

Título:

## **Desarrollo de herramientas y estudio técnico para determinar el impacto en las redes eléctricas de Costa Rica ante la entrada de buses eléctricos de transporte público –Informe Final**

Sinopsis:

Informe final de la asesoría “*Desarrollo de herramientas y estudio técnico para determinar el impacto en las redes eléctricas de Costa Rica ante la entrada de buses eléctricos de transporte público*”. Este trabajo se elabora para la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ, Cooperación Técnica Alemana en Costa Rica). El objetivo principal del trabajo es determinar el impacto de la integración de autobuses eléctricos de baterías (AEB) para transporte público en circuitos eléctricos de distribución de Costa Rica. Este informe detalla los resultados de las actividades relacionadas al cumplimiento de todos los objetivos de la consultoría.

ID Documento:

InformeFinal\_Estudio\_Tecnico\_Buses\_Electricos\_v01

Fecha:

10 de junio de 2020

Preparado para:

GIZ  
San José  
Costa Rica

Preparado por:

Escuela de Ingeniería Eléctrica  
Universidad de Costa Rica  
Apartado Postal 11501-2060 UCR  
San José, Costa Rica

Contactos:

Dr. Jairo Quirós Tortós  
+506 2511 2636  
jairohumberto.quirós@ucr.ac.cr



---

# **Desarrollo de herramientas y estudio técnico para determinar el impacto en las redes eléctricas de Costa Rica ante la entrada de buses eléctricos de transporte público**

---

*Coordinador:*

Ing. Jairo Quirós Tortós, PhD

*Investigador Asociado:*

Ing. Gustavo Valverde Mora, PhD

*Investigadores Asistentes:*

*Ing. Orlando Pereira*

*Ing. Bernardo Zúñiga*



## Tabla de Contenidos

<b>Resumen .....</b>	<b>5</b>
<b>1      <b>Introducción .....</b></b>	<b>9</b>
1.1      Antecedentes .....	9
1.2      Objetivos .....	10
1.2.1    Objetivo general .....	10
1.2.2    Objetivos específicos.....	10
1.3      Actividades realizadas dentro del proyecto .....	10
1.3.1    Objetivo específico 1 .....	10
1.3.2    Objetivo específico 2 .....	10
1.3.3    Objetivo específico 3 .....	11
1.3.4    Objetivo específico 4 .....	11
1.3.5    Objetivo específico 5 .....	11
<b>2      <b>Estimación de número de cargadores por bus .....</b></b>	<b>12</b>
2.1      Metodología .....	12
2.2      Herramienta para estimación.....	13
2.3      Resultados ilustrativos .....	13
<b>3      <b>Estudio de costo total de posesión (TCO) .....</b></b>	<b>15</b>
3.1      Datos de entrada y supuestos .....	15
3.1.1    Datos de entrada generales .....	15
3.1.2    Autobús eléctrico .....	17
3.1.3    Autobús de Diésel .....	19
3.2      Metodología .....	21
3.2.1    Estructura del flujo de caja .....	21
3.2.2    Flujos de caja descontados .....	22
3.3      Resultados y comparación de costos .....	23
3.3.1    Estudio base.....	23
3.3.2    Estudio de sensibilidad de TCO con respecto a km recorridos .....	27
3.3.3    Estudio de sensibilidad de TCO ante variaciones en rendimientos .....	29
3.3.4    Estudio de sensibilidad de TCO ante sustitución de baterías.....	30
3.3.5    Estudio de sensibilidad de TCO ante precios de autobús Diésel .....	33
3.3.6    Estudio de sensibilidad de TCO ante variación en valor residual .....	34
3.3.7    Estudio de sensibilidad de TCO con respecto a costo de electricidad y combustible .....	35
3.4      Medidas para aumentar la costo-efectividad de autobuses eléctricos .....	37
3.4.1    Condiciones de financiamiento para autobuses eléctricos .....	37
3.4.2    Creación de tarifa especial para recarga de autobuses .....	37
3.4.3    Alianzas público-privadas.....	38
<b>4      <b>Estudio de impacto de buses eléctricos .....</b></b>	<b>39</b>
4.1      Revisión bibliográfica .....	39
4.2      Metodología propuesta .....	40
4.2.1    Transformador.....	41
4.2.2    Carga de baja tensión .....	42
4.2.3    Cargadores.....	42
4.2.4    Autobuses eléctricos de baterías.....	43
4.3      Herramienta computacional.....	43
4.4      Ubicación de planteles de autobuses .....	44
4.4.1    Información suministrada .....	45
4.4.2    Análisis de ubicación y selección de circuito .....	46
4.5      Estudio de impacto de buses eléctricos en circuito de distribución .....	47
4.5.1    Descripción del circuito.....	47
4.5.2    Descripción del plantel y número de autobuses .....	47
4.5.3    Estudio de impacto en periodo nocturno .....	48
4.5.4    Estudio de impacto en periodo punta .....	56
<b>5      <b>Gestión de recarga de buses eléctricos.....</b></b>	<b>60</b>
5.1      Metodologías propuestas .....	60
5.1.1    Metodología basada en optimización .....	60
5.1.2    Metodología basada en reglas de control.....	62
<b>6      <b>Publicación de resultados y capacitación .....</b></b>	<b>66</b>



