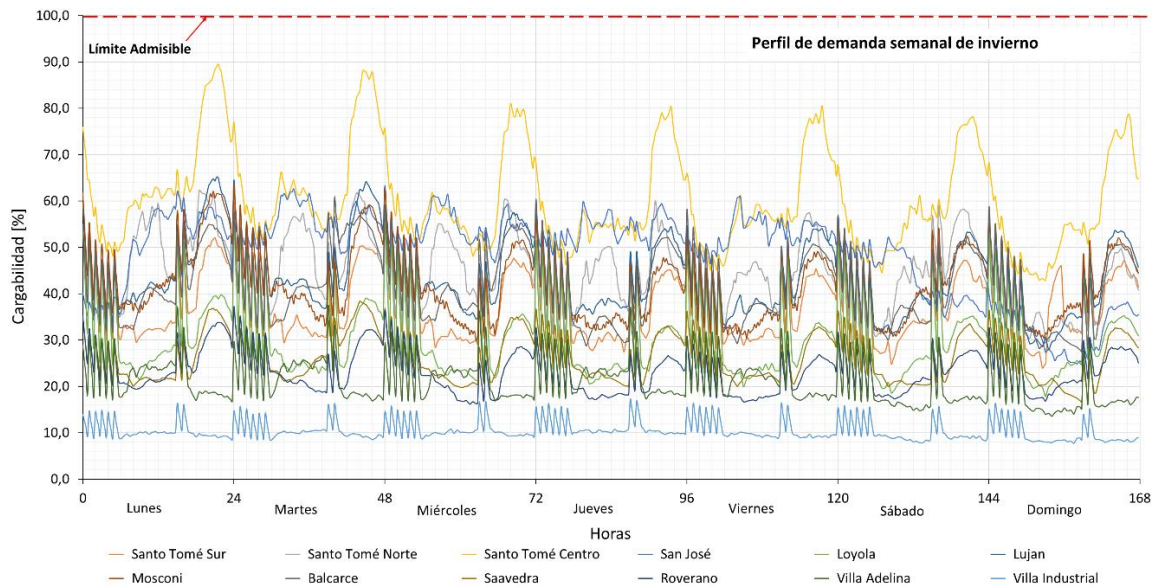


Figura 108. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de invierno.

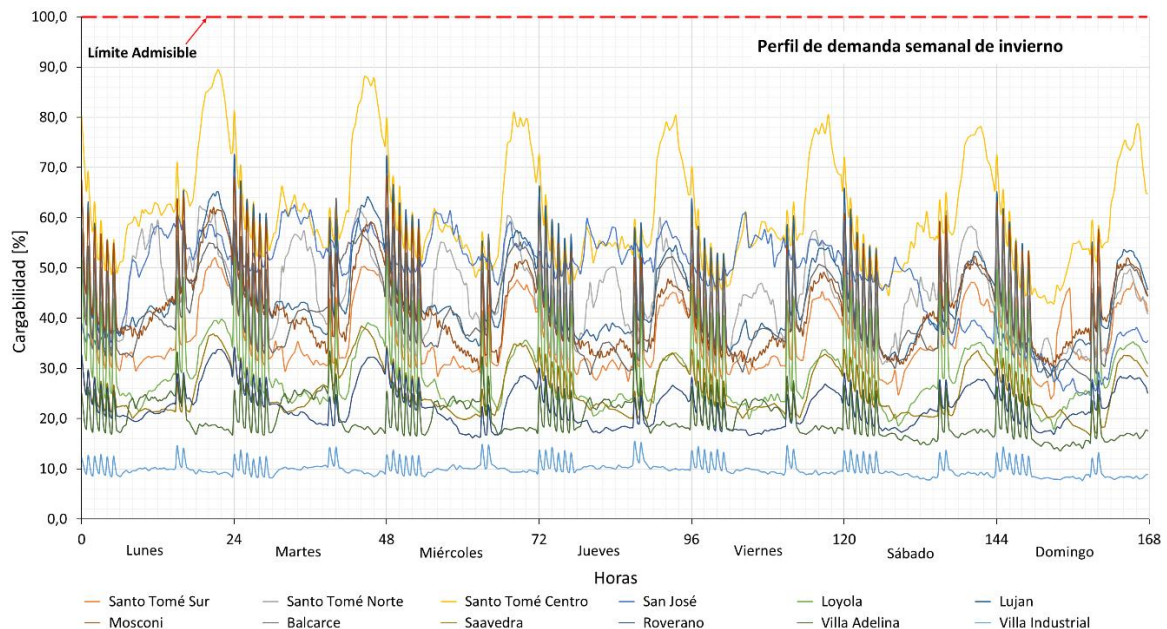


Figura 109. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de invierno.

En la Figura 110 y Figura 111 se presentan los F_c y F_p de los distribuidores de 13,2 kV para los distintos casos propuestos de recarga controlada de EVs y el caso base de estudio para recargas del tipo lenta y semirrápida respectivamente considerando un perfil de carga de invierno.

En la Figura 112 y Figura 113 se presentan los F_c y F_p de los distribuidores de 13,2 kV para los distintos casos propuestos de recarga controlada de EVs y el caso base de estudio para recargas del tipo lenta y semirrápida respectivamente considerando un perfil de carga de verano.

El F_c promedio para el perfil de invierno y verano con una recarga de 3,5 kW es de 0,69 y 0,69 respectivamente, por otro lado, con recarga de 7 kW es de 0,66 para invierno y 0,62 para verano. Los F_c de los escenarios con recargas de 7 kW resultan menores que los de 3,5 kW, por lo tanto, se dan mejores condiciones de operación de la red con sistemas de recarga de 3,5 kW. Las razones de la diferencia entre los F_c de ambas potencias consideradas son similares a las

presentadas para escenarios de recarga no controlada de EVs. El distribuidor San José al igual que en escenarios con recarga no controlada de EVs y por las mismas razones, posee los mayores F_c en los distintos casos de estudio. A diferencia de los escenarios con recarga no controlada de EVs, en estos casos de estudio no existen diferencias apreciables entre los F_c del distribuidor San José y el resto. En general, los F_c presentan una leve disminución respecto al caso base de estudio, excepto con el perfil de demanda de invierno considerando sistemas de recarga de 3,5 kW donde se observan aumentos del factor de carga de los distribuidores, es decir, con un perfil de carga de invierno estos escenarios de estudio mejoran el aprovechamiento de las instalaciones eléctricas en estudio.

Respecto al F_p los promedios de los escenarios con recargas de 3,5 kW (1,07 para invierno y 1,18 para verano) resultan más favorables que los de 7 kW (1,17 para invierno y 1,23 para verano). El aporte al incremento de la potencia de pico del distribuidor resulta menor en comparación con escenarios de recarga no controlada de EVs.

Los valores promedios del F_p y F_c para las potencias nominales de recarga y los distintos perfiles de demanda según la estación presentan mejoras notables en comparación con escenarios de recarga no controlada de EVs. La segunda propuesta de escenarios de perfiles de carga de EVs resulta satisfactoria principalmente por disminuir considerablemente los aportes al incremento del pico de demanda del sistema.

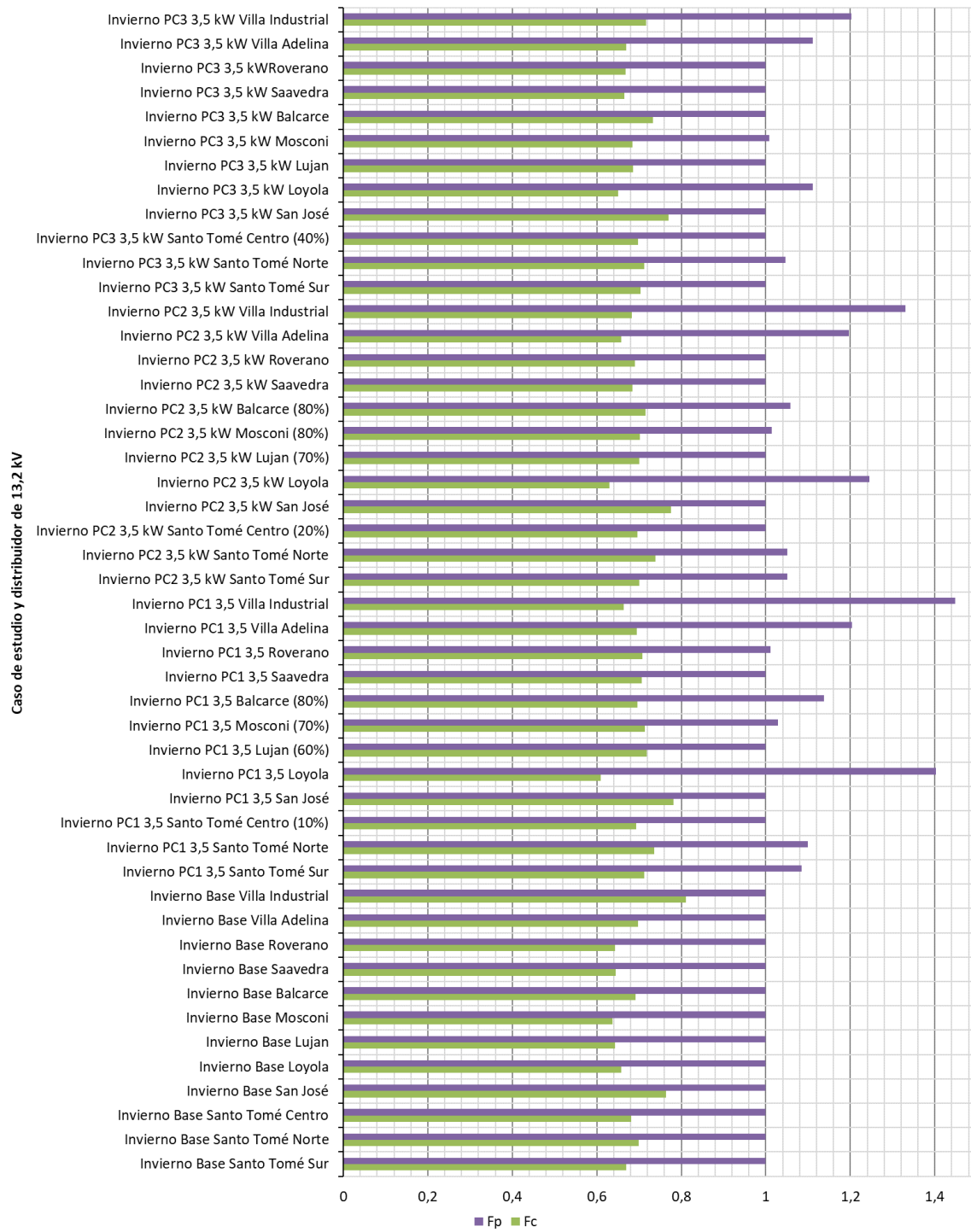


Figura 110. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de carga de invierno.

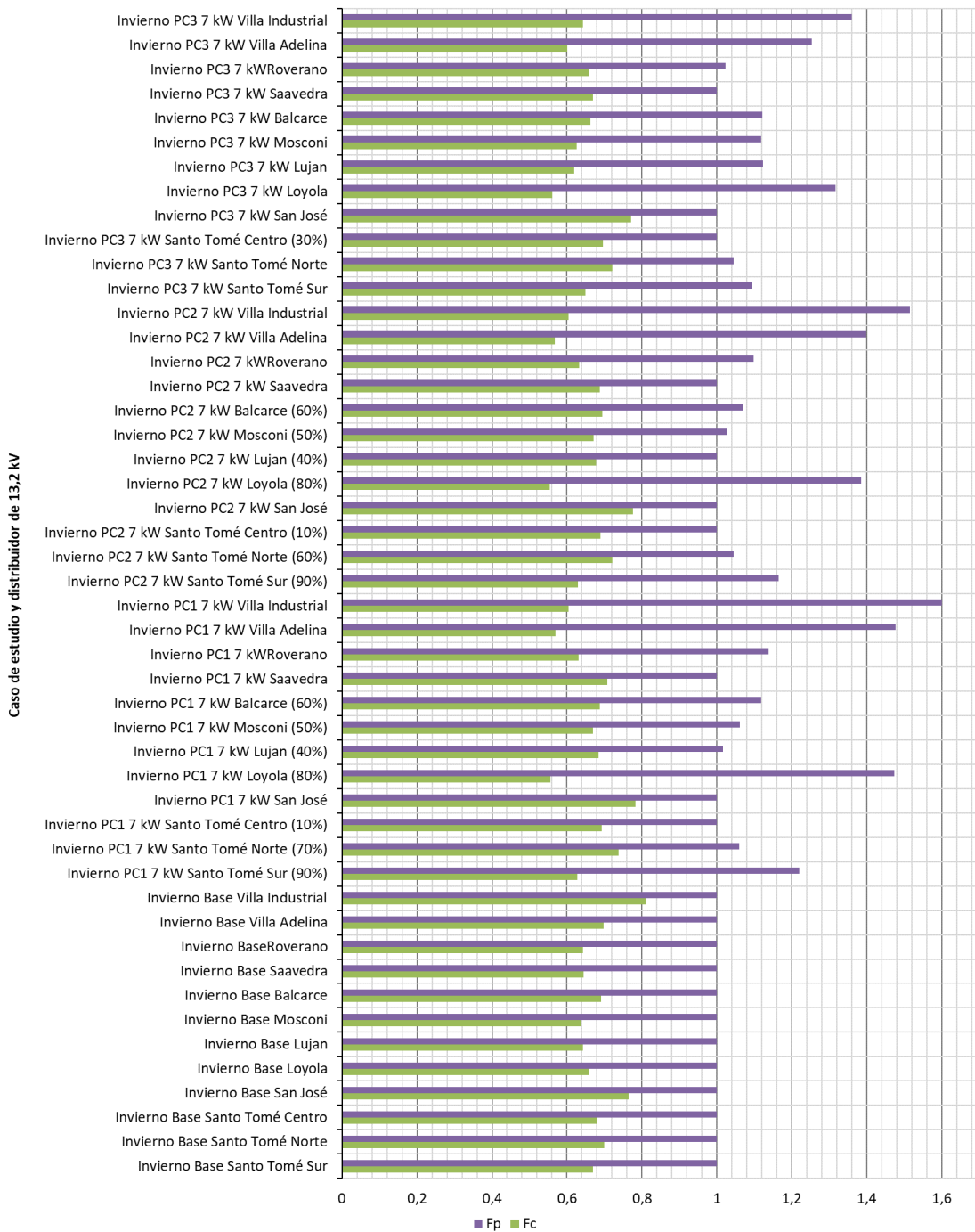


Figura 111. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de carga de invierno.

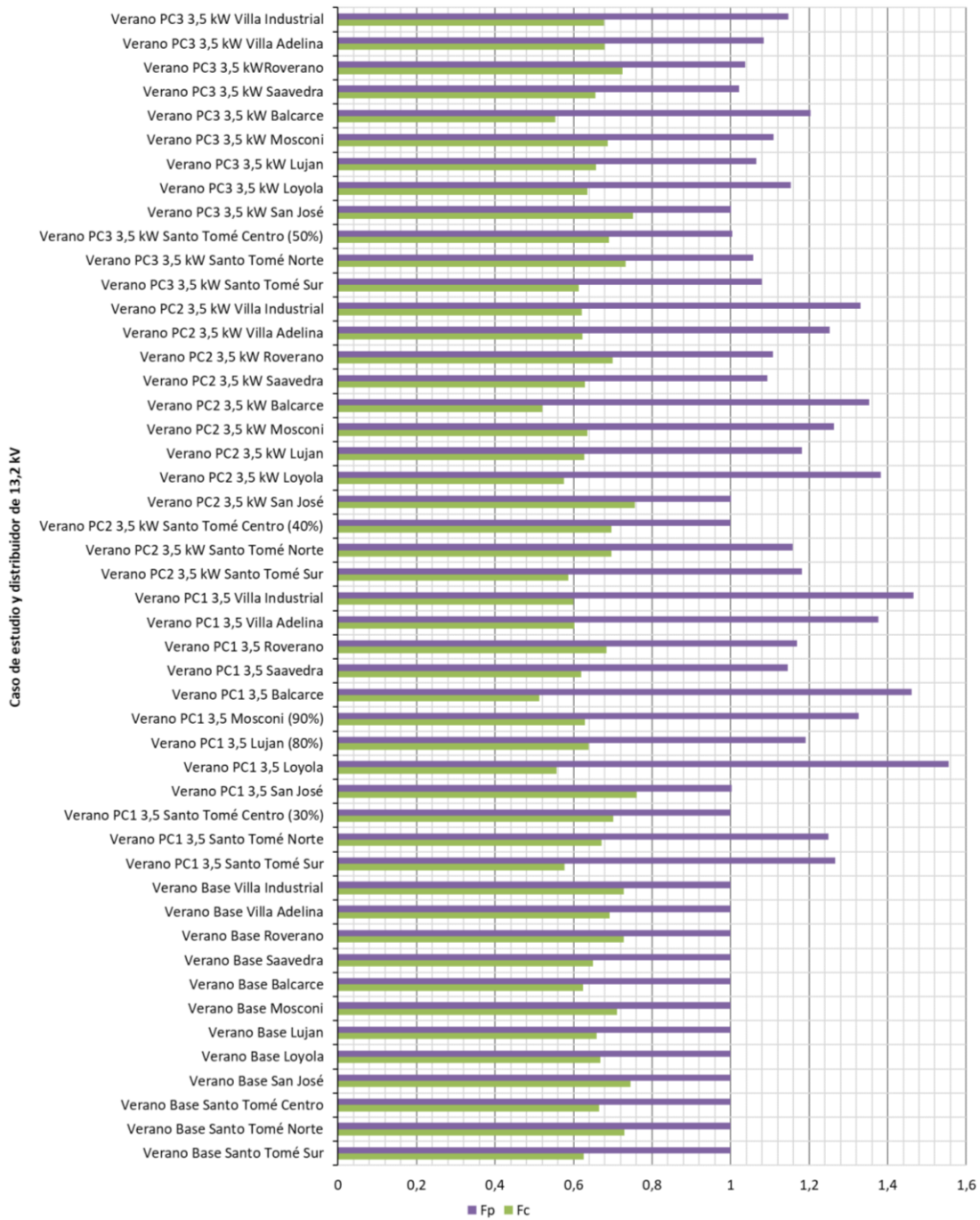


Figura 112. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de carga de verano.

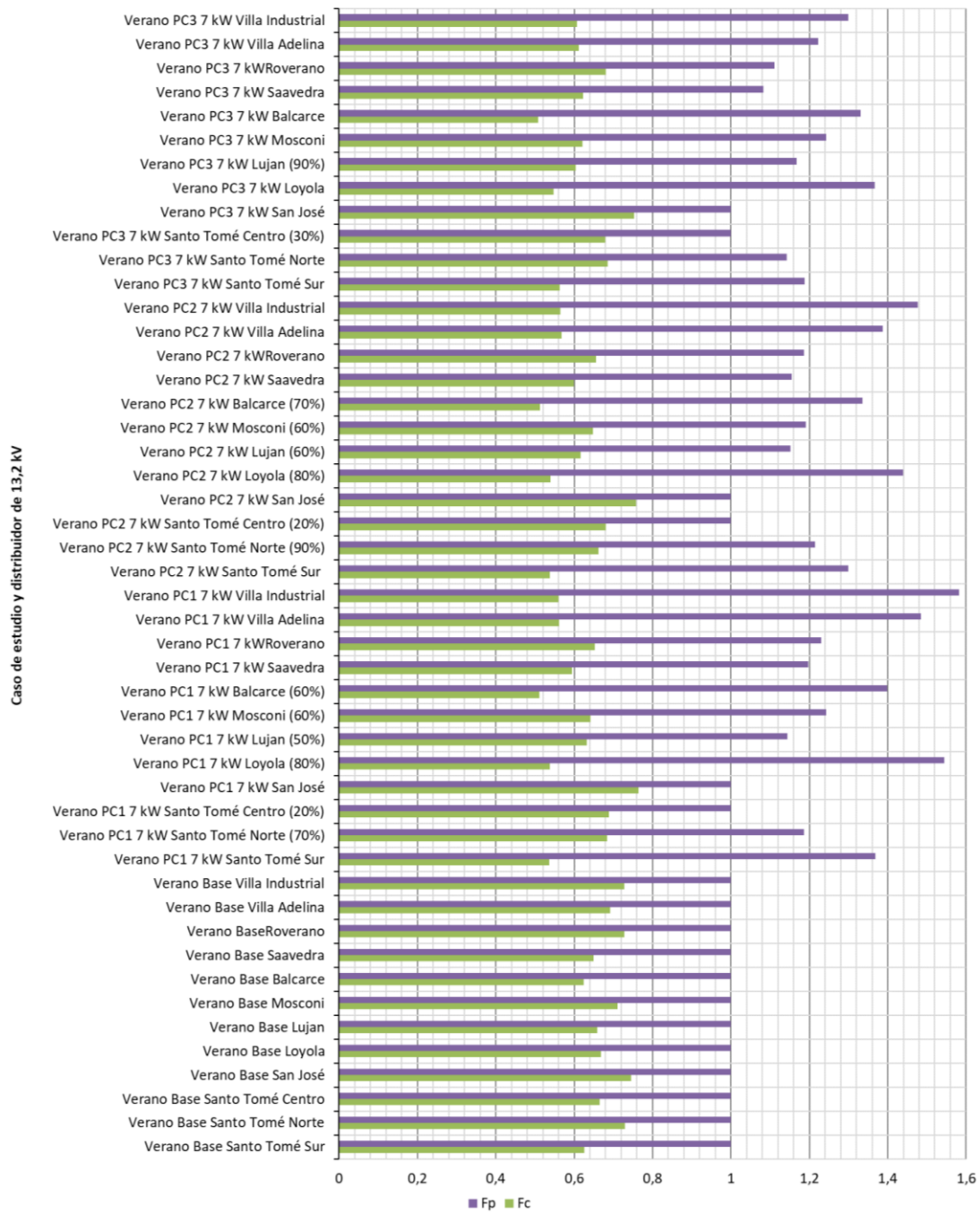


Figura 113. F_c y F_p de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de carga de verano.

En la Tabla 11 se comparan los valores promedios, máximos y mínimos de los F_c y F_p de los doce distribuidores de 13,2 kV en los distintos casos de estudio considerando escenarios con recarga no controlada y controlada de EVs. En todos los casos de estudio presentados se observan importantes disminuciones de los valores (promedio y máximos principalmente) del F_p para escenarios con recarga controlada respecto a la recarga no controlada. De la misma manera se observan importantes mejoras del F_c (aumentos) en caso de considerar recargas de los EVs controladas respecto a recargas del tipo no controladas. Los F_p de los casos de estudio que consideran una recarga de 3,5 kW controlada, para escenario de invierno presentan los menores factores de pico del total de casos analizados (principalmente para usuarios con recorridos cortos), además, únicamente en estos tres casos se observan aumentos del F_c con respecto al caso base.

Tabla 11. Comparación de F_p y F_c para los distintos casos de estudio considerando una recarga controlada y una no controlada de EVs.

Tipo de Recarga	Caso de estudio	Verano						Invierno					
		Fp			Fc			Fp			Fc		
		Prom.	Máx.	Mín.	Prom.	Máx.	Mín.	Prom.	Máx.	Mín.	Prom.	Máx.	Mín.
	Base	1,00	1,00	1,00	0,69	0,75	0,62	1,00	1,00	1,00	0,69	0,81	0,64
Recarga No controlada	PC1 3,5	1,53	2,15	1,06	0,53	0,72	0,40	1,56	2,31	1,03	0,52	0,76	0,37
	PC2 3,5	1,44	1,90	1,01	0,54	0,75	0,42	1,54	2,18	1,05	0,50	0,74	0,36
	PC3 3,5	1,25	1,52	1,00	0,58	0,75	0,48	1,23	1,53	1,00	0,59	0,77	0,50
	PC1 7	1,68	2,35	1,08	0,49	0,69	0,36	1,71	2,49	1,09	0,48	0,72	0,34
	PC2 7	1,64	2,31	1,06	0,48	0,72	0,34	1,68	2,45	1,07	0,47	0,72	0,32
	PC3 7	1,46	1,95	1,02	0,51	0,74	0,38	1,42	1,89	1,00	0,53	0,77	0,39
Recarga controlada	PC1 3,5	1,27	1,55	1,00	0,63	0,76	0,51	1,12	1,45	1,00	0,70	0,78	0,61
	PC2 3,5	1,19	1,38	1,00	0,64	0,76	0,52	1,08	1,33	1,00	0,70	0,78	0,63
	PC3 3,5	1,08	1,20	1,00	0,67	0,75	0,55	1,04	1,20	1,00	0,70	0,77	0,65
	PC1 7	1,28	1,58	1,00	0,61	0,76	0,51	1,18	1,60	1,00	0,66	0,78	0,56
	PC2 7	1,24	1,48	1,00	0,61	0,76	0,51	1,14	1,52	1,00	0,66	0,78	0,55
	PC3 7	1,18	1,37	1,00	0,62	0,75	0,51	1,12	1,36	1,00	0,66	0,77	0,56

En la Figura 114 se presenta el perfil de cargabilidad semanal para el caso base y las distintas propuestas de recarga controlada de EVs del distribuidor Lujan con el máximo porcentaje admisible de usuarios obtenido en la sección 4.2.9, considerando recargas del tipo lenta de 3,5 kW y semirrápida de 7 kW y un perfil de demanda típico de invierno. Por otra parte, la Figura 116 presenta similares resultados, pero considerando un perfil de demanda típico de verano. Anteriormente, en la Figura 94, se observó que, en caso de una recarga no controlada de los EVs, considerando iguales porcentajes de inserción de los mismos en el distribuidor Lujan, los niveles que cargabilidad rondan el 100%. En caso de efectuar recarga controlada de EVs para el caso de ejemplo del distribuidor Lujan, los niveles de cargabilidad máxima con los mismos porcentajes de inserción son de aproximadamente 73% y 78% para perfiles de demanda de invierno y verano respectivamente.

Los valores de cargabilidad máxima en las semanas de estudio de invierno y verano del distribuidor Lujan (aplicable a todos los distribuidores en estudio de igual manera), se presentan en un día particular, el cual posee como característica distintiva una pendiente descendiente de demanda instantánea de potencia luego del pico diario máximo que resulta menor en comparación con el resto de los días en estudio y/o el pico máximo de demanda diario se produce con un desplazamiento temporal. Esta característica de un día particular puede derivar en una coincidencia del inicio de la recarga de EVs con un período que no es estrictamente de valle de demanda. Este aspecto resulta importante de destacar, pues, si bien se mejoran las condiciones de operación de la red en estudio con la aplicación de la propuesta de recarga controlada, se obtendrían efectivamente mejores resultados en la práctica mediante sistemas de control que definan diariamente cuál resulta ser el período de recarga más conveniente de los EVs desde el punto de vista de operación de la red.

Queda evidenciada que la recarga de EVs en las horas de valle, impacta favorablemente en la curva de carga de los distribuidores, aplanando las mismas (reducción del margen entre los valores de pico y valle de la curva de demanda diaria) y mejorando el nivel de utilización del

equipamiento eléctrico de la red (mayores valores de F_c) en comparación con recargas del tipo no controladas.

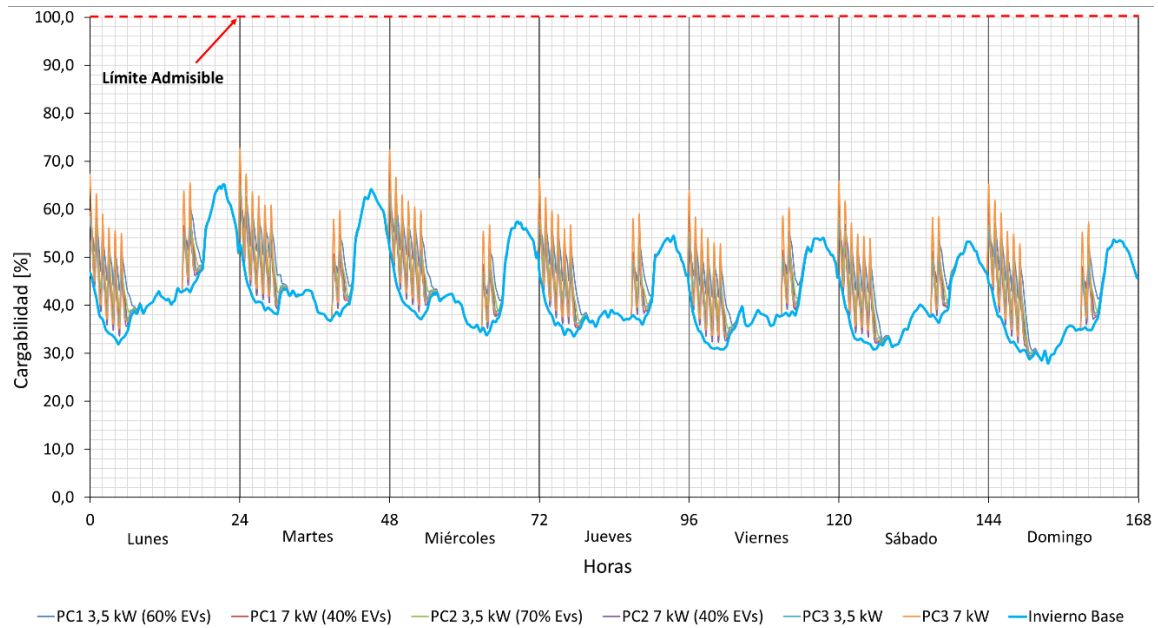


Figura 114. Curvas de carga semanal para caso base y propuestas de recarga controlada de EVs del distribuidor Lujan considerando los dos sistemas de recarga adoptados y un perfil de demanda de invierno.

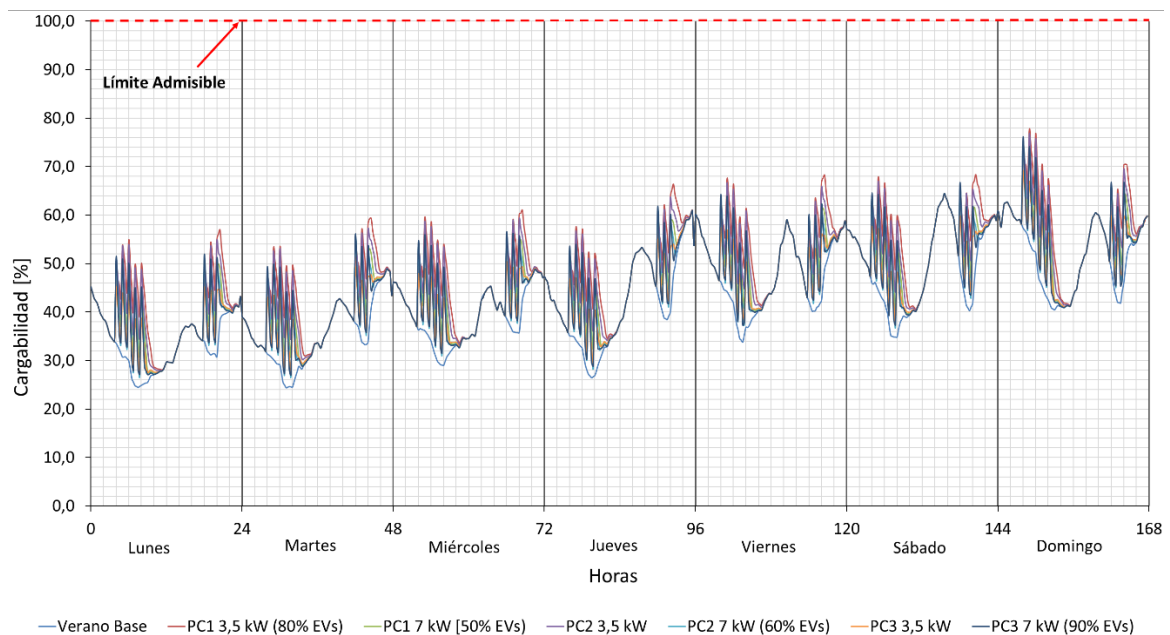


Figura 115. Curvas de carga semanal para caso base y propuestas de recarga controlada de EVs del distribuidor Lujan considerando los dos sistemas de recarga adoptados y un perfil de demanda de verano.

4.2.11 Modo de operación V2G

En la presente sección se proponen escenarios de inserción de EVs considerando que pueden operar en modo V2G. Según diversas estrategias de operación se determina el porcentaje de inserción admisible de EVs en modo V2G. Además, se analiza el impacto en las condiciones de operación de la red de estudio según los parámetros establecidos en la sección 4.2.8. Por último, se comparan los niveles de inserción de EVs que es capaz de soportar la red según los dos modos de operación planteados en el presente proyecto (G2V y V2G).

Para que un EV opere en modo V2G es necesario que el mismo posea la capacidad de funcionar con flujos de potencia bidireccionales y que el cargador asociado al mismo sea del tipo bidireccional. De los modelos en análisis, el único con esta capacidad de operación es el Nissan Leaf. En la presente sección se adoptan los siguientes supuestos:

- ❖ Los 5 modelos de EVs propuestos poseen capacidad de operación en modo V2G. Es una tecnología que actualmente se encuentra en una etapa experimental y más aún en flotas de EVs particulares.
- ❖ Se considera que los usuarios poseen cargador de EVs del tipo bidireccional.
- ❖ Se considera que el cargador bidireccional es capaz de exigirle una potencia constante a la batería principal y esta, en todo momento es menor o igual al límite admisible característico del inversor AC/DC de los modelos adoptados.
- ❖ Con respecto al proceso de descarga de los EVs, (cuando los mismos operan en modo V2G aportando energía a la red), el límite de potencia del inversor AC/DC se considera similar.

Se efectúan simulaciones de flujos de carga semanales con períodos de 15 minutos y diversos escenarios con perfiles de carga-descarga. El objetivo del funcionamiento en modo dual de los EVs es aportar beneficios en las condiciones de operación de la red según se describe en la sección 2.12.1. Los perfiles de operación en modo V2G propuestos a continuación, son generados con el principal objetivo de cubrir el pico nocturno de demanda mediante el aporte de energía desde la flota de EVs.

Los EVs pueden suministrar a la red la energía almacenada en sus baterías, el total de energía de la flota de EVs depende del porcentaje de inserción de los mismos en el sistema eléctrico de estudio y la cantidad de energía almacenada al momento del inicio del período de operación en modo V2G. Se analiza la variación de las condiciones de operación de la red con distintos niveles de inserción de EVs iniciando con un valor del 5%, luego del 10% y después acrecentando el mismo en escalones penetración de 10%. El nivel de inserción de EVs en modo V2G en el cual no se cumpla alguna condición admisible de operación de la red en estudio o se empeoren las condiciones de operación de la misma es adoptado como el límite máximo de inserción de EVs para el escenario planteado.

Se obtiene la energía total almacenada por la flota de EVs en la región de estudio teniendo en cuenta:

- ❖ Las distancias recorridas por los usuarios residenciales de recorrido intermedio (URI).
- ❖ El consumo característico de los 5 modelos de EVs propuestos para el estudio.
- ❖ Una profundidad de descarga de la batería del 70%. Los EVs se consideran capaces de aportar energía a la red hasta que la batería de los mismos alcance un porcentaje de carga del 30%. Se adopta este valor con el propósito de garantizar un margen de seguridad con los valores recomendables de descarga máxima de la batería (20%) y para considerar la necesidad de los usuarios de efectuar algún recorrido por diversos motivos sin haberse recargado el EV luego del período de operación V2G. Para un porcentaje de carga del 30%, con los modelos de EVs adoptados en el estudio se pueden efectuar recorridos de entre 72 km y 120 km.

Una vez obtenida la energía total almacenada de la flota de EVs, se crean los perfiles semanales de aporte de energía a la red mediante los EVs. Se considera que los EVs aportan energía en los períodos de pico nocturno de demanda. Del análisis de los perfiles de carga de los distribuidores de 13,2 kV se observa que el pico nocturno de demanda en el perfil de carga de verano se produce en la mayoría de los distribuidores de 20:00 hs a 02:00 hs, y en invierno de 18:00 hs a 00:00 hs. Se adopta como inicio de aporte de energía a la red por parte de los EVs las 20:00 hs en los perfiles de demanda de verano y las 18:00 hs en los perfiles de demanda de invierno. Se proponen tres comportamientos distintos de inyección de potencia al sistema en estudio:

- ❖ Aporte 7 kW: Aporte de energía con una potencia de 7 kW de potencia nominal por cada EV. El período de inyección de energía a la red depende de la cantidad de energía almacenada en la flota de EVs (se ve afectado por las distancias diarias recorridas por los usuarios).
- ❖ Aporte 3,5 kW: Aporte de energía con una potencia de 3,5 kW
- ❖ Aporte con la potencia máxima posible en el período completo: Aporte de energía durante el período completo de pico de demanda (6 horas) con la máxima potencia constante posible según la energía almacenada de los EVs y el tiempo de inyección.

En los tres modos de inyección de energía a la red se considera que, una vez finalizado el período de pico de demanda, la recarga de los EVs se realiza según los mismos criterios establecidos en la segunda propuesta de mejora de las condiciones de operación de la sección 4.2.10. Ello se justifica por las ventajas ya descritas del tipo de recarga controlada en los períodos de valle de demanda. Si bien el criterio adoptado es similar, en este caso existen diferencias operativas, pues el porcentaje inicial de la recarga es menor, requiriendo elevadas potencias de recarga por períodos más extensos, y las recargas en períodos de la tarde deben adelantarse para que no interfieran con el inicio de entrega de potencia en modo V2G, modificándose sustancialmente las curvas de demanda de potencia). Se hacen corresponder las potencias de entrega de energía a la red con el tipo de recarga posterior al funcionamiento en modo V2G. Con respecto al aporte de energía a la potencia máxima posible durante el período completo, se selecciona una potencia de recarga posterior de 7 kW.

En la Figura 116 y Figura 117 se presentan los distintos perfiles de carga de los EVs con modo de operación V2G según los casos de estudio planteados para un perfil de demanda de invierno y verano respectivamente. Si los EVs entregan potencia a 7 kW, en promedio son capaces de operar en este modo durante 4,82 hs. Considerando una entrega de potencia a 3,5 kW, los EVs pueden aportarla durante las 6 horas correspondientes al período de pico de demanda y no alcanzan la profundidad de descarga máxima del 70% adoptada, encontrándose con un nivel de carga en promedio de 53%. Si los EVs entregan la máxima potencia constante posible durante el período del pico de demanda utilizando toda la energía almacenada disponible, lo hacen en promedio con una potencia de 5,62 kW, y al finalizar el período V2G, los EVs poseen un nivel de carga de la batería del 30%. Del análisis de los perfiles de carga obtenidos para los tres casos planteados tanto para perfiles de demanda de invierno como los de verano, se observa que el tiempo de recarga de la batería hasta un nivel de carga del 100% luego de finalizado el período V2G es prolongado en comparación con los casos de análisis previos, en los cuales la energía demandada por las baterías es mucho menor. En este análisis, la recarga de la batería según el caso, inicia desde el 30% o 53% aproximadamente. Los perfiles de carga se realizaron suponiendo un total de 8 escalonamientos (8 perfiles de recarga en cada caso de estudio). Como se observa en el perfil total de recarga de cada caso de estudio, en un período del día, se superponen los

escalones de recarga. Los períodos de recarga de cada escalón resultan extensos, a su vez estos pueden estar distanciados por un período de una hora, entonces, mientras un perfil de usuarios demanda una potencia elevada, usuarios con otro perfil inician su proceso de recarga. No se cumplen las condiciones del análisis de mejora del F_c y F_p en el cual los distintos escalones de recarga terminan su proceso de demanda de potencia previamente al inicio del escalón subsiguiente.

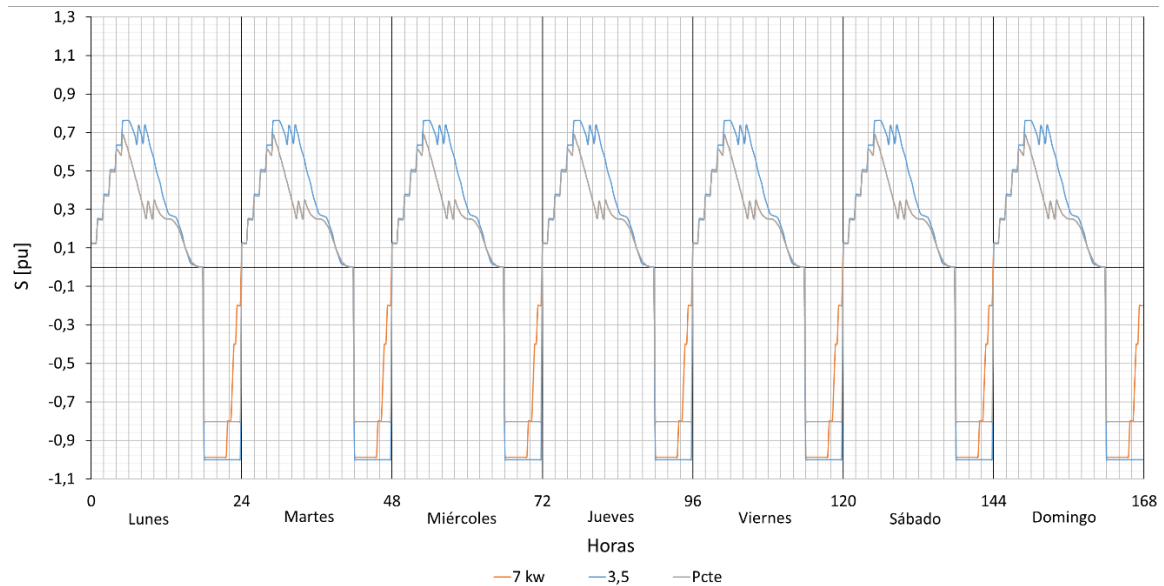


Figura 116. Perfiles de carga de los casos de estudio planteados en pu aplicados en un perfil de demanda típico de invierno.

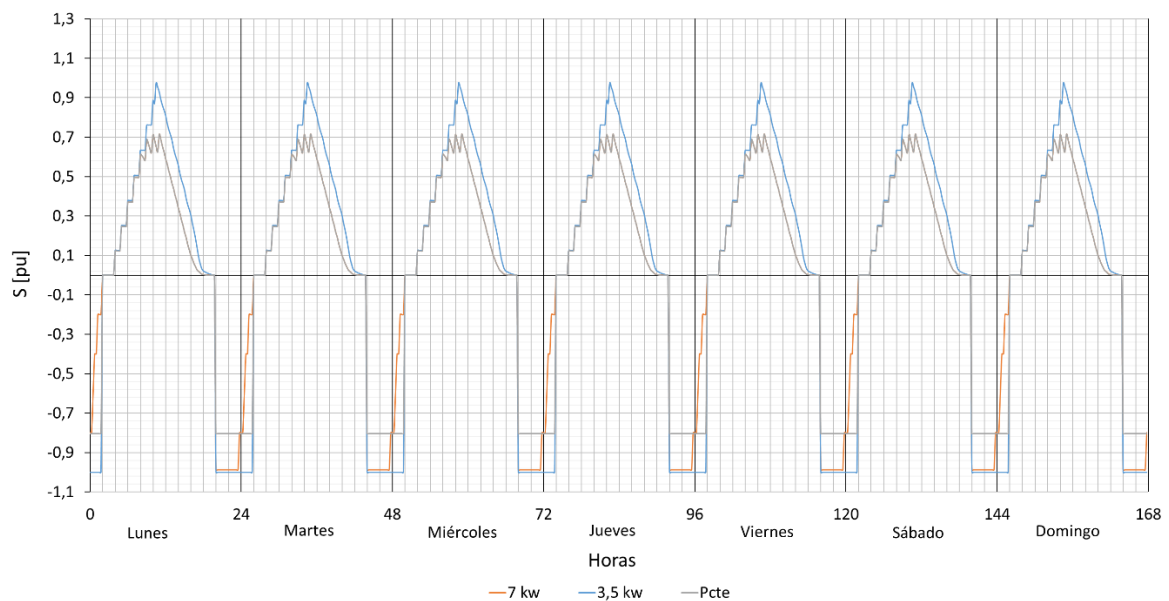


Figura 117. Perfiles de carga de los casos de estudio planteados en pu aplicados en un perfil de demanda típico de verano.

Luego de realizar las simulaciones correspondientes al sistema V2G con las suposiciones adoptadas, se obtienen los distintos parámetros de operación de la red en los tres casos planteados para ambos perfiles de demanda de estudio (invierno y verano). En la Figura 118 y Figura 119 se presentan los niveles de cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV para distintos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G bajo las consideraciones adoptadas y los tres casos de estudio planteados para perfiles de demanda de invierno y verano respectivamente.

Como se observa, en algunos casos de estudio, incluso con el aporte de energía en los períodos de pico de demanda por parte de los EVs operando en modo V2G, no se obtienen disminuciones de la cargabilidad máxima semanal del distribuidor de 13,2 kV. Si bien el pico de demanda nocturno característico de los distribuidores de 13,2 kV es cubierto en parte con la energía proveniente de los EVs, se genera un nuevo pico de demanda de potencia debido a la recarga de las baterías de los EVs luego del modo de operación V2G. Si el pico de demanda generado por la recarga de los EVs, resulta mayor al pico nocturno del caso base, entonces no se cumple el objetivo principal de la operación de los EVs en modo V2G (no se disminuye la cargabilidad máxima del sistema).

Para el perfil de demanda de invierno, los distribuidores de 13,2 kV Santo Tomé Sur, Santo Tomé Centro, Loyola, Lujan, Mosconi, Balcarce, Saavedra y Roverano presentan disminución de la cargabilidad máxima semanal operada con niveles de inserción de 5%, 10%, 20%, 30% y 50% (los valores de 30% y 50% únicamente se presentan en los distribuidores Roverano y Saavedra respectivamente considerando una entrega de energía con una potencia de 3,5 kW) según el caso de estudio y distribuidor. Esto se observa en la Figura 118 en el punto de inflexión de las curvas de cargabilidad máxima donde se presenta el valor mínimo. Con un perfil de demanda de verano, únicamente los distribuidores Santo Tomé Sur, Saavedra, y Roverano presentan disminuciones en la cargabilidad máxima semanal operada con niveles de inserción de 5%, 10% y 20%. Se observa una mayor admisión posible de EVs con el modo de operación V2G en perfiles de demanda de invierno.

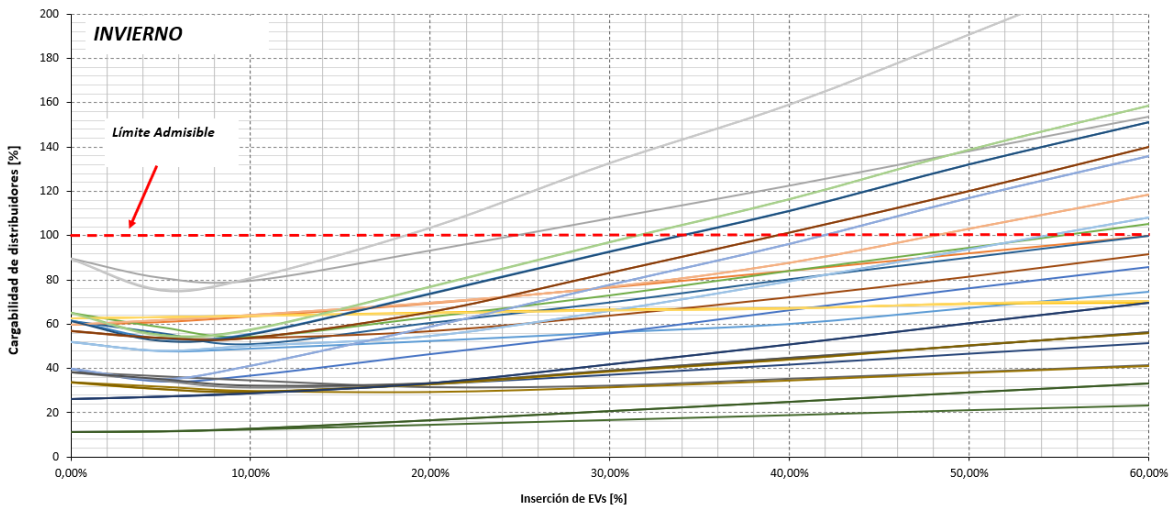


Figura 118. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de invierno.

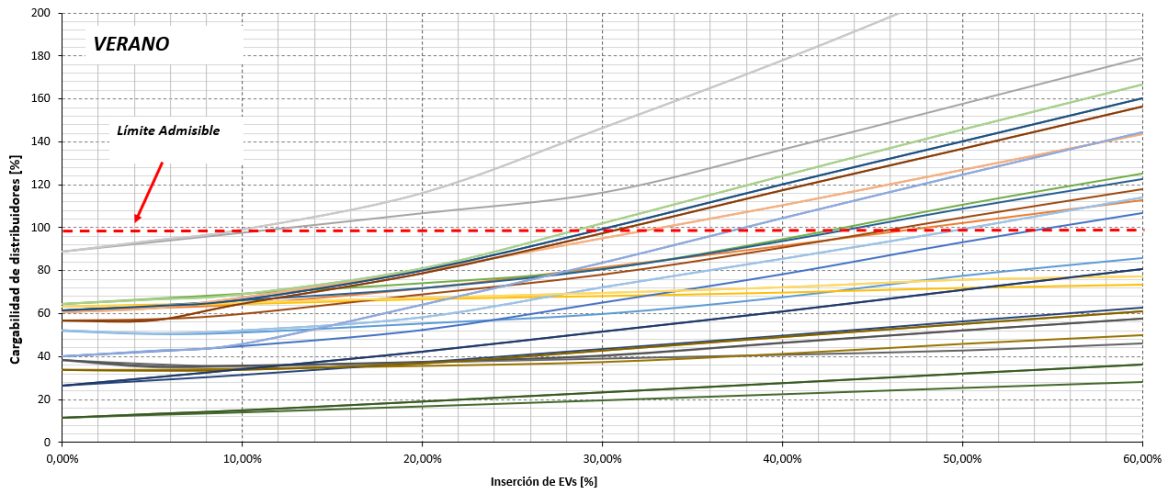


Figura 119. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de verano.

En la Figura 120 y Figura 121 se presentan los niveles de tensión mínima en los nodos de 13,2 kV de los distribuidores para los tres casos de estudio planteados y distintos niveles de inserción de EVs con modo de operación V2G según las consideraciones adoptadas, considerando un perfil de demanda de invierno y verano respectivamente. En los mismos distribuidores que presentaron mejoras según ambos perfiles de demanda considerados con niveles de inserción de EVs en modo V2G en términos de disminución de cargabilidad, en la Figura 120 y Figura 121 se observa un leve aumento en el nivel de tensión mínima de los distribuidores, estos aumentos están relacionados directamente con las disminuciones de cargabilidad anteriormente presentadas. Para los porcentajes de inserción presentados, se observan niveles de tensión por fuera del rango admisible en el distribuidor Santo Tomé Centro, con perfil de demanda de verano y casos de estudio considerando recargas con potencias nominales de 7 kW.

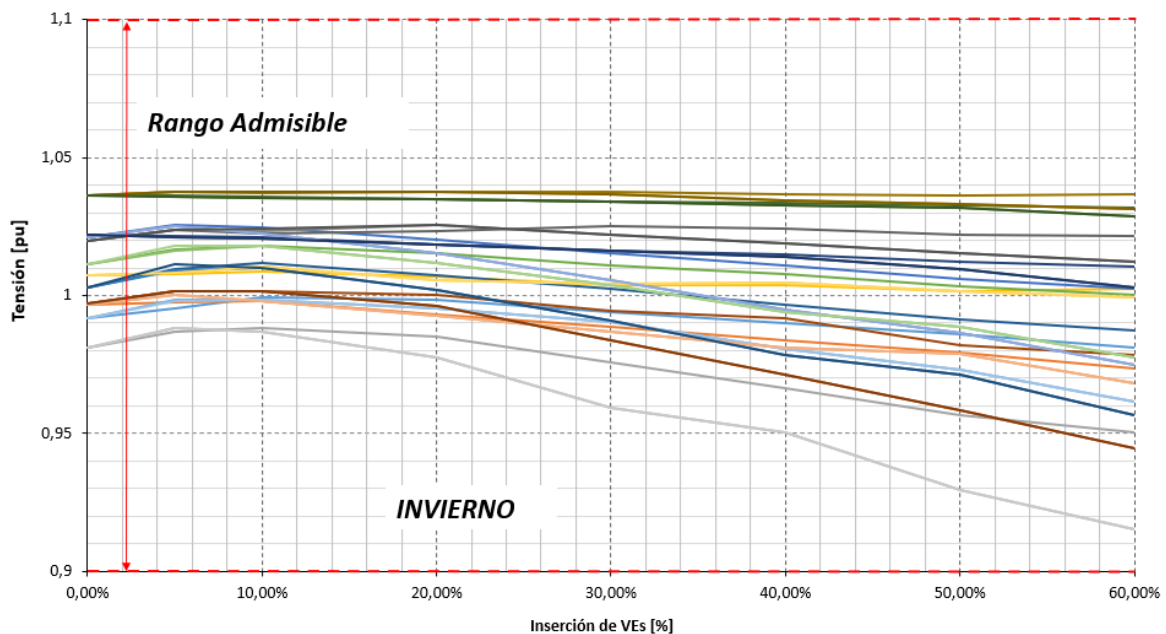


Figura 120. Tensión mínima de nodos de 13,2 kV de los distribuidores para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de invierno.

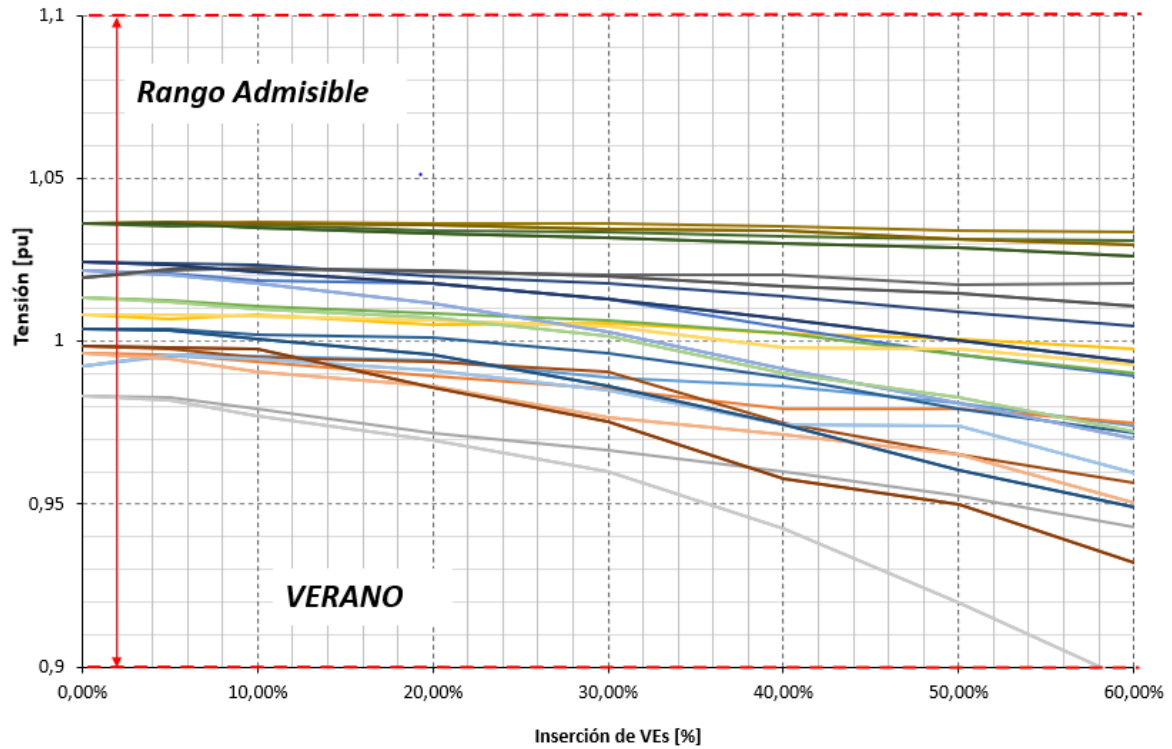


Figura 121. Tensión mínima de nodos de 13,2 kV de los distribuidores para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de verano.

A modo de ejemplo, en las figuras Figura 122 y Figura 123 se presenta la curva de cargabilidad semanal del distribuidor Lujan para los distintos casos de estudio, considerando un perfil de demanda de invierno y comparando los valores del caso base con una inserción de EVs de 20% y 30% respectivamente. Se visualiza con mayor claridad lo descrito anteriormente, si bien los niveles de cargabilidad disminuyen considerablemente en el período de pico de demanda, se observa un nuevo pico ocasionado por la recarga de EVs. En los casos de estudio de inserción del 20% de EVs y recargas de 7 kW se observa que el pico del caso base es superado, por otro lado, con recargas de 3,5 kW el mismo no es sobrepasado. Si se incrementa el nivel de inserción de EVs a 30%, el escenario con recarga de 3,5 kW deja de ser viable, pues el pico de demanda debido a la recarga de EVs resulta mayor al pico nocturno del caso base.

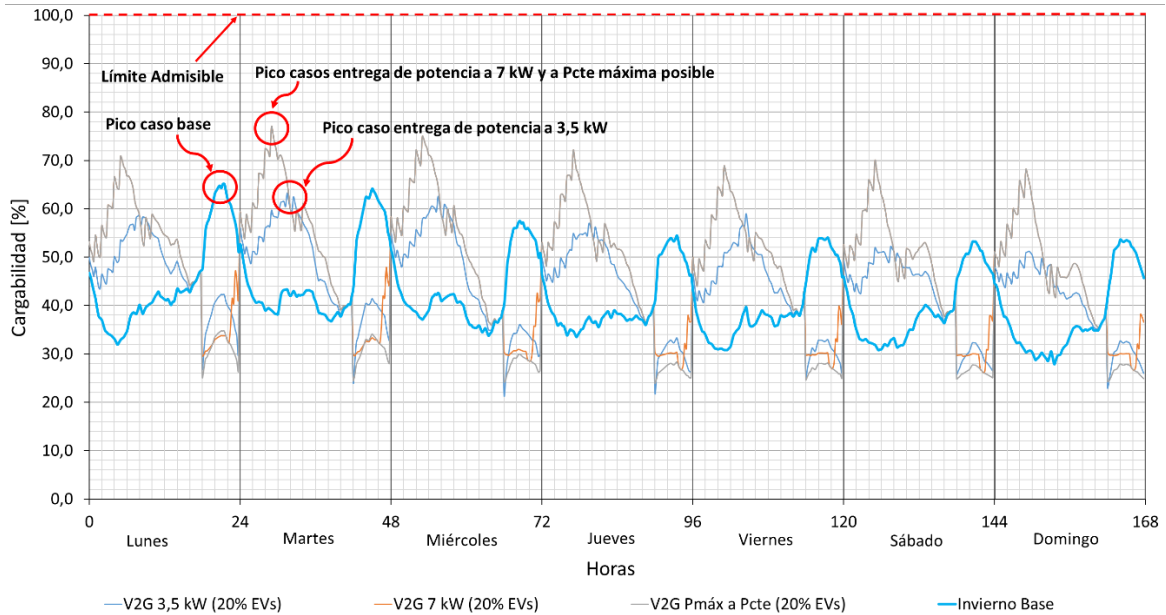


Figura 122. Perfiles de cargabilidad semanal de caso base y casos de estudio de operación de EVs en modo V2G con un nivel de inserción de 20% y considerando perfil de demanda de invierno.

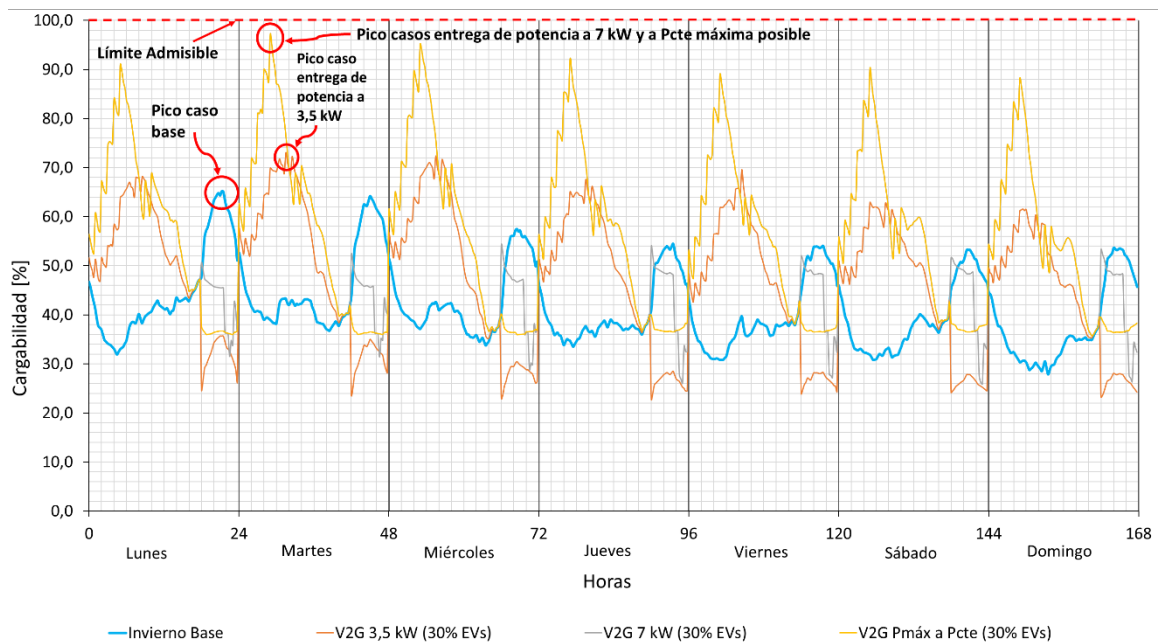


Figura 123. Perfiles de cargabilidad semanal de caso base y casos de estudio de operación de EVs en modo V2G con un nivel de inserción de 30% y considerando perfil de demanda de invierno.

En la Figura 124 y Figura 125 se presentan los niveles de potencia activa mínima operada por el tramo principal de los distribuidores de 13,2 kV para los distintos casos de estudio según distintos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G considerando perfiles de demanda de invierno y de verano respectivamente. Se analizan los flujos de potencia con el objetivo de identificar posibles inversiones de flujos de carga. En estos casos, la demanda de los distribuidores se vería abastecida totalmente por el aporte de los EVs durante los intervalos de operación en modo V2G, la demanda de potencia del distribuidor se torna negativa implicando una inversión del flujo de potencia desde el distribuidor hacia la red de MT. Del análisis de los resultados se destaca que el único distribuidor que no presenta inversión de flujos de potencia para los niveles de inserción de EVs considerados es el distribuidor San José, se destaca nuevamente que este

posee la menor cantidad de usuarios residenciales en el total de los distribuidores de la red en estudio. Todos los distribuidores de 13,2 kV poseen un flujo de potencias con igual sentido al caso base con hasta un nivel de inserción de EVs del 5% para los distintos escenarios planteados.

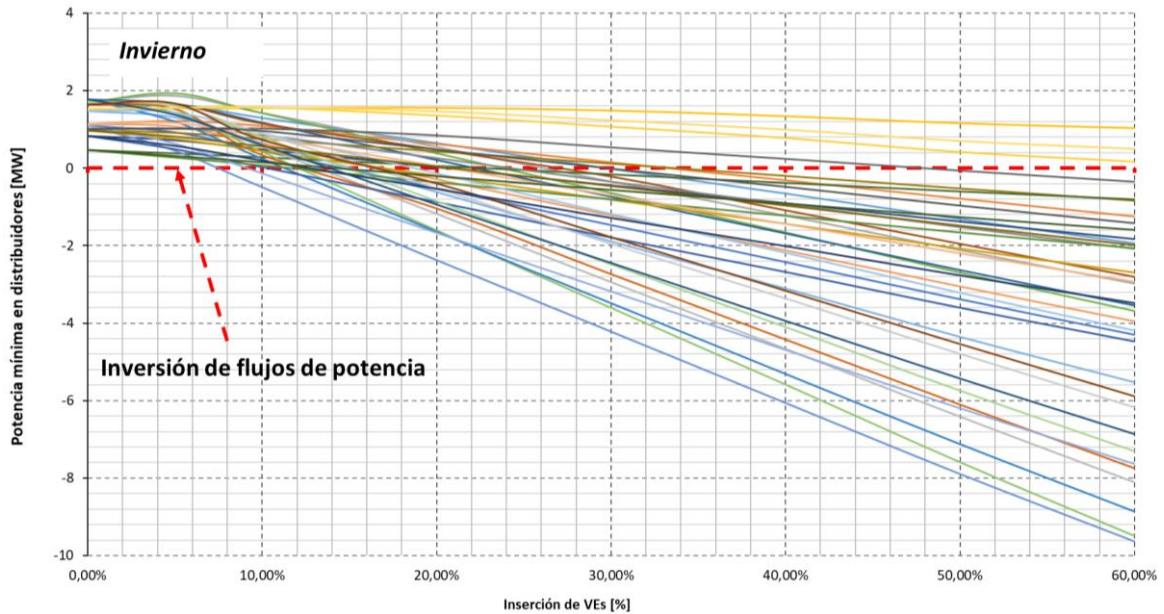


Figura 124. Potencia mínima operada por los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio para distintos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G considerando un perfil de demanda de invierno.

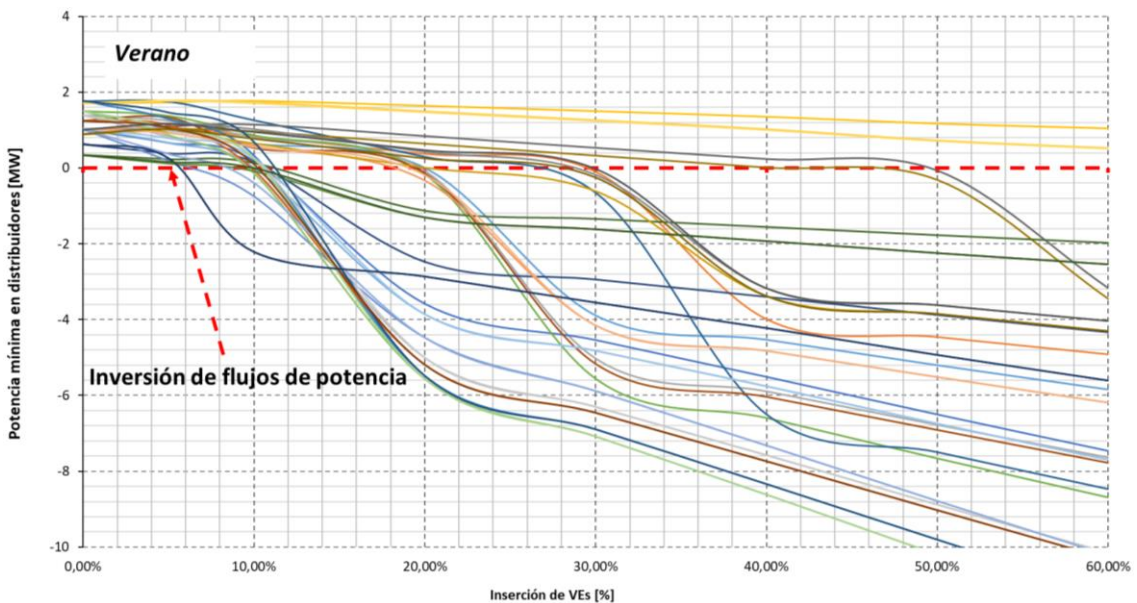


Figura 125. Potencia mínima operada por los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio para distintos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G considerando un perfil de demanda de verano.

En la Tabla 12 se presentan los niveles máximos de inserción de EVs tal que no se supere el pico demanda característico de los distintos distribuidores en el caso base para los distintos casos de estudio y perfiles de demanda. En la Tabla 13 se presentan los niveles máximos de inserción de EVs tal que no provoquen una inversión del flujo de potencia en los distribuidores de la red. Del análisis de los valores presentados se destaca que los distribuidores San José, Villa Adelina y Villa Industrial no admiten inserción de EVs según las consideraciones adoptadas en el análisis. Considerando un perfil de demanda de verano, únicamente se admite inserción de EVs en los distribuidores Santo Tomás Sur, Saavedra y Roverano con niveles de 10%, 20% y 5%

respectivamente. Considerando el perfil de demanda de invierno, se obtienen niveles de inserción de entre 10% y 20%, a excepción de los distribuidores Saavedra y Roverano que son los que presentan mayor nivel admisible con valores de 50% y 40% respectivamente, considerando un aporte de energía con una potencia de 3,5 kW.

Tabla 12. Máximos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G previo a superar pico máximo de demanda en caso base de estudio en los distribuidores de 13,2 kV.

Porcentaje máximo de inserción de EVs sin superar pico de demanda del caso base [%]						
Distribuidor	Invierno			Verano		
	Entrega a 3,5 kW	Entrega a 7 kW	Entrega a Pmáx constante	Entrega a 3,5 kW	Entrega a 7 kW	Entrega a Pmáx constante
Santo Tomé Sur	10	10	10	10	10	10
Santo Tomé Norte	0	0	0	0	0	0
Santo Tomé Centro	10	10	10	0	0	0
San José	0	0	0	0	0	0
Loyola	10	5	5	0	0	0
Lujan	20	10	10	0	0	0
Mosconi	20	10	10	0	0	0
Balcarce	20	10	10	0	0	0
Saavedra	50	20	20	20	20	20
Roverano	30	20	20	5	5	5
Villa Adelina	0	0	0	0	0	0
Villa Industrial	0	0	0	0	0	0

Tabla 13. Máximos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G previo que se produzca una inversión de flujos de potencia en el tramo principal de los distribuidores de 13,2 kV.

Porcentaje máximo de inserción de EVs antes de inversión de flujos de potencia [%]						
Distribuidor	Invierno			Verano		
	Entrega a 3,5 kW	Entrega a 7 kW	Entrega a Pmáx constante	Entrega a 3,5 kW	Entrega a 7 kW	Entrega a Pmáx constante
Santo Tomé Sur	20	10	10	20	10	10
Santo Tomé Norte	30	10	20	20	10	10
Santo Tomé Centro	20	10	10	10	5	10
San José	-	-	-	-	-	-
Loyola	10	5	5	10	5	5
Lujan	20	10	10	10	5	10
Mosconi	20	10	10	20	10	10
Balcarce	20	10	10	10	5	10
Saavedra	40	20	20	40	20	20
Roverano	30	10	20	40	20	20

Villa Adelina	20	10	10	20	5	5
Villa Industrial	20	10	10	20	5	10

En términos generales se observan mejores condiciones de operación del sistema considerando un aporte de energía con una potencia de 3,5 kW. Con este nivel de potencia los EVs no llegan a descargarse en el período de operación V2G hasta el nivel mínimo admisible del 20%, pues lo hacen al 52,9%. Al poseer mayor nivel de carga cuando finaliza el período de operación en modo V2G, luego el inicio de la recarga exige elevadas potencias por menores lapsos de tiempo en comparación con los demás casos de análisis; esta característica exige menos al sistema permitiendo mayores niveles de inserción de EVs sin superar el pico de demanda del caso base. Por otro lado, al inyectar menores niveles de potencia durante el período de pico de demanda, se observa que el sistema admite mayores niveles de inserción de EVs antes de que se abastezca el total de la demanda del distribuidor mediante los EVs.

De este análisis, se desprende que con el modo de operación V2G, el sistema es más susceptible a operar fuera de los rangos admisibles de operación establecidos. Se observa que con menores aportes de potencia en modo de operación V2G se obtienen mejores condiciones de operación de la red, principalmente debido a la menor exigencia de demanda posterior al período de operación en modo V2G. Existen distribuidores que no admiten este modo de operación debido a las características particulares de su perfil de demanda. Existen distribuidores que admiten niveles de inserción de EVs con sistema V2G de entre 5% y 50% cubriendo el pico de demanda nocturno, desplazando generación de punta altamente contaminante.

Resulta de importancia destacar que en escenarios de recarga controlada de los EVs y de operación en modo V2G de los mismos, la demanda de potencia al sistema por parte de este nuevo tipo de tecnología se sitúa en períodos de valle. Además de las mejoras técnicas de los parámetros de operación de la red previamente justificados, es posible maximizar el aprovechamiento de la generación de energía eléctrica mediante energía eólica evitando el derroche de la misma en caso de que no exista una demanda significativa de energía en períodos que actualmente resultan ser de valle de demanda. En la Figura 126 se presenta la curva de generación eólica predespachada y real del día 08/03/2021 obtenida del sitio web de CAMMESA [84]. Se observa que los mayores niveles de generación de energía eólica se presentan en la madrugada, coincidentes con los períodos de valle de demanda. Esta coincidencia entre bajas demandas energéticas y elevada generación de energía eólica puede ocasionar un derroche energético en caso de que los niveles de generación eléctrica superen los de demanda. En un escenario donde se efectúe una recarga controlada de EVs es posible evitar deslastre de generación por falta de demanda, aprovechando energías renovables no contaminantes y a su vez, favoreciendo la reducción del costo de la energía, principalmente en el caso de que parte de la energía renovable almacenada en la flota de EVs pueda ser utilizada para reemplazar generación térmica de punta.

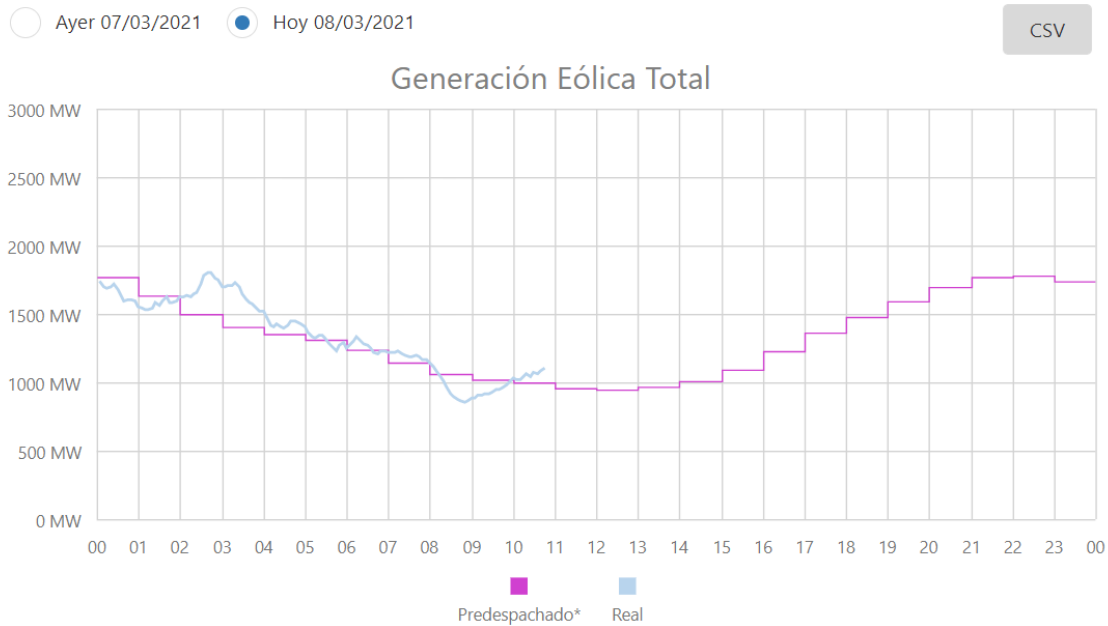


Figura 126. Curva de generación eólica total predespachada y real del día 08/03/2021. Fuente: CAMMESA

4.2.12 Definición de indicadores económicos adoptados

A continuación se listan los indicadores económicos adoptados para efectuar un estudio financiero de la utilización de EVs.

- ❖ Costo de energía eléctrica residencial demandada.
- ❖ Retribución por energía eléctrica inyectada a la red por EVs en modo V2G.
- ❖ Tarifa mensual de energía eléctrica de usuarios residenciales.
- ❖ Costo por año recorrido en un vehículo.

4.2.13 Proposición de tarifas de energía eléctrica residencial

En la presente sección se efectúa una evaluación de aplicación de un esquema de tarifa de energía eléctrica residencial de tipo flexible (diferentes precios según banda horaria de consumo) y polinómica (cargos por potencia y energía) con el propósito de direccionar los períodos más convenientes de recarga de los EVs en los hogares. En este sentido, se proponen 4 posibles tarifas de distintas características con el objetivo de evaluar cuáles de ellas resultan más beneficiosas al momento de fomentar una utilización de los EVs que favorezca las condiciones de operación de la red eléctrica.

Como referencia de costos, se adoptan los respectivos a la “Tarifa 2 – GRANDES DEMANDAS. 2 B1 – Baja Tensión – Demandas menores a 300 kW” del cuadro tarifario de Grandes Demandas de la EPE de Santa Fe [79]. En la Tabla 14 se presentan los costos asociados a la tarifa adoptada como referencia de costos dolarizados según la cotización oficial en la fecha de ejecución (95 \$/USD al 04/03/2021).

Tabla 14. Tarifa de Grandes Demandas - Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW de la EPE de Santa Fe

Cargo comercial [USD-mes]	Cargo cap. Pico [USD/kW-mes]	Cargo cap. Fuera de Pico [USD/kW-mes]	Cargo por pot. adquirida [USD/kW-mes]	Cargo energía horas Pico [USD/kWh]	Cargo energía horas Resto [USD/kWh]	Cargo energía horas Valle [USD/kWh]
17,0625	5,6237	2,5076	1,0161	0,02922	0,02801	0,02681

Los horarios definidos en el cuadro tarifario para la tarifa adoptada son:

- ❖ Pico: de 18:00 hs a 23:00 hs.

- ❖ Resto: de 05:00 hs a 18:00 hs.
- ❖ Valle: 23:00 hs a 05:00 hs.

A continuación, se detallan las características de las cuatro tarifas adoptadas en el presente estudio. Aquellos usuarios que no posean EVs operando en modo V2G no presentan diferencias entre las dos primeras tarifas propuestas.

4.2.13.1 Tarifa 1 (T1)

La T1 propuesta adopta un esquema del tipo “Net Metering”. Se efectúa la medición neta de energía mediante un medidor bidireccional único. Los EVs pueden suplir parte de la demanda del hogar o la demanda completa del mismo y además exportar energía a la red de distribución.

El consumo neto de energía en un período de facturación se obtiene mediante la resta a la energía consumida por los usuarios residenciales de la energía aportada al sistema eléctrico. Se respetan los costos de la energía y rangos horarios del cuadro tarifario de Grandes Demandas de la EPE de Santa Fe.

4.2.13.2 Tarifa 2 (T2)

La T2 propuesta adopta un esquema del tipo “Feed-In Tariff”. Este modelo de tarifas se aplica para promover un tipo específico de aporte energético hacia la red que no resulta económicamente viable en la actualidad. Se considera que los usuarios abonan por la energía consumida respetando los costos y rangos horarios de la misma del cuadro tarifario de Grandes Demandas de la EPE de Santa Fe. Por otro lado, la cantidad de energía que los usuarios inyectan a la red se contabiliza y es remunerada mediante un costo que posee un incentivo al aporte de energía. Se efectúa un análisis de sensibilidad con distintos factores de incentivo sobre el costo base de la energía adoptado, para determinar qué tarifa resulta adecuada para promover a los usuarios con EVs a que aporten energía a la red.

4.2.13.3 Tarifa 3 (T3)

La T3 propuesta se trata de una tarifa binómica en la cual se consideran cargos por potencia y energía. Se proponen múltiples tarifas resultantes de un análisis de sensibilidad en el cual se toman como base los costos de potencia y energía del cuadro tarifario de Grandes Demandas de la EPE de Santa Fe y las restantes tarifas surgen de incrementar en escalones de 10% respecto al caso base los costos por potencia.

4.2.13.4 Tarifa 4 (T4)

La T4 propuesta es de similares características a la T3, pero en este caso, el análisis de sensibilidad adoptado es aumentando en escalones del 10% respecto al caso base los precios de la energía según sus rangos horarios.

4.2.14 Valorización económica de inyección energética en modo V2G

Se efectúa una valorización de los precios de pago de inyección de energía a la red de usuarios residenciales con EVs que disponen tecnología V2G. Como se demostró en la sección 4.2.11, mediante técnicas de V2G se pueden lograr mejoras en las condiciones normales de operación de la red, desplazando generación térmica de punta. Sin embargo, este modo de operación acarrea una aceleración de la degradación de la batería, pues se disminuye el número de ciclos de carga y descarga con el cual se logra la vida útil. Como se describe en la sección 2.6, el ciclo de vida de las baterías es la cantidad de ciclos de carga-descarga que debe efectuar la batería para que la capacidad de almacenamiento de la misma se vea disminuida a un 80% de la capacidad nominal inicial. El ciclo de vida de las baterías brindado por los fabricantes, considera que estas realizan los ciclos de descarga con un factor de profundidad del 80% y luego son recargadas nuevamente a un nivel de carga del 100%. Este valor se obtiene con ciertos parámetros fijos, en la práctica, el número de ciclos de carga y descarga con el que se logra la vida útil de la

batería varía según distintos parámetros como la temperatura ambiente, número de veces que se realizó una recarga rápida, porcentajes iniciales y finales del proceso de recarga de la batería, sistema de refrigeración de las baterías, entre otros. Un parámetro de mucha importancia y que tiene un papel importante en el presente estudio es el factor de profundidad (DOD).

En la Tabla 15 se presenta para los distintos modelos de EVs la profundidad de descarga de sus baterías según casos de estudio que consideran o no tecnología V2G. Según los niveles presentados en la Tabla 15, para el caso de EVs sin aportar energía a la red, se tiene un ciclo de vida de aproximadamente 9.000 ciclos de carga-descarga de la batería. Para el caso de EVs operando en modo V2G con un DOD de 70%, el ciclo de vida es de 2.200 ciclos de carga y descarga mientras que para un DOD de 47,2% (promedio de los 5 modelos de EVs), el ciclo de vida resulta de 2800 ciclos de carga aproximadamente[80].

Tabla 15. Profundidad de descarga para usuarios con distancia media diaria de 20 km considerando operación en modo V2G y G2V.

Modelo de EV	Capacidad Utilizable [kWh]	Consumo [kWh/100 km]	DOD G2V [%]	DOD V2G entrega a 3,5 kW [%]	DOD V2G entrega a 7 kW [%]	DOD V2G entrega a P _{máx cte.} [%]
Tesla Model 3 Standard Range Plus	50,00	15,20	7	48	70	70
Renault Zoe	52,00	16,50	7	47	70	70
VW ID3	58,00	16,60	6	42	70	70
Nissan Leaf	40,00	16,67	9	61	70	70
Hyundai Kona	64,00	16,00	5	38	70	70

Comparando la cantidad de ciclos de carga-descarga del ciclo de vida de la batería entre no considerar aporte de energía a la red y considerando un EV que opera en modo V2G aportando energía a una potencia de 3,5 kW (potencia de inserción más beneficiosa según resultados de la sección 4.2.11) se observa que, en caso de que el EV opere en modo V2G se reduce el ciclo de vida de aproximadamente 9.000 ciclos a 2.800 ciclos de carga descarga. El costo estimado de las baterías por kWh es de 137 USD/kWh [81], de esta manera, el promedio del precio de las baterías de los modelos seleccionados es de USD 7.233,6. Con los valores expuestos, para que un usuario renueve su batería cuando acabe su vida útil si esta opera en modo V2G el mismo debe ser beneficiado con 0,2966 USD por cada kWh aportado a la red eléctrica.

4.2.15 Valorización económica de energía eléctrica de EVs

Se calcula la tarifa eléctrica promedio de usuarios residenciales con EVs para tecnologías G2V y V2G-G2V según las cuatro tarifas propuestas y se las compara con tarifas de usuarios residenciales convencionales (con vehículo de combustión interna) de características similares de potencia instalada.