---

6.1	Webinario.....	66
6.2	Taller con operadores de rutas de autobús.....	66
6.3	Taller con empresas eléctricas.....	68
<b>7</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>69</b>
	<b>Bibliografía.....</b>	<b>72</b>
<b>8</b>	<b>Anexos.....</b>	<b>73</b>
8.1	Formulación de Optimización.....	73



## Resumen

El informe final detalla los resultados de los cinco objetivos de la consultoría que corresponden a una metodología para estimar el número de cargadores a instalar en los planteles de las empresas autobuseras, un estudio de costos de los autobuses eléctricos de baterías (AEB), el estudio de impacto de la recarga de los AEB en un circuito de distribución, la gestión de la demanda de los autobuses y diseminación de los resultados principales mediante webinarios y talleres con los actores interesados.

El informe introduce una metodología para estimar el número de cargadores necesarios para abastecer una flota dada de AEB (Sección 2). Considerando la relación entre la energía del paquete de baterías del autobús, la potencia de los potenciales cargadores a adquirir y el tiempo que la unidad se encuentra en horas nocturnas en el plantel, la metodología define la capacidad del cargador de menor tamaño necesario para abastecer un AEB tomando en cuenta la energía remanente en el AEB posterior al retorno al plantel. La metodología se implementó como una herramienta computacional programada en Microsoft Excel® que es de fácil uso y permite el análisis de hasta cien tipos de buses con diferente tamaño de baterías, y la misma puede seleccionar entre once opciones de potencia de cargadores seleccionando siempre un cargador de menor tamaño ya que el costo de los cargadores aumenta con su capacidad. La herramienta también muestra la duración necesaria de cada bus para alcanzar el 100% de la capacidad de la batería de la unidad. La metodología fue ilustrada considerando varios AEB según capacidades discutidas en la literatura y cargadores que actualmente se comercializan o que bien se vienen desarrollando en el mercado mundial.

El informe posteriormente analiza la costo-efectividad de los AEB en comparación con los autobuses convencionales de Diésel (Sección 3). Para esto, se utiliza una herramienta de cálculo de costo total de posesión (TCO, por sus siglas en inglés), la cual estima los costos incurridos por los autobuseros durante la adquisición, operación y desecho del autobús. En el análisis de TCO, hecho para 15 años, se consideraron parámetros de entrada como inversiones iniciales de los autobuses, tamaño de la flota, condiciones de financiamiento, costos de mantenimiento anual, costos de electricidad y combustible, costos de seguros e instalación de cargadores y sustitución de las baterías de los AEB. A los autobuses se les asignaron rendimientos promedio en litros de Diésel y kWh por km recorridos. Además, se consideró inicialmente que el recorrido anual de los autobuses es de 50.000 km (aprox. 174 km por día, considerando un estimado de 288 días al año).

Se encontró que el TCO de un autobús convencional se ve afectado primordialmente por los altos costos de operación (combustible) y mantenimiento. Por otro lado, el TCO de un AEB se ve mayoritariamente afectado por los altos costos de adquisición de la tecnología y la instalación de los cargadores. Sin embargo, los bajos costos de operación y mantenimiento de los AEBs hacen que el TCO de los autobuses convencionales sea mayor después de 7 años de operar los autobuses, según tarifas de CNFL con cargo por potencia y para un autobús que recorre 50.000 km por año. Se demostró además que la herramienta de financiamiento para la compra de autobuses permitirá a las empresas autobuseras acortar el tiempo de equiparación de costos de los AEBs y los autobuses de Diesel, puesto que el financiamiento permite que la inversión inicial se distribuya a lo largo de 10 años.