Para la obtención de las tarifas eléctricas promedio, primero se estiman los niveles de energía y potencia demandadas de usuarios residenciales típicos de la región en estudio. En las Figura 127 y Figura 128 se presentan curvas de demanda de energía reales típicas de usuarios residenciales en la región de estudio [82]. En la Tabla 16 se presentan la energía demandada en los períodos de demanda y la potencia máxima exigida durante el día para escenario de invierno y verano [82]. Los valores presentados en las Figura 127, Figura 128 y Tabla 16 se adoptan para establecer los niveles de energía y potencia a utilizar para el cálculo de la valorización económica de energía eléctrica. Los perfiles de demanda adoptados son el resultado del análisis de la

utilización de electrodomésticos en meses de invierno y verano de usuarios residenciales convencionales. Se observa una mayor potencia absorbida del perfil de demanda de los meses de verano a lo largo del día, principalmente debido al uso del aire acondicionado y/o ventiladores. Con respecto al perfil de demanda de los meses de invierno, este presenta sus mayores picos de demanda (el principal a las 18:45) debido al encendido en simultáneo de varios electrodomésticos, aun así, este pico de demanda es considerablemente menor con respecto al de los meses de verano, pues la potencia máxima demandada en meses de invierno representa un 73,5 % de la de verano.

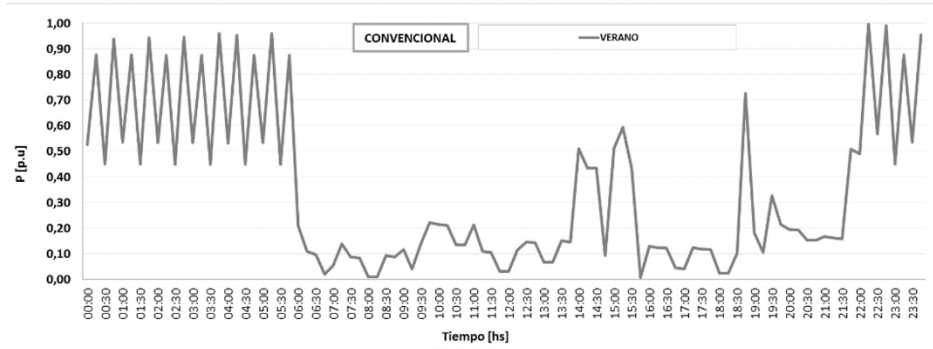


Figura 127. Modelo de curva eléctrica residencial para un usuario convencional en verano.

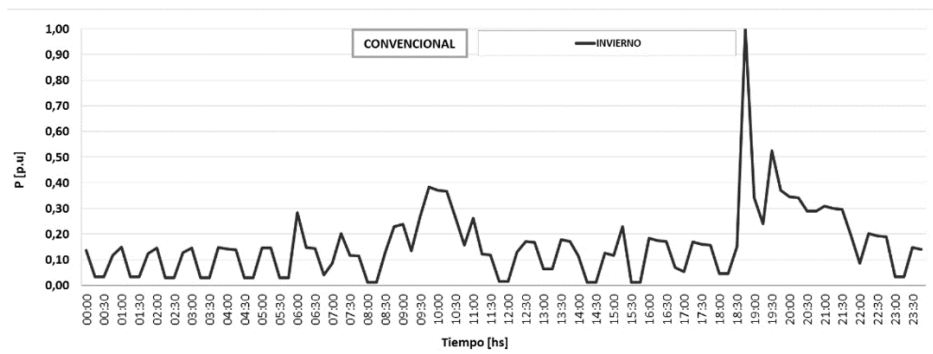


Figura 128. Modelo de curva eléctrica residencial para un usuario convencional en invierno.

Tabla 16. Características de consumo energético de usuarios residenciales convencionales.

P _{máx} [kW]	Horario de P _{máx} [hs]	Energía diaria [kWh]	Distribución de energía en los períodos de demanda de la red [kWh]			
			Valle	Pico	Resto	Pico Matutino
Invierno						
2,33	18:45	8,80	1,19	3,36	4,25	1,80
Verano						
3,17	22:15	26,51	13,34	5,11	8,07	1,48

A estos perfiles de demanda se adicionan las potencias demandadas por los distintos tipos de usuarios con EV, adoptando un recorrido intermedio. Se obtienen los valores característicos de las curvas de carga resultante, útiles para valorizar el costo de la energía eléctrica en los distintos casos. En la Figura 129 y Figura 130 se presentan los valores promedios de potencia y energía respectivamente obtenidos para los distintos tipos de usuarios, estos resultan útiles para efectuar el cálculo del costo de la energía mediante las tarifas propuestas (se presentan en la tabla valores promedios, pero se obtienen valores para los distintos perfiles propuestos de cada tipo de usuario).

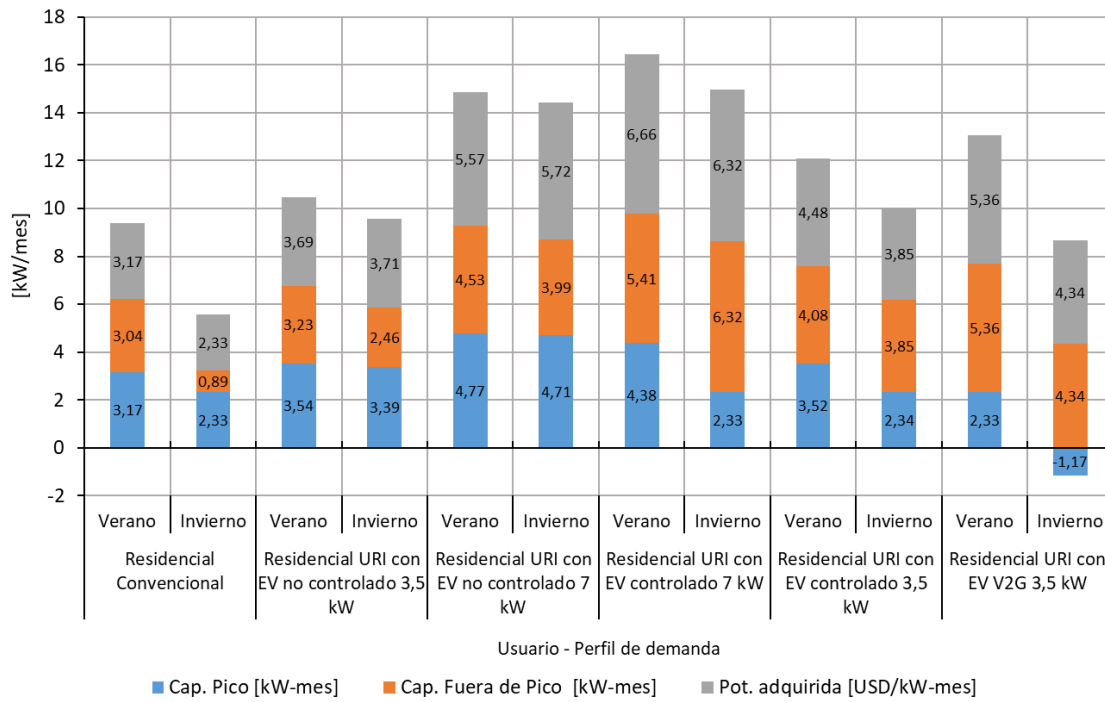


Figura 129. Valores promedios de potencia por tipo de usuario.

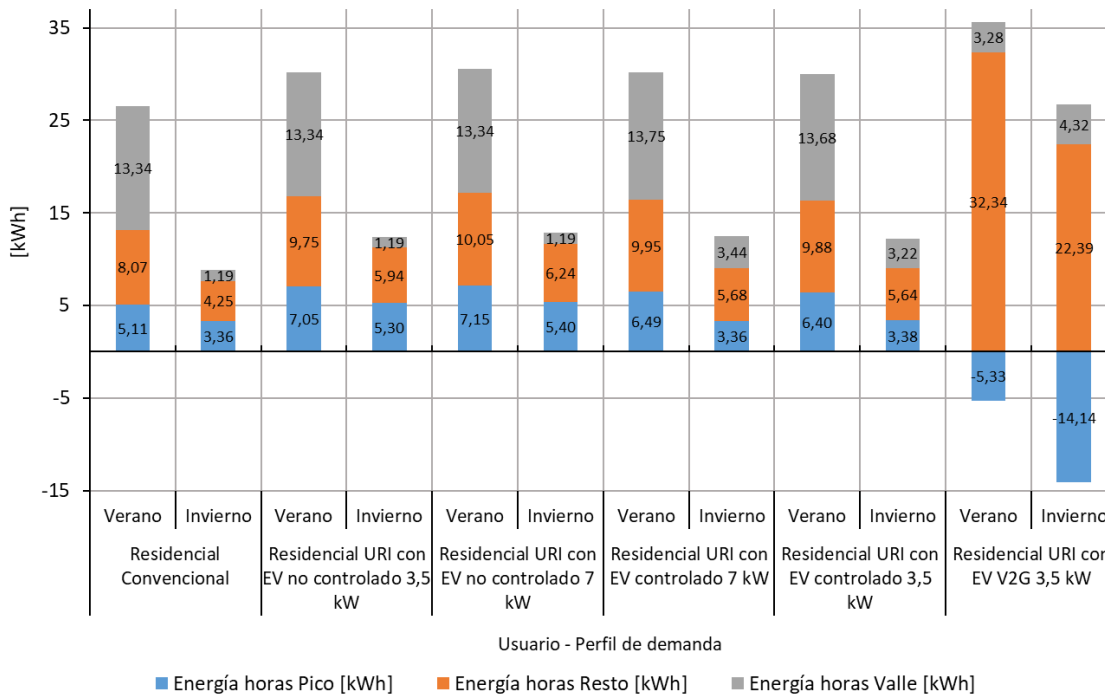


Figura 130. Valores promedios de energía por tipo de usuario.

4.2.15.1 Tarifa de usuarios residenciales convencionales (sin EV)

Según el cuadro tarifario de la EPE Santa Fe que aplica desde el mes de febrero del año 2021 [78], el importe básico de la tarifa de un usuario residencial se obtiene mediante los parámetros indicados en la Tabla 17.

Tabla 17. Tarifa para usuarios residenciales menores a 20 kW de la EPE de Santa Fe.

Cuota de servicio [USD/mes]	Primeros 75 kWh/mes [USD/kWh]	Siguientes 75 kWh/mes [USD/kWh]	Siguientes 150 kWh/mes [USD/kWh]	Excedente de 300 kWh/mes [USD/kWh]
0,81966	0,03991	0,04467	0,06468	0,08005

Luego, sobre el importe básico para obtener el costo final de la tarifa de los usuarios residenciales se deben aplicar los siguientes impuestos:

- ❖ Nacionales: Ley N° 2.0361 (IVA): Consumidor Final 21,00 %
- ❖ Provinciales:
 - Ley N° 12.692 Energías Renovables 5,88 \$/mes
 - Ley N° 6.604 – FER – Decreto N° 2.258 Fondo de Electrificación Rural 1,50 %
- ❖ Municipales: Ley N° 7797 6,00 %

El costo de la energía eléctrica de usuarios residenciales obtenido mediante la tarifa de la EPE de Santa Fe para clientes de la ciudad de Santo Tomé, mensualmente en promedio es de USD 18,7414 en períodos de invierno y USD 72,6527 en períodos de verano.

4.2.15.2 Valorización energía eléctrica según T1

Los costos por cargo comercial y cargos de energía asociados a la T1 adoptada para el estudio con esquema Net Metering se indican en la Tabla 18, se corresponden con valores del cuadro tarifario de Grandes Demandas de la EPE de Santa Fe tomados como referencia. En la Figura 131 se visualiza el costo de la energía según los rangos horarios. En la Tabla 19 se presentan los resultados de aplicar la T1 a los consumos de los distintos tipos de usuarios.

Tabla 18. Composición Tarifa 1.

Cargo comercial [USD-mes]	Cargo energía horas Pico [USD/kWh]	Cargo energía horas Resto [USD/kWh]	Cargo energía horas Valle [USD/kWh]
17,0625	0,02922	0,02801	0,02681

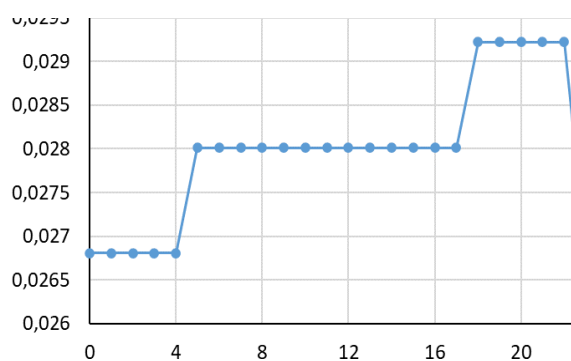


Figura 131. Costo horario de la energía eléctrica según Tarifa 1.

Tabla 19. Costo energía mensual por tipos de usuarios considerando la Tarifa 1

Tipo de Usuario	Verano	Invierno
	[USD/mes]	[USD/mes]
Residencial Convencional	39,05	24,54
Residencial URI con EV G2V 3,5 kW	42,17	27,66
Residencial URI con EV G2V 7,5 kW	42,50	27,99
Residencial URI con EV controlado 7 kW	42,17	27,54
Residencial URI con EV controlado 3,5 kW	41,97	27,36
Residencial URI con EV V2G 3,5 kW	42,19	26,96

4.2.15.3 Valorización energía eléctrica según T2

La T2, posee un esquema del tipo “Feed-In Tariff”, en lo respectivo al costo de la energía demandada, se mantiene el de la T1. Los usuarios que poseen EV que no opera en modo V2G, no sufren modificaciones en la valorización del costo de la energía con respecto a la T1, pues no aportan energía a la red. Los usuarios que poseen vehículos que operan en modo V2G poseen modificaciones en la tarifa. Los usuarios residenciales, reciben una retribución económica por la energía que inyectan a la red mediante sus EVs. En el presente estudio, el pago de la energía aportada al sistema eléctrico no posee un valor fijo por unidad de energía, se efectúa un análisis de sensibilidad con Factores de Incentivo crecientes. El Factor de Incentivo multiplica el costo de la energía de los distintos períodos de demanda (valle, resto y pico) y el resultado es adoptado como valor del pago de la energía inyectada a la red.

En la Tabla 20 se presenta el costo mensual de la energía eléctrica para meses de verano e invierno de usuarios con EVs que operan en modo V2G considerando la T2. Se observa que, con un factor de incentivo de 2, se obtienen importantes ahorros en la tarifa en caso de un mes de verano y en un mes de invierno el usuario posee ganancias.

Tabla 20. Costo energía mensual para usuarios con EVs operando en modo V2G considerando la Tarifa 2

Factor de Incentivo	Verano [USD/mes]	Invierno [USD/mes]
1	42,20	26,96
2	6,22	-33,23
3	-29,77	-93,42
4	-65,75	-153,61
5	-101,73	-213,80
6	-137,72	-273,99
7	-173,70	-334,17
8	-209,68	-394,36
9	-245,67	-454,55
10	-281,65	-514,74

Como se desarrolla en la sección 4.2.14, para que este tipo de tarifas sea económicamente conveniente para el usuario, en el período de vida de la batería operando en modo V2G, el mismo debe ahorrar al menos el dinero equivalente al deterioro de su batería en comparación con el caso de que su EV no opere en modo V2G. Según los valores expuestos en la sección 4.2.14, el usuario debe ahorrar aproximadamente USD 4.938,15 en 7,67 años. En la Figura 132 se presenta el ahorro en el período estimado de vida útil de la batería operando en modo V2G con respecto a los casos donde el EV no entrega energía a la red. Se observa que si los usuarios poseen o no una recarga controlada de sus EVs (sin V2G), el ahorro con respecto a un EV operando en modo V2G resulta similar. Del análisis de la curva obtenida, es necesario un factor de incentivo poco mayor a dos (2,10 con la curva obtenida) para que el usuario considere aportar energía a la red con su EV.

Como se observa en la Tabla 20 esto implicaría que en algunos meses del año la empresa distribuidora presente un saldo negativo con este tipo de usuarios.

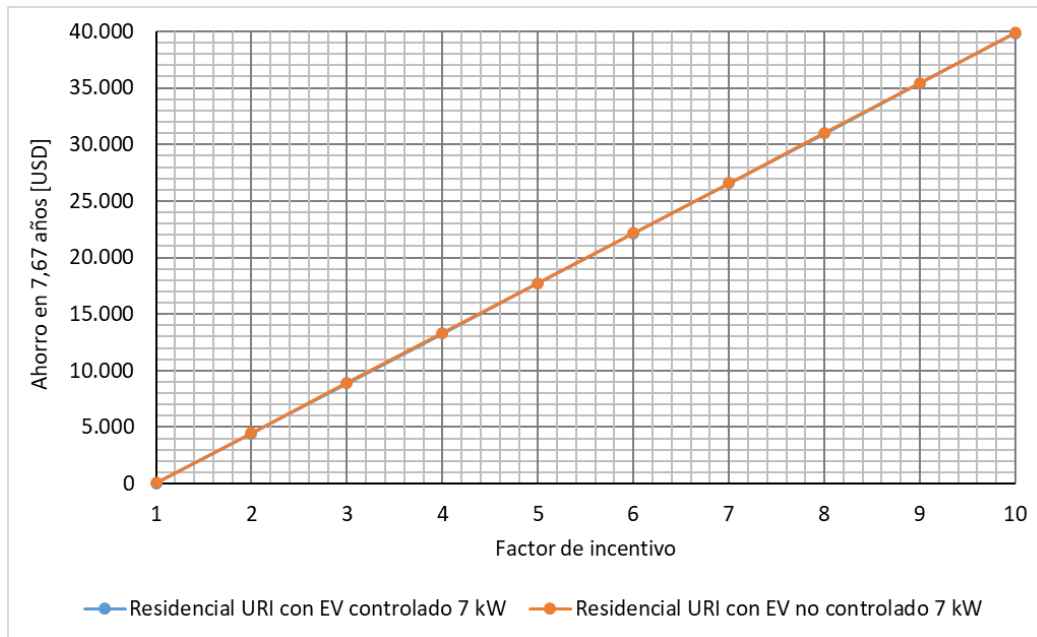


Figura 132. Ahorro en 7,67 años con T2 en caso de utilizar un EV en modo V2G según distintos factores de incentivo.

4.2.15.4 Valorización energía eléctrica según T3

En la T3 de tipo binómica (cargos por potencia y energía), se adoptan como base los costos de potencia y energía del cuadro tarifario de Grandes Demandas de la EPE de Santa Fe y se efectúa un análisis de sensibilidad de los costos por potencia (incrementos del 10%). La metodología implementada para asignar los distintos costos por potencia consiste en aumentar en escalones de 10% los tres cargos por potencia del caso de referencia y a la vez el resto de los cargos (comercial y por energía) se mantienen constantes. En Figura 133 y Figura 134 se observa la variación del costo de la energía de los distintos tipos de usuarios según aumentos del cargo por potencia con respecto a los valores de referencia para meses de verano e invierno respectivamente. Con respecto a una tarifa que no considera cargos por potencia (Cargos por capacidad en período de pico, capacidad en período fuera de pico y por potencia adquirida), como la T1 y T2, se tienen aumentos del costo de la energía, pues se adicionan nuevos cargos. Considerando los patrones de carga inicialmente definidos para los distintos tipos de usuarios, no se presentan grandes diferencias en términos relativos en el costo de la energía entre los tipos de usuarios con una variación del costo por potencia. Se destaca una pendiente menor del crecimiento del costo de la energía en los meses de invierno en los usuarios con EVs en modo de operación V2G. Los perfiles propuestos de utilización de los EVs modo V2G en los meses de invierno son de 18:00 a 12:00 mientras que en verano es de 20:00 a 02:00 según las curvas de demanda reales del sistema eléctrico. Se destaca una diferencia en este aspecto en los meses de invierno, pues los EVs en modo V2G aportan potencia durante dos horas más en horarios de pico de demanda en comparación con meses de verano. Además, el cargo por capacidad en período de pico es el más elevado, al disminuir el aporte mensual por este cargo se produce una importante diferencia con el resto de los tipos de usuarios.

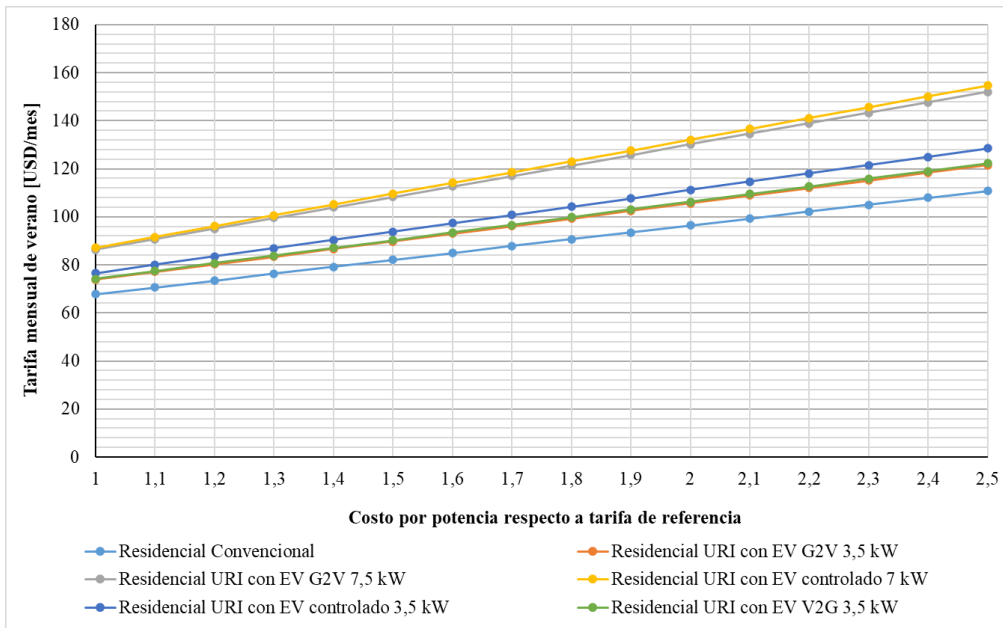


Figura 133. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de verano según distintos costos de potencia con respecto a los valores de referencia.

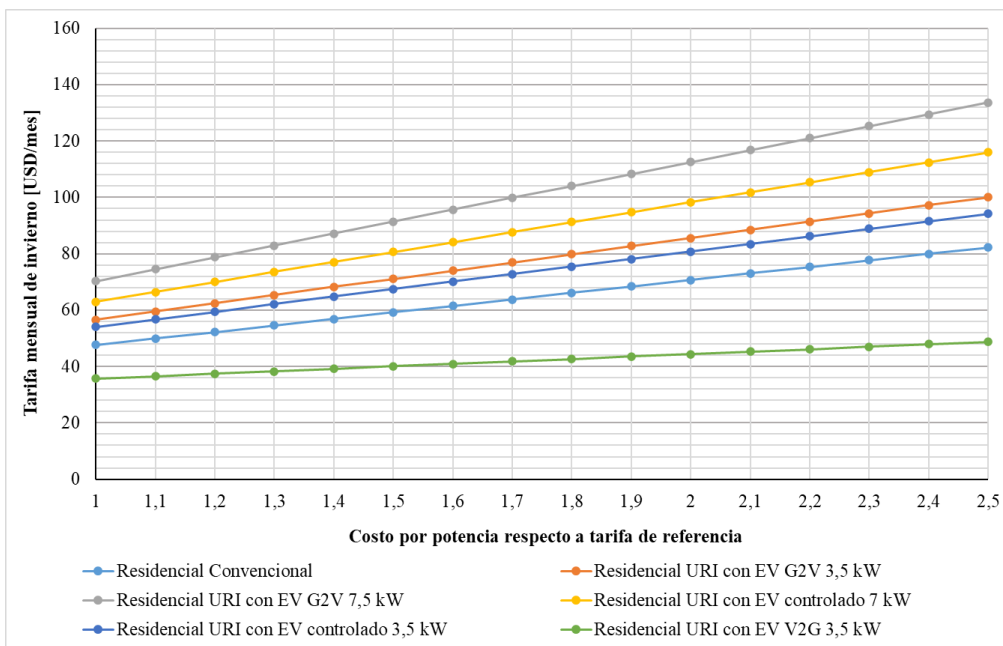


Figura 134. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de invierno según distintos costos de potencia con respecto a los valores de referencia.

4.2.15.5 Valorización energía eléctrica según T4

En la T4 de tipo binómica (cargos por potencia y energía), se adoptan como base los costos de potencia y energía del cuadro tarifario de Grandes Demandas de la EPE de Santa Fe y se efectúa un análisis de sensibilidad de los costos de la energía según sus rangos horarios (incrementos del 10%). La metodología implementada para asignar los distintos costos por energía consiste en aumentar en escalones de 10% los tres cargos por energía del caso de referencia y a la vez el resto de los cargos (comercial y por potencia) se mantienen constantes. En Figura 135 y Figura 136 se observa la variación del costo de la energía de los distintos tipos de usuarios según aumentos del cargo por energía eléctrica con respecto a los valores de referencia para meses de verano e invierno respectivamente. Considerando los patrones de carga

inicialmente definidos para los distintos tipos de usuarios, no se presentan grandes diferencias en términos relativos en el costo de la energía entre los tipos de usuarios con una variación del cargo por energía en los distintos rangos horarios. No se producen intersecciones entre las curvas obtenidas, indicando que, para todas las variaciones analizadas de los cargos por energía, no se producen cambios en los dos meses de análisis con respecto a qué usuario paga más o menos por la energía mensualmente. Se destaca una pendiente menor del crecimiento del costo de la energía en ambos meses de análisis en los usuarios residenciales convencionales, esto se debe a que, en términos generales, son los que menor cantidad de energía consumen diariamente, no deben recargar EVs. En meses de invierno, los usuarios con EVs operando en modo V2G presentan menor costo mensual por la energía consumida, mientras que en meses de verano lo hacen los usuarios residenciales convencionales. Como se desarrolla en los resultados de la T3, en invierno los EVs poseen como ventaja los elevados aportes de energía principalmente en los períodos de pico de demanda definidos en las tarifas de referencia llegando a ser la medición neta negativa. Además, el cargo por energía en períodos de pico es el más elevado, al disminuir el aporte mensual por este cargo (incluso por ser ganancia monetaria) se produce una importante diferencia con el resto de los tipos de usuarios.

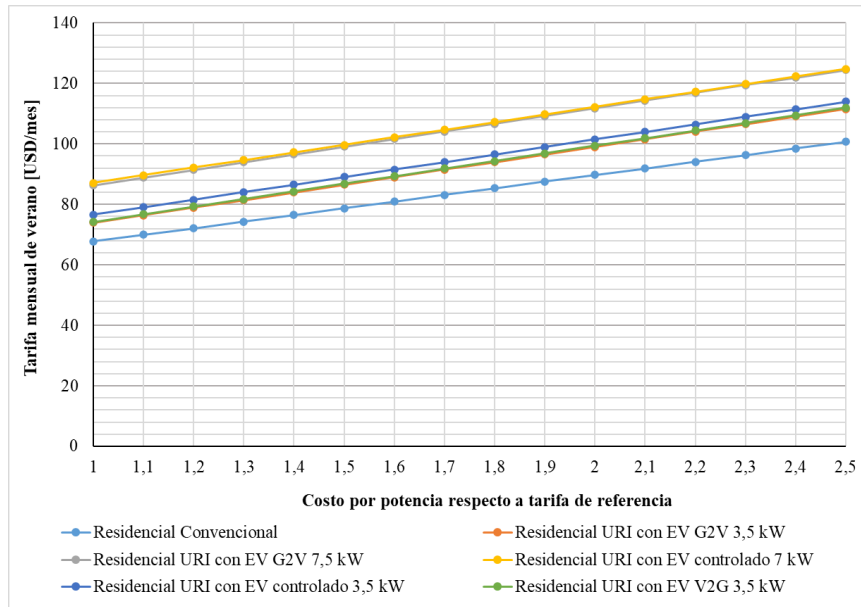


Figura 135. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de verano según distintos cargos por energía con respecto a los valores de referencia.

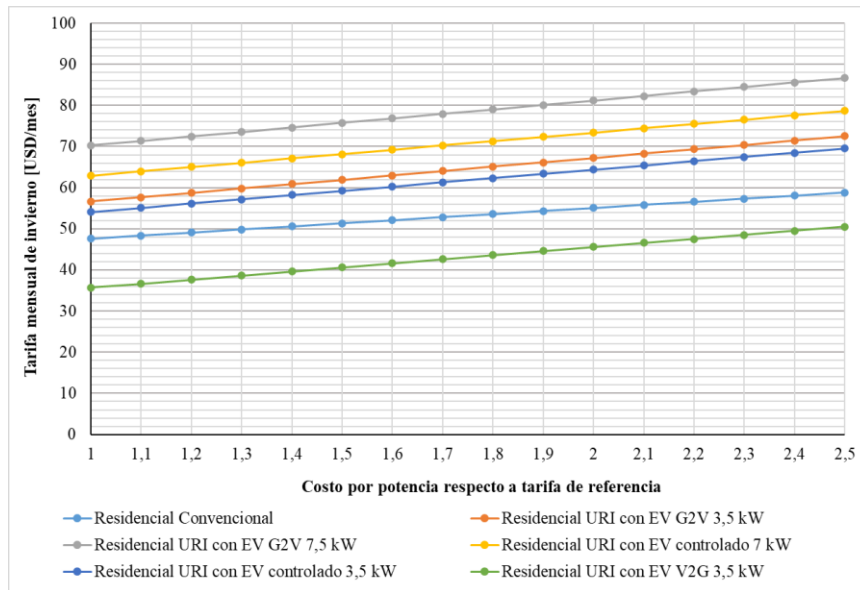


Figura 136. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de invierno según distintos cargos por energía con respecto a los valores de referencia.

4.2.15.6 Comparación tarifas propuestas

Se efectúa una comparación entre las tarifas propuestas. La T1 se compara con la T2, pues ambas no consideran cargos por potencia, entonces, su costo de energía disminuye considerablemente en comparación con la T3 y T4, las cuales consideran cargo por potencia. Se presentan valores anuales considerando la cantidad de meses en el año distribuidos equitativamente entre meses de verano e invierno. Con los parámetros adoptados de consumo de los usuarios residenciales convencionales, estos, actualmente poseen un costo anual de la energía de aproximadamente USD 548,36 y sin considerar los impuestos serían USD 426,16.

En la Figura 137 se presenta el costo anual de la energía para la T1 y T2 de los distintos tipos de usuarios. No existen diferencias en el costo de la energía entre usuarios del mismo tipo que no poseen EVs operando en modo V2G. Se observan ahorros monetarios marginales de los usuarios que aplican recarga controlada de sus EVs en comparación con aquellos que efectúan una recarga no controlada. Por último, se presenta para el caso de la T2, y el EV con modo de operación V2G la situación donde es adoptado el factor de incentivo crítico con el cual el usuario no posee pérdidas económicas debido a la degradación de su batería. Se observa que considerando el factor de incentivo crítico (2,10) en la T2, el usuario debería percibir USD 219,80 anualmente, lo que torna inviable el uso de EVs en modo V2G con los escenarios planteados.

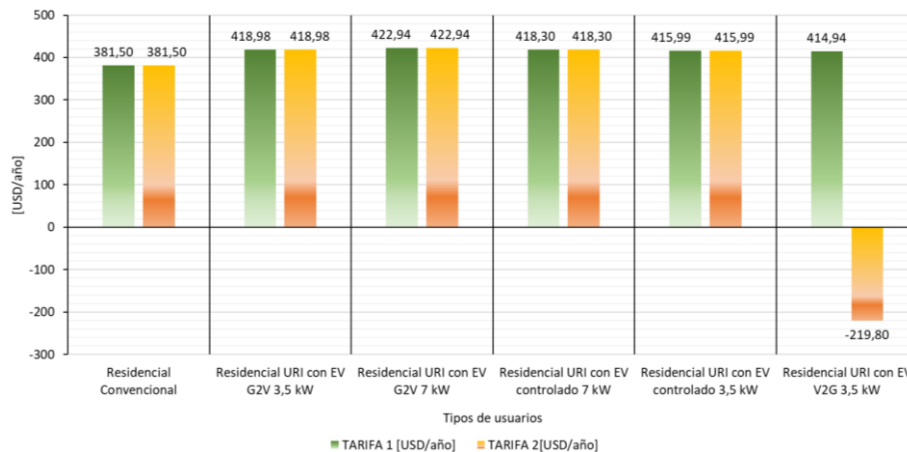


Figura 137. Costo anual de la energía por tipo de usuario para T1 y T2.

En la Figura 138 se presenta el costo anual de la energía para la T3 y T4 de los diferentes tipos de usuarios para los distintos aumentos de los cargos de potencia y energía según la tarifa. En el caso inicial, sin aumentos, los costos de la energía coinciden en ambas tarifas y a la vez resultan mayores a los costos de las tarifas T1 y T2, pues se tienen en cuenta en estos casos los cargos por potencia. En distintos tonos de naranja se observan las curvas de la T4 y en distintos tonos de azul, de la T3. En términos generales, para cada tipo de usuario, el valor inicial de las T3 y T4 coincide, luego, con los sucesivos aumentos de los cargos por potencia y energía (según la tarifa) las curvas se separan y siempre la T3 posee un costo mayor, que resulta proporcional al valor inicial de ambas curvas y al nivel del aumento de los cargos. Únicamente en un caso se presenta un cruce de curvas de una misma tarifa para distintos tipos de usuarios residenciales, en la T4 y entre los usuarios con EVs que operan en modo V2G y usuarios sin EV. Luego de un aumento del 200% en el costo de los cargos por energía, los usuarios residenciales convencionales poseen un costo de la energía anual menor que los usuarios con EVs que operan en modo V2G.

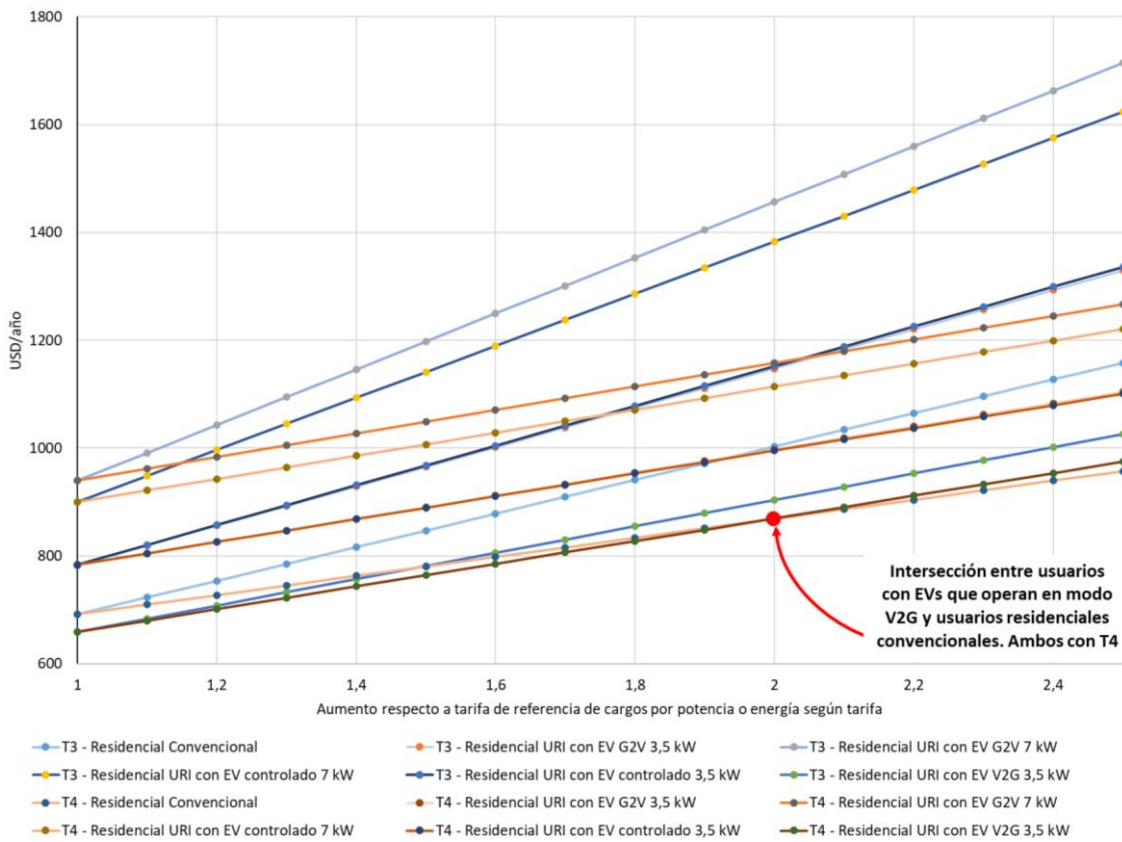


Figura 138. Costo anual de la energía para T1 y T2 con aumentos de cargos de potencia o energía según tarifa.

En la Figura 139 se presenta el ahorro en el período estimado de vida útil de la batería operando en modo V2G con respecto a los casos donde el EV no entrega energía a la red considerando tarifas T3 y T4. Del análisis de la curva obtenida, se observa que en caso de considerar la T4, con los aumentos de cargo de energía considerados, no se obtendría un ahorro suficiente para que los usuarios con EVs que operen en modo V2G recuperen en el período de vida útil de su batería el costo de degradación de la misma. En el caso de la T3, si se compara con un usuario que efectúe una recarga no controlada de EVs sería necesario un aumento de los cargos de potencia de 2,34 veces y de 2,69 veces si se compara con un usuario que efectúe una recarga controlada de su EV.

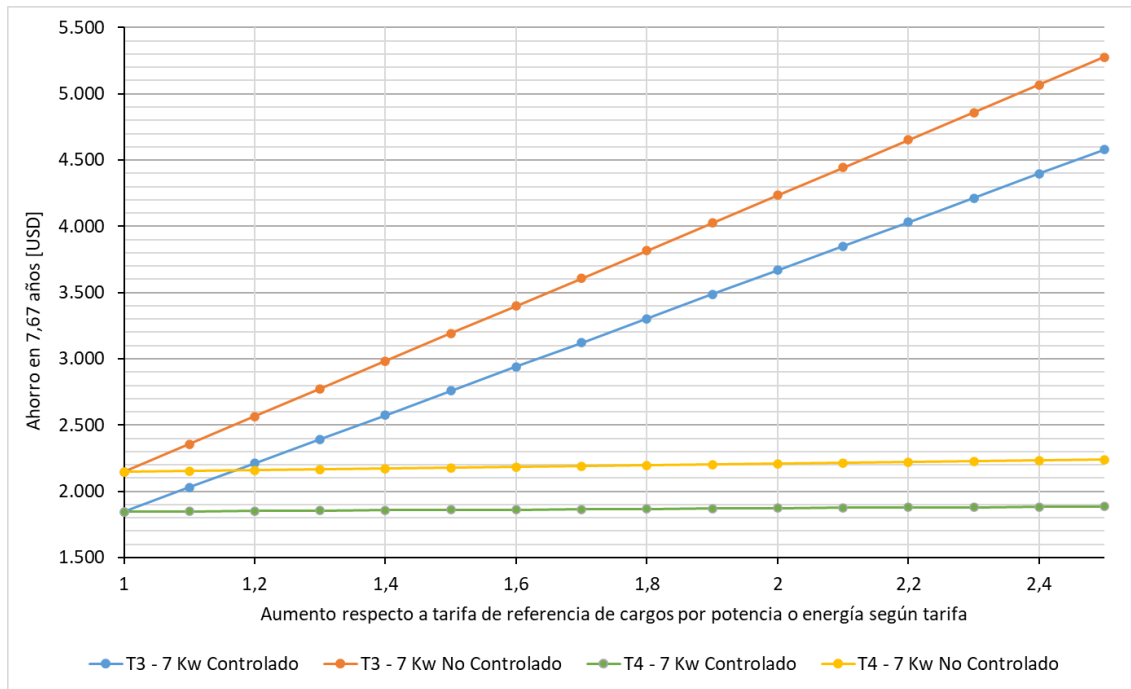


Figura 139. Ahorro en 7,67 años con T3 y T4 en caso de utilizar un EV en modo V2G según distintos niveles de aumento de cargos de potencia (en T3) y de energía (en T4).

En la Figura 140 se presenta el costo por unidad de energía anual promedio para los distintos tipos de usuarios según las tarifas propuestas. Los valores presentados se corresponden con un factor de incentivo de 2,10 en la T2, y aumentos de potencia y energía en las T3 y T4 de 2,4 veces. Las T1 y T2, en promedio poseen un costo de la energía de 0,063 USD/kWh sin considerar en la T2 a los usuarios con EVs que operan en modo V2G, estos últimos con T2 conforman el único caso en el presente estudio donde se presenta un costo de la energía negativo, específicamente de -0,051 USD/kWh. Por otro lado, como se observa, las tarifas T3 y T4 presentan costos por unidad de la energía mayores que las T1 y T2. El promedio del costo de la energía en las T3 y T4 es de 0,18 USD/kWh, que resulta del orden de tres veces mayor al costo de los casos de la T1 y T2.

Con los parámetros considerados, el precio actual por unidad de energía para un usuario convencional es de aproximadamente 0,067 USD/kWh, y con respecto a este valor el costo de la energía de las T1 y T2 resulta económico, y en cambio, se torna elevado para las T3 y T4.

Como conclusión, se observa que distintos tipos de usuarios pueden poseer valores diferentes de costo por unidad de la energía según su tipo de utilización de EVs, presentándose los menores costos para usuarios que inyectan energía a la red. Si bien estos últimos perciben los menores costos de energía, actualmente no les es rentable hacerlo, por el costo de degradación de sus baterías al operar en modo V2G, para revertir esto, deben existir incentivos monetarios considerables. Se observan mayores ventajas, por ejemplo, en el caso de la T3 para usuarios con EVs que operan en modo V2G, dado que esta tarifa posee los mayores costos por unidad de energía para usuarios que no operan con tecnología V2G, lo cual incentiva el autoconsumo y/o la inyección de energía a la red. En el caso de establecerse costos de la energía, por debajo de los adoptados como referencia, no se perciben importantes incentivos económicos en lo respectivo a efectuar la recarga de los EVs en los horarios más convenientes para el sistema eléctrico o inyectar energía eléctrica en períodos de pico de demanda.