Las simulaciones realizadas muestran que la exoneración del pago de potencia de los cargadores adelanta el tiempo de equiparación de costos y conlleva a TCOs del AEB mucho más bajos que los autobuses convencionales. Sin embargo, en caso de que se mantenga el cobro por potencia a los autobuseros, o que este costo ya vaya incluido en la tarifa de energía, el TCO de un AEB sigue siendo más bajo que su contraparte de Diésel.

De los análisis de sensibilidad del TCO con respecto a distancia recorrida por año se encontró que los autobuseros con planteles ubicados en el área de concesión de la CNFL tendrán como mejor opción la compra de los AEBs si la distancia recorrida supera los 47 000 km por año (163 km por día). Sin embargo, si se les exonera del pago de potencia, la paridad de costos con respecto a autobuses convencionales se da a los 35.000 km (122 km por día). Los abonados de ICE verán el beneficio si su recorrido anual supera los 43.000 km (149 km por día), y si se les exige el pago de potencia verán beneficio si el recorrido es superior a los 35.000 km (122 km por día).

Los estudios de sensibilidad mostraron que el TCO de los autobuses casi no se ve afectado por variaciones en el valor residual de estos vehículos en el año 15. Por otro lado, el TCO de los AEBs casi no se ve afectado por variaciones en el rendimiento de los autobuses (medido en kWh/km). Por otro lado, si los autobuses requirieran 2 sustituciones de las baterías en los 15 años, esto conlleva a un impacto significativo en el TCO de dichos buses si se compara con el caso en que solo se requiere una sustitución de la batería en el año 8. Las sustituciones de baterías cada 5 años se considera un escenario muy pesimista.

De los análisis realizados se encontró que la variación del crecimiento costo de la electricidad no impactará significativamente el TCO de 15 años del AEB. Por otro lado, los aumentos en la tasa de crecimiento anual del combustible afectan significativamente el TCO de 15 años para el autobús convencional.

Entre las medidas que se pueden adoptar en el corto plazo para aumentar la costo-efectividad de los autobuses eléctricos están: a) impulsar condiciones de financiamiento para autobuses eléctricos que sean más favorables que las ofrecidas para autobuses convencionales, b) promover acuerdos o alianzas público-privada que permitan a las empresas eléctricas invertir en activos dentro de los planteles de las empresas autobuseras y c) impulsar el establecimiento de una tarifa especial para recarga de flotillas de autobuses la cual debe incentivar la recarga en horas nocturnas y desincentivar la recarga en hora valle o punta. La opción de exonerar el pago de potencia en periodo nocturno debe ser valorado por la ARESEP y las empresas eléctricas.

El informe posteriormente detalla la metodología y herramienta computacional producida para estudiar el impacto de los AEBs en las redes eléctricas de distribución (Sección 4). Luego de realizar una revisión bibliográfica que confirma la disponibilidad de pocos estudios de impacto de AEBs, se plantea una metodología que hace uso de información disponibles en capas del sistema de información geográfico y que adapta herramientas de simulación previamente desarrolladas por la Universidad de Costa Rica. Tras incorporar información del plantel de buses, el número de unidades, y la información de los cargadores (según la herramienta desarrollada en este estudio), la



metodología modela los AEBs y analiza el efecto que estos pueden tener en términos de potencia demanda, caídas de tensión, y pérdidas energéticas diarias en la red eléctrica de distribución.

Con información suministrada por la GIZ y el ICE fue posible localizar las terminales de buses en el área metropolitana con el fin de identificar su coincidencia con los circuitos eléctricos de distribución previamente modelados. Se encontró que el plantel de la Ruta 51 es el único servido por uno de los circuitos que ya tiene modelado la UCR. La ruta tiene una extensión de 15 km y cuenta con 34 autobuses, todos ellos de Diésel actualmente. El estudio de impacto se desarrolló considerando el estado actual (sin buses eléctricos), seguido de diferentes niveles de penetración de autobuses eléctricos con respecto a las 34 unidades con que cuenta la ruta.

A partir de este hallazgo, se procedió a trabajar con el modelo del circuito San Rafael de la CNFL para realizar un estudio del impacto de la recarga de los autobuses en el software de simulación OpenDSS. El estudio se realizó con ayuda de herramientas computacionales desarrolladas por el EPERLab de la UCR para evaluar el impacto de los AEBs en circuitos de distribución. Para esto, el plantel se modeló como un grupo de autobuses conectados a la red eléctrica por medio de un transformador de distribución cuya demanda está dominada por la cantidad y capacidad de los cargadores que abastecen los buses a una hora determinada.