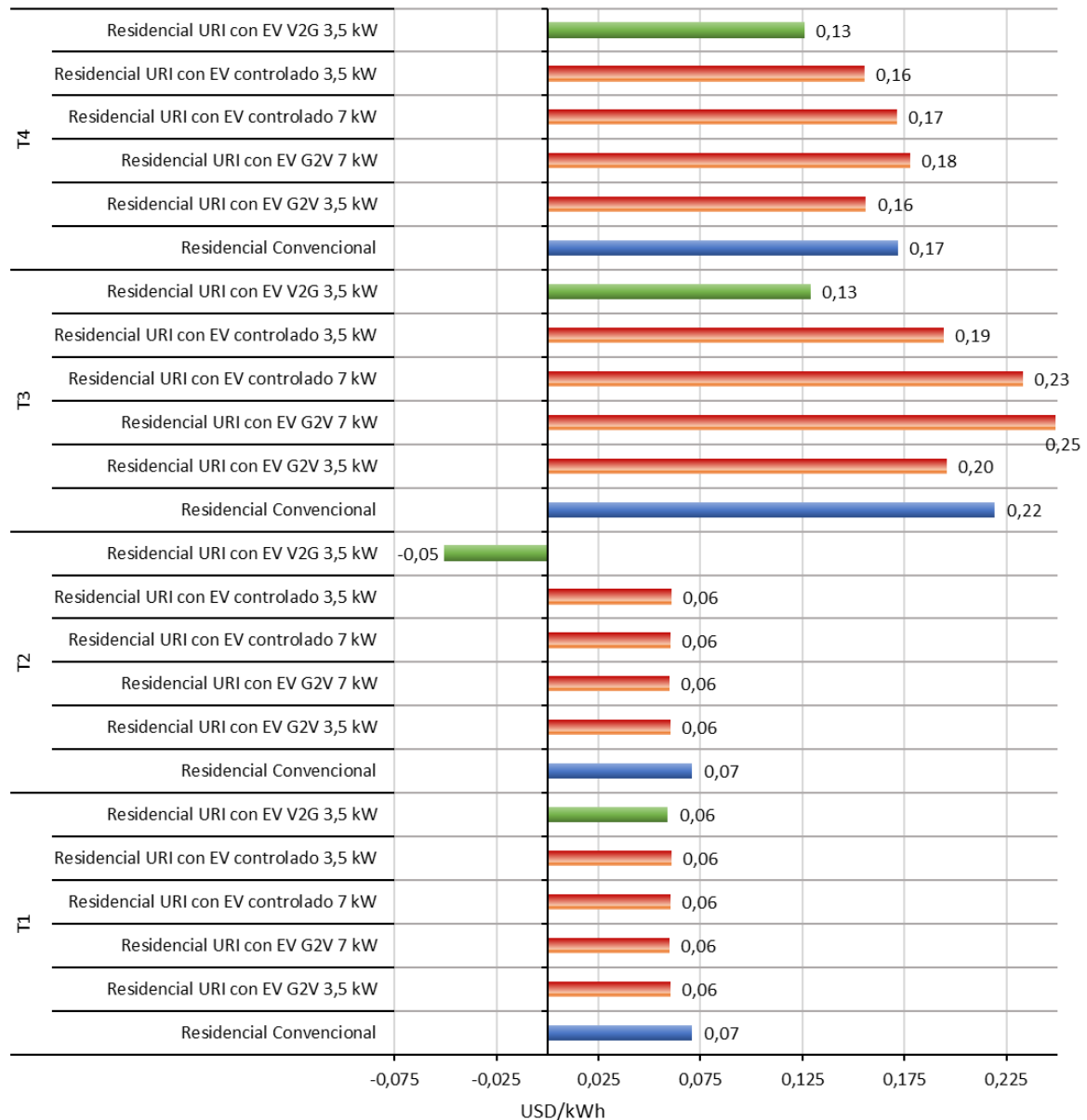


Figura 140. Costo por unidad de energía según tarifas propuestas para los distintos tipos de usuarios.

4.2.16 Análisis económico de recambio de automóvil convencional por EV

Se realiza un estudio de rentabilidad económica del recambio de un vehículo de combustión interna por otro eléctrico con tecnologías G2V y V2G-G2V. Se selecciona un modelo de EV y un modelo de vehículo con MCI de similares prestaciones. Luego, mediante las características de los mismos se elaboran las gráficas de evolución de erogaciones económicas en función del tiempo. Para el estudio se adoptan las siguientes consideraciones:

- ❖ La distancia promedio recorrida diariamente por los usuarios es de 20 km (usuarios URI).
- ❖ Se adoptan dos de los modelos más comercializados en Europa para efectuar el presente estudio: el Renault Zoe como modelo de EV y el Volkswagen Golf (precio USD 23.195) como modelo con MCI.
- ❖ Se adoptan los costos promedios por unidad de energía obtenidos en la sección 4.2.15.6.
- ❖ Se emplean los criterios técnicos de la metodología desarrollada en la sección 2.11.

- ❖ Se utilizan las características técnicas de los modelos de los vehículos presentados en la Tabla 21.

Tabla 21. Características modelos de vehículos adoptados

Variable	Renaul Zoe	Volkswagen Golf
Costo de adquisición [USD]	37.360	23.195
Combustible	-	Nafta
Consumo	16,5 kWh/100km	7,07 l/100 km
Costo mantenimiento por año [USD]	140	425
Capacidad [kWh]	52	-

- ❖ El costo de la nafta es de USD/1 0,931
- ❖ El ciclo de vida de la batería es de aproximadamente 9.000 ciclos si solo funciona el EV en modo G2V, y de 2.800 ciclos de carga/descarga en el caso de que el EV opere en modo V2G.
- ❖ El costo de las baterías por unidad de energía es de 137 USD/kWh.
- ❖ Los costos de patentamiento y seguro de los automóviles se suponen de igual valor.
- ❖ La tasa de descuento adoptada es del 12%.

Con las consideraciones adoptadas se elabora el flujo de caja anual de los gastos en movilidad de los distintos tipos de usuarios de EVs (según tarifas y perfil de carga) y de un usuario residencial convencional (con vehículo de MCI). En la Figura 141 se presenta el costo en movilidad acumulado en un período de análisis de 15 años para los diversos casos de estudio planteados. Del análisis de las curvas obtenidas se destaca que, con las consideraciones adoptadas e información recabada, en el período de estudio considerado, ningún tipo de usuario con EV logra un costo de movilidad menor a un usuario convencional que utilice un vehículo con MCI. También se destaca que aquellos usuarios con un EV que opere en modo V2G, en el año 7,5 efectúan una inversión en el recambio de la batería debido a la degradación de la misma por operar aportando energía a la red eléctrica.

En la Figura 142 se presenta el costo actual neto (NPC) en el período de estudio de las alternativas de estudio. Se destaca que el menor NPC se presenta para el caso de un usuario que utilice un vehículo con MCI, en contraparte los mayores niveles de NPC en cada tarifa propuesta se presentan en el caso del usuario con EV que opera en modo V2G, en estos casos se adiciona un costo significativo de inversión en reemplazo de la batería debido a su degradación.

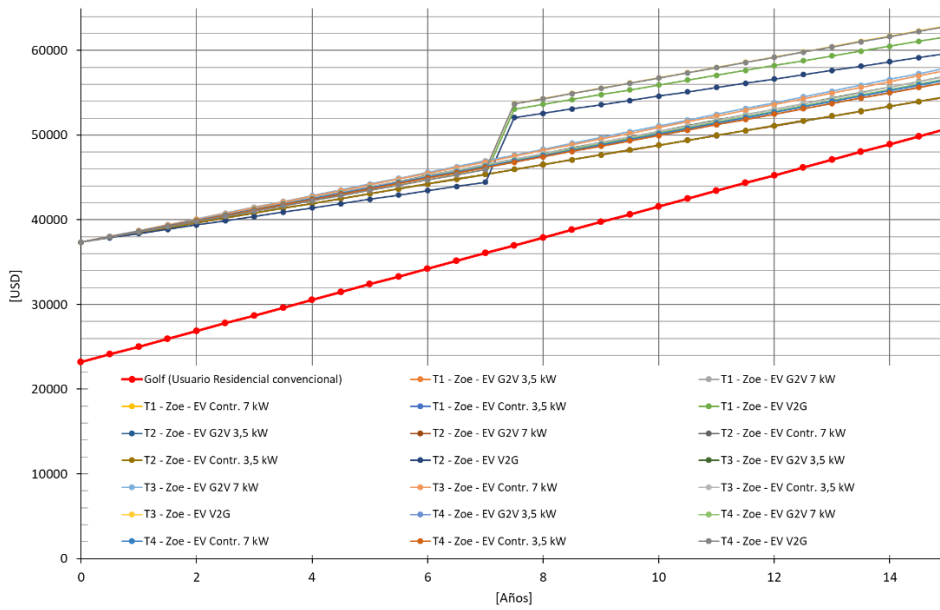


Figura 141. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI.

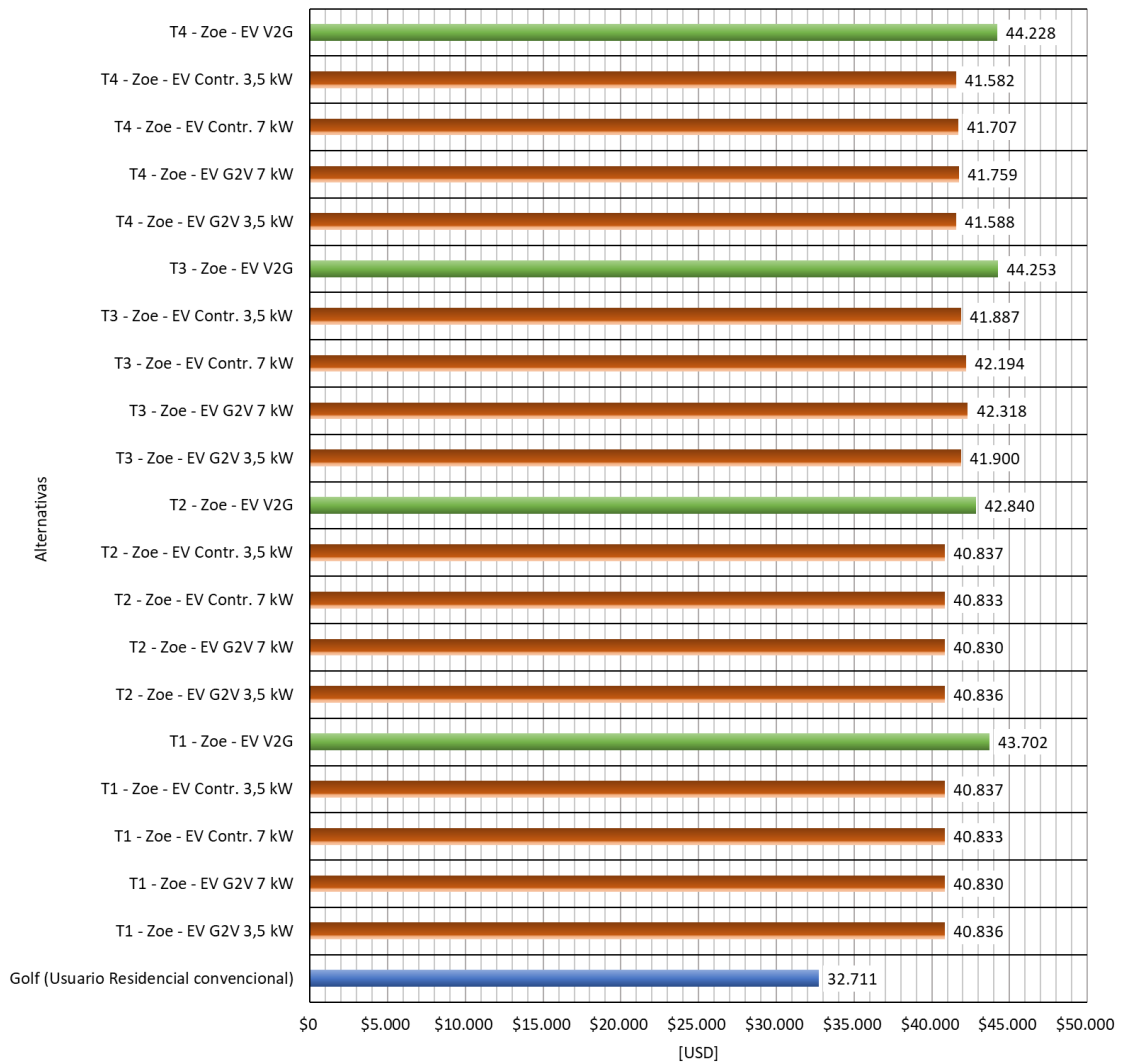


Figura 142. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional.

4.2.16.1 *Análisis de sensibilidad del costo inicial de los EVs*

Como se visualiza en la Figura 142, el costo inicial de inversión del modelo de EV es 1,61 veces superior al del modelo de vehículo con MCI. Además, se destaca que en general, el costo anual en el caso de usuarios con EV resulta menor que el de un usuario con vehículo con MCI. Actualmente en algunos países de Europa existen incentivos monetarios en caso de adquirir un EV. Estos incentivos dependen de cada país y los valores rondan entre USD 2.383 y USD 14.300 [85]-[86] siendo Francia el país que mayores beneficios puede llegar a otorgar actualmente al momento de la adquisición de un EV, principalmente en el caso de deshacerse de un vehículo con MCI. Luego, existen incentivos similares en distintas regiones del globo, por ejemplo, en California [87] actualmente se puede percibir un descuento de hasta USD 4.500 en la adquisición de un EV. A continuación, se presenta un análisis de sensibilidad del costo inicial del modelo de EV con el propósito de simular las disminuciones de costos en los modelos de EVs previstas para el mediano plazo por bajas del costo de producción de las baterías o por considerar incentivos monetarios como los actualmente aplicados en algunos países. Se modelan 3 disminuciones del costo inicial de los EVs. El criterio adoptado consiste en disminuir equitativamente en tres escalones el costo inicial de adquisición tal que, en el tercero, el costo de adquisición de un vehículo con MCI sea similar al de un EV. La diferencia de precios en la inversión inicial es de USD 14.165. Se obtienen los resultados del costo acumulado por movilidad y NPC en tres escenarios de análisis de sensibilidad resultantes de sustraerle al costo de adquisición actual del EV 12,64%, 25,28% y 37,92% de su valor (siendo 12,64% el equivalente a USD 4.721,67 resultante de dividir sobre tres la diferencia actual en los costos iniciales de inversión).

- ❖ Primer escalón: Se disminuye el precio inicial de adquisición del EV un 12,64%. En la Figura 143 se presenta el costo en movilidad acumulado en un período de análisis de 15 años para los diversos casos de estudio planteados y con una disminución del costo inicial de adquisición del EV del 12,64%. Según se observa, los usuarios con EV que solo operan en modo G2V y a su vez poseen tarifa T1 o T2, desde el año 13,5 presentan un costo de movilidad acumulado menor al de un usuario que posee un vehículo con MCI. En el resto de los casos, dentro del período de estudio, el costo de movilidad acumulado es mayor que el de los usuarios convencionales. En la Figura 144 se presenta el NPC de las alternativas de estudio para el primer escalón de disminución de precio del EV. Se destaca que, al igual que el caso base de análisis, el menor NPC se presenta para el caso de un usuario que utilice un vehículo con MCI y el mayor para los usuarios con EV que operan en modo V2G.

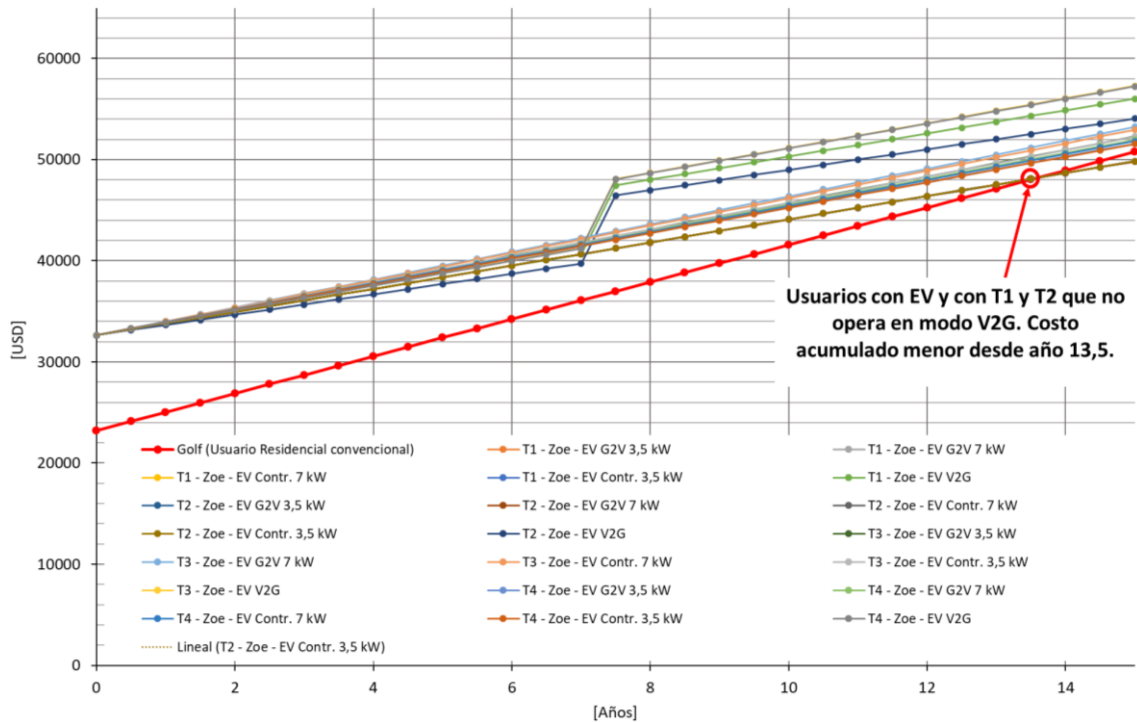


Figura 143. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI para el primer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.

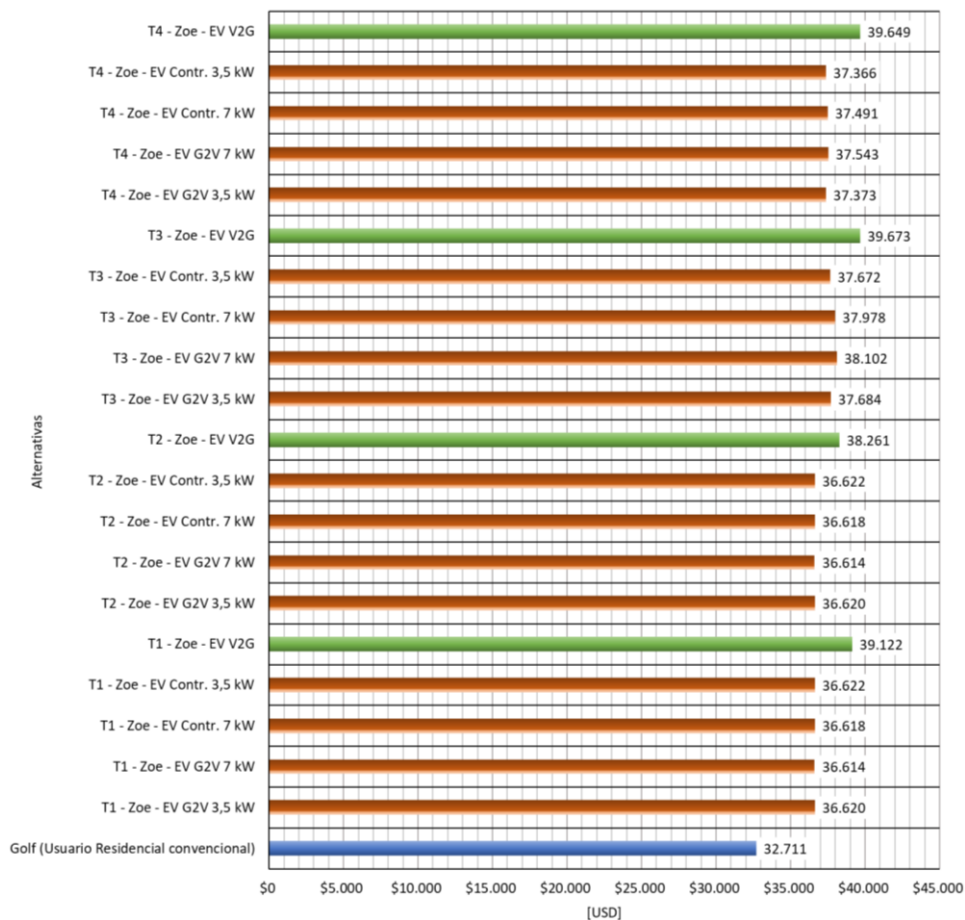


Figura 144. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional para el primer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.

❖ Segundo escalón: Se disminuye el precio inicial de adquisición del EV un 25,28%. En la Figura 145 se presenta el costo en movilidad acumulado para los diversos casos de estudio planteados y con una disminución del costo inicial de adquisición del EV del 25,28%. Según se observa, los usuarios con EV que no opera en modo V2G con las cuatro tarifas planteadas, entre los años 6,5 y 7 y hasta el año 10 según el caso, comienzan a presentar un costo de movilidad acumulado menor al de un usuario que posee un vehículo con MCI. En los años 12 y 14,5, los usuarios con EVs que operan en modo V2G con T2 y T1 respectivamente comienzan a presentar un costo de movilidad acumulado menor al de un usuario que posee un vehículo con MCI. Únicamente los usuarios con EVs que operan en modo V2G y con tarifas T3 y T4 presentan un costo de movilidad acumulado mayor que el de los usuarios convencionales en todo el período de análisis. En la Figura 146 se presenta el NPC en el período de estudio de las alternativas de estudio para el segundo escalón de disminución de precio del EV. Se destaca que, a diferencia de los casos de análisis previos, el NPC de un usuario que utilice un vehículo con MCI no es el menor. Los menores niveles de NPC se presentan para usuarios que utilizan EV que solo opera en modo G2V y poseen tarifas T1 y T2. El mayor NPC se presenta para usuarios con EV que operan en modo V2G para los distintos tipos de tarifas.

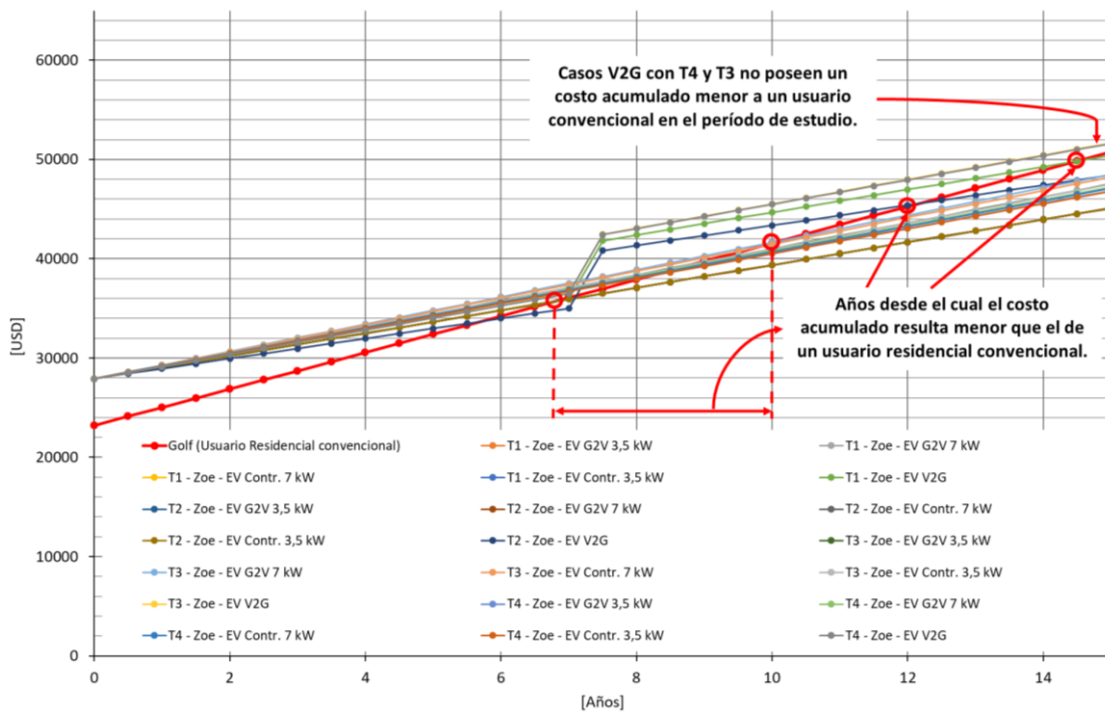


Figura 145. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI para el segundo escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.

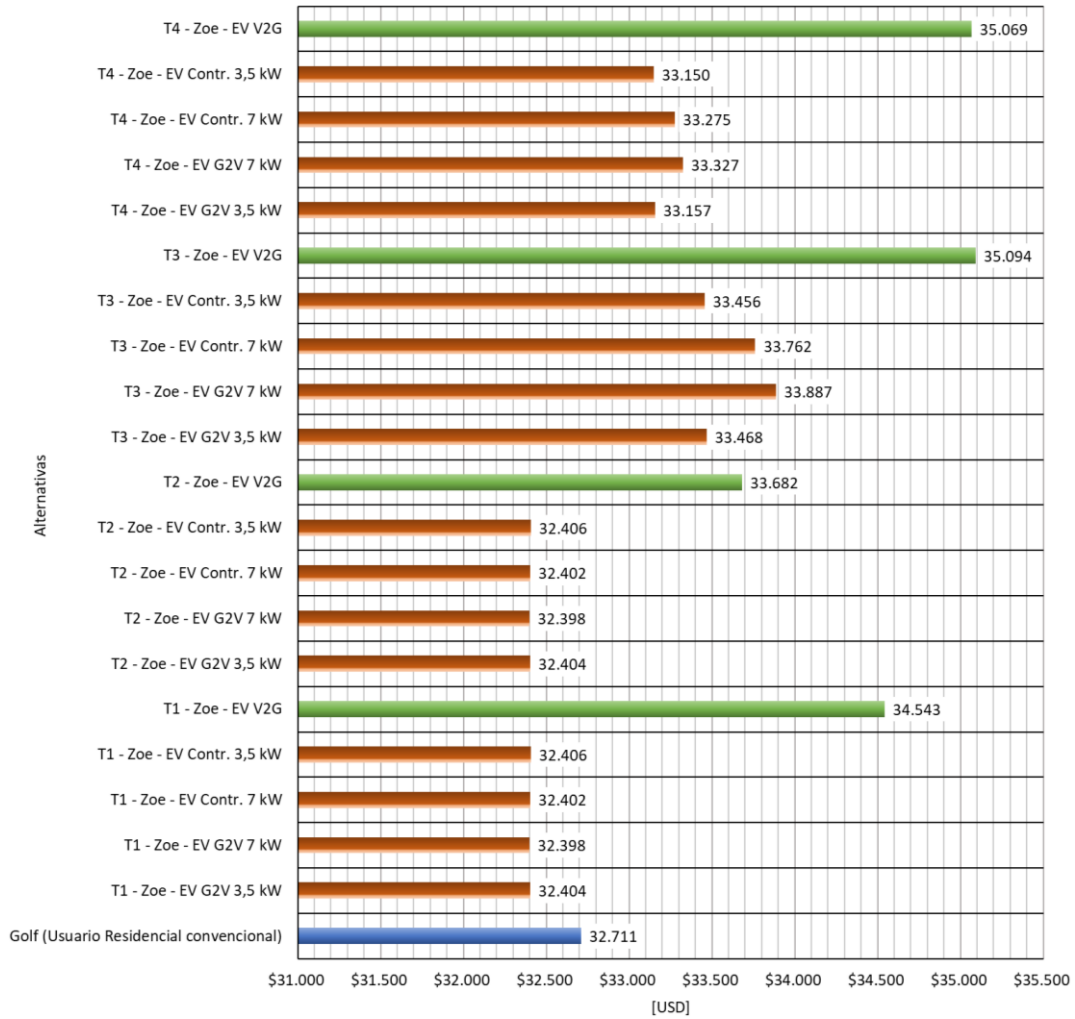


Figura 146. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional para el segundo escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.

❖ **Tercer escalón:** Se disminuye el precio inicial de adquisición del EV un 37,92%. En la Figura 147 se presenta el costo en movilidad acumulado para los diversos casos de estudio planteados y con una disminución del costo inicial de adquisición del EV del 37,92%. Según se observa, todos los usuarios con EV, opere o no en modo V2G y con todas las tarifas consideradas, presentan menor costo de movilidad acumulado en comparación con un usuario que posee un vehículo con MCI. En el presente escenario de reducción de costo inicial de los EVs, la inversión inicial de ambos vehículos resulta similar, además, los costos anuales de la movilidad eléctrica respecto a la convencional son menores, por esta razón en todo momento resulta el costo acumulado del uso de un EV menor al del uso de un vehículo convencional. En la Figura 148 se presenta el NPC en el período de estudio de las alternativas de estudio para el tercer escalón de disminución de precio del EV. En este caso, los mayores valores de NPC se presentan para un usuario convencional que se desplaza mediante un vehículo con MCI. En cada tipo de tarifa, el mayor NPC se presenta en usuarios que poseen EV operando en modo V2G, principalmente debido al recambio de la batería en la mitad del período de análisis. Por último, las tarifas que menor NPC presentan son la T1 y T2, en estas no se consideran los cargos por potencia, a diferencia de las T3 y T4.

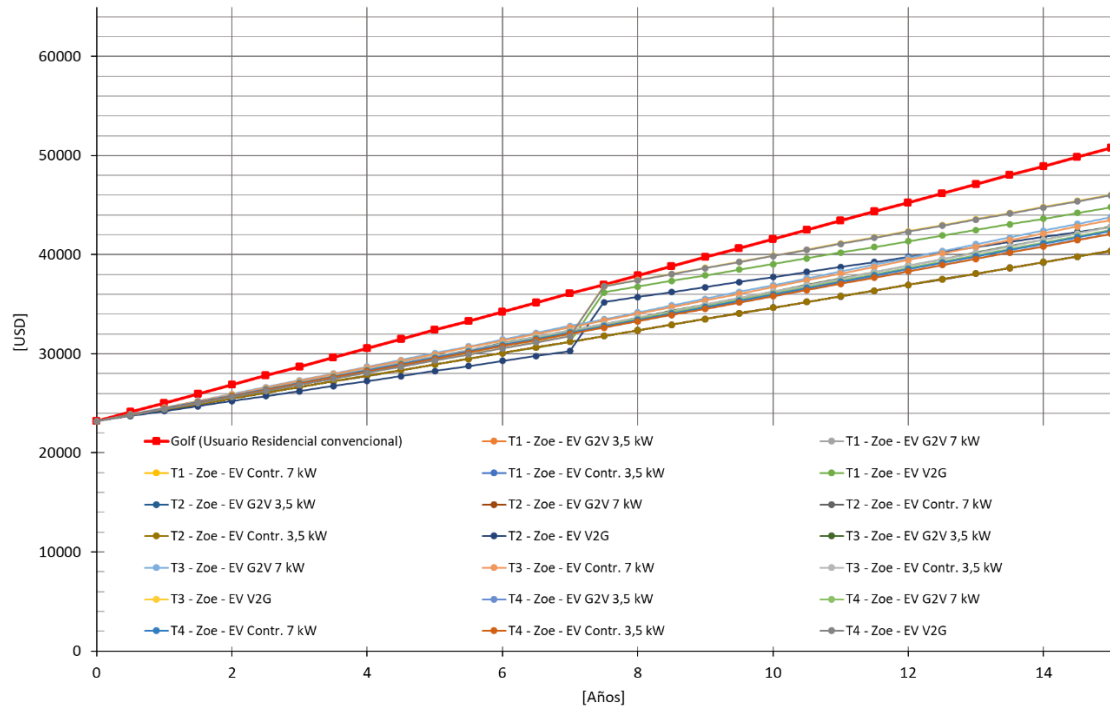


Figura 147. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI para el tercer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.

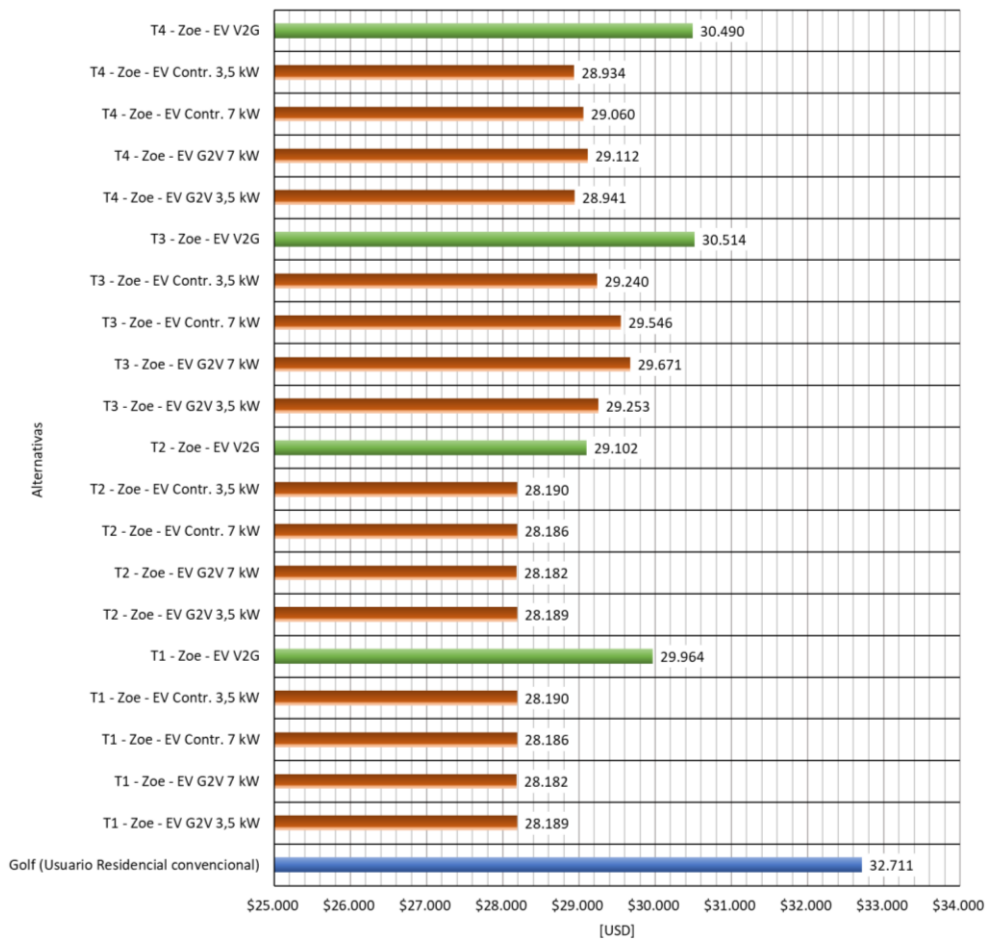


Figura 148. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional para el tercer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.

Como conclusión del estudio económico base y de sensibilidad del recambio de los costos de utilización de un vehículo con MCI y EVs se destaca que actualmente, mediante la consideración de las cuatro tarifas adoptadas y para los distintos tipos de usuarios, en ningún caso resulta conveniente la utilización de un EV con respecto a un vehículo con MCI. Por otro lado, en caso de considerar disminuciones del costo de adquisición de los EVs, según la disminución del costo, se presentan flujos de caja positivos en los distintos tipos de usuarios con las tarifas propuestas. En todos los casos, las tarifas T1 y T2, presentan menores valores de NPC y gastos de movilidad acumulados menores en comparación con los casos de estudio con tarifas T3 y T4. En las cuatro tarifas analizadas, los mayores niveles de NPC y tiempos en el que se presenta un menor flujo de caja acumulado en comparación con un usuario que utiliza vehículo con MCI se presentan para los usuarios que poseen EV operando en modo V2G; debido a que en la mitad del período de análisis deben efectuar una inversión por el reemplazo de la batería de sus EVs a causa de la degradación que sufren al operar en modo V2G.

En el caso de que los costos de adquisición entre el modelo de EV y de vehículo convencional sean similares, no se presenta duda en la elección de un modelo eléctrico debido a su menor costo de utilización anual.

Del análisis presentado se demuestra que actualmente para que la conveniencia económica del uso de EVs sea superior a la de los vehículos con MCI, no deben existir grandes diferencias en los precios de venta de los modelos.

4.3 Análisis de inserción de flotas de EBs urbanos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes al análisis de la inserción de flotas de EBs urbanos en la red eléctrica de distribución urbana-residencial de la ciudad de Santo Tomé.

4.3.1 Características de las flotas de buses urbanos

En primer lugar, se estudian las características técnicas de las flotas de buses urbanos de la ciudad de Santo Tomé. Luego, se analizan los recorridos habituales de las líneas de transporte urbano correspondientes a la localidad de estudio de la red de MT, se determinan las distancias diarias típicas de recorrido de los buses BE y se definen los patrones de utilización de los mismos.

En el sitio web de Infobus [88] se identifican las principales líneas de colectivos interurbanos que brindan su servicio con parte de su recorrido en la ciudad de Santo Tomé. Se seleccionan las líneas que poseen como punto de inicio o final del recorrido a la ciudad de Santo Tomé. En el caso de la Línea C, Bandera Verde, se seleccionan los dos recorridos principales, luego existen variantes de estos. Con la información del sitio web de Infobus se trazan los recorridos de las seis líneas de colectivos seleccionadas, los mismos se presentan en la Figura 149. Con la traza de los recorridos es posible conocer la distancia de los mismos, en la Tabla 22 se detallan el nombre de la Línea, los puntos de inicio/final de recorrido y la distancia total del trayecto.

Del sitio web de Infobus se extraen las tablas de horarios de las líneas de colectivos, con estas es posible tomar conocimiento de los horarios de salida y llegada de los viajes realizados diariamente por las líneas de colectivos seleccionadas. Si bien se tiene conocimiento de que en días no hábiles la cantidad de viajes de cada línea resulta menor que en días hábiles, la información recolectada se corresponde con estos últimos. En el presente análisis se adoptan los mismos horarios y cantidad de trayectos diarios en los siete días de la semana, con esta suposición se obtiene un escenario pesimista en los días no hábiles. Se observa que en horas de la madrugada los colectivos no efectúan trayectos. Por otro lado, se destaca que en las primeras y últimas horas del período de servicio diario de las flotas de EBs, las frecuencias de los trayectos realizados son menores. Mediante el análisis de las tablas mencionadas, se estima el número de colectivos que debe poseer cada línea en su flota, el mismo surge de considerar una sincronización entre unidades tal que en todo momento se puedan efectuar los trayectos que cada línea de colectivo para cubrir el servicio con la frecuencia impuesta por la normativa local vigente. En todos los casos se suponen dos unidades adicionales de buses en comparación con el número mínimo necesario para cubrir el servicio en caso de que las condiciones sean ideales. Con dos unidades adicionales se posee mayor flexibilidad en casos de que surjan inconvenientes, por ejemplo, si se avería alguna unidad o por problemas para finalizar los trayectos en el lapso programado. En la Tabla 23 se presenta el horario de inicio del primer recorrido diario y llegada del último recorrido de la jornada, los tiempos de circulación promedio por recorrido, la cantidad de recorridos por día y el número de colectivos estimados por flota de cada Línea en análisis. Los tiempos de recorrido indicados en la Tabla 23 de las líneas de colectivo “C Verde” son los respectivos a un viaje de ida o regreso (no de ida y regreso). Los tiempos de recorrido indicados en la Tabla 23 de las líneas “C Negra” y “C azul” son los respectivos al viaje de ida y regreso. Se adopta esta manera de expresar los datos, pues en el análisis se supone que los recorridos de las líneas de “C Verde” poseen dos zonas de descanso, una en cada extremo, es decir, si un bus de la línea “C Verde ST – Los Zapallos” inicia su recorrido en Los Zapallos, demora 01:45 hs en llegar al depósito de Santo Tomé y allí inicia su recarga y viceversa en el caso de los buses efectúan su viaje en sentido inverso. Por el mismo motivo, el número de colectivos de la línea “C Verde” indicados en la Tabla 23 es de la mitad de la flota real. Se considera que en el descanso de Los Zapallos o de Arroyo Leyes, los colectivos se recargan su batería de igual manera que en Santo Tomé, estas suposiciones fueron realizadas en orden con simular condiciones lo más reales posibles de

operación de las líneas de colectivos en la práctica. Por otro lado, las recargas de los EBs efectuadas en Los Zapallos y Arroyo Leyes, no pertenecen a la red en estudio, entonces, no se analiza el impacto de las mismas en la red de distribución correspondiente. Por las razones previamente mencionadas, se opta por indicar en la Tabla 23 un tiempo de recorrido que considera únicamente un viaje de regreso o ida y un número de colectivos de la flota de EBs de las líneas “C Verde” de la mitad de la flota real.

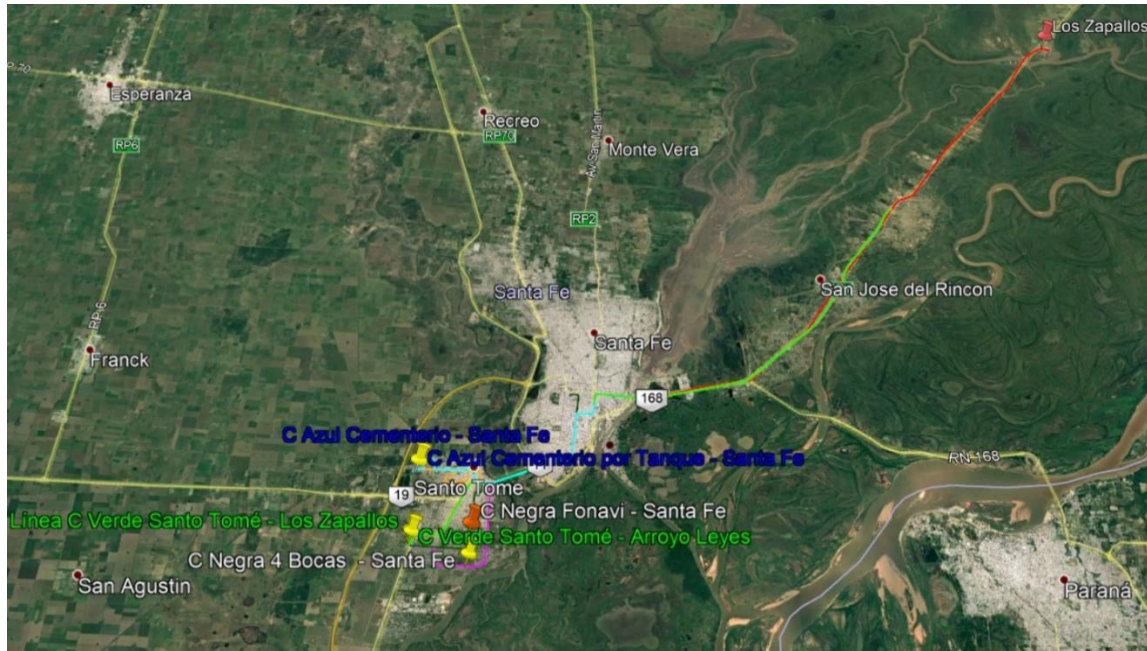


Figura 149. Recorridos Líneas de colectivos que operan en la ciudad de Santo Tomé

Tabla 22. Denominación, puntos de partida/llegada y distancias recorridas por las líneas de colectivos.

Línea	Bandera	Inicio Recorrido	Destino	Distancia de Ida [km]	Distancia Total [km]
C	Verde Los Zapallos	Santo Tomé	Los Zapallos	45,5	91
C	Verde Arroyo Leyes	Santo Tomé	Arroyo Leyes	31,6	63,2
C	Negra 4 Bocas	Santo Tomé	Santa Fe	15	30
C	Negra Fonavi	Santo Tomé	Santa Fe	13,7	27,4
C	Azul Cementerio por Tanque	Santo Tomé	Santa Fe	13,1	26,2

Tabla 23. Parámetros de los recorridos y flotas de colectivos de las líneas seleccionadas.

Denominación Línea	Hora inicio primer recorrido [hs]	Horario finalización último recorrido [hs]	Tiempo de circulación promedio por recorrido [hs]	Nº de Recorridos por día	Nº Estimado de Colectivos de la flota
C Verde ST-Los Zapallos	04:45	01:30	1,75	25	6
C Verde ST-Arrollo Leyes	02:00	00:15	1,50	38	6
C Negra 4 Bocas ST - Santa Fe	05:45	00:30	1,25	35	6
C Negra Fonavi ST - Santa Fe	05:15	00:30	1,25	35	6
C Azul Cementerio por Tanque ST - Santa Fe	05:00	23:30	1,50	28	5

Se elabora una gráfica similar a la Figura 150 para cada colectivo de cada línea de buses seleccionada. En estas se representa el “estado” de los colectivos de las flotas en análisis durante el día. En este sentido, el estado “1” indica que el colectivo se encuentra estacionado en la zona de descanso correspondiente a su línea, y el estado “0” indica que el mismo se encuentra efectuando un recorrido. En la Figura 150 se presentan los estados del colectivo N° 1 de la línea “C Azul Cementerio por Tanque”. De la misma manera se elaboran las curvas de estado de las restantes 28 unidades, estas se anexan en la sección 7.2. En la Figura 150 se aprecia para el caso particular de un colectivo de la línea “C Azul Cementerio por Tanque”, que el mismo inicia su primer recorrido a las 05:00 hs del día y termina su último trayecto de la jornada a las 21:30 hs. Se aprecian mayores tiempos de descanso en el primer y último período entre la llegada de un recorrido y el comienzo del siguiente. Las mayores frecuencias se presentan para horarios cercanos al mediodía, presentándose los menores tiempos de descanso. El mayor reposo se encuentra entre la finalización del último recorrido de la jornada y el inicio del primer recorrido del día siguiente (de 21:30 a 05:00).

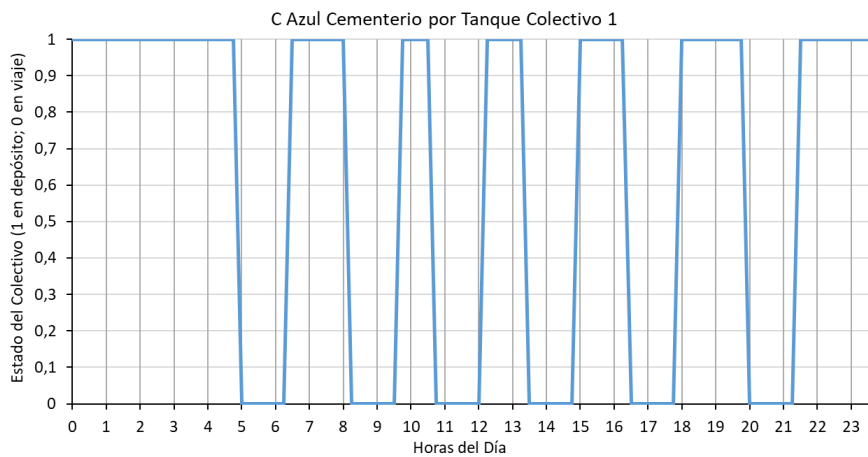


Figura 150. Curva de estado diario del Colectivo 1 de la línea “C Azul Cementerio por Tanque”

4.3.2 Sistemas de carga adoptados

En la sección 2.14 se presentó un análisis de las tecnologías de los sistemas de carga de EBs urbanos en depósito o recargas de oportunidad. Considerando el estado actual del desarrollo de las tecnologías de carga para autobuses [62], se adoptan inicialmente cargadores de pared de CC de 24 kW (Terra DC Wallbox) [89]-[90], y en caso de que las potencias capaces de brindar por estos no sea suficiente para una correcta operación de la flota de EBs, se adoptan los cargadores “Terra 54HV (50kW)” [91]. Si a su vez, el último modelo de cargadores expuestos no logra cumplir con las exigencias de recarga de las flotas de EVs se adoptarían productos de 100 kW de potencia, 150 kW y así sucesivamente respetando los escalones de potencia de recarga que actualmente se comercializan. En general, las elevadas potencias de recarga, se encuentran asociadas a flotas de EBs de gran envergadura y/o características particulares como recorridos diarios muy extensos, que exigen puntos de recarga de oportunidad.

A su vez, es importante destacar que el estudio de acceso de EBs en la red se inicia con el análisis de los puntos de recarga de menor potencia para EBs existentes dentro de la empresa ABB (una de las que brinda mayor difusión de estas tecnologías actualmente) con el objetivo de no sobredimensionar las instalaciones de recarga y evitar mayores costos de adquisición en estas tecnologías.



Figura 151. Cargador de pared de CC de 24 kW

4.3.3 Modelos de EBs adoptados

Se estudian y seleccionan dos modelos de EBs de corta distancia (para recorrido interurbano). La elección de los modelos se focaliza en las prestaciones de energía de la batería y en el tipo de carga admitida. Los modelos seleccionados son los buses “Scania Citywide BEV” [92] y “Mercedes-Benz eCitaro 12” [93], ambos actualmente se comercializan en Europa. A diferencia de los EVs, resulta más complejo hallar información sólida sobre los costos iniciales de adquisición y el consumo promedio de los EBs (a su vez el consumo depende de muchas variables); estos dos parámetros se estiman según valores promedios de los EBs existentes actualmente en el mercado. Los valores adoptados son:

- ❖ Consumo promedio de EBs: 115 kWh/100 km [95]
- ❖ Costo inicial de adquisición de EBs: USD 750.000 [94]

En la Tabla 24 se presentan parámetros de interés de los modelos de EBs seleccionados.

Tabla 24. Parámetros de interés de los modelos de EBs seleccionados.

Modelo	Capacidad Batería [kWh]	Potencia máxima de recarga	Potencia máxima recarga con Pantógrafo
Scania Citywide BEV	254	150 kW (CCS Type 2)	Hasta 300 kW (Pantógrafo Abajo)
Mercedes-Benz eCitaro 12	292	150 kW (CCS Type 2)	Opcional

4.3.4 Modelado de procesos de carga de EBs

Se definen y modelan los ciclos de carga de los EBs según las tecnologías de los cargadores y modelos de EB seleccionados. Del análisis de las curvas de carga rápidas presentada para EVs en la sección 4.2.4 y de distintos modelos de EVs [96], el modelado de las curvas de carga de EBs se efectúa bajo las siguientes consideraciones según las tecnologías de cargadores seleccionadas:

- ❖ Cargador de pared de CC de 24 kW: se considera un aporte constante de potencia de 24 kW durante todo el proceso de carga.
- ❖ Cargador Terra 54HV (50kW): se considera un aporte de potencia constante de 50 kW hasta lograr un estado de carga de la batería del 90%, luego se completa el proceso con una pendiente constante de disminución de potencia hasta 20 kW.

En la Figura 152 y Figura 153 se presentan las curvas de demanda de potencia en función del tiempo obtenidas de los procesos de recarga de los modelos de EBs adoptados considerando una potencia nominal de recarga de 24 kW y 50 kW respectivamente.

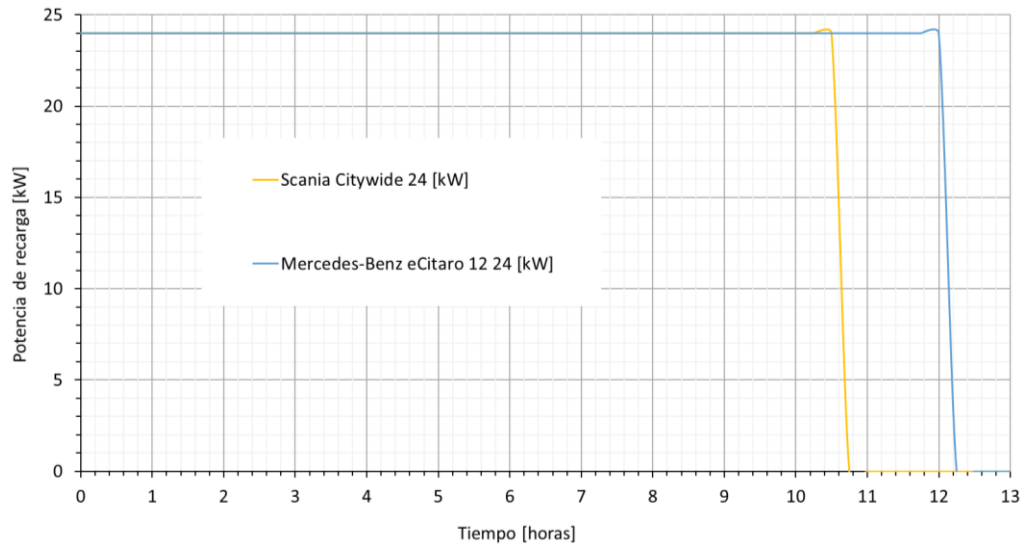


Figura 152. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EBs adoptados con una recarga con potencia nominal de 24 kW

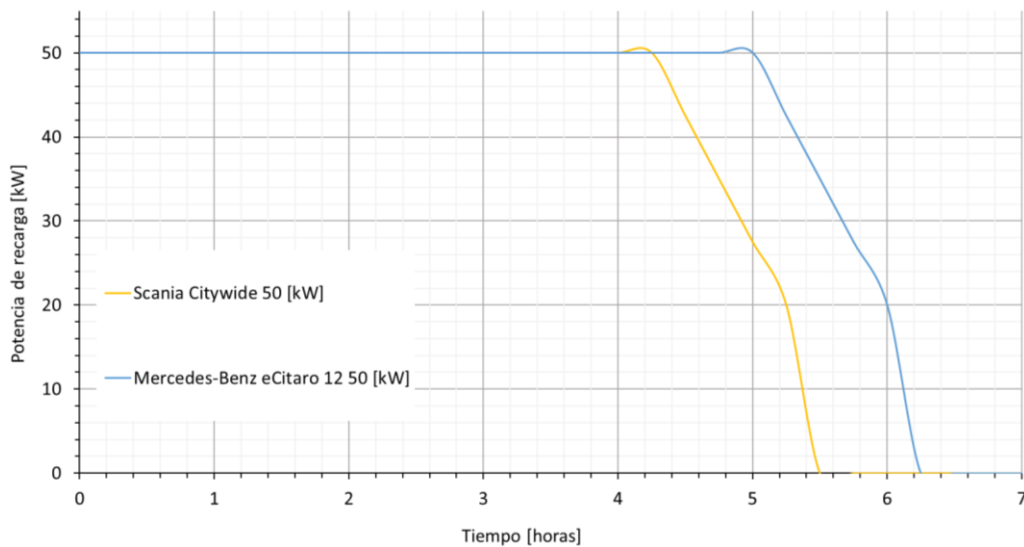


Figura 153. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga con potencia nominal de 50 kW.

4.3.5 Estrategia de recarga de EBs

Se propone como estrategia de recarga de las flotas de EBs en estudio que las unidades efectúen la carga de su batería en los depósitos de colectivos en el momento que ingresan a los mismos. Por otro lado, cuando los EBs regresan de su último recorrido de la jornada, no efectúan su recarga inmediatamente como en los demás casos, recargan sus baterías en horas de la madrugada para evitar aportes innecesarios al pico de demanda nocturno del sistema. En primera instancia, se analiza la posibilidad de efectuar las recargas de EBs con cargadores de DC y potencia nominal de 24 kW, en caso de que se torne imposible cumplir con los requerimientos de recarga con esta potencia, se analiza la factibilidad de efectuar la recarga con una potencia nominal de 50 kW.

4.3.6 Perfiles de carga de EBs

Se construyen los perfiles de carga de EBs, según las estrategias y tecnologías de carga de baterías seleccionadas.

En primera instancia, se verifica que la autonomía de los EBs seleccionados sea superior a la distancia de los recorridos de cada línea. En la Tabla 25 se presentan las autonomías de los modelos de EBs seleccionados según la capacidad de batería de los mismos y un consumo promedio de 115 kWh/100 km (adoptado en la sección 4.3.3). Como se presenta en la sección 4.3.1, los recorridos de las líneas de colectivos seleccionadas para el estudio varían entre 26,2 km y 91 km por lo tanto, las autonomías de los EBs seleccionados son mayores a las distancias de los recorridos que deben efectuar, por lo tanto, con una recarga completa pueden realizarlos correctamente sin la necesidad de una recarga de oportunidad con un pantógrafo en alguna parada del recorrido.

Tabla 25. Autonomía de los modelos de EBs seleccionados.

Modelo	Capacidad Batería [kWh]	Consumo [kWh/ 100 km]	Autonomía Total [km]
Scania Citywide BEV	254	115	220,9
Mercedes-Benz eCitaro 12	292	115	253,9

Los modelos de EBs “Scania Citywide BEV” son asignados a las tres líneas de colectivos que poseen menor recorrido (“C Negra 4 Bocas – Santa Fe”, “C Negra Fonavi – Santa Fe” y “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe”). Los modelos de EBs “Mercedes-Benz eCitaro 12” son asignados a las dos líneas de colectivos que poseen mayor recorrido (“C Verde Santo Tomé – Los Zapallos” y “C Verde Santo Tomé – Arroyo Leyes”).

Las líneas “C Negra 4 Bocas – Santa Fe”, “C Negra Fonavi – Santa Fe” y “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe” que poseen menor distancia por cada recorrido, pueden efectuar su recarga con un cargador de potencia nominal de 24 kW. Las líneas “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos” y “C Verde Santo Tomé – Arroyo Leyes”, que efectúan los recorridos más extensos, en caso de poseer cargadores con potencia nominal de 24 kW, no podrían abastecer los requerimientos de la flota de EBs, por esta razón se considera que las mismas efectúan la recarga de su flota con una potencia nominal de 50 kW. En la Tabla 26 se resumen para cada línea de colectivos la potencia nominal de recarga que utilizan.

Tabla 26. Potencia nominal de recarga empleada en cada flota de EBs.

Línea de colectivos	Potencia nominal de recarga en DC [kW]
C Verde ST-Los Zapallos	50
C Verde ST-Arrollo Leyes	50
C Negra 4 Bocas ST - Santa Fe	24
C Negra Fonavi ST - Santa Fe	24
C Azul Cementerio por Tanque ST - Santa Fe	24

Desde la Figura 154 a la Figura 158, se presentan los perfiles de demanda de potencia semanales de cada línea de colectivos. Estos fueron obtenidos considerando los horarios posibles de conexión de los EBs a la red, las potencias nominales de recarga de cada línea de EBs, el perfil de carga de las baterías, el consumo de energía en cada recorrido y recarga en horas de la

madrugada luego del último viaje de la jornada. Se presentan menores potencias totales demandadas en las líneas que poseen recorridos menos extensos, las cuales a su vez efectúan recargas con una potencia nominal de 24 kW. La menor potencia pico demandada se presenta en el caso de la línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe”, la cual posee 5 unidades de EBs, a diferencia del resto de las líneas de colectivos que poseen 6. Las mayores potencias pico demandadas se presentan en el caso de las líneas “C Verde” las cuales poseen los recorridos más extensos y potencia nominal de recarga de 50 kW.

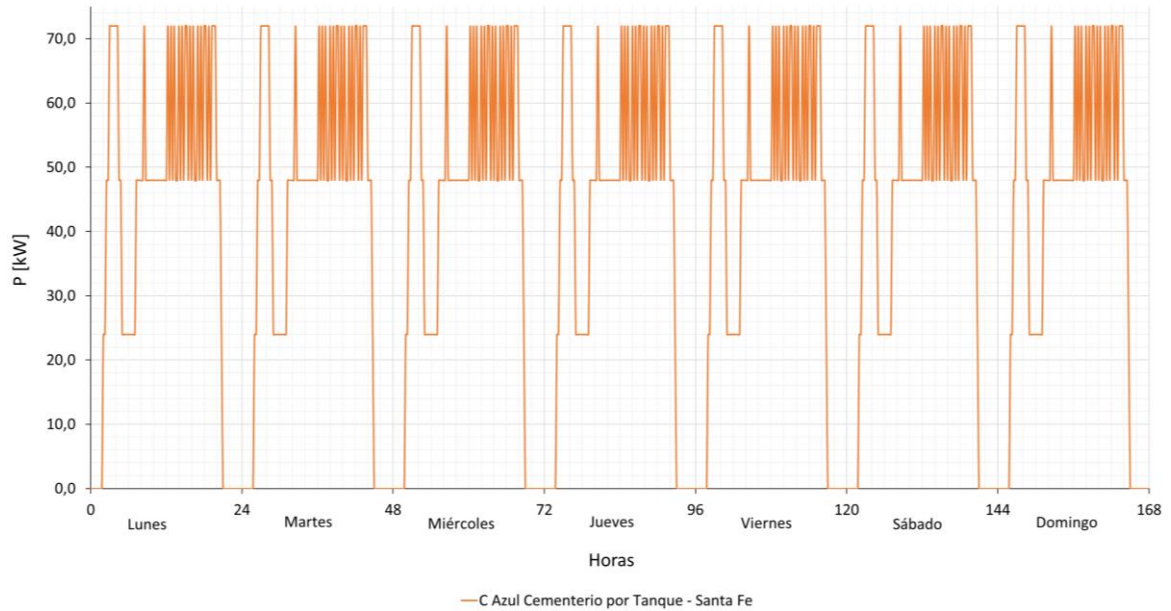


Figura 154. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe”.

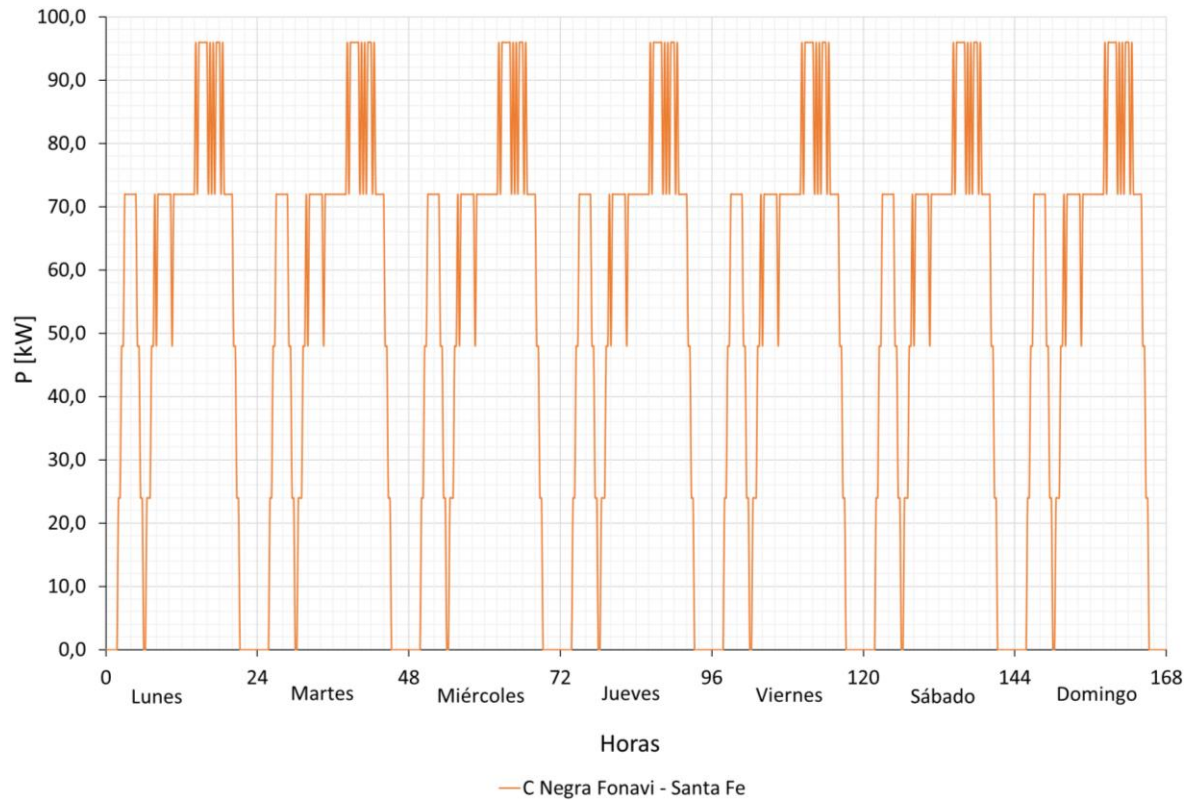


Figura 155. Perfil de demanda de potencia semanal para línea "C Negra Fonavi – Santa Fe".

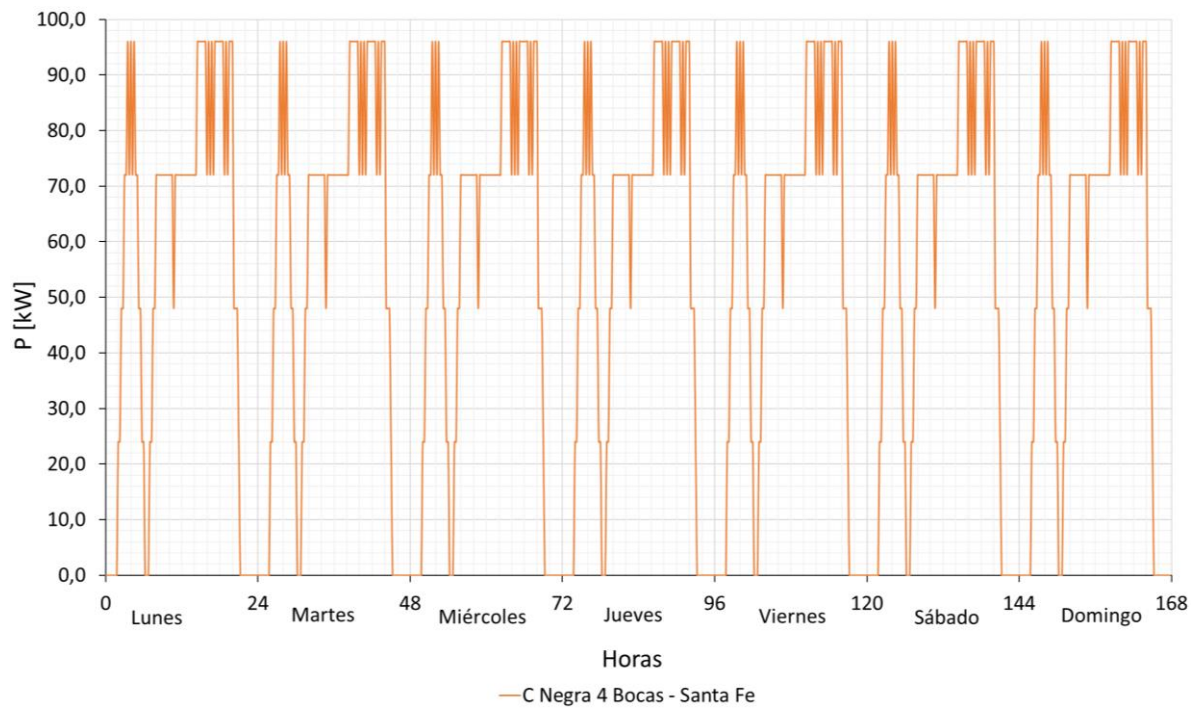


Figura 156. Perfil de demanda de potencia semanal para línea "C Negra 4 Bocas – Santa Fe".

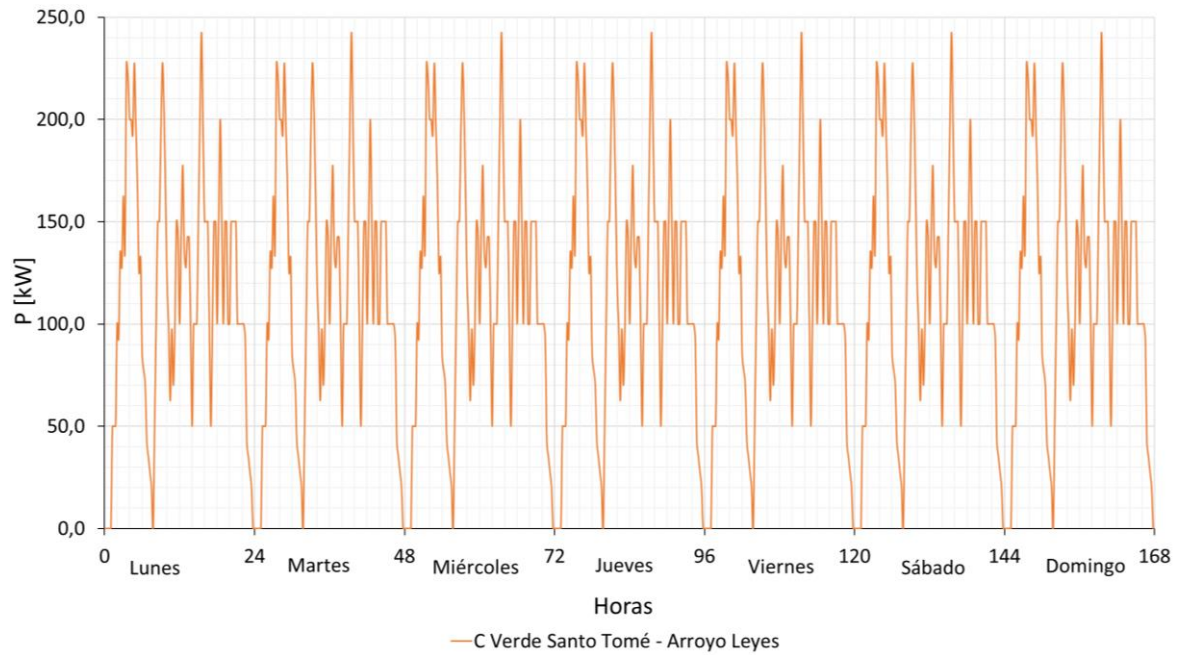


Figura 157. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Verde Santo Tomé – Arroyo Leyes”.

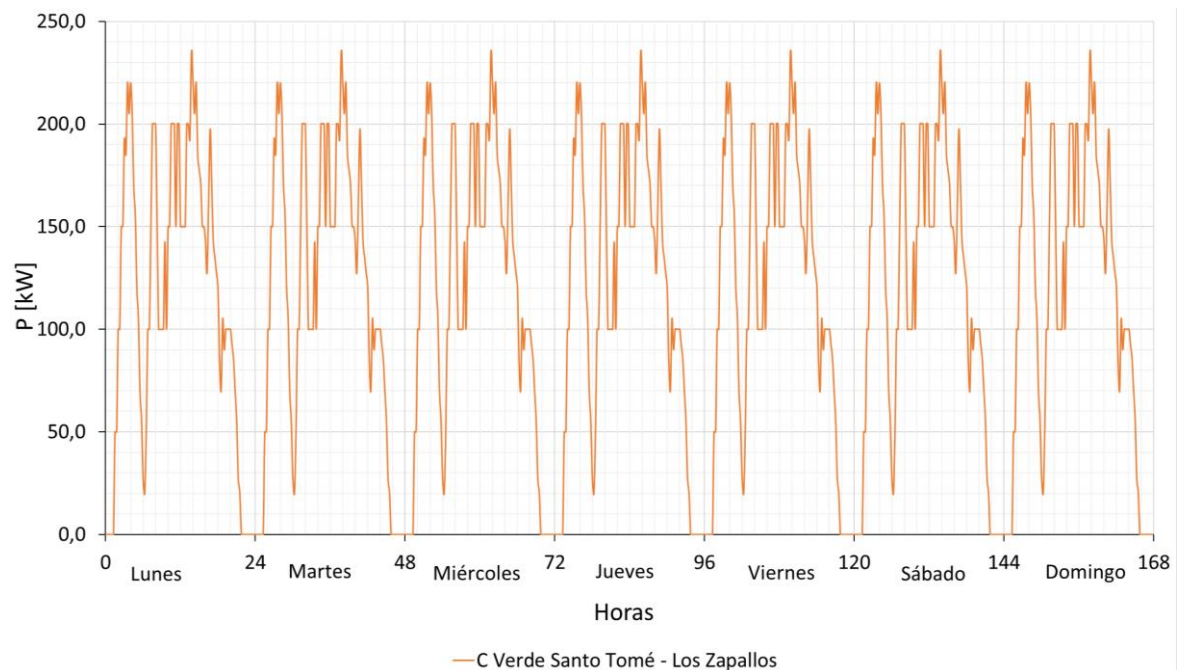


Figura 158. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos”.

4.3.7 Indicadores técnicos y económicos adoptados

Se adoptan los mismos indicadores técnicos descriptos en el análisis de EVs en la sección 4.2.8. Con respecto a los indicadores económicos, para efectuar el estudio financiero de la utilización de EVs se adoptan los siguientes:

- ❖ Costo de energía eléctrica de Grandes Demandas (según Cuadro Tarifario Completo Mensual de la EPE de Santa Fe para usuarios con demanda máxima mayor de 20 kW [79]).
- ❖ Costo por año recorrido en un colectivo convencional y en un EB.
- ❖ Costo Presente Neto (NPC)

4.3.8 Impacto en la red de 13,2 de Santo Tomé de las flotas de EBs urbanas

Se efectúa un análisis del impacto del proceso de carga de los EBs en las condiciones de operación de la red según la estrategia de recarga propuesta.

En la Figura 159 se presenta la ubicación geográfica de los depósitos de buses de las líneas consideradas. Se observa que el depósito de las líneas “C Verde” y “C Negra” es el mismo, según su ubicación geográfica la demanda de potencia de estas líneas de EBs son modeladas en el mismo nodo de la “SET_1284” del distribuidor San José. Por otro lado, el depósito de la línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe” se encuentra en el norte de la ciudad, debido a su ubicación geográfica, la demanda de potencia de esta línea de EBs es modelada en el mismo nodo de la “SET_1031” del distribuidor Mosconi.



Figura 159. Ubicación depósitos de colectivos e inicio de recorridos.

En la Figura 160 y Figura 161 se presentan los perfiles semanales de cargabilidad de los distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y con la inserción de las flotas de EBs considerando un perfil de demanda de verano e invierno respectivamente. En el distribuidor Mosconi se observa aumentos marginales de cargabilidad, este abastece únicamente a la línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe”, la cual a su vez presenta los menores niveles de demanda de potencia, pues posee cinco unidades de EBs, con recarga de 24 kW de potencia nominal y el recorrido es el menos extenso. Por otro lado, el distribuidor San José presenta incrementos apreciables de cargabilidad que se presentan principalmente en el período diurno (ver Figura 160 y Figura 161). Los mayores aumentos de cargabilidad del distribuidor San José con respecto al distribuidor Mosconi se debe a que desde el mismo se abastece la demanda de 4 líneas de EBs, de las cuales dos de ellas efectúan su recarga con una potencia nominal de 50 kW y a su vez poseen los recorridos más extensos (mayor demanda de energía).

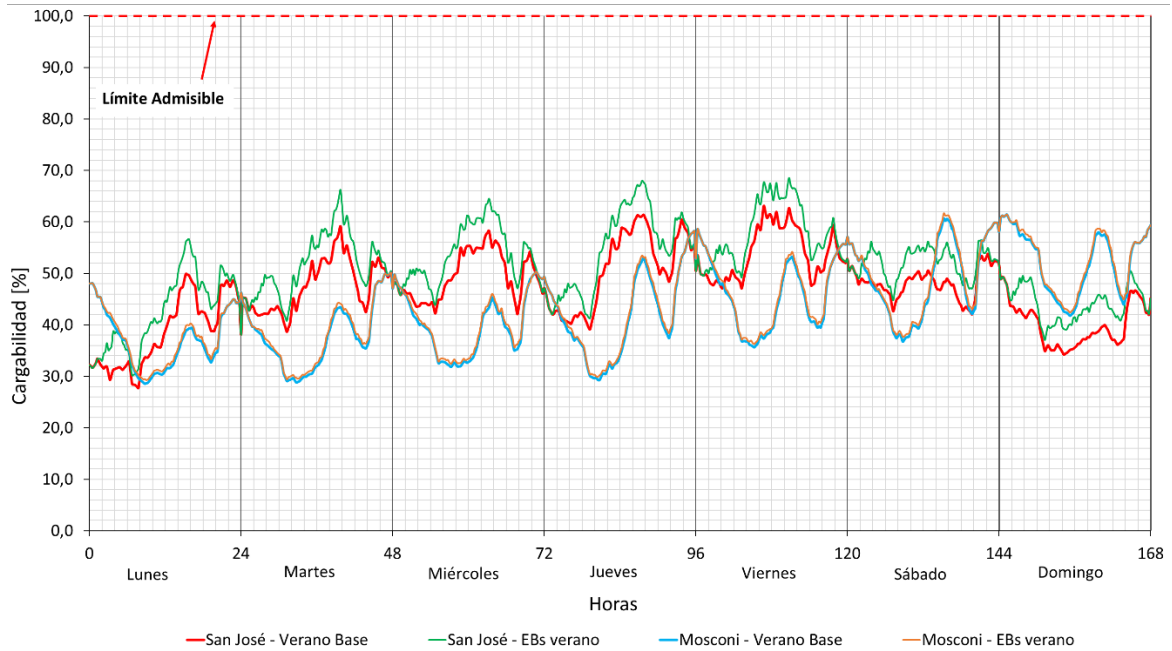


Figura 160. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos considerando un perfil de demanda de verano.

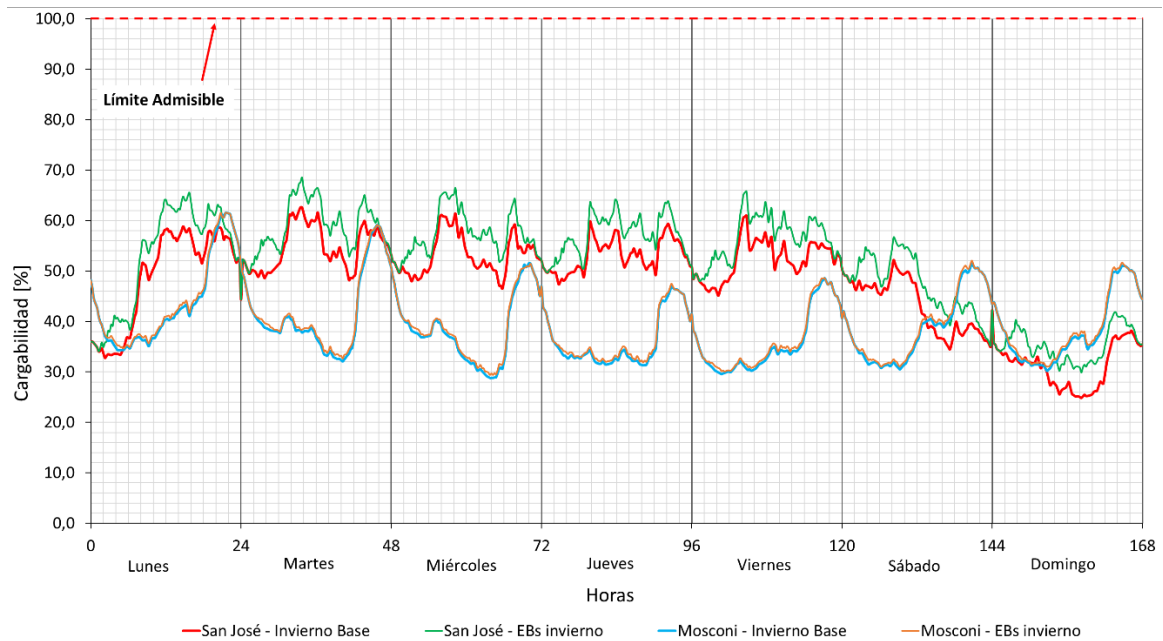


Figura 161. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos considerando un perfil de demanda de invierno.

Como se observa en la Figura 162, consolidando los resultados anteriormente detallados, el máximo aumento de la cargabilidad máxima del distribuidor Mosconi con respecto al caso base es de 0,2% con un perfil de demanda de verano. Por otro lado, los aumentos de la cargabilidad máxima del distribuidor San José son de 5,48% para un perfil de demanda de verano y de 5,85% para un perfil de demanda de invierno, aun así, en ningún caso se supera el 70% de la cargabilidad nominal del tramo más exigido del distribuidor. Con respecto a los niveles mínimos de tensión nominal, no existen variaciones apreciables, y todos los nodos mantienen valores dentro del margen admisible (ver Figura 163).

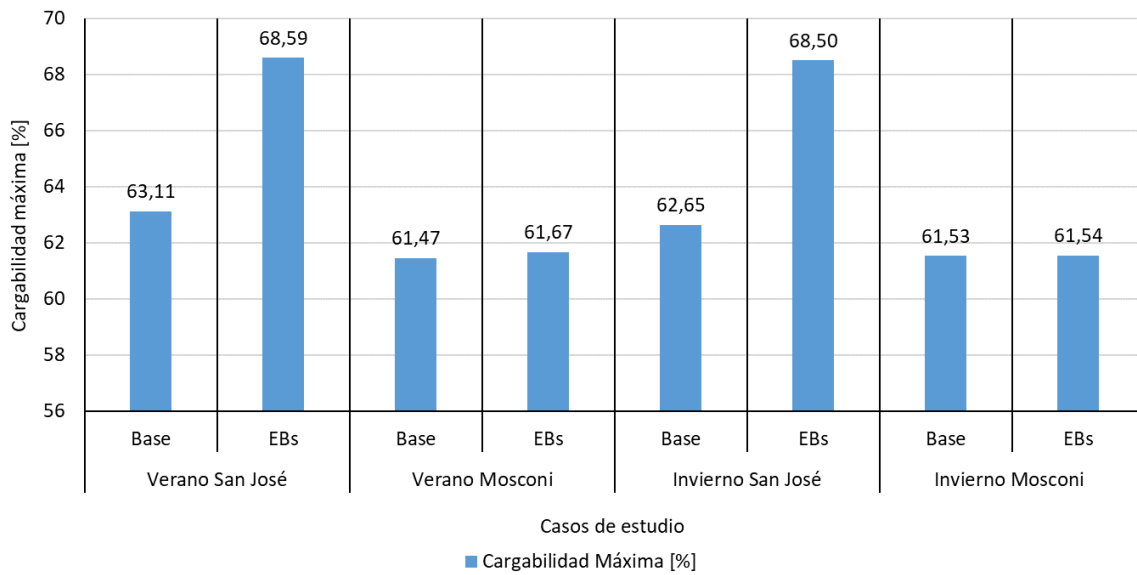


Figura 162. Cargabilidad máxima semanal de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos.

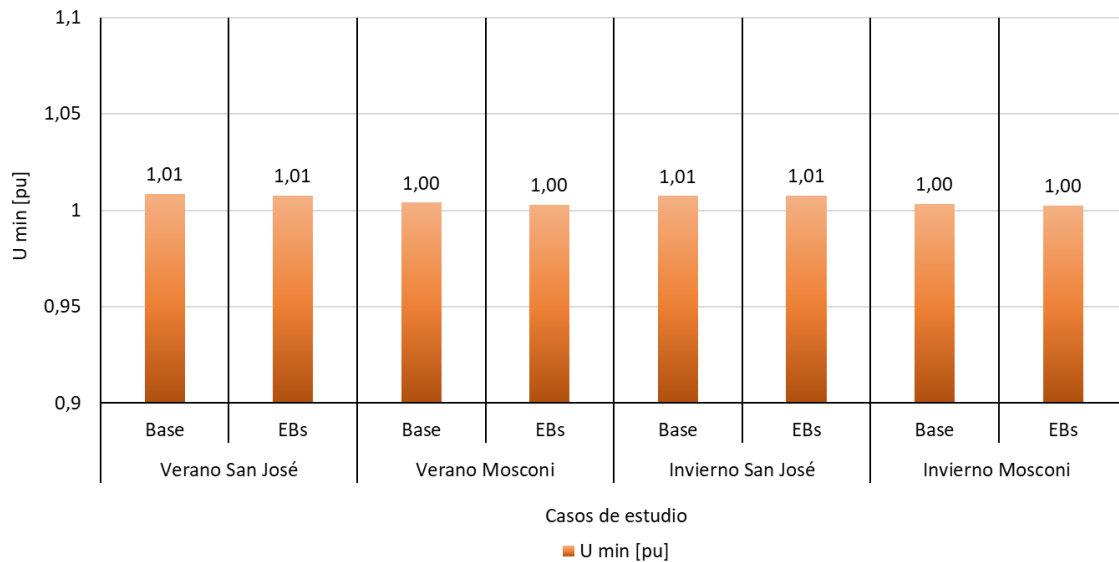


Figura 163. Tensión mínima semanal de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos.