El estudio de impacto muestra que las pérdidas del circuito aumentarán ligeramente por la mayor disipación de potencia en transformadores y conductores durante la recarga de los AEBs. Esto sin embargo es esperado y debido a que en este circuito representa cerca de un 2% de aumento para el escenario de mayor penetración de AEBs, se considera que la inserción de los AEBs no representa un problema para el circuito estudiado. Desde el punto de vista de tensión, se encontró que la recarga de los 34 autobuses eléctricos en horas de la madrugada no conllevará a problemas de tensión ni en las barras de media ni de baja tensión. La razón principal del poco impacto se debe a dos factores fundamentales: primero que la hora de recarga de los AEB se da cuando el resto del circuito opera a condiciones de baja carga y b) que la recarga de los AEB se realiza con un esquema de gestión de la demanda (Sección 5).

Por otra parte, la ubicación del plantel también es un factor importante para la determinación del impacto en el circuito. Un plantel que se encuentra eléctricamente alejado de la subestación (en la cola del circuito) tendrá un mayor impacto en pérdidas y caídas de tensión en el circuito comparado con un plantel que se encuentre más cerca. Los resultados demuestran que la recarga de los AEB coincidente con la demanda del resto de cargas del circuito, por ejemplo, en periodo punta, conlleva a un impacto mayor que podría conllevar a inversiones en la red. Por esto, la recarga de los autobuses en horario nocturno no solo puede ser una ventaja económica para los empresarios autobuseros, pues pagarían electricidad a una tarifa reducida, sino que conlleva a una mejor utilización de la red eléctrica sin impactos considerables, lo cual pospone o cancela adecuaciones y mejoras en el circuito de distribución.

El informe presenta además dos esquemas de gestión de la recarga de los AEBs: una opción basada en optimización y otra basada en reglas de control (Sección 5). Ambos esquemas emparejan los cargadores disponibles en el plantel con los AEBs



procurando reducir el consumo de potencia del plantel, mientras se satisfacen las necesidades de los buses. La diferencia fundamental entre ambos esquemas radica en su practicidad a la hora de realizar los emparejamientos. La implementación de los esquemas en un plantel ilustrativo de 10 AEB de diferentes capacidades, los cuales llegan al plantel con 20% de carga y estos deben cargarse entre las 11:00 pm y las 4:00 am del día siguiente, demuestra que las herramientas distribuyen los tiempos de carga de los AEB sin violentar las restricciones programadas y garantizando las necesidades de cada unidad.

Finalmente, se discute brevemente la diseminación de los resultados de este proyecto mediante tres actividades virtuales: un webinar de presentación de resultados que contó con 85 participantes; un taller con los operadores de rutas que contó con 25 participantes y un taller con las empresas de distribución que contó con 35 participantes. Con un total de más de 100 participantes, las actividades demostraron el alto interés que despierta el tema en el país. Este informe concluye facilitando enlaces directos para que los lectores puedan descargar las presentaciones facilitadas durante estas tres actividades, y que a su vez permiten cumplir con los objetivos y actividades solicitadas en este proyecto de colaboración con la SEPSE y GIZ.





# 1 Introducción

## 1.1 Antecedentes

Durante los próximos años se espera una mayor electrificación del transporte, promovida por las políticas nacionales que promueven una transición hacia una mayor participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, el cumplimiento de compromisos nacionales en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y en la mejora de la calidad del aire en zonas urbanas.

Según el Plan de Descarbonización en el eje 1, relacionado al transporte público, el país tiene como metas lograr que en el año 2035 el 30% de la flota de buses sea eléctrica y al 2050 el 85% de la flota será de cero emisiones con una alta participación de unidades eléctricas. Lo anterior es de esperar que brinde múltiples beneficios económicos (nuevos negocios), sociales (mejoramiento en salud) y ambientales (reducción de emisiones de GEI) para el país.