En la Figura 164 se presentan los niveles de F_p y F_c para el caso base de estudio y considerando la inserción de las flotas de EBs de los distribuidores San José y Mosconi. En el caso del distribuidor Mosconi, el F_p presenta aumentos poco apreciables, siendo el caso más desfavorable un incremento del 1% del pico de demanda semanal. Con respecto al F_c , tampoco se observan variaciones considerables, existe una leve mejora de 0,01 con un perfil de demanda de invierno. En el caso del distribuidor San José, el F_p para ambos escenarios de demanda se incrementa denotando que el pico de demanda del distribuidor se incrementa en un 9% respecto al caso base de estudio con la inserción de las flotas de EBs. Con respecto al F_c se aprecia un leve desmejoramiento del mismo con una disminución de 0,01 con la consideración de un perfil de demanda de verano.

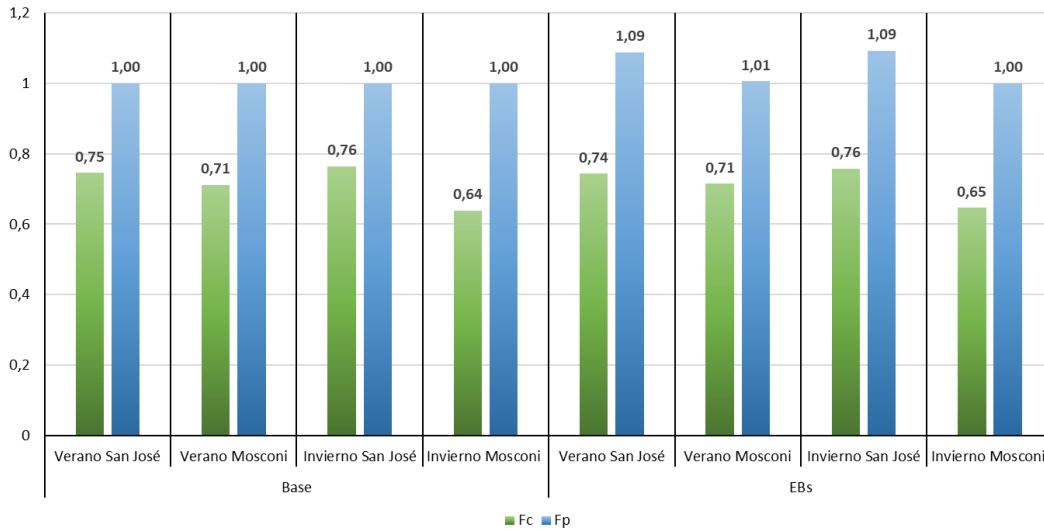


Figura 164. F_c y F_p de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos.

En la Tabla 27 se presenta la potencia nominal, potencia máxima demandada sin inserción de EBs, potencia máxima demandada debido a la recarga de EBs y potencia máxima total demandada (suponiendo que ambas demandas de potencias máximas se presentan en el mismo instante) de la “SET_1284” (Distribuidor San José) y la “SET_1031” (Distribuidor Mosconi). Se observa que la “SET_1031” es capaz de absorber la nueva demanda debida a la recarga de los EBs en el distribuidor Mosconi. Por otro lado, la “SET_1284” no es capaz de absorber la nueva demanda debida a la recarga de EBs, por esta razón, se propone la instalación de una nueva SETA (además de la “SET_1284” ya existente) con una potencia nominal de 630 kVA o superior (Por ejemplo 1000 kVA) que alimente de manera exclusiva a la demanda particular de EBs.

Tabla 27. Características de SETAs implicadas en la inserción de EBs.

SETA	Distribuidor	S_{nom} [MVA]	$S_{m\acute{a}x}$ sin EBs [MVA]	$P_{m\acute{a}x}$ de EBs [MW]	$S_{m\acute{a}x}$ total [MVA]
SET_1284	San José	0,160	0,10	0,6155	0,70
SET_1031	Mosconi	0,315	0,11	0,0720	0,17

En conclusión, del análisis del impacto en la red de distribución de 13,2 kV de la ciudad de Santo Tomé de la inserción de flotas de EBs se desprende que la red con su infraestructura actual admite la inserción de este nuevo tipo de demanda. El impacto más apreciable observado es un incremento de la cargabilidad del distribuidor San José de entre 5,48% y 5,85% según el perfil de demanda en estudio (verano o invierno) con respecto al caso base. Aun así, con estos incrementos la cargabilidad máxima del tramo más exigido del distribuidor San José, no se supera el 70% de la cargabilidad máxima admisible del mismo.

4.3.9 Análisis económico de recambio de buses convencionales por EBs

Se efectúa un análisis de rentabilidad económica del recambio de buses urbanos convencionales por EBs con las estrategias de recarga desarrolladas en la sección previa (4.3.8). Se adoptan para cada Línea de colectivos un modelo de EB y un modelo de colectivo convencional con MCI de similares prestaciones. Luego, mediante las características de los mismos se elaboran las gráficas de evolución de erogaciones económicas en función del tiempo. Para el estudio se adoptan las siguientes consideraciones:

- ❖ La distancia recorrida por los colectivos diariamente es la correspondiente a la Línea a la cual pertenezcan según la sección 4.3.1.
- ❖ Se adoptan los modelos de EBs previamente considerados en el análisis del impacto en las condiciones de operación de la red.
- ❖ Se respetan los modelos de EBs asignados a cada Línea de colectivos en la sección 4.3.6.
- ❖ Se obtiene el costo de energía eléctrica de las demandas particulares de recarga de EVs según Cuadro Tarifario Completo Mensual de la EPE de Santa Fe para usuarios con demanda máxima mayor de 20 kW [79].
- ❖ Se adoptan valores de referencia de las características técnicas de modelos de colectivos convencionales con MCI (no de un modelo específico).
- ❖ Se utilizan las características técnicas de los modelos de buses presentados en la Tabla 28.

Tabla 28. Características de los modelos de buses adoptados.

Variable	Scania Citywide BEV	Mercedes-Benz eCitaro 12	Colectivo convencional
Costo de adquisición [USD]	750.000	750.000	500.000
Combustible	-	-	Gas Oil
Consumo [kWh/100 km] o [l/100 km]	115	115	32,5 [97]-[98]- [99]
Costo mantenimiento [USD/km]	0,15 [100]	0,15 [100]	0,22 [100]
Capacidad [kWh]	254	292	-

- ❖ El costo del Gas Oil es de USD 0,858.
- ❖ Se adopta como costo de patentamiento de los buses el 0,5% anual del valor de compra del bus. Valor obtenido de la Ley Impositiva de la Provincia de Santa Fe [101].
- ❖ Se adopta como costo de seguro de los buses el 4% anual del valor de compra del bus. Valor estimado del análisis de costo típico en vehículos según distintas compañías aseguradoras (depende del tipo de póliza de seguro contratada y que de la empresa aseguradora).
- ❖ La tasa de descuento adoptada es del 12%.
- ❖ Se supone una vida útil de 12 años para los EBs y colectivos Diesel [102].
- ❖ Se asume un valor residual del 15% de los buses [102].
- ❖ Se asume que cada EB posee un cargador asignado con la potencia nominal correspondiente a la línea a la que pertenezcan. Se establece igual vida útil de los cargadores que los EBs, de esta manera el estudio se puede efectuar teniendo en cuenta una inversión inicial en el primer año de estudio y el retiro de los elementos en el mismo tiempo.
- ❖ Los costos adoptados de adquisición e instalación de los cargadores [103]-[104]-[105] se presentan en la Tabla 29. En el costo de instalación por cargador, se considera la disminución del mismo por la instalación de varias unidades - la instalación de varios cargadores en simultáneo reduce el costo por cargador, es posible realizar un proyecto general contemplando el conjunto de cargadores posibilitando de esta manera disminuir costos por ejemplo en materiales y mano de obra [105]- dependiendo del depósito en el que se instalen los mismos y su potencia de operación. En la bibliografía consultada se observan los costos de

instalación desagregados en trabajo, materiales, permisos e impuestos de cargadores de 50 kW, 150 kW y 350 kW. Luego, los costos de instalación totales de los cargadores de 24 kW se obtienen mediante extrapolación cuadrática.

Tabla 29. Características de los modelos de buses adoptados.

Cargador	Costo de adquisición [USD]	Costo de instalación [USD]
Cargador de pared de DC de 24 kW – Línea C Azul	11.770	9.049
Cargador de pared de DC de 24 kW – Líneas C Negra	11.770	9.049
Cargador Terra 54 – Líneas C Verde	30.350	17.692

- ❖ Se considera un escenario de estudio en el cual se suma al costo inicial de inversión de los EBs y la instalación de una cabina de transformación a nivel de 13,2/0,400-0,231 kV de 1000 kVA. Los costos asociados a la instalación de la SET a nivel se presentan en la Tabla 30.

Tabla 30. Costos ítems de instalación de cabina de transformación de 1000 kVA.

Item	Costo [USD]
Cabina Transformación a Nivel 13,2/0,400-0,231kV - 1000 kVA - Obra civil.	14.627
Cabina Transformación a Nivel 13,2/0,400-0,231kV - 1000 kVA - montaje electromecánico y provisión de materiales excepto transformador.	26.273
Transformador 13,2/0,400-0,231 kV - 1000 kVA	12.547

4.3.9.1 Costo de la energía eléctrica de alimentación de los EBs

Se obtiene el costo de la energía eléctrica utilizada para la recarga de los EBs bajo las siguientes consideraciones:

- ❖ Se asumen los depósitos de EBs como demandas particulares.
- ❖ Se adoptan como valores de potencia adquirida y energía consumida los respectivos a las curvas de demanda de los EBs obtenidas en la sección 4.3.6.
- ❖ El costo de la energía se obtiene mediante la aplicación del Cuadro Tarifario Completo Mensual de la EPE de Santa Fe para usuarios con demanda máxima mayor de 20 kW [79]. En la Tabla 31 se presentan los cargos que componen la tarifa de Grandes demandas para usuarios que demandan energía en el nivel de baja tensión según su potencia.

Tabla 31. Tarifa de Grandes Demandas - Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW de la EPE de Santa Fe

Demanda	Cargo comercial [USD-mes]	Cargo cap. Pico [USD/kW-mes]	Cargo cap. Fuera de Pico [USD/kW-mes]	Cargo por pot. adquirida [USD/kW-mes]	Cargo energía horas Pico [USD/kWh]	Cargo energía horas Resto [USD/kWh]	Cargo energía horas Valle [USD/kWh]
2 B1 - Menores a 300 kW	17,0625	5,6237	2,5076	1,0161	0,02922	0,02801	0,02681
2 B2 – Mayores o iguales a 300 kW	17,0625	5,6237	2,5076	1,0161	0,07427	0,07119	0,06810

De las curvas de demanda de los dos depósitos de EBs se obtienen los valores necesarios para obtener el costo mensual de la energía consumida, los mismos se presentan en Tabla 32. Como se observa, la demanda del depósito de las Líneas “C Negra” y “C Verde” se clasifica como 2 B2, pues es mayor a 300 kW. La demanda del depósito de la Línea “C Azul” es de tipo 2 B1, pues es menor a 300 kW.

Tabla 32. Características de potencia y energía demandada útiles para el cálculo del costo de la energía mensual.

Usuario	Cap. Pico [kW-mes]	Cap. Fuera de Pico [kW-mes]	Pot. adquirida [USD/kW-mes]	Energía horas Pico [kWh]	Energía horas Resto [kWh]	Energía horas Valle [kWh]
Depósito de líneas "C Verde" y "C Negra"	462,00	615,50	615,50	41.092,50	157.275,00	44.377,50
Depósito de línea "C Azul"	72,00	72,00	72,00	5.220,00	19.260,00	5.040,00

Con los cargos presentados en la Tabla 31 y las características de demanda presentadas en la Tabla 32, se obtiene el costo mensual de la energía para las dos demandas particulares de recarga de EBs. Luego se determina el costo por cada kWh consumido según la energía mensual demandada (ver Tabla 33). Este último valor es el empleado para calcular el costo de la energía consumida por los buses de las distintas Líneas de EBs para efectuar sus recorridos.

Tabla 33. Costos de la energía para los usuarios particulares de demanda de EBs.

Usuario	Costo mensual energía [USD]	Costo Energía [USD/kWh]
Depósito de líneas "C Verde" y "C Negra"	22.054,50	0,09085
Depósito de línea "C Azul"	1.502,80	0,05091

4.3.9.2 Resultados obtenidos

Con las consideraciones adoptadas se elabora el flujo de caja anual acumulado de los gastos en movilidad de una unidad de los distintos modelos de buses seleccionados según cada línea de colectivos analizada. Desde la Figura 165 a la Figura 169 se presentan las erogaciones acumuladas debidas a la movilidad en un período de análisis de 12 años para los diversos casos

de estudio planteados y las distintas líneas de colectivo según corresponda. Las curvas de erogaciones acumuladas se corresponden con:

- ❖ Un Bus convencional.
- ❖ Un EB considerando pago de patente.
- ❖ Un EB sin considerar el pago de la patente (simulando un posible incentivo de quita de impuestos).
- ❖ En el caso de los EBs del depósito de las líneas “C Verde” y “C Negra” se considera un escenario con la instalación de una cabina de transformación a nivel de 13,2/0,400-0,231 kV de 1000 kVA.

Del análisis de las curvas obtenidas se destaca que, con las consideraciones adoptadas e información recabada, en todos los casos las erogaciones de un colectivo convencional resultan menores a todos los escenarios planteados de EBs. En general, se observa un mayor costo anual de operación de los colectivos convencionales con respecto a los EBs. Por otro lado, la inversión inicial de los EBs resulta considerablemente mayor que los buses convencionales, tornando difícil que dentro del período de análisis el flujo acumulado de gastos sea menor que un colectivo con MCI. Se observa una menor diferencia entre las erogaciones acumuladas de los EBs sin pago de patente y los buses convencionales, en comparación con escenarios donde los EBs no perciben incentivos en quita de impuestos. Por otro lado, se observa que los EBs de la línea “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos” presentan una menor diferencia en costos acumulados en el final del período de análisis, considerando un retiro del pago de la patente. En general, se observan menores diferencias en erogaciones acumuladas con mayores distancias recorridas. Por último, no se advierten diferencias importantes entre escenarios que contemplen la instalación de una cabina de transformación a nivel de 13,2/0,400-0,231 kV de 1000 kVA y aquellos que no la contemplen, si bien el costo de instalación de la misma es considerable, se distribuye entre las 24 unidades de EBs (6 por cada línea de colectivo) que la utilizarán.

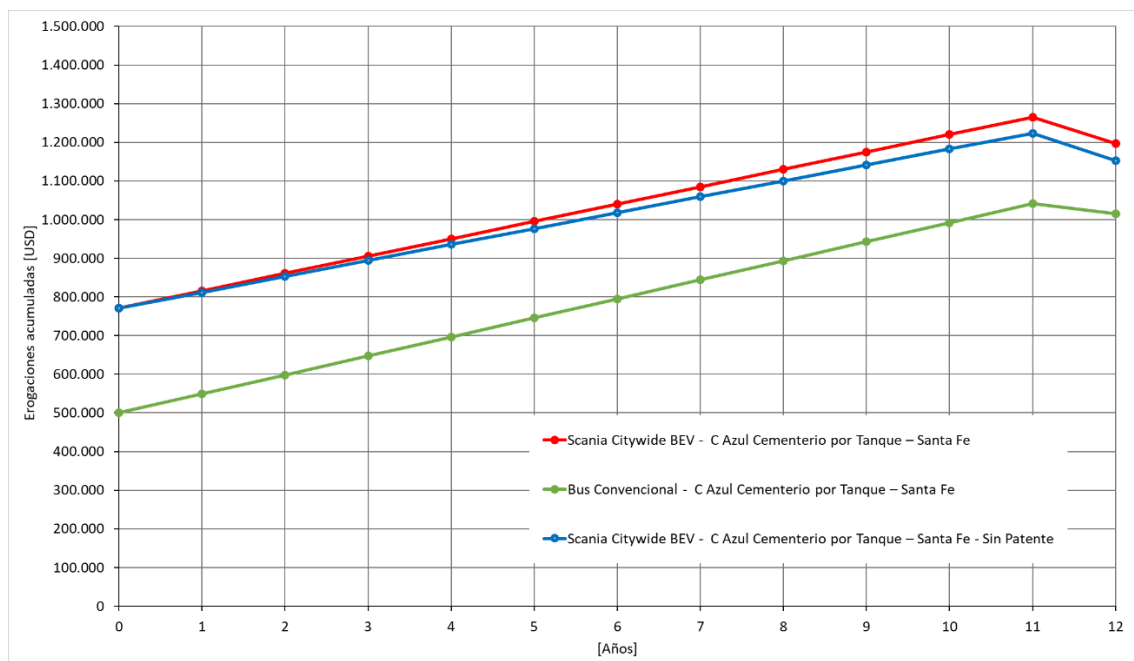


Figura 165. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe” según distintos casos de estudio.

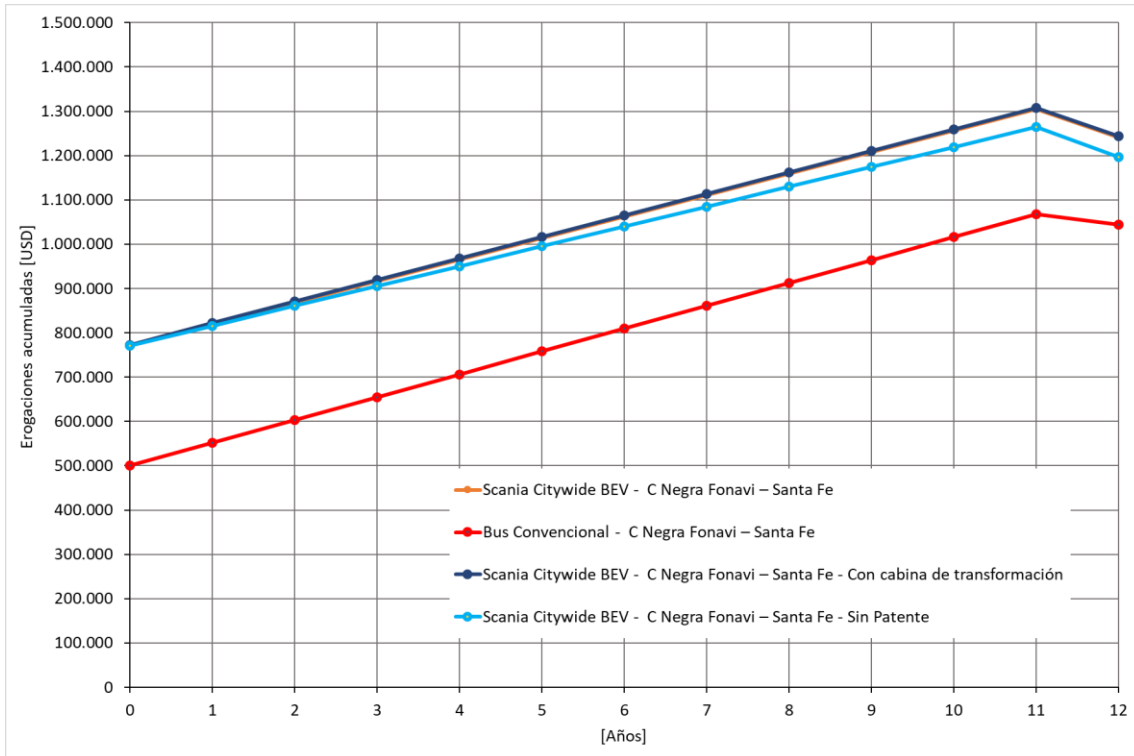


Figura 166. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea "C Negra Fonavi – Santa Fe" según distintos casos de estudio.

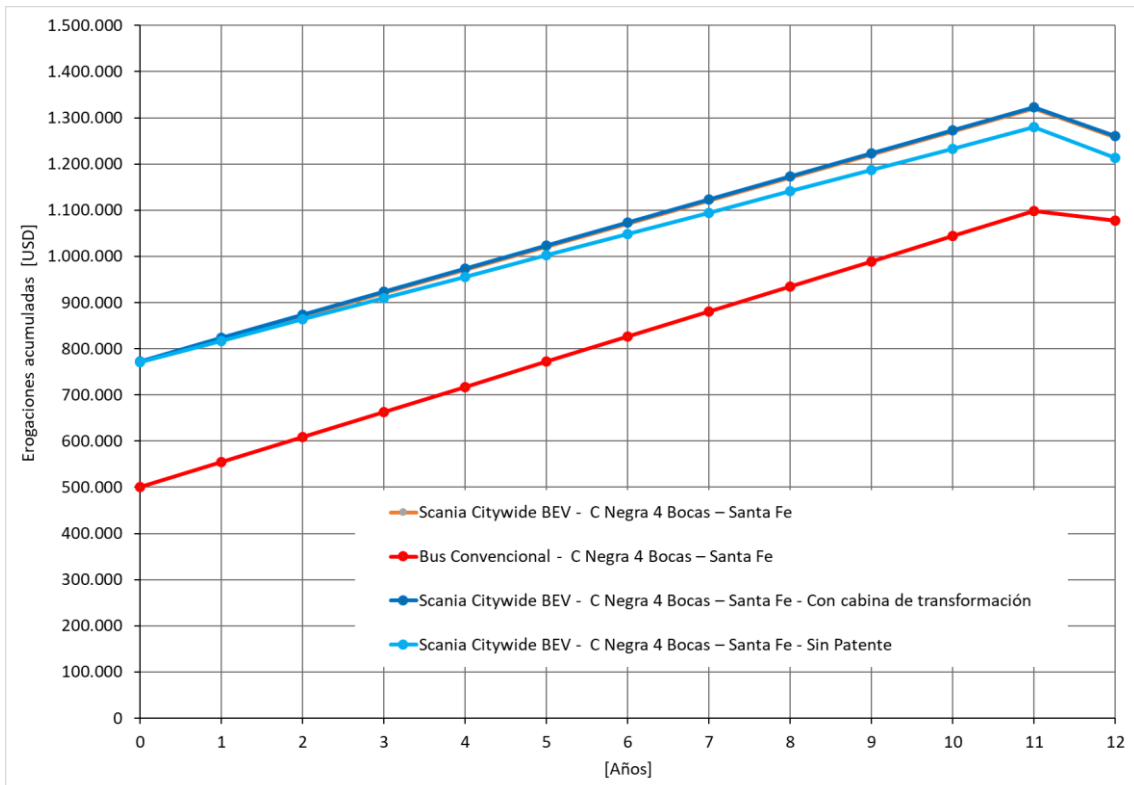


Figura 167. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea "C Negra 4 Bocas – Santa Fe" según distintos casos de estudio.

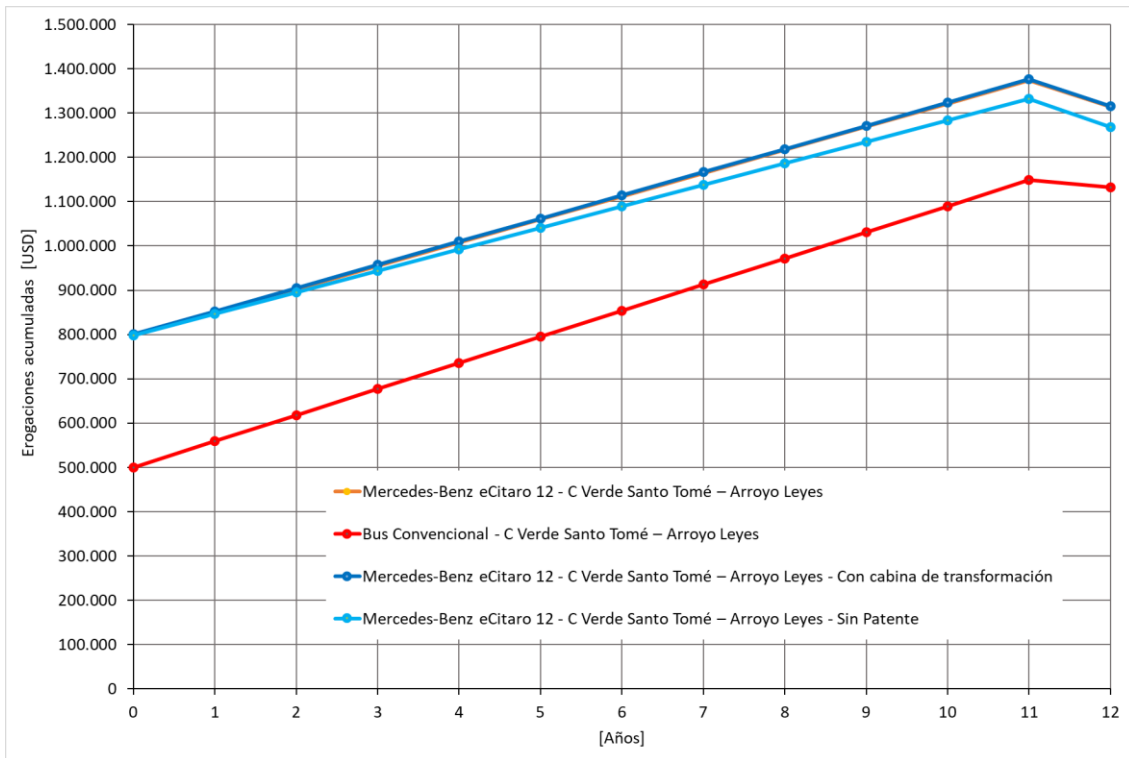


Figura 168. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Verde Santo Tomé – Arroyo Leyes” según distintos casos de estudio.

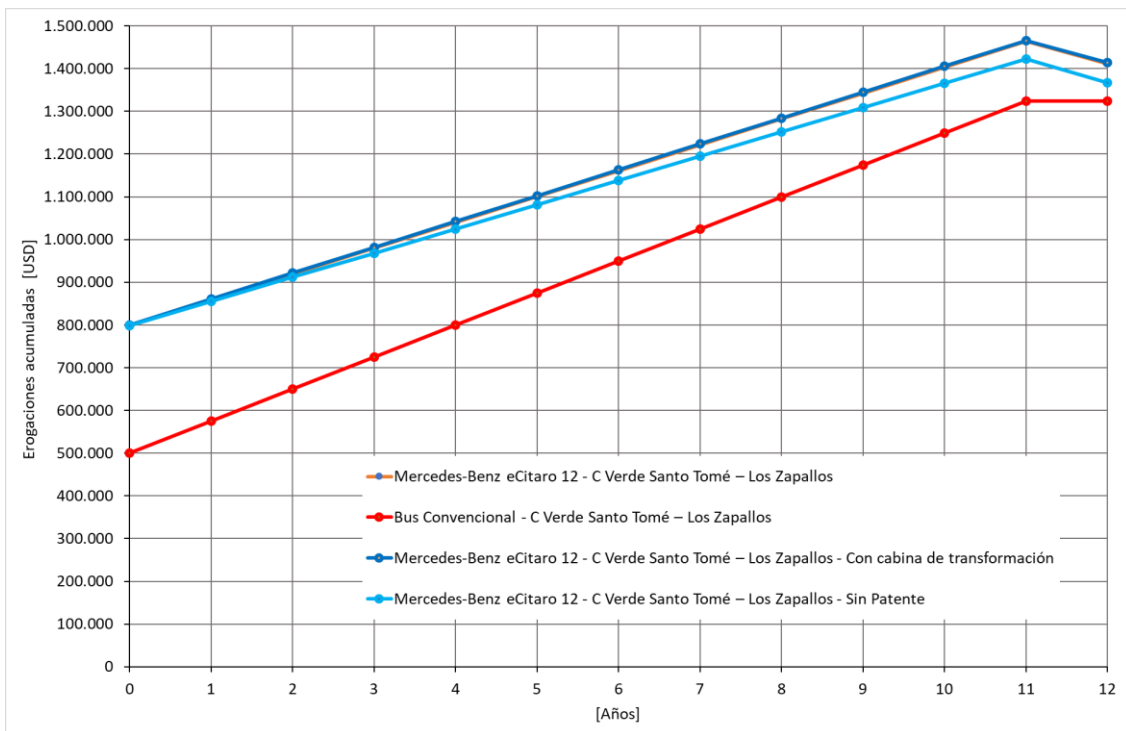


Figura 169. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos” según distintos casos de estudio.

En la Figura 170 se presenta el NPC de las alternativas en estudio. Se destaca que el menor NPC se presenta para el caso de un bus convencional de la línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe”, esta línea presenta los recorridos menos extensos. En contraparte, los mayores niveles de NPC se presentan en el caso un EB considerando el pago del montaje de una

cabina de transformación de la línea “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos”, el segundo caso con mayor NPC es similar al anteriormente mencionado, pero sin considerar la instalación de la cabina de transformación, esto demuestra el bajo impacto que posee en los gastos totales de una unidad de EB.

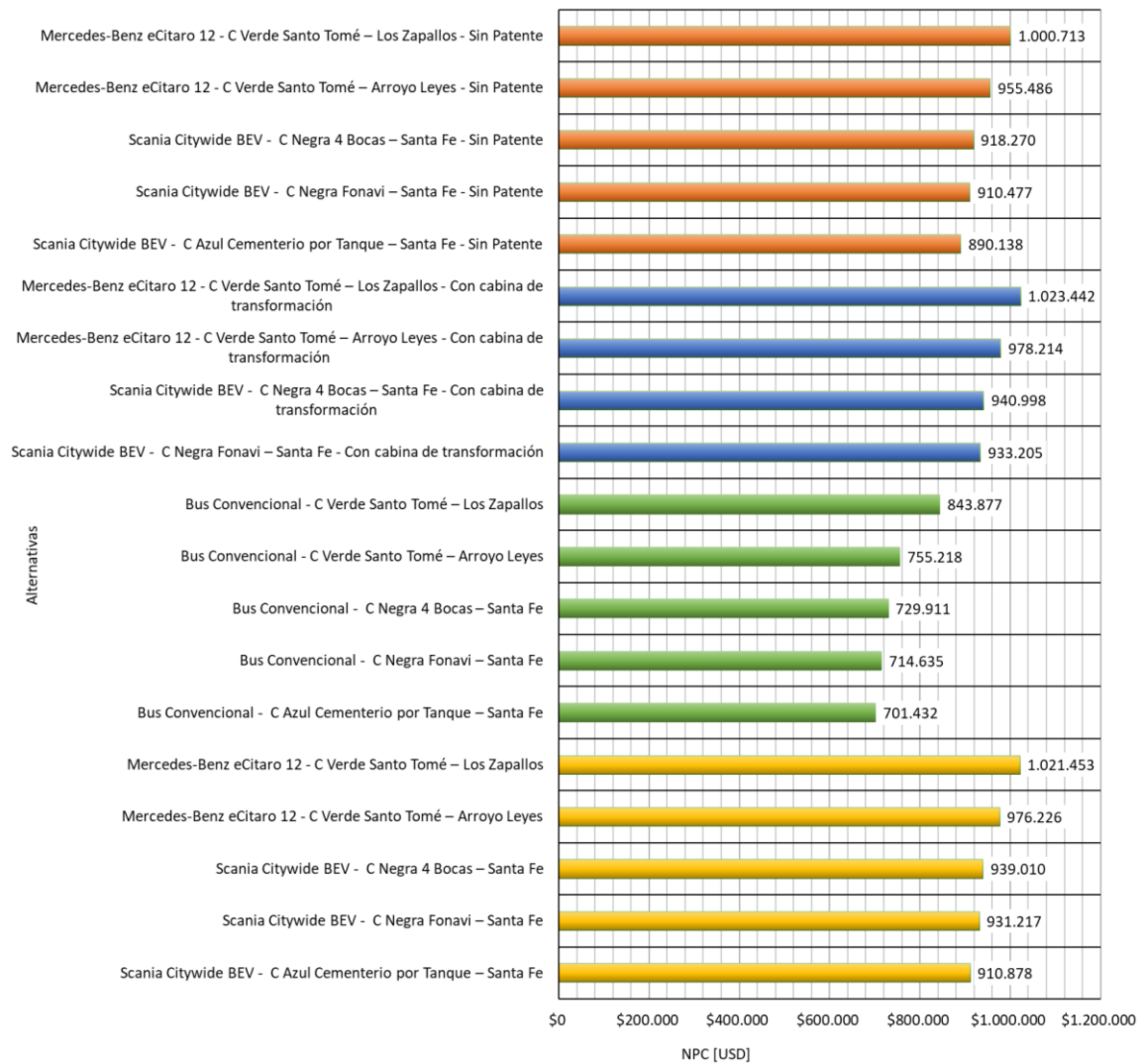


Figura 170. Costo presente neto para las distintas alternativas de estudio.

5 Conclusiones

En el presente proyecto se efectuó una introducción en el marco actual del desarrollo de las tecnologías de los EVs y el estado de conocimiento sobre su impacto en las redes eléctricas. Se desarrolló una metodología para estimar la cantidad de vehículos que poseen los ciudadanos en una localidad determinada.

5.1 Estaciones de carga rápidas y semirrápidas

Los resultados del análisis del impacto de la instalación de estaciones de carga semirrápida y rápida en dos sucursales de supermercados (7 kW y 21 kW) y dos estaciones de servicio (21 kW y 50 kW) demuestran que, bajo las hipótesis adoptadas, los distribuidores analizados (Santo Tomé Norte y Mosconi) aumentan marginalmente sus niveles de cargabilidad máxima. Por otra parte, el F_c presenta un leve desmejoramiento únicamente en el distribuidor Santo Tomé Norte considerando un perfil de demanda de invierno, disminuye desde 0,70 en el caso base a 0,68 con la inserción de los puntos de recarga en estudio. Con respecto al F_p se observan aumentos de entre el 1% y el 4% en los casos de estudio, estos valores representan incrementos marginales de la potencia pico demandada con respecto al caso base de estudio.

5.2 Recarga de EVs residenciales no controlada

Los resultados de las simulaciones de flujos de carga semanales con paso de cálculo de 15 minutos para los distintos escenarios de estudio y distintos niveles de inserción de EVs demuestran que se produce un aumento de la cargabilidad de los distribuidores en función del porcentaje de inserción de EVs. En contraparte, los niveles mínimos de tensión presentan una disminución gradual en relación con los sucesivos aumentos del nivel de inserción de EVs en los distribuidores de 13,2 kV. En general, con el perfil semanal de carga de verano se obtienen menores niveles de cargabilidad máxima semanal. Esto se debe a una mayor coincidencia en la mayoría de los distribuidores del pico del perfil típico de invierno con los picos de demanda debida a la recarga de EVs. Existen restricciones en el porcentaje de inserción de EVs en algunos distribuidores cuya causa está asociada, en todos los casos, con sobrecargas en algún tramo de los distribuidores de 13,2 kV. Por otra parte, con respecto a los niveles de tensión mínima en los nodos de los distribuidores, los mismos se encuentran dentro de su rango admisible en todos los niveles de inserción de EVs analizados.

Los distribuidores de 13,2 kV presentan mayores limitaciones en la inserción de EVs con sistemas de recarga de 7 kW en comparación con los de 3,5 kW de potencia nominal, debido a que la potencia pico de los sistemas de recarga con potencia nominal de 7 kW, resulta del doble que el de 3,5 kW. Con respecto a los perfiles de demanda del sistema, en invierno se admite una menor inserción de EVs en términos globales, principalmente debido a una fuerte coincidencia con los picos de demanda característicos de los distribuidores en estudio con los de la recarga de EVs. Por último, con respecto a los perfiles de carga de los distintos tipos de usuarios, se observa que, en el caso de considerar usuarios residenciales con mayores distancias recorridas diariamente, el porcentaje de inserción de EVs resulta menor en comparación con otros usuarios de EVs de la región en estudio con menores distancias recorridas diariamente, pues en este último caso la energía exigida resulta menor. El análisis de los parámetros de operación de la red (F_p y F_c) considerando los niveles máximos admisibles de inserción de EVs en cada distribuidor y en cada caso de estudio, permiten arribar a las mismas conclusiones con respecto a los distintos perfiles de demanda de los usuarios, pero esta vez en términos de operatividad de la red.

El distribuidor Santo Tomé Centro constituye el distribuidor más comprometido inicialmente en términos de cargabilidad, presenta limitación de inserción de EVs en todos los escenarios planteados, además el porcentaje de limitación resulta ser el mayor con respecto a los demás distribuidores.

5.3 Recarga de EVs residenciales controlada

Se demuestra mediante los resultados obtenidos de una primera propuesta de mejora de los parámetros de operación de la red que, con las consideraciones adoptadas, los escenarios con usuarios que presentan recorridos largos suponen mayores exigencias de demanda al sistema; la recarga del total de la flota de EVs en períodos de valle dentro de una ventana temporal muy pequeña puede ocasionar un nuevo pico de demanda máximo en el sistema; la recarga de los EVs con potencias nominales de 3,5 kW supone mayor exigencia al sistema que con potencias de 7 kW en casos particulares donde la diferencia horaria entre recargas es pequeña, pues los períodos de recarga asociados con los sistemas de 3,5 kW resultan ser mayores.

Con respecto a la segunda propuesta de recarga de EVs, esta no genera aportes importantes a los picos de demanda de los distribuidores para los distintos casos de estudio. La exigencia de los EVs a la red, al distribuirse más equitativamente su carga durante el día, y principalmente dentro de los períodos de valle de demanda, disminuye los efectos negativos en términos de cargabilidad máxima de los distribuidores. Los resultados obtenidos demuestran que en ningún caso se presentan cargabilidades por encima de la capacidad nominal de las líneas eléctricas, es decir, mediante la aplicación de una recarga controlada de EVs, se permite un mayor porcentaje admisible de inserción de EVs en los distribuidores de 13,2 kV y un retraso de inversión en obras de infraestructura eléctrica.

Los valores promedios del F_p y F_c para las potencias nominales de recarga y los distintos perfiles de demanda, según la estación presentan mejoras notables en comparación con escenarios de recarga no controlada de EVs. La segunda propuesta de escenarios de perfiles de carga de EVs resulta satisfactoria principalmente por disminuir considerablemente los aportes al incremento del pico de demanda del sistema. Queda evidenciado que la recarga de EVs en las horas de valle, impacta favorablemente en la curva de carga de los distribuidores, aplanando las mismas (reducción del margen entre los valores de pico y valle de la curva de demanda diaria) y mejorando el nivel de utilización del equipamiento eléctrico de la red en comparación con recargas del tipo no controladas.

5.4 Modo de operación V2G

Los resultados de las simulaciones de flujos de carga demuestran que, operando los EVs en modo V2G, su aporte de energía en los períodos de pico de demanda, no se obtienen disminuciones de la cargabilidad máxima semanal de los distribuidores. Esto ocurre cuando se genera un nuevo pico de demanda de potencia debido a la recarga de las baterías de los EVs, luego del modo de operación V2G, resultando mayor que el pico nocturno del caso base.

Se observa una mayor admisión posible de EVs con el modo de operación V2G en perfiles de demanda de invierno. El único distribuidor que no presenta inversión de flujos de potencia para los niveles de inserción de EVs considerados es el distribuidor San José (posee la menor cantidad de usuarios residenciales en el total de los distribuidores de la red en estudio). Todos los distribuidores de 13,2 kV admiten al menos un nivel de inserción de EVs del 5% para los distintos escenarios planteados sin invertir sus flujos de potencia.

Los distribuidores San José, Villa Adelina y Villa Industrial no admiten inserción de EVs según las consideraciones adoptadas en el análisis. Para el perfil de demanda de invierno, los distribuidores Santo Tomé Sur, Santo Tomé Centro, Loyola, Lujan, Mosconi, Balcarce, Saavedra y Roverano presentan disminución de la cargabilidad máxima semanal con niveles de inserción de entre 5% y 50%, según el caso de estudio y distribuidor. Con un perfil de demanda de verano, únicamente los distribuidores Santo Tomé Sur, Saavedra, y Roverano presentan disminuciones en la cargabilidad máxima semanal con niveles de inserción de entre 5% y 20%.

En términos generales, se observan mejores condiciones de operación del sistema considerando un aporte de energía con una potencia de 3,5 kW, de esta manera los EVs no llegan a descargarse en el período de operación V2G hasta el nivel mínimo admisible del 20%, lo hacen al 52,9%. Luego de finalizado el período de operación en modo V2G, el inicio de la recarga exige elevadas potencias por menores lapsos de tiempo en comparación con los demás casos de análisis, permitiendo mayores niveles de inserción de EVs. Por otro lado, al inyectar menores niveles de potencia durante el período de pico de demanda, se observa que el sistema admite una mayor inserción de EVs antes de que se abastezca toda la demanda del distribuidor mediante los EVs.

De este análisis se desprende que con el modo de operación V2G, el sistema es más susceptible a operar fuera de los rangos admisibles establecidos. La demanda de potencia al sistema por parte de este nuevo tipo de tecnología se sitúa principalmente en períodos de valle. Es normal que se presenten elevados niveles de generación de energía eólica en horas de la madrugada, coincidentes con los períodos de valle de demanda. En un escenario donde se efectúe una recarga controlada de EVs es posible evitar deslastre de generación por falta de demanda aprovechando energías renovables no contaminantes, y a su vez, favoreciendo una reducción del costo de la energía, principalmente en el caso de que parte de la energía renovable almacenada en la flota de EVs pueda ser utilizada para reemplazar generación térmica de punta altamente contaminante.

5.5 Valorización económica de energía eléctrica de EVs

Todas las tarifas consideradas son de tipo flexible. Entre la T1 (esquema “Net Metering”) y la T2 (esquema “Feed-in Tariff”), no existen diferencias en el costo de la energía anual entre usuarios del mismo tipo que no poseen EVs operando en modo V2G. Se observan ahorros monetarios marginales de los usuarios que aplican recarga controlada de sus EVs en comparación con aquellos que efectúan una recarga no controlada. Para el caso de la T2, un usuario con EV que opera en modo V2G, considerando el factor de incentivo crítico obtenido (2,10), los resultados obtenidos demuestran que el usuario debería percibir USD 219,80 anualmente lo que torna inviable el uso de EVs en modo V2G con esta tarifa. Entre la T3 (sensibilidad de cargos por potencia) y la T4 (sensibilidad de cargos por energía), ambas tarifas de tipo binómicas, del análisis de su costo anual según el aumento de los cargos de potencia o energía según la tarifa, la T3 posee un costo mayor.

Considerando la T4, con los aumentos de cargo de energía analizados, no se obtendría un ahorro suficiente para que los usuarios con EVs que operen en modo V2G recuperen en el período de vida útil de su batería el costo de degradación de la misma. En el caso de la T3, si se compara con un usuario que efectúe una recarga no controlada de EVs, se requiere un aumento de los cargos de potencia de 2,34 veces y de 2,69 veces si se compara con un usuario que efectúe una recarga controlada de su EV. Las T1 y T2, en promedio poseen un costo de la energía de 0,063 USD/kWh sin considerar en la T2 a los usuarios con EVs que operan en modo V2G, estos últimos con T2 conforman el único caso en el presente estudio donde se presenta un costo de la energía negativo, (-0,051 USD/kWh). El promedio del costo de la energía en las T3 y T4 es de 0,18 USD/kWh, que resulta del orden de tres veces mayor que en los casos de la T1 y T2.

Distintos tipos de usuarios pueden poseer valores diferentes de costo por unidad de energía según su tipo de utilización de EVs, presentándose los menores costos para usuarios que inyectan energía a la red. Si bien estos últimos perciben los menores costos de energía, actualmente no les es rentable hacerlo, debido al costo de degradación de sus baterías al operar en modo V2G. Para revertir esto, deben existir incentivos monetarios considerables. Se observan mayores ventajas por ejemplo en el caso de la T3 para usuarios con EVs que operan en modo V2G, esta posee los mayores costos por unidad de energía para usuarios que no operan con tecnología V2G, esto incentiva la inyección de energía a la red. En caso de reducir los precios de

las tarifas de la energía, se tienen incentivos económicos bajos en lo respectivo a efectuar la recarga de los EVs en los horarios más convenientes para el sistema eléctrico, o inyectar energía eléctrica en períodos de pico de demanda.

5.6 Análisis económico de recambio de automóvil convencional por EV

Como conclusión del estudio económico base y de sensibilidad del recambio de los costos de utilización de un vehículo con MCI y EVs se destaca que actualmente, mediante la consideración de las cuatro tarifas adoptadas, en ningún caso para los distintos tipos de usuarios resulta conveniente la utilización de un EV con respecto a un vehículo con MCI. Por otro lado, en caso de considerar disminuciones del costo de adquisición de los EVs, pueden presentarse flujos de caja positivos en los distintos tipos de usuarios. Los casos de estudio con las tarifas T1 y T2 presentan menores valores de NPC y gastos de movilidad acumulados en comparación con los casos de estudio con tarifas T3 y T4. Los mayores niveles de NPC y tiempos en el que se presenta un menor flujo de caja acumulado en comparación con un usuario que utiliza vehículo con MCI se presentan para los usuarios que poseen EV operando en modo V2G, estos, en la mitad del período de análisis deben efectuar una inversión debido al reemplazo de la batería de sus EVs por la degradación que sufren al operar en modo V2G.

En el caso de que los costos de adquisición entre el modelo de EV y de vehículo convencional sean similares, no se presenta duda en la elección de un modelo eléctrico debido a su menor costo de utilización anual. Actualmente para que la conveniencia económica del uso de EVs sea superior a la de los vehículos con MCI, no deben existir grandes diferencias en los precios de venta de los modelos.

5.7 Inserción de EBs

Según las características de los trayectos de cada línea, la recarga puede efectuarse con cargadores de 24 kW de potencia nominal, y en caso de mayores exigencias con cargadores de 50 kW de potencia nominal.

Los resultados de las simulaciones de flujos de carga semanales con paso de cálculo de 15 minutos para las estrategias de recarga propuestas, demuestran que el distribuidor Mosconi presenta aumentos marginales de cargabilidad; este abastece únicamente a la línea de colectivos que presenta los menores niveles de demanda de potencia, pues posee cinco unidades de EBs, con recarga de 24 kW de potencia nominal y el recorrido es el menos extenso. El máximo aumento de la cargabilidad máxima con respecto al caso base es de 0,2%. Con respecto al F_p , presenta leves aumentos, siendo el caso más desfavorable un incremento del 1% del pico de demanda semanal, mientras que el F_c presenta una leve mejora de 0,01 con un perfil de demanda de invierno.

El distribuidor San José presenta incrementos apreciables de cargabilidad, que se dan principalmente en el período diurno. Este abastece la demanda de 4 líneas de EBs, de las cuales dos de ellas efectúan su recarga con una potencia nominal de 50 kW, y a su vez poseen los recorridos más extensos (mayor demanda de energía). Los aumentos de la cargabilidad máxima son de 5,48% para un perfil de demanda de verano y de 5,85% para un perfil de demanda de invierno, aun así, en ningún caso se supera el 70% de la cargabilidad nominal del tramo más exigido del distribuidor. Por otra parte, para ambos escenarios de demanda, el F_p aumenta, denotando que el pico de demanda del distribuidor se incrementa en un 9% respecto al caso base de estudio. Con respecto al F_c , se aprecia un leve desmejoramiento del mismo con una disminución de 0,01 para un perfil de demanda de verano.

En lo respectivo a los niveles mínimos de tensión nominal, no existen variaciones apreciables, y todos los nodos mantienen valores dentro del margen admisible. En conclusión, del análisis del impacto en la red de distribución de 13,2 kV de la ciudad de Santo Tomé de la

inserción de flotas de EBs según las consideraciones adoptadas se desprende que la red con su infraestructura actual admite la inserción de este nuevo tipo de demanda.

5.8 Análisis económico de recambio de buses convencionales por EBs

Del análisis de rentabilidad económica del recambio de buses urbanos convencionales por EBs en las cinco líneas de estudio y bajo los tres escenarios propuestos, se observa que, en todos los casos de estudio, los menores niveles de erogación acumulada se presentan en los buses convencionales. Se observa un mayor costo anual de operación de los colectivos convencionales con respecto a los EBs, pero la inversión inicial de estos últimos resulta considerablemente mayor que los buses convencionales. Entre los casos de estudio de los EBs, los menores niveles de erogaciones acumuladas se presentan en los escenarios donde se considera el retiro del cobro de la patente anual. En general, se observan menores diferencias en erogaciones acumuladas entre buses convencionales y EBs con mayores distancias recorridas. No existen notables diferencias entre escenarios que contemplen la instalación de una cabina de transformación a nivel de 13,2/0,400-0,231 kV de 1000 kVA y aquellos que no la contemplen, si bien el costo de instalación de la misma es considerable, se distribuye entre las 24 unidades de EBs que la utilizarán.

Con respecto a los valores de NPC, los menores niveles se presentan en el caso de un bus convencional de la línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe”, esta posee los recorridos menos extensos. En contraparte los mayores niveles de NPC se presentan en el caso un EB considerando el pago del montaje de una cabina de transformación de la línea “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos”. No existen diferencias notables entre los casos que considera o no la instalación de la cabina de transformación.

5.9 Conclusiones Generales

La red en estudio es capaz de admitir la inserción de estaciones de carga semirrápidas y rápidas de estaciones de servicio y supermercados. El reemplazo de colectivos convencionales por EBs puede efectuarse sin ocasionar importantes problemas en los niveles de operación de la red, según el caso de estudio, se puede requerir la instalación de una SET que abastezca la demanda particular de la recarga de EBs.

En el supuesto caso de presentarse alto porcentaje de inserción de EVs, una recarga no controlada de los mismos puede ocasionar serios problemas de cargabilidad en los distribuidores de 13,2 kV. La recarga controlada de EVs permite incrementar los niveles de inserción de los mismos en el sistema eléctrico sin necesidad de efectuar inversiones en infraestructura eléctrica, evitando el consumo de energía en períodos de pico de demanda, y por lo tanto, el despacho de generación térmica altamente contaminante y con elevados costos de operación. Por otra parte, dependiendo de la matriz energética que abastece la red en estudio, en caso de existir niveles considerables de generación eléctrica mediante aerogeneradores, una recarga controlada de EVs puede ser la solución para evitar el deslastre de generación renovable por falta de demanda en períodos de valle del sistema eléctrico. En escenarios donde parte de la flota de EVs opere en modo V2G, es posible cubrir los picos de demanda de los distribuidores de las redes eléctricas mediante el aporte de energía almacenada en las baterías de los EVs, desplazando generación térmica de punta e incluso pudiendo aprovechar el almacenamiento de energía renovable en los EVs inyectándola en estos períodos de elevadas demandas, logrando entre otras cosas, disminuir los costos de operación de las redes eléctricas.

En la actualidad, se observa que la conveniencia de utilización de EVs sobre vehículos convencionales depende de varios factores particulares de la región en estudio (por ejemplo, los precios de combustibles y de energía eléctrica residencial). Los costos de adquisición, de los EVs resultan considerablemente mayores a los vehículos convencionales dificultando que se presente una conveniencia económica de su uso frente a los vehículos con MCI. Para fomentar la

utilización de EVs, es necesario generar incentivos en los procesos de fabricación, comercialización y utilización de los mismos. Las proyecciones de costos de los EVs indican que los mismos disminuirán en los años venideros y, por lo tanto, la demanda aumentará considerablemente en el mediano y largo plazo.

Se considera necesario efectuar estudios particulares en las redes de distribución según los parámetros de la región de estudio. Con estudios del impacto de la inserción de movilidad eléctrica en las redes de distribución es posible identificar qué patrones de utilización de la movilidad eléctrica resultan más beneficiosos para la red, y a su vez, esta información puede ser de utilidad para una recarga inteligente de la flota de movilidad eléctrica.

6 Bibliografía

- [1]. Naciones Unidas. *Objetivos de desarrollo sostenible. Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*. Recuperado de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>
- [2]. Naciones Unidas. Cambio climático. *El acuerdo de París*. Recuperado de <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>
- [3]. Naciones Unidas. *Objetivos de desarrollo sostenible*. Recuperado de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [4]. International Renewable Energy Agency. *Industry & Transport*. Recuperado de <https://www.irena.org/industrytransport>
- [5]. United Nations Environment Programme. (2020). *Emissions Gap Report 2020*. Recuperado de <https://www.unep.org/emissions-gap-report-2020>
- [6]. International Renewable Energy Agency. *Electric Vehicles*. Recuperado de <https://www.irena.org/transport/Electric-Vehicles>
- [7]. International Renewable Energy Agency. (2019). *Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles*. Recuperado de <https://www.irena.org/publications/2019/May/Innovation-Outlook-Smart-Charging>
- [8]. Correa, G., Muños, P., Falaguera, T., Rodriguez, C. R. (2017). Performance comparison of conventional, hybrid, hydrogen and electric urban buses using well to wheel analysis. *Energy*, 41, 573-549. doi: 10.1016/j.energy.2017.09.066
- [9]. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético, Subsecretaría de Planeamiento Energético. (2019). *Escenarios Energéticos 2030*. Recuperado de http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf
- [10]. Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes. (2020). *Flota Vehicular Circulante en Argentina*. Recuperado de <https://autoblog.com.ar/wp-content/uploads/2020/06/Informe-de-Parque-Circulante-Afac-2020.pdf>
- [11]. Fundación Instituto Tecnológico para la Seguridad del Automóvil. (2017). *Tecnologías de propulsión híbridas y las evidencias científicas de su eficacia*. Recuperado de <https://espacioseguero.com/fundacionfitsa0/admin/fitsa/archivos/publicaciones/0000017/13-Hibridos.pdf>
- [12]. U.S Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy. (2011). *Plug-in electric Vehicle Handbook for consumers*. Recuperado de <http://www.richmondgov.com/Sustainability/documents/DOEEVHandbook.pdf>
- [13]. Noticias coches. (2011). *El primer paso del coche eléctrico*. Recuperado de <https://noticias coches.com/noticias-motor/el-primer-paso-del-coche-electrico/44391>
- [14]. The U.S. National Archives. *Exhibit at the First Symposium on Low Pollution Power Systems Development Held at the Marriott Motor Inn, Ann Arbor Vehicles and Hardware*

- Were Assembled at the EPA Ann Arbor Laboratory. Part of the Exhibit Was Held in the Motel Parking Lot the Ebs "Sundancer", an Experimental Electric Car, Gets Its Batteries Charged From an Outlet in the Parking Lot 10/1973.* Recuperado de <https://www.flickr.com/photos/usnationalarchives/3928198353/in/photostream/>
- [15].California Air Resources Board. *Zero-Emission Vehicle Program.* Recuperado de <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/zero-emission-vehicle-program/about>
- [16].McKinsey & Company. (2020). *McKinsey Electric Vehicle Index: Europe cushions a global plunge in EV Sales.* Recuperado de <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/mckinsey-electric-vehicle-index-europe-cushions-a-global-plunge-in-ev-sales#>
- [17].France 24. (2021). *Noruega es el primer país del mundo en vender más de un 50% de coches eléctricos.* Recuperado de <https://www.france24.com/es/medio-ambiente/20210105-noruega-primer-pais-venta-coches-electricos>
- [18].Secretaría de Energía. (2019). *Balance energético nacional.* Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>
- [19].Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). (2019). *Informe Anual 2019.* Recuperado de <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Documentos%20compartidos/Informe%20Anual%202019%20v%20larga%2006Jun.pdf>
- [20].Ministerios de Energía y Minería, Centro de Información Energética. *Diagramas Sankey de Balances Energéticos.* Recuperado de <https://datosgobar.github.io/energia/>
- [21].International Energy Agency (iea). *IEA Sankey Diagram.* Recuperado de <https://www.iea.org/sankey/#?c=Argentina&s=Final%20consumption>
- [22].International Energy Agency (iea). (2020). *Global EV Outlook.* Recuperado de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
- [23].International Renewable Energy Agency. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.* Recuperado de <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- [24].Bloomberg. (2017). *Electric Vehicle Outlook 2017.*
- [25].Volkswagen. *How Volkswagen makes the ID.3 carbon neutral.* Recuperado de <https://www.volkswagenag.com/en/news/stories/2019/11/how-volkswagen-makes-the-id-3-carbon-neutral.html#>
- [26].Electric life. *Volkswagen Naturstrom.* Recuperado de <https://www.elli.eco/en/naturstrom>
- [27].Requia, W.J., Mohamed, M., Higgins, C.D., Arain, A., Ferguson, M. (2018). How clean are electric vehicles? Evidence-based review of the effects of electric mobility on air pollutants, greenhouse gas emissions and human health. *Atmospheric Environment*, 185, 64-77. doi: 10.1016/j.atmosenv.2018.04.040.

- [28]. Electric Vehicle Database. *Energy consumption of full electric vehicles*. Recuperado de <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>
- [29]. U.S Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Environmental Protection Agency. *All-Electric Vehicles*. Recuperado de <https://fueleconomy.gov/feg/evtech.shtml>
- [30]. United States Environmental Protection Agency (EPA). 2018. *Greenhouse Gas Emissions from a Typical Passenger Vehicle*. Recuperado de <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi?Dockey=P100U8YT.pdf>
- [31]. Unión Europea. *Reducing CO2 emissions from passenger cars – before 2020*. Recuperado de https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_en
- [32]. Scientific Electronic Library Online, Revista Española de Salud Pública. (2005). *Contaminación atmosférica, cambio climático y salud*. Recuperado de http://scielo.isciii.es/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1135-57272005000200005
- [33]. Organización Mundial de la Salud. *Salud ambiental*. Recuperado de https://www.who.int/topics/environmental_health/es/
- [34]. Organización Mundial de la Salud. (2016). *Cada año mueren 12,6 millones de personas a causa de la insalubridad del medio ambiente*. Recuperado de <https://www.who.int/es/news/item/15-03-2016-an-estimated-12-6-million-deaths-each-year-are-attributable-to-unhealthy-environments>
- [35]. EV Volumes. *Global BEV and PHEV Volumes for 2020 H1*. Recuperado de <https://www.ev-volumes.com/country/total-world-plug-in-vehicle-volumes/>
- [36]. International Electrotechnical Commission. (2017). *IEC 61851-1:2017 Standard / Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements*.
- [37]. European Union, European Regional Development Fund, Atlantic Area. *Recarga del Vehículo Eléctrico*. Recuperado de http://www.faen.es/batterie/Recarga_vehiculo_electrico.pdf
- [38]. Phoenix Contact. (2020). *Tecnología de carga para la electromovilidad*. Recuperado de https://www.phoenixcontact.com/assets/2018/interactive_ed/101_156891/index.html#2
- [39]. Asociación Electrotécnica Argentina. *Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles AEA 90364: parte 7: reglas particulares para las instalaciones en lugares y locales especiales, sección 722: suministro a vehículos eléctricos*.
- [40]. Ministerio de Hacienda, Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles. (2019). *Boletín Oficial, disposición 283/2019*.
- [41]. Clement-Nyns, K., Haesen, E., Driesen J. (2010). The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036481
- [42]. Garcia-Valle, R. (2013). *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*. doi: 10.1007/978-1-4614-0134-6

- [43]. Alexandre, L., Bonavitacola, F., Kotsakis, E., Fulli, G. (2015). Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging. *Electric Power Systems Research*, 127, 13-21. doi: 10.1016/j.epsr.2015.05.012
- [44]. Mukherjee, J. C., Gupta, A. (2014). A Review of Charge Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grid. *IEEE Systems Journal*, 9. doi: 10.1109/JSYST.2014.2356559
- [45]. Guille, C., Gross, G. (2009). A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation. *Energy Policy*, 37, 4379-4390. doi: 10.1016/j.enpol.2009.05.053
- [46]. Clairand, J. M., Rodríguez García, J., Álvarez Bel C. (2017). Smart Charging for an Electric Vehicle Aggregator Considering User Tariff Preference. *2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. 1-5. doi: 10.1109/ISGT.2017.8086068
- [47]. Unión Europea. *Plan del Objetivo Climático para 2030*. Recuperado de https://ec.europa.eu/clima/politicas/eu-climate-action/2030_ctp_es
- [48]. NEWS18. (2020). *All the Countries Ending Sales of New Internal Combustion Cars to Push Electric Vehicles*. Recuperado de <https://www.news18.com/news/auto/all-the-countries-ending-sales-of-new-internal-combustion-cars-to-push-electric-vehicles-3133526.html>
- [49]. Automotive News Europe. (2020). *Japan aims to eliminate gasoline vehicles by mid-2030s*. Recuperado de <https://europe.autonews.com/automakers/japan-aims-eliminate-gasoline-vehicles-mid-2030s>
- [50]. Forbes. (2020). *California prohibirá la venta de autos nuevos a nafta y gasoil a partir de 2035*. Recuperado de <https://www.forbesargentina.com/innovacion/california-prohibira-venta-autos-nuevos-nafta-gasoil-partir-2035-n4141>
- [51]. Car and Driver. (2021). *Adiós a los coches de combustión: Massachusetts prohíbe su venta para el 2035*. Recuperado de <https://www.caranddriver.com/es/coches/planeta-motor/a35110306/coches-combustion-massachussets/>
- [52]. Falahati, S., Abbas Taher, S., Shahidehpour, M. (2016). A new smart charging method for EVs for frequency control of smart grid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 83, 458-469. doi: 10.1016/j.ijepes.2016.04.039
- [53]. Clement-Nyns K., Haesen E., Driesen J. (2011). The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81, 185-192, doi: 10.1016/j.epsr.2010.08.007
- [54]. Bordons, C., Garcia-Torres, F., y Ridao, M. A. (2020). Control predictivo en microrredes interconectadas y con vehículos eléctricos. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 17, 239-253. doi: 10.4995/riai.2020.13304
- [55]. Clairand, J. M., Álvarez-Bel, C., Rodríguez-García, J., y Escrivá-Escrivá, G. (2020). Impact of Electric Vehicle Charging Strategy on the Long-Term Planning of an Isolated Microgrid. *Energies*, 13. doi: 10.3390/en13133455

- [56]. Wang, D., Locment, F., y Sechilariu, M. (2020). Modelling, Simulation, and Management Strategy of an Electric Vehicle Charging Station Based on a DC Microgrid. *Applied Sciences*, 10. doi: 10.3390/app10062053
- [57]. Locment, F., y Sechilariu, M., (2015). Modeling and Simulation of DC Microgrids for Electric Vehicle Charging Stations. *Energies*, 8, 4335-4356. doi:10.3390/en8054335
- [58]. Saad Ullah Khan, Khawaja Khalid Mehmood, Zunaib Maqsood Haider, Syed Basit Ali Bukhari, Soon-Jeong Lee, Muhammad Kashif Rafique y Chul-Hwan Kim. (2018). Energy Management Scheme for an EV Smart Charger V2G/G2V Application with an EV Power Allocation Technique and Voltage Regulation. *Applied Sciences*, 8. doi: 10.3390/app8040648
- [59]. Jain, P., y Jain, T. (2014). Impacts of G2V and V2G Power on Electricity Demand Profile. *2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)*, 1-8. doi: 10.1109/IEVC.2014.7056148
- [60]. Marra, F., Ya Yang, G., Træholt, C., Larsen, E., Nygaard Rasmussen, C., y You S. (2009). Demand Profile Study of Battery Electric Vehicle under Different Charging Options. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345063
- [61]. Tremblay, O., y Dessaint, L. A. (2009). Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. *World Electric Vehicle Journal*, 3, 289-298. doi: 10.3390/wevj3020289
- [62]. ABB. *Soluciones de carga de conectores para autobuses y camiones eléctricos*. Recuperado de <https://new.abb.com/ev-charging/es/products/cargadores-dc-alto-voltaje-para-bus>
- [63]. CAMMESA. (2016). *Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista*. Recuperado de <https://portalweb.cammesa.com/procedimientos/wwhelp/wwhimpl/common/html/wwhelp.htm#context=Procedimientos&file=Anexos/ANEXOS.html>
- [64]. Asociación de Fabricantes de Automotores (ADEFAs). (2017). *Evolución del parque de automóviles, vehículos livianos, camiones y autobuses de Argentina*.
- [65]. Asociación de Fabricantes de Automotores (ADEFAs). (2017). *Parque automotor*. Recuperado de <http://www.adeffa.org.ar/upload/anuarios/anuario2017/6.pdf>
- [66]. Asociación de Fabricantes de Automotores (ADEFAs). (2018). *Parque automotor*. Recuperado de <http://www.adeffa.org.ar/upload/anuarios/anuario2018/6.pdf>
- [67]. Asociación de Fabricantes de Automotores (ADEFAs). (2019). *Parque automotor*. Recuperado de <http://www.adeffa.org.ar/upload/anuarios/anuario2019/6.pdf>
- [68]. Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). 2001. *Censo 2001*. Recuperado de <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-2-41-134>

- [69]. Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). 2010. *Censo 2010*. Recuperado de <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-2-41-135>
- [70]. Híbridos y Eléctricos. (2020). *Los coches eléctricos más vendidos del mundo: el primer modelo cuadriplica al segundo*. Recuperado de <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/coches-electricos-mas-vendidos-mundo-h1-2020/20200928175419038512.html>
- [71]. Fastned. (2021). *Charging with a Renault ZOE (CCS)*. Recuperado de <https://support.fastned.nl/hc/en-gb/articles/360035723373-Charging-with-a-Renault-ZOE-CCS->
- [72]. Fastned. (2021). *Laden met de Volkswagen ID.3*. Recuperado de <https://support.fastned.nl/hc/nl/articles/360013336618-Laden-met-de-Volkswagen-ID-3>
- [73]. Fastned. (2021). *Charging with a Tesla Model 3*. Recuperado de <https://support.fastned.nl/hc/en-gb/articles/360012178313-Charging-with-a-Tesla-Model-3>
- [74]. Km77. (2020). *Renault ZOE (2020)*. Recuperado de <https://www.km77.com/coches/renault/zoe/2020/5-puertas/informacion/renault-zoe-2020-consumo-y-recarga>
- [75]. Fastned. (2021). *Charging with a Nissan Leaf (e+) or e-NV200*. Recuperado de <https://support.fastned.nl/hc/en-gb/articles/204784998-Charging-with-a-Nissan-Leaf-e-or-e-NV200>
- [76]. Fastned. (2021). *Charging with a Hyundai KONA*. Recuperado de <https://support.fastned.nl/hc/en-gb/articles/360001029367-Charging-with-a-Hyundai-KONA>
- [77]. Silva, C., Ross, M., Farias, T., (2009). Evaluation of energy consumption, emissions and cost of plug-in hybrid vehicles. *Energy Conversion and Management*, 50, 1635-1643. doi: 10.1016/j.enconman.2009.03.036
- [78]. Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. (2021). *Cuadro Tarifario completo mensual – Facturación Bimestral*. Recuperado de https://www.epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Clientes/Cuadro_Tarifario_Febrero_2021.PDF
- [79]. Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. (2021). *Cuadro Tarifario completo mensual – Facturación Mensual*. Recuperado de https://epe.santafe.gov.ar/fileadmin/archivos/Comercial/Grandes_Clientes/Cuadro_Tarifario_Marzo_T2_2021.PDF
- [80]. CleanTechnica. (2018). *The Secret Life Of An EV Battery*. Recuperado de <https://cleantechnica.com/2018/08/26/the-secret-life-of-an-ev-battery/>
- [81]. BloombergNEF. (2020). *Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh*. Recuperado de

- <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>
- [82]. Cea, M.M., Manassero, U., Furlani, R., Acosta, J., Steinmann, I. (2020). Caracterización de curvas de demanda de usuarios residenciales de tipo convencional y electrointensivo y su impacto en la curva de carga de una red de distribución típica. *Rumbos Tecnológicos. Volumen 12*. <http://rumbostecnologicos.utnfrainvestigacionyposgrado.com/areas-tematicas/ingenieria-electrica/caracterizacion-de-curvas-de-demanda-de-usuarios-residenciales-de-tipo-convencional-y-electrointensivo-y-su-impacto-en-la-curva-de-carga-de-una-red-de-distribucion-tipica/>
- [83]. Marra, F., Ya Yang, G., Træholt, C., Larsen, E., Nygaard Rasmussen, C., y You S. (2009). Demand Profile Study of Battery Electric Vehicle under Different Charging Options. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345063
- [84]. CAMMESA. (2021). *Renovables hoy - Real vs. Previsto*. Recuperado de <https://cammesaweb.cammesa.com/real-vs-previsto/>
- [85]. Wallbox. (2020). *EV and EV Charger Incentives in Europe: A Complete Guide for Businesses and Individuals*. Recuperado de https://wallbox.com/en_us/guide-to-ev-incentives-europe#France
- [86]. Compare The Market. (2018). Electric vehicle incentives across Europe. Recuperado de <https://www.comparethemarket.com/car-insurance/content/electric-vehicle-incentives/>
- [87]. California – Clean Vehicle Rebate Project. (2020). *Incentivos estatales y federales para vehículos eléctricos*. Recuperado de <https://cleanvehiclerebate.org/es/ev/incentives/state-and-federal>
- [88]. Infobus. *Líneas*. Recuperado de <https://infobus.com.ar/lineas>
- [89]. ABB. (2020). *Electric Vehicle Infrastructure – Terra DC Wallbox UL*. Recuperado de https://library.e.abb.com/public/e45b30f9b6471e8417e58649b05515/ABB_Terra_DC-Wallbox-UL_R4_Data-Sheet.pdf
- [90]. ABB. (2020). *Terra DC Wallbox UL Product guide*. Recuperado de https://library.e.abb.com/public/54cae4d844474764b9cbfc7d76584dc7/ABB_Terra-DC-Wallbox_Product-Guide_B.pdf
- [91]. ABB. (2020). *Electric Vehicle Infrastructure - Terra 54HV UL 50 kW high-voltage DC fast charging station for HV battery electric vehicles*. Recuperado de https://library.e.abb.com/public/c16b9d2a9431491197f51115b93aa251/Terra54HV_UL_Data-Sheet_R1.pdf
- [92]. SCANIA. (2020). *SCANIA CITYWIDE*. Recuperado de <https://www.scania.com/content/dam/scanianoe/market/master/products-and-services/buses-and-Coaches/novali/brochures/product-brochure-scania-citywide-bev.pdf>

- [93]. Mercedes-Benz. (2020). *El eCitaro – Información Técnica*. Recuperado de https://www.mercedes-benz-bus.com/es_ES/buy/services-online/download-technical-brochures.html#content/headline
- [94]. American Public Power Association. (2019). *Electric buses for mass transit seen as cost effective*. Recuperado de <https://www.publicpower.org/periodical/article/electric-buses-mass-transit-seen-cost-effective>
- [95]. VIRICITI. (2020). *ViriCiti Report. E-BUS PERFORMANCE*. Recuperado de <https://viriciti.com/wp-content/uploads/2020/07/ViriCiti-E-Bus-Performance-Report-July2020.pdf>
- [96]. INSIDE EVs. (2019). *Fast Charging Comparison: Audi e-tron, Mercedes EQC, Jaguar I-PACE*. Recuperado de <https://insideevs.com/news/342441/fast-charging-comparison-audi-e-tron-mercedes-eqc-jaguar-i-pace/>
- [97]. Shaojun Zhang, Ye Wua, Huan Liu, Ruikun Huang, Liuhanzi Yang, Zhenhua Li, Lixin Fu y Jiming Hao. (2014). Real-world fuel consumption and CO2 emissions of urban public buses in Beijing. *Applied Energy*, 113, 1645-1655. doi: 10.1016/j.apenergy.2013.09.017
- [98]. Mercedes-Benz. (2014). *Citaro City Buses – Truly Exemplary*. Recuperado de https://dubai.buses.mercedesbenzmena.com/media/1503956/2014_08_01_citaro_stadt_en.pdf
- [99]. Volvo Buses. (2013). *Coach fuel consumption*. Recuperado de <https://volvobusesenvironmentblog.wordpress.com/2013/09/12/coach-fuel-consumption/>
- [100]. The World Bank. (2019). *GREEN YOUR BUS RIDE – Clean Buses in Latin America – Summary report*. Recuperado de <http://documents1.worldbank.org/curated/en/410331548180859451/pdf/133929-WP-PUBLIC-P164403-Summary-Report-Green-Your-Bus-Ride.pdf>
- [101]. Santa Fe Provincia. *LEY 3.650 - TEXTO ORDENADO DE LA LEY IMPOSITIVA DE LA PROVINCIA*. Recuperado de <https://www.santafe.gob.ar/index.php/web/content/download/135409/669729/file/LIA%20con%20Ley%2014025.pdf>
- [102]. National Renewable Energy Laboratory. (2020). *Financial Analysis of Battery Electric Transit Buses*. Recuperado de https://afdc.energy.gov/files/u/publication/financial_analysis_be_transit_buses.pdf
- [103]. Charging shop. *ABB Terra DC Wallbox 24 kW CCS2 + Chademo*. Recuperado de <https://chargingshop.eu/product/abb-terra-dc-wallbox-24-kw-ccs2-chademo/>
- [104]. Charging shop. *ABB Terra 54 DC – 50kW fast charging station*. Recuperado de <https://chargingshop.eu/product/abb-terra-54-dc-50kw-fast-charging-station/>
- [105]. Nicholas, M. (2019). *Estimating electric vehicle charging infrastructure costs across major U.S. metropolitan areas*. Recuperado de

https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EV_Charging_Cost_20190813.pdf

7 Anexos

7.1 Perfiles de cargabilidad semanal con un perfil de demanda de verano y la segunda propuesta de mejora de los parámetros de operación de la red.

Mediante los resultados obtenidos de las simulaciones de flujos de carga, se elaboran gráficas de cargabilidad instantánea de los tramos más exigidos de los doce distribuidores de 13,2 kV del sistema en estudio. Desde la Figura 171 a la Figura 176 se presentan las curvas de cargabilidad semanal con valores cada 15 minutos elaboradas mediante los resultados obtenidos de las simulaciones de flujo de carga considerando un perfil de demanda de verano para los distintos casos de estudio propuestos donde se visualiza el impacto de los perfiles de carga de EVs propuestos en términos temporales.

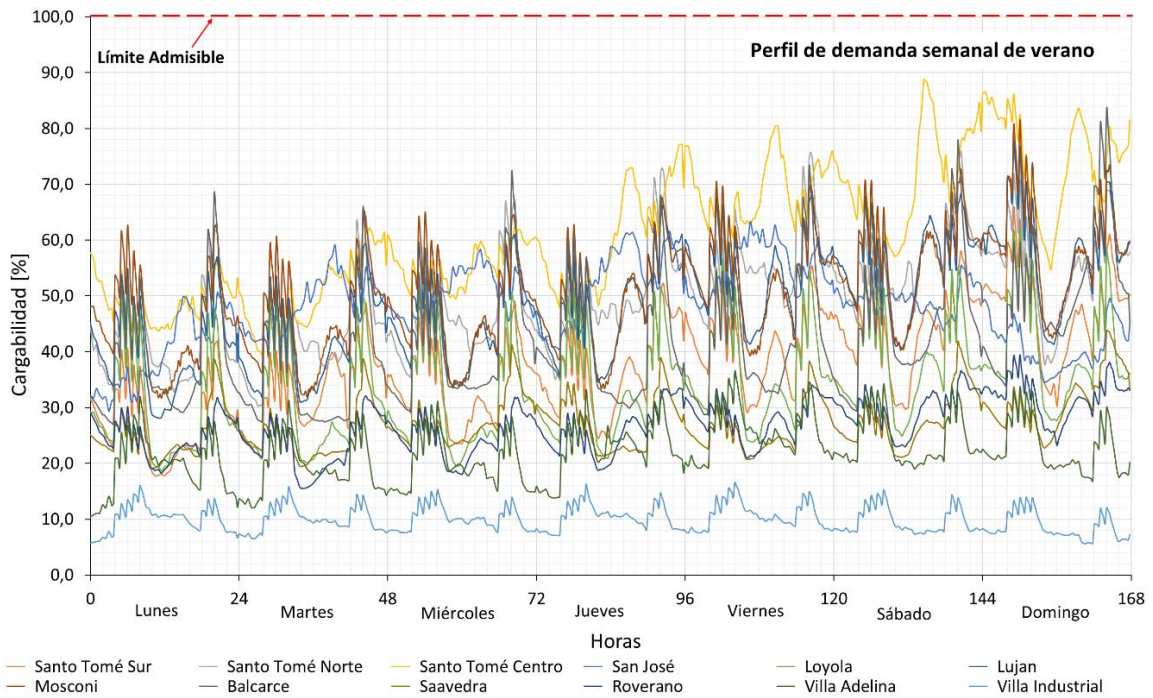


Figura 171. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de verano.

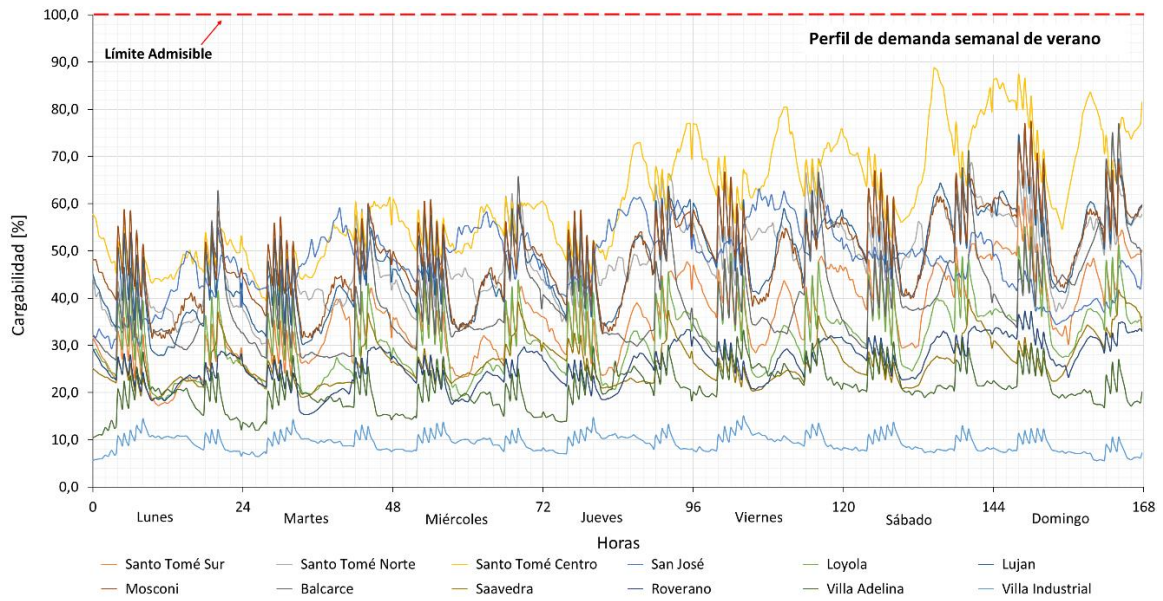


Figura 172. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de verano.

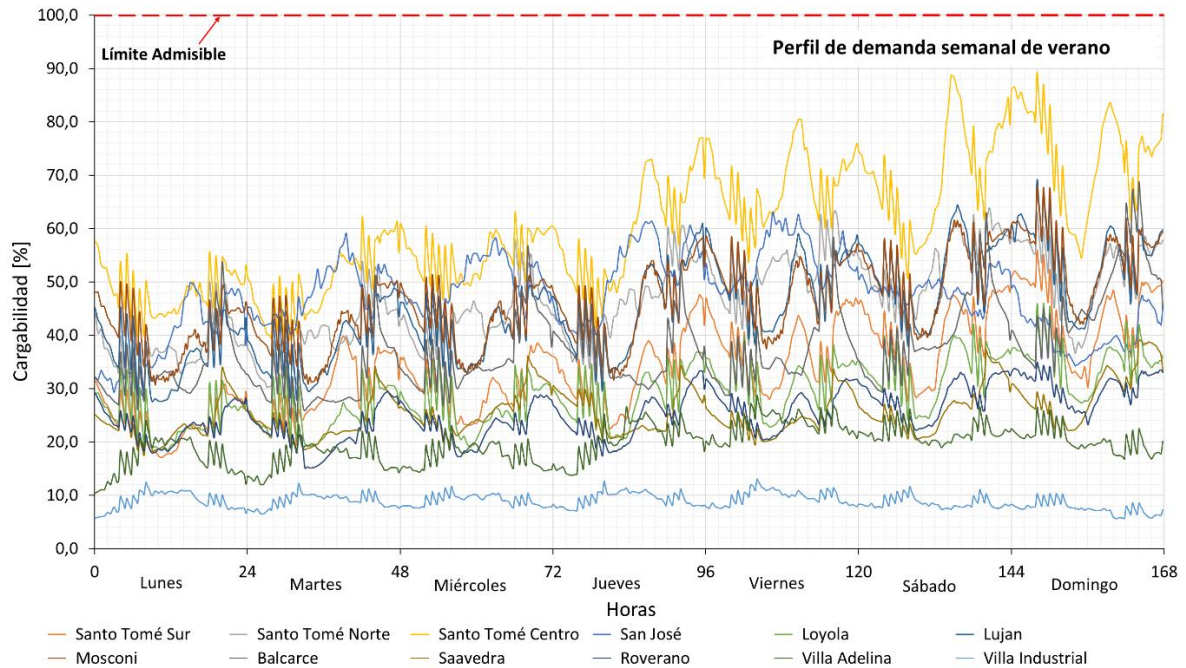


Figura 173. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de verano.

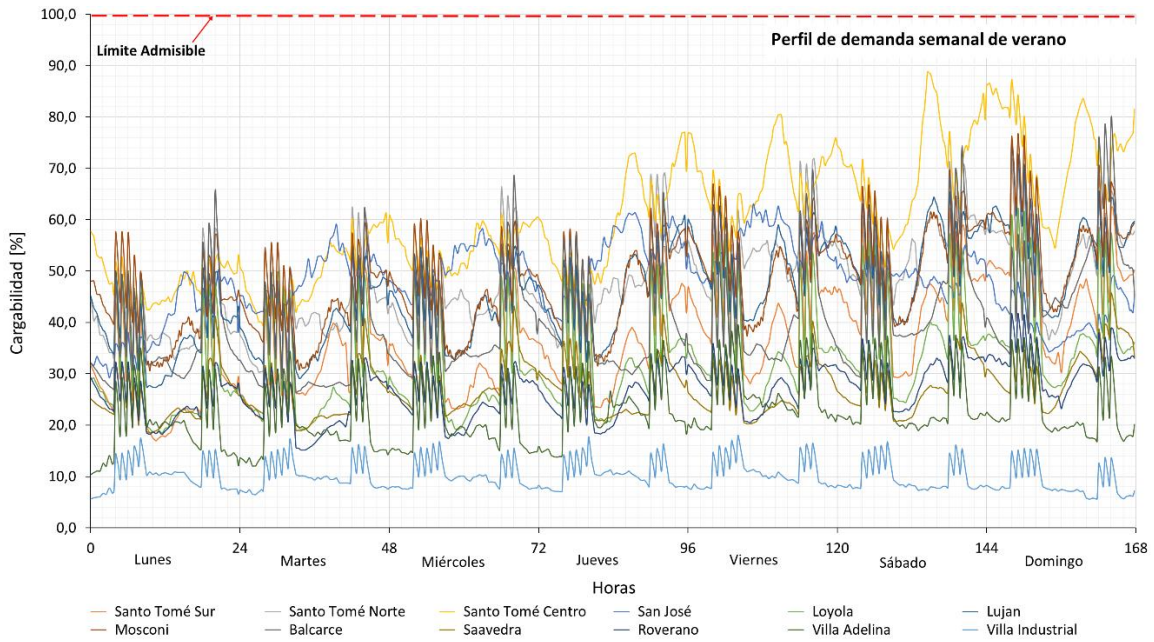


Figura 174. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de verano.