El uso masivo de vehículos y autobuses eléctricos, sin embargo, incorpora nuevos retos desde el punto de vista de su impacto en las redes de distribución de energía eléctrica. En particular, la coincidente conexión de la flotilla pública en horas nocturnas (posterior al trabajo diario de las unidades) tiene el potencial de causar efectos significativos sobre las redes de distribución, especialmente si se considera que los planteles de buses están conectados en muchos casos en los puntos más remotos del circuito (en las “colas”). Por lo tanto, se debe aprovechar las etapas tempranas de introducción de esta tecnología para tomar las previsiones del caso desde el punto de vista de la carga simultánea de muchos buses eléctricos en los circuitos.

En caso de que se cumplan las proyecciones planteadas y considerando que los AEBs se van a cargar en los planteles posterior a su rutina diaria (alrededor de las 11 pm hasta las 4 am del día siguiente), el mayor impacto se tendrá en los circuitos eléctricos que no fueron diseñados para este tipo de demanda. La importancia de la planificación es aún mayor si se toma en cuenta que los cargadores eléctricos de buses pueden demandar desde unos 75 kW por cargador hasta unos 500 kW para cargadores rápidos (que son más probables a futuro dado a que reducen los tiempos de espera). Es por este motivo que las empresas eléctricas deben considerar en sus procesos de planificación de las redes de distribución, este nuevo uso final desde el punto de vista de cómo impactará la calidad y confiabilidad de la energía, y por otro lado analizar el impacto en las redes actuales y tomar las previsiones del caso.

El presente estudio busca desarrollar conocimiento y herramientas para entender los efectos de la integración de buses eléctricos en Costa Rica. En primera instancia se analizará la economía del bus eléctrico versus el de combustión interna de diésel. Se busca producir una herramienta para estimar el número de puntos de recarga a tener en los planteles de buses para abastecer las necesidades de una flotilla correspondiente (número de puntos de recarga por unidad de bus). Además, se desarrollará una herramienta para estudiar los impactos de la recarga masiva de buses en un plantel de autobús sobre el circuito eléctrico de distribución al cual se conecta el plantel correspondiente. Finalmente, el estudio a realizar planteará un



esquema de recarga efectivo en minimizar los impactos en la red eléctrica de distribución que evite inversiones adicionales sobre los circuitos de distribución y permita la recarga de la flota correspondiente de buses permitiendo la disponibilidad.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Realizar un estudio para determinar el impacto de la integración de buses eléctricos para transporte público en circuitos eléctricos de distribución de Costa Rica.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

Los objetivos específicos de esta consultoría son:

1. Producir una herramienta para definir el número óptimo de puntos de recarga por plantel en función del número de unidades de buses requeridas por operador.
2. Realizar un estudio de los buses eléctricos que permita entender el potencial mercado costarricense en el corto y mediano plazo.
3. Desarrollar una herramienta para estudiar el impacto de los buses eléctricos en circuitos eléctricos de distribución.
4. Proponer esquemas de gestión en las redes de distribución para minimizar los posibles impactos de los buses eléctricos tomando como referencia la creciente digitalización de la información en los sistemas eléctricos y medidores inteligentes.
5. Capacitar a los sectores de transporte público y eléctrico en el uso de las herramientas desarrolladas.

## **1.3 Actividades realizadas dentro del proyecto**

Este estudio contempló varias actividades para desarrollar los objetivos específicos, las cuales se enlistan a continuación.

### **1.3.1 Objetivo específico 1**

- ✓ Diseñar una metodología para estimar el número de cargadores por unidad de bus para implementar en los planteles de buses que minimice la inversión pero que asegure la disponibilidad de las unidades.
- ✓ Implementar la metodología propuesta en una herramienta de fácil uso por parte de los operadores.

### **1.3.2 Objetivo específico 2**

- ✓ Realizar un estudio de costo total de posesión de los buses eléctricos para comprender el potencial mercado de la tecnología y que permita comprender las variables principales que afectan la costo-efectividad del bus eléctrico.
- ✓ Desarrollar una herramienta para estudiar el costo total de posesión de una flota de buses dadas las características típicamente almacenadas por los operadores de buses.



- ✓ Proponer acciones que permitan aumentar la costo-efectividad del bus eléctrico.

### 1.3.3 Objetivo específico 3

- ✓ Recopilar información de las metodologías internacionales para el estudio de impacto de los buses eléctricos.
- ✓ Definir una metodología que permita realizar estudios de impacto en las redes eléctricas de distribución que contemple las incertidumbres en los ciclos de carga.
- ✓ Recopilar información sobre la ubicación de los planteles en donde se estarían cargando los buses eléctricos de cada concesionaria y revisar su disponibilidad trifásica.
- ✓ Estudiar el impacto en la cargabilidad de los transformadores, conductores y cables, así como las caídas de tensión causadas por la carga de los buses eléctricos en circuitos de media y baja tensión.

### 1.3.4 Objetivo específico 4

- ✓ Proponer al menos un esquema de gestión que minimice el impacto de los buses eléctricos en las redes de distribución.
- ✓ Definir la arquitectura de digitalización necesaria y estimar los costos de su implementación por circuito.
- ✓ Implementar la propuesta en los circuitos de distribución y cuantificar los beneficios brindados por la propuesta de gestión.

### 1.3.5 Objetivo específico 5

- ✓ En coordinación con SEPSE y GIZ, organizar y realizar un taller de capacitación con el sector transporte público masivo para el uso de la herramienta de evaluación económica y estimación de número de cargadores.
- ✓ En coordinación con SEPSE y GIZ organizar y realizar un taller de capacitación con el sector eléctrico para el uso de las herramientas de análisis de red y gestión de demanda.

## 2 Estimación de número de cargadores por bus

La definición del número de cargadores para abastecer de energía eléctrica a una determinada flotilla de buses juega un papel importante tanto en la disponibilidad de las unidades como en el balance económico de la empresa de autobuseros. Mientras que un número elevado conllevaría a costos de implementación excesivos, un número bajo podría causar que algunas unidades no estén cargadas cuando se necesiten. En esta sección se detalla una metodología para su adecuado cálculo.

El presente cálculo se limita a estimar el número de cargadores a instalar en el plantel de autobuses. La posibilidad de instalar cargadores en los extremos de la ruta se captura a través del estado de carga de los AEB al retornar al plantel. Si un AEB recarga cada vez que llega a los extremos de la ruta, su estado de carga al regresar al plantel será mayor y por lo tanto no requerirá tanto tiempo conectado al cargador, que a su vez habilitará el cargador para otro AEB.

### 2.1 Metodología

El número de cargadores depende del tiempo disponible de las unidades (diferencia entre la hora en la que concluye el servicio de bus y la hora que reinicia), el estado de carga final de las unidades (energía remanente en la batería con respecto a la capacidad total) al regresar al plantel después de su jornada (que podría ser mayor si se consideran cargadores en los extremos de la ruta), la capacidad de las baterías de los buses, y la potencia de los cargadores a instalar. La Figura 1 muestra que estas variables son datos de entrada a la metodología propuesta.

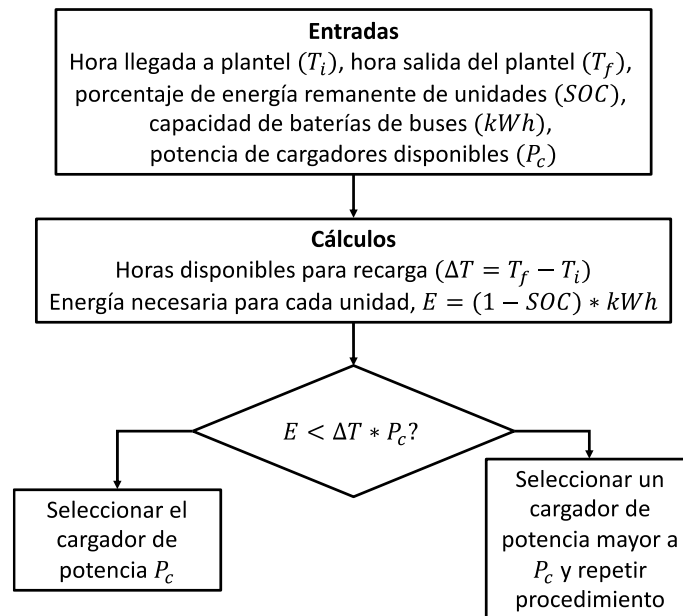


Figura 1. Metodología para estimación de número de cargadores

Para determinar el número de cargadores, la metodología utiliza la relación entre energía, potencia y tiempo (energía es igual a potencia por tiempo). La metodología evalúa si la energía requerida por la batería del AEB (que depende del estado de carga

remanente posterior al diario quehacer de la unidad) puede ser abastecida por el cargador dado el tiempo disponible para recargar. Si la energía requerida puede ser abastecida por el cargador dada la potencia y el tiempo disponible, ese cargador es seleccionado. De lo contrario, se realiza el análisis para un cargador de mayor potencia. El análisis contempla que un AEB puede