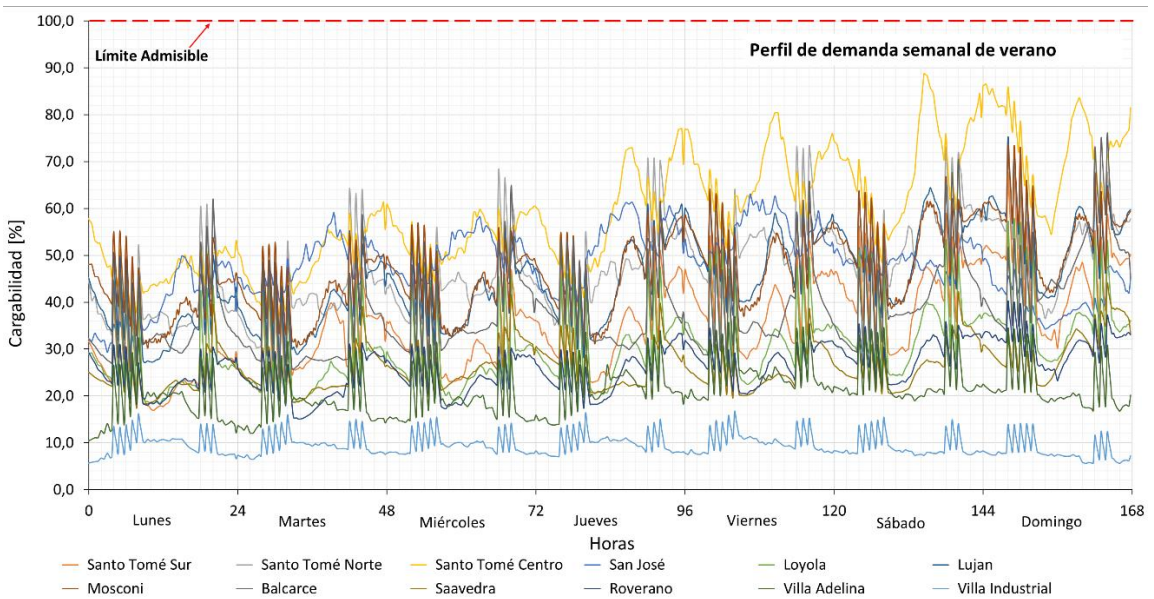


Figura 175. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de verano.

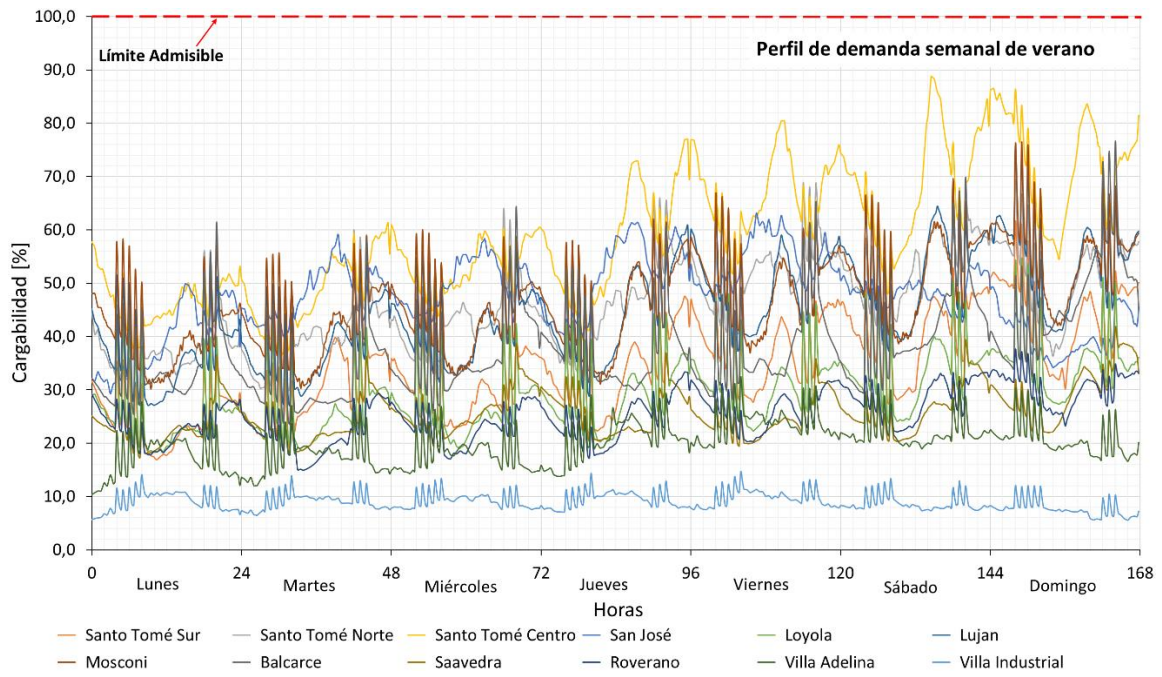


Figura 176. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de verano.

7.2 Curvas del estado de los colectivos de las líneas seleccionadas para el estudio.

En estas se representa el estado de los colectivos de las flotas en análisis durante el día. Con “1” se indica que el colectivo se encuentra estacionado en el descanso correspondiente a su línea y con “0” se indica que el mismo se encuentra efectuando un recorrido.

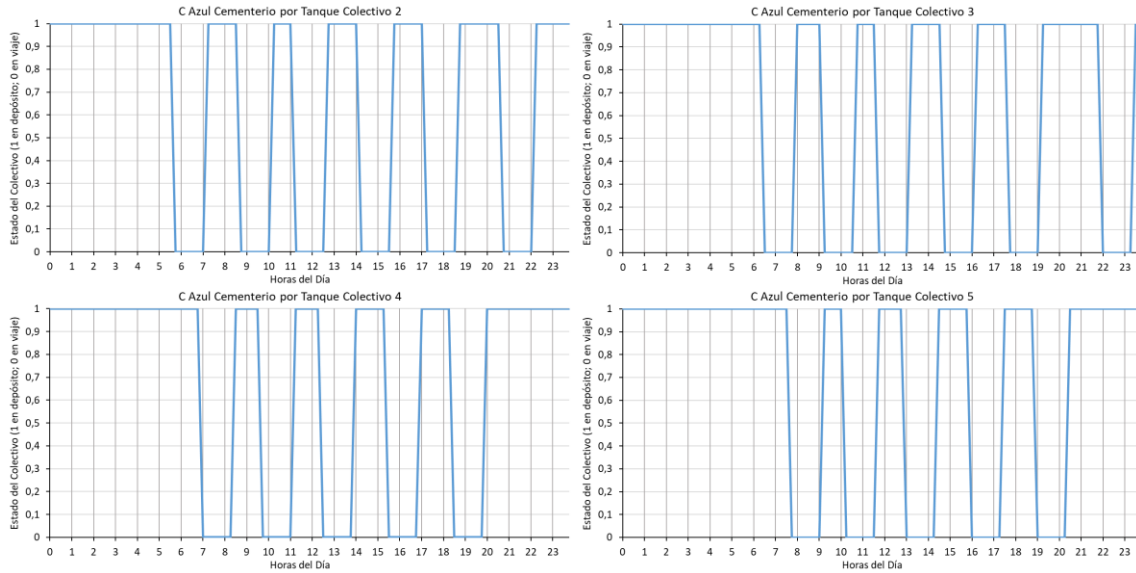


Figura 177. Estado de diario de los colectivos 1, 2, 3 y 4 de la línea “C Azul Cementerio por Tanque”.

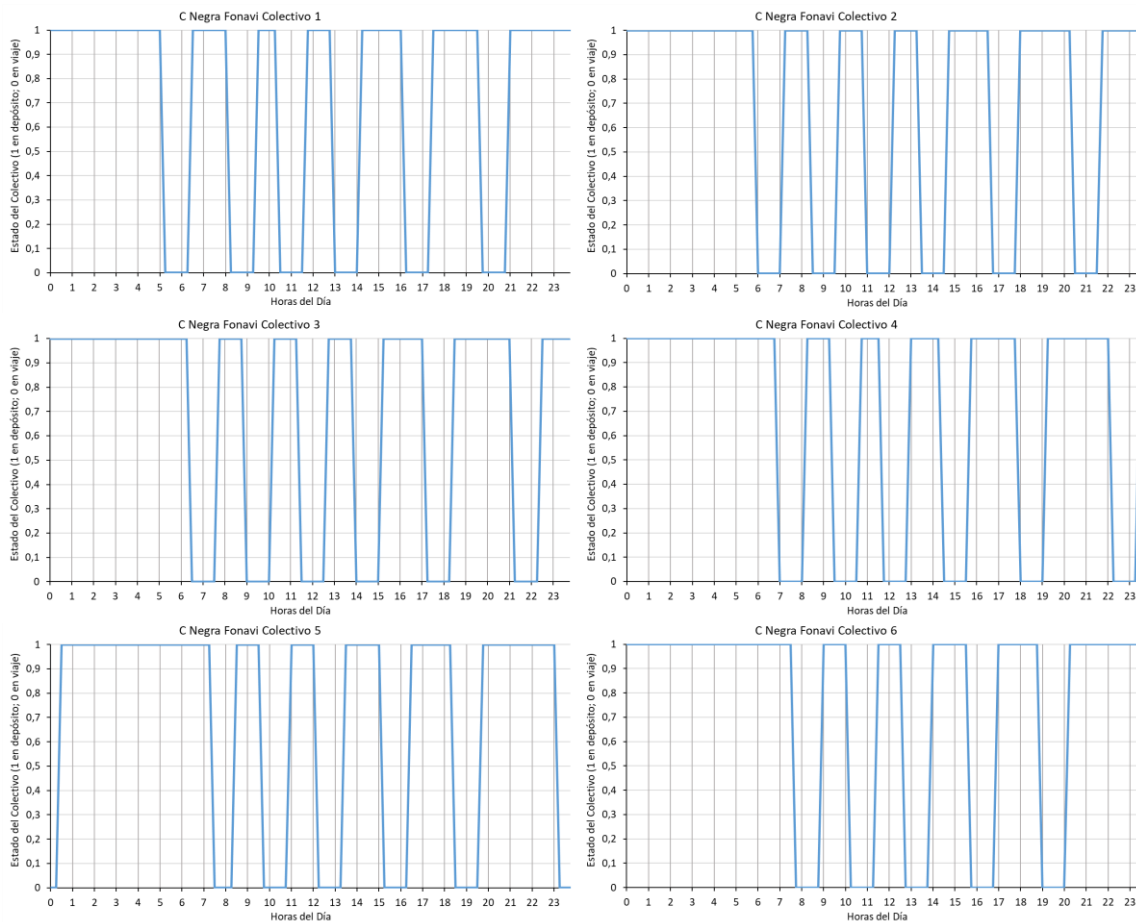


Figura 178. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Negra Fonavi”.

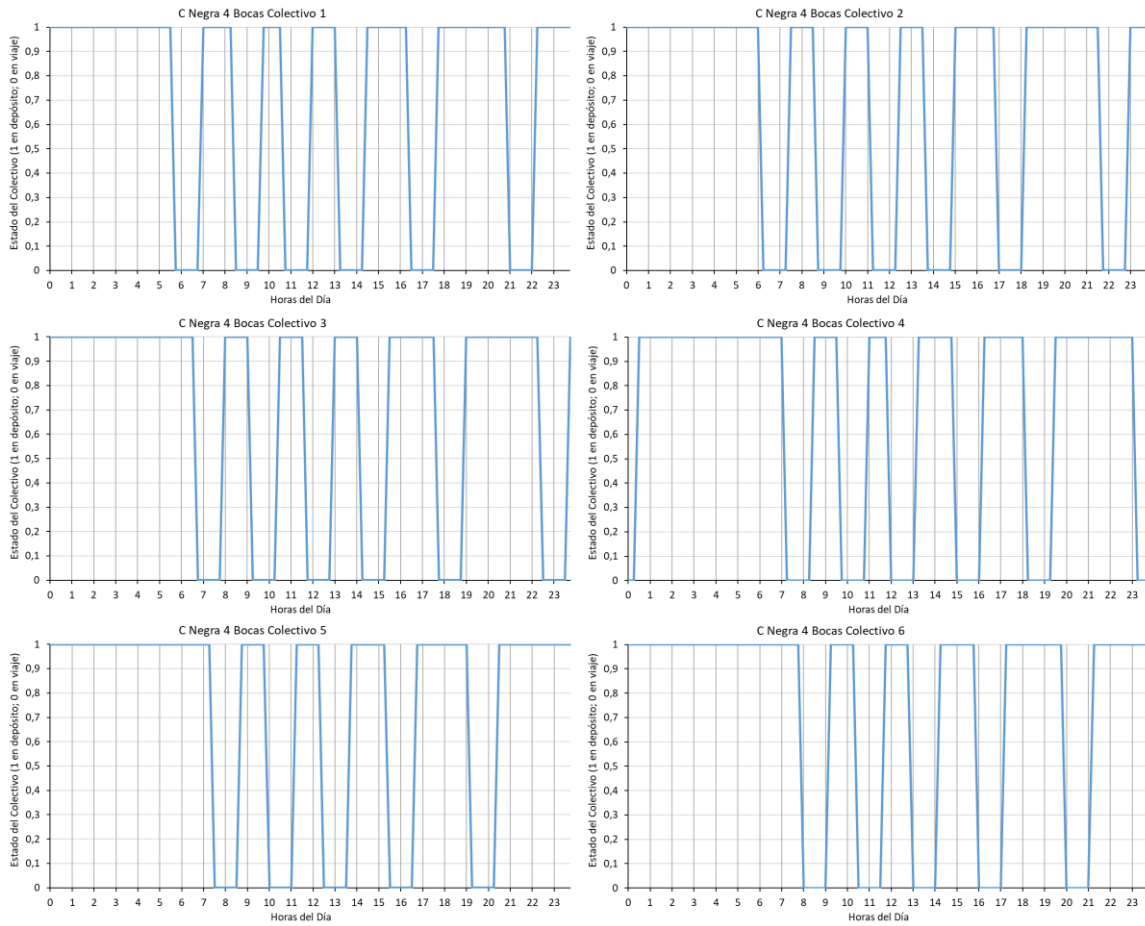


Figura 179. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Negra 4 Bocas”.

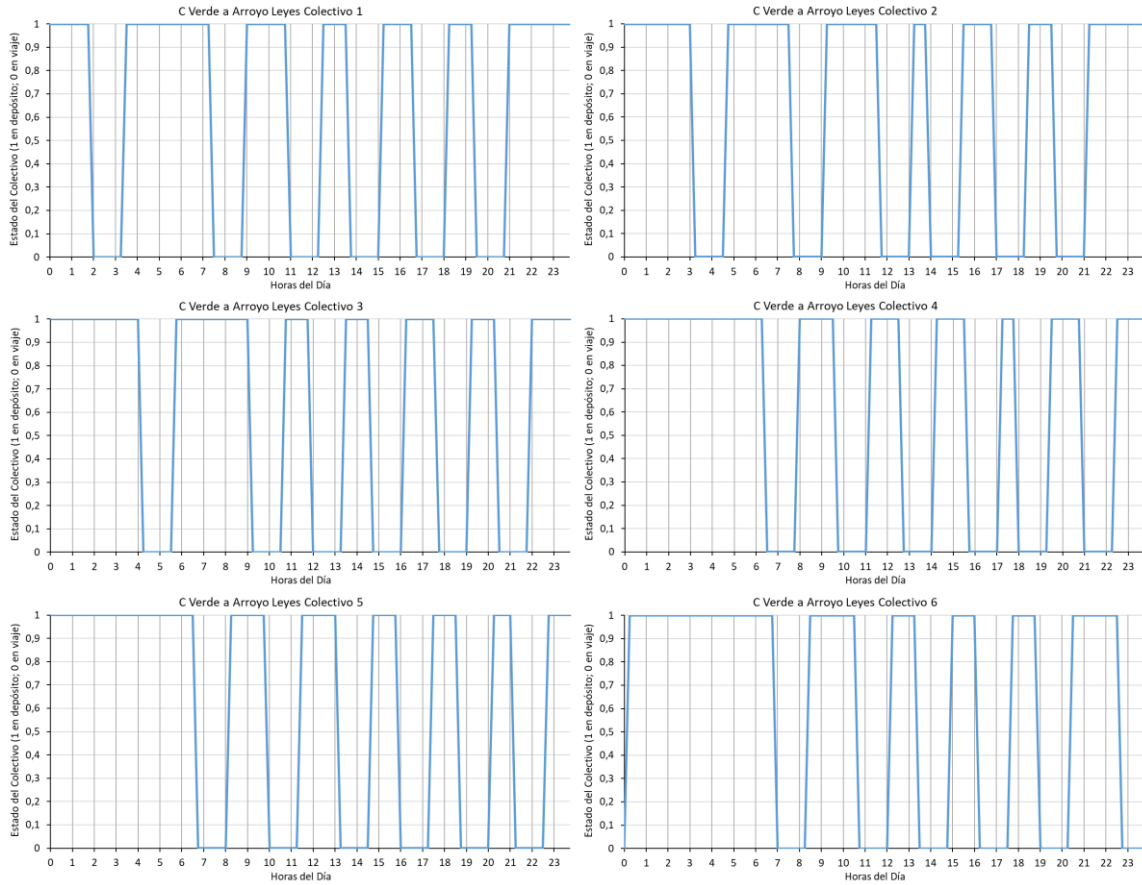


Figura 180. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Verde a Arroyo Leyes”.

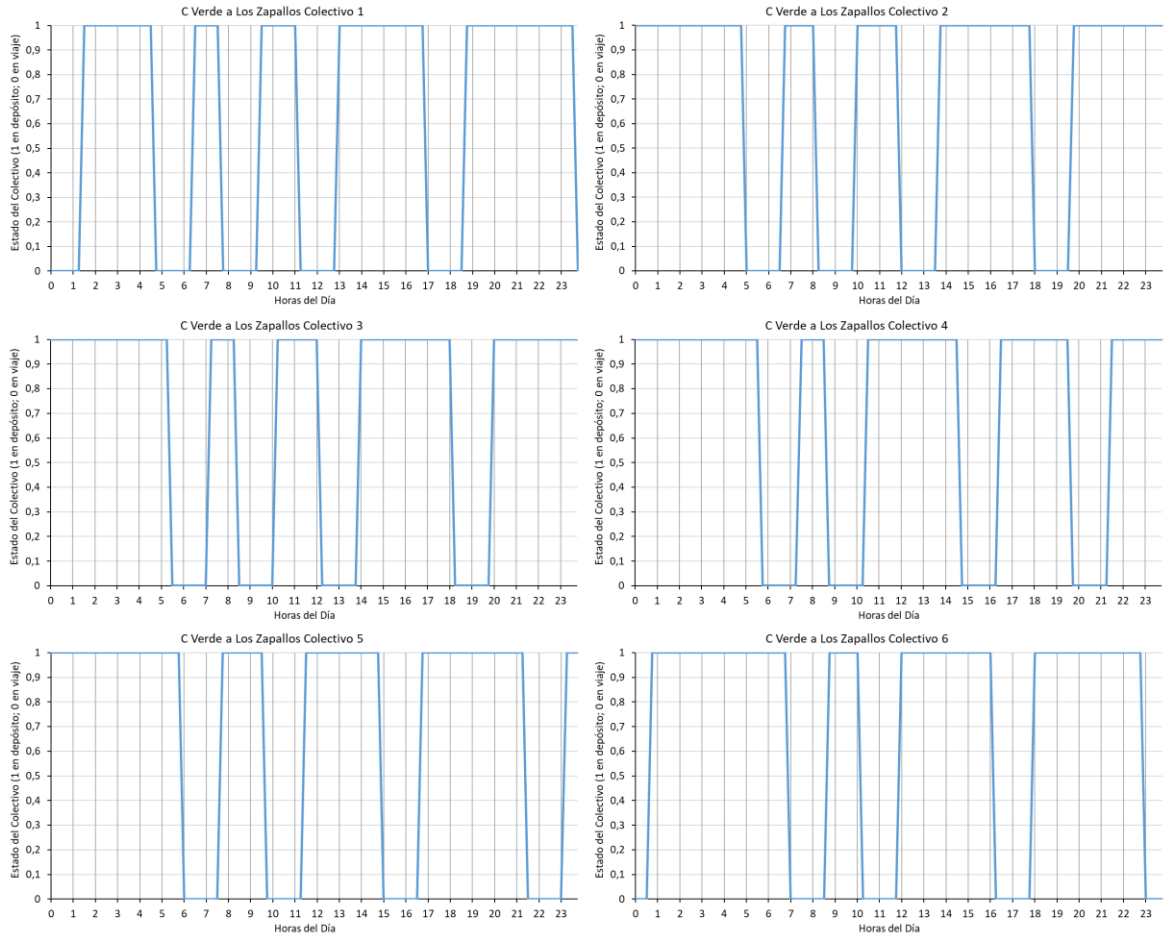


Figura 181. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Verde a Los Zapallos”.

7.3 Índice de Figuras

Figura 1. Composición del parque automotor según distintos escenarios hacia el 2030. Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía – Ministerio de Hacienda.....	9
Figura 2. Esquema simplificado de vehículo con MCI.....	11
Figura 3. Esquema simplificado de vehículo con MCI y sistema de parada/arranque.....	12
Figura 4. Esquema simplificado de vehículo híbrido en paralelo.....	13
Figura 5. Esquema simplificado de vehículo híbrido en serie.....	13
Figura 6. Esquema simplificado de vehículo híbrido mixto o total.....	14
Figura 7. Esquema simplificado de vehículo eléctrico puro.	15
Figura 8. Esquema simplificado de vehículo eléctrico de celda de hidrógeno.....	15
Figura 9. Prototipos de EVs en 1973. Izquierda) EV de empresa Exide. Derecha) EV de General Motors. Fuente: The U.S. National Archives [14]	17
Figura 10. Evolución de la flota de EVs desde el año 2010 al año 2019. Fuente: IEA - Global EV Outlook 2020.....	18
Figura 11. Mercado global de EVs.....	18
Figura 12. Penetración de vehículos eléctricos en el mercado de distintos países.	19
Figura 13. Consumo de energía nacional. Fuente: Secretaría de energía, Balance energético nacional.	19
Figura 14. Generación de energía en la matriz energética Argentina en el 2019. Fuente: CAMMESA.....	20
Figura 15. Diagrama Sankey utilización de la energía en Argentina en el año 2015. Fuente: Ministerio de Energía y Minería [20].....	21
Figura 16. Diagrama Sankey del uso de la energía en Argentina en el 2018. Fuente: iea [21]...	21
Figura 17. Composición de la energía utilizada en el rubro del transporte en el año 2018. Fuente iea.....	22
Figura 18. Evolución hacia 2030 del porcentaje de ventas de EVs en Argentina según escenario tendencial y de electrificación. Fuente: Escenarios energéticos 2030.	23
Figura 19. Incremento de la demanda energética en el transporte del escenario de electrificación respecto al escenario base tendencial.	24
Figura 20. Propuesta de EV con balance neutro de CO2. Fuente: Volkswagen.....	25
Figura 21. Despiece de un motor de combustión interna.	27
Figura 22. Despiece de un motor eléctrico del Volkswagen ID.3.....	27
Figura 23. Comparación de curvas de par y potencia en función de la velocidad de rotación de un EV contra un vehículo con MCI.	28
Figura 24. Esquema simplificado de principales componentes de un EV.	31
Figura 25. Estimación de la capacidad promedio de las baterías en EVs desde 2017 a 2025. Fuente: statista.....	34
Figura 26. Evolución desde el 2010 del precio promedio de los packs de baterías de ion litio en USD/kWh. Fuente: BloombergNEF.....	35
Figura 27. Proyección del costo del pack de baterías de ion litio hacia el 2030. Fuente: BloombergNEF.....	36
Figura 28. Perspectivas de las tecnologías de baterías comparadas con su madurez actual.	38
Figura 29. Modos de carga de EVs según norma IEC-61851-1. Fuente: CIRCUTOR.....	43
Figura 30. Tipos de conectores para recarga de EVs. Fuente: CIRCUTOR.....	44
Figura 31. Perfil de tensión en un nodo con 0% y 30% de inserción de EVs en una red típica de distribución. Fuente: “The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid”.....	49
Figura 32. Actores principales de una Smart Grid. Fuente: IEEE - "The Smart Grid Could Hold the Keys to Electric Vehicles".....	51

Figura 33. Modelo conceptual de una Smart Grid. Azul: Comunicaciones; Punteado: Flujos de energía eléctrica; Nubes: Dominios. Fuente: Instituto Nacional de Normas y Tecnología de Estados Unidos.	53
Figura 34. Comparación financiera Renault Kangoo ZE vs Renault Kangoo con MCI considerando el costo por km recorrido.	56
Figura 35. Análisis de sensibilidad del costo de adquisición del EV.	57
Figura 36. Análisis de sensibilidad consumo del EV.	57
Figura 37. Esquema simplificado de V2G. Fuente: EVCONSULT (https://www.evconsult.nl/en/cashing-in-with-your-electric-car-with-v2g-technology/)	59
Figura 38. Potencia y energía almacenada en batería de EV. a) Recarga rápida; b) Recarga promedio; c) Recarga lenta. Fuente: “Modelling, Simulation, and Management Strategy of an Electric Vehicle Charging Station Based on a DC Microgrid”[56].	64
Figura 39. Simulación del perfil de demanda de la batería de un EV en modo CC/CV. (a) Perfiles de potencia y porcentaje de carga; (b) Corriente demandada y voltaje de celda de la batería. Fuente: “Demand Profile Study of Battery Electric Vehicle under Different Charging Options” [60].	66
Figura 40. Perfiles típicos de carga de una batería de Ion-litio de un EV. Fuente: “Demand Profile Study of Battery Electric Vehicle under Different Charging Options” [60].	66
Figura 41. Carga rápida de Nissan Leaf. Fuente: FASTNED (https://fastnedcharging.com/nl/)	67
Figura 42. Gabinete de 150 kW ABB para recarga de vehículos eléctricos pesados con tres salidas con conectores. Fuente: ABB.	68
Figura 43. Pantógrafo abajo. Fuente: ABB.	69
Figura 44. Pantógrafo arriba. Fuente: www.sustainable-bus.com	70
Figura 45. Flujograma de la metodología aplicada.	72
Figura 46. Imagen satelital de la red en estudio con denominaciones de SETs y seccionadores.	74
Figura 47. Imagen satelital de la red en estudio sin denominaciones de SETs y seccionadores.	75
Figura 48. SETAs y potencia instalada por distribuidor.	77
Figura 49. Cantidad de SETAs según potencia nominal.	77
Figura 50. Cantidades totales de clientes.	78
Figura 51. Cantidad de usuarios por distribuidor. Diferenciación entre usuarios comerciales, residenciales, industriales e indeterminados.	78
Figura 52. Energía anual por distribuidor.	79
Figura 53. Demanda del sistema en estudio captada por las ETs de 132/33/13,2 kV.	79
Figura 54. Diagrama unifilar georreferenciado sistema de transmisión eléctrica en la región de estudio.	80
Figura 55. Diagrama unifilar georreferenciado sistema de transmisión eléctrica en la región de estudio ampliación región Santo Tomé y Santa Fe.	80
Figura 56. Diagrama de flujos. Escenario pico diurno del sistema 2019.	81
Figura 57. Diagrama unifilar georreferenciado de la red de 132 kV de regiones aledañas a la ciudad de Santo Tomé.	83
Figura 58. Perfiles de demanda semanales de invierno adoptados para alimentadores de 33 kV y 13,2 kV de ET BRI, ET PAY y ET SFO que no abastecen al subsistema en estudio.	84
Figura 59. Perfiles de demanda semanales de verano adoptados para alimentadores de 33 kV y 13,2 kV de ET BRI, ET PAY y ET SFO que no abastecen al subsistema en estudio.	84
Figura 60. Diagrama unifilar de la ET BRI.	85
Figura 61. Diagrama unifilar de la ET PAY.	86
Figura 62. Diagrama unifilar de la ET SFO.	86
Figura 63. Perfiles de demanda semanales de invierno adoptados para los distribuidores que abastecen al subsistema en estudio.	87

Figura 64. Perfiles de demanda semanales de verano adoptados para los distribuidores que abastecen al subsistema en estudio.....	87
Figura 65. Diagrama unifilar georreferenciado de la red de 13,2 kV de alimentación a la ciudad de Santo Tomé.....	88
Figura 66. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo lenta de 3,5 kW.	91
Figura 67. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo semirrápida de 7 kW.	92
Figura 68. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo semirrápida de 21 kW.	92
Figura 69. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga de tipo rápida de 50 kW.	93
Figura 70. Denominación de los 12 tipos de usuarios adoptados en el estudio.	94
Figura 71. Patrón de uso diario de EV para usuarios URL en día hábil y distancia recorrida acumulada diaria.	95
Figura 72. Patrón de uso diario de EV para usuarios URI en día hábil y distancia recorrida acumulada diaria.	95
Figura 73. Patrón de uso diario de EV para usuarios URC en día hábil y distancia recorrida acumulada diaria.	96
Figura 74. Patrón de uso diario de EV para usuarios URL, URI y URC en día semi-hábil y distancia recorrida acumulada diaria.	96
Figura 75. Patrón de uso diario de EV para usuarios URL, URI y URC en día no hábil y distancia recorrida acumulada diaria.	97
Figura 76. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido largo y potencia nominal de recarga de 7 kW.	98
Figura 77. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido intermedio y potencia nominal de recarga de 7 kW.	99
Figura 78. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido corto y potencia nominal de recarga de 7 kW.	99
Figura 79. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido largo y potencia nominal de recarga de 3,5 kW.	100
Figura 80. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido intermedio y potencia nominal de recarga de 3,5 kW.	100
Figura 81. Perfil de carga semanal para usuarios con recorrido corto y potencia nominal de recarga de 3,5 kW.	101
Figura 82. Ubicación geográfica de lugares donde se considera la instalación de puntos de recarga semirrápida y rápida.	102
Figura 83. Perfil de carga semanal en [kW] de los establecimientos seleccionados para el análisis de puntos de recarga comercial y rápidos.	103
Figura 84. Perfiles de cargabilidad semanal de distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi en caso base y con la instalación de puntos de carga semirrápida y rápida considerando un perfil de demanda de invierno.	105
Figura 85. Perfiles de cargabilidad semanal de distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi en caso base y con la instalación de puntos de carga semirrápida y rápida considerando un perfil de demanda de verano.....	105
Figura 86. F_p y F_c de distribuidores Santo Tomé Norte y Mosconi en caso base y con inserción de puntos de recarga semirrápidos y rápidos.	106
Figura 87. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de invierno.	108
Figura 88. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de verano.....	109

Figura 89. Tensión mínima de los nodos de 13,2 kV de los distribuidores según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de invierno.....	109
Figura 90. Tensión mínima de los nodos de 13,2 kV de los distribuidores según distintos casos de estudio considerando un perfil de carga característico de verano.	110
Figura 91. Porcentaje máximo admisible de inserción de EVs de los distribuidores según casos de estudio considerando una potencia de recarga nominal de 3,5 kW.....	111
Figura 92. Porcentaje máximo admisible de inserción de EVs de los distribuidores según casos de estudio considerando una potencia de recarga nominal de 7 kW.....	112
Figura 93. Cargabilidad máxima de distribuidores en caso base.	113
Figura 94. Curvas de cargabilidad semanal para caso base y casos de estudio del distribuidor Lujan considerando los dos sistemas de recarga adoptados.....	114
Figura 95. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de verano.	115
Figura 96. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de verano.	116
Figura 97. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de invierno.....	117
Figura 98. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de invierno.....	118
Figura 99. Perfiles de carga de EVs de verano propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 3,5 kW.....	120
Figura 100. Perfiles de carga de EVs de verano propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 7 kW.....	121
Figura 101. Perfiles de carga de EVs de invierno propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 3,5 kW.....	121
Figura 102. Perfiles de carga de EVs de invierno propuestos con orientación a representar un tipo de recarga controlada considerando una potencia nominal de recarga de 7 kW.....	122
Figura 103. Cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios tipo URL y potencia nominal de recarga de 3,5 kW según la primera propuesta de recarga controlada de EVs para un perfil de demanda de invierno.....	123
Figura 104. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de invierno.....	124
Figura 105. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de invierno.....	124
Figura 106. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de invierno.	125
Figura 107. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de invierno.....	125
Figura 108. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de invierno.....	126
Figura 109. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de invierno.	126
Figura 110. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de carga de invierno.	128

Figura 111. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de carga de invierno. 129

Figura 112. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo lenta de 3,5 kW y perfil de carga de verano. 130

Figura 113. Fc y Fp de los distribuidores de 13,2 kV para el caso base y los distintos casos de estudio con su nivel máximo de inserción admisible de EVs considerando una recarga de tipo semirrápida de 7 kW y perfil de carga de verano. 131

Figura 114. Curvas de carga semanal para caso base y propuestas de recarga controlada de EVs del distribuidor Lujan considerando los dos sistemas de recarga adoptados y un perfil de demanda de invierno. 133

Figura 115. Curvas de carga semanal para caso base y propuestas de recarga controlada de EVs del distribuidor Lujan considerando los dos sistemas de recarga adoptados y un perfil de demanda de verano. 133

Figura 116. Perfiles de carga de los casos de estudio planteados en pu aplicados en un perfil de demanda típico de invierno. 136

Figura 117. Perfiles de carga de los casos de estudio planteados en pu aplicados en un perfil de demanda típico de verano. 136

Figura 118. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de invierno. 137

Figura 119. Cargabilidad máxima de los distribuidores de 13,2 kV para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de verano. 138

Figura 120. Tensión mínima de nodos de 13,2 kV de los distribuidores para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de invierno. 138

Figura 121. Tensión mínima de nodos de 13,2 kV de los distribuidores para distintos niveles de inserción de EVs en modo de operación V2G según distintos casos de estudio y considerando un perfil de demanda de verano. 139

Figura 122. Perfiles de cargabilidad semanal de caso base y casos de estudio de operación de EVs en modo V2G con un nivel de inserción de 20% y considerando perfil de demanda de invierno. 140

Figura 123. Perfiles de cargabilidad semanal de caso base y casos de estudio de operación de EVs en modo V2G con un nivel de inserción de 30% y considerando perfil de demanda de invierno. 140

Figura 124. Potencia mínima operada por los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio para distintos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G considerando un perfil de demanda de invierno. 141

Figura 125. Potencia mínima operada por los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio para distintos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G considerando un perfil de demanda de verano. 141

Figura 126. Curva de generación eólica total predespachada y real del día 08/03/2021. Fuente: CAMMESA. 144

Figura 127. Modelo de curva eléctrica residencial para un usuario convencional en verano. .. 147

Figura 128. Modelo de curva eléctrica residencial para un usuario convencional en invierno. 147

Figura 129. Valores promedios de potencia por tipo de usuario. 148

Figura 130. Valores promedios de energía por tipo de usuario. 148

Figura 131. Costo horario de la energía eléctrica según Tarifa 1. 149

Figura 132. Ahorro en 7,67 años con T2 en caso de utilizar un EV en modo V2G según distintos factores de incentivo.	151
Figura 133. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de verano según distintos costos de potencia con respecto a los valores de referencia.	152
Figura 134. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de invierno según distintos costos de potencia con respecto a los valores de referencia.	152
Figura 135. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de verano según distintos cargos por energía con respecto a los valores de referencia.	153
Figura 136. Costo mensual de la energía eléctrica para los distintos tipos de usuarios en un mes de invierno según distintos cargos por energía con respecto a los valores de referencia.	154
Figura 137. Costo anual de la energía por tipo de usuario para T1 y T2.	154
Figura 138. Costo anual de la energía para T1 y T2 con aumentos de cargos de potencia o energía según tarifa.	155
Figura 139. Ahorro en 7,67 años con T3 y T4 en caso de utilizar un EV en modo V2G según distintos niveles de aumento de cargos de potencia (en T3) y de energía (en T4).	156
Figura 140. Costo por unidad de energía según tarifas propuestas para los distintos tipos de usuarios.	157
Figura 141. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI.	159
Figura 142. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional.	159
Figura 143. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI para el primer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.	161
Figura 144. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional para el primer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.	161
Figura 145. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI para el segundo escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.	162
Figura 146. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional para el segundo escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.	163
Figura 147. Costos de movilidad acumulados para distintos tipos de usuarios de EVs según tarifas propuestas y usuario convencional con vehículo con MCI para el tercer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.	164
Figura 148. Costo Actual Neto de distintos tipos de usuarios de EV según las tarifas propuestas y de un usuario residencial convencional para el tercer escalón de sensibilidad de variación del costo de adquisición del EV.	164
Figura 149. Recorridos Líneas de colectivos que operan en la ciudad de Santo Tomé	167
Figura 150. Curva de estado diario del Colectivo 1 de la línea “C Azul Cementerio por Tanque”	168
Figura 151. Cargador de pared de CC de 24 kW	169
Figura 152. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EBs adoptados con una recarga con potencia nominal de 24 kW.	170
Figura 153. Demanda de potencia en función del tiempo según los distintos modelos de EVs adoptados con una recarga con potencia nominal de 50 kW.	170
Figura 154. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe”.	172
Figura 155. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Negra Fonavi – Santa Fe”.	173

Figura 156. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Negra 4 Bocas – Santa Fe”.	173
Figura 157. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Verde Santo Tomé – Arroyo Leyes”.	174
Figura 158. Perfil de demanda de potencia semanal para línea “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos”.	174
Figura 159. Ubicación depósitos de colectivos e inicio de recorridos.	175
Figura 160. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos considerando un perfil de demanda de verano.	176
Figura 161. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos considerando un perfil de demanda de invierno.	176
Figura 162. Cargabilidad máxima semanal de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos.	177
Figura 163. Tensión mínima semanal de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos.	177
Figura 164. F_c y F_p de distribuidores San José y Mosconi para el caso base de estudio y de inserción de flotas de EBs interurbanos.	178
Figura 165. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Azul Cementerio por Tanque – Santa Fe” según distintos casos de estudio.	182
Figura 166. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Negra Fonavi – Santa Fe” según distintos casos de estudio.	183
Figura 167. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Negra 4 Bocas – Santa Fe” según distintos casos de estudio.	183
Figura 168. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Verde Santo Tomé – Arroyo Leyes” según distintos casos de estudio.	184
Figura 169. Erogaciones acumuladas de un colectivo de la línea “C Verde Santo Tomé – Los Zapallos” según distintos casos de estudio.	184
Figura 170. Costo presente neto para las distintas alternativas de estudio.	185
Figura 171. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de verano.	201
Figura 172. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de verano.	202
Figura 173. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 3,5 kW y perfil de demanda de verano.	202
Figura 174. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URL con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de verano.	203
Figura 175. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URI con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de verano.	203
Figura 176. Perfil semanal de cargabilidad de distribuidores de 13,2 kV considerando usuarios URC con potencia nominal de recarga de 7 kW y perfil de demanda de verano.	204
Figura 177. Estado de diario de los colectivos 1, 2, 3 y 4 de la línea “C Azul Cementerio por Tanque”.	205
Figura 178. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Negra Fonavi”.	205
Figura 179. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Negra 4 Bocas”.	206
Figura 180. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Verde a Arroyo Leyes”.	207
Figura 181. Estado de diario de los colectivos de la línea “C Verde a Los Zapallos”.	208

7.4 Índice de Tablas

Tabla 1. Consumos y recorridos medios de la movilidad eléctricas según escenarios energéticos 2030.....	22
Tabla 2. Valores de ventas, porcentaje del parque automotor y consumo energético debido a los EVs según los escenarios tendencial y de electrificación de los mismos.....	24
Tabla 3. Características eléctricas de interés de distintos modelos de EVs.	39
Tabla 4. Precios combustibles en ciudad de Santo Tomé. Fuente: Ministerio de Energía y Minería, Aplicación "Precios en el Surtidor".....	54
Tabla 5. Características brindadas por Renault de sus modelos Kangoo.	55
Tabla 6. Características de las estaciones transformadoras.....	75
Tabla 7. Características de distribuidores.....	76
Tabla 8. Modelos de EVs adoptados en el estudio y sus características de interés.....	90
Tabla 9. Porcentaje de usuarios asignados a los perfiles de carga de EVs.....	107
Tabla 10. Períodos de valle de distribuidores de 13,2 kV según perfil de invierno y verano. ..	119
Tabla 11. Comparación de Fp y Fc para los distintos casos de estudio considerando una recarga controlada y una no controlada de EVs.....	132
Tabla 12. Máximos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G previo a superar pico máximo de demanda en caso base de estudio en los distribuidores de 13,2 kV.	142
Tabla 13. Máximos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G previo que se produzca una inversión de flujos de potencia en el tramo principal de los distribuidores de 13,2 kV.	142
Tabla 14. Tarifa de Grandes Demandas - Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW de la EPE de Santa Fe.....	144
Tabla 15. Profundidad de descarga para usuarios con distancia media diaria de 20 km considerando operación en modo V2G y G2V.	146
Tabla 16. Características de consumo energético de usuarios residenciales convencionales. ..	147
Tabla 17. Tarifa para usuarios residenciales menores a 20 kW de la EPE de Santa Fe.....	149
Tabla 18. Composición Tarifa 1.....	149
Tabla 19. Costo energía mensual por tipos de usuarios considerando la Tarifa 1	150
Tabla 20. Costo energía mensual para usuarios con EVs operando en modo V2G considerando la Tarifa 2.....	150
Tabla 21. Características modelos de vehículos adoptados.....	158
Tabla 22. Denominación, puntos de partida/llegada y distancias recorridas por las líneas de colectivos.....	167
Tabla 23. Parámetros de los recorridos y flotas de colectivos de las líneas seleccionadas.	167
Tabla 24. Parámetros de interés de los modelos de EBs seleccionados.	169
Tabla 25. Autonomía de los modelos de EBs seleccionados.	171
Tabla 26. Potencia nominal de recarga empleada en cada flota de EBs.	171
Tabla 27. Características de SETAs implicadas en la inserción de EBs.	178
Tabla 28. Características de los modelos de buses adoptados.....	179
Tabla 29. Características de los modelos de buses adoptados.....	180
Tabla 30. Costos ítems de instalación de cabina de transformación de 1000 kVA.....	180
Tabla 31. Tarifa de Grandes Demandas - Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW de la EPE de Santa Fe.....	181
Tabla 32. Características de potencia y energía demandada útiles para el cálculo del costo de la energía mensual.....	181
Tabla 33. Costos de la energía para los usuarios particulares de demanda de EBs.....	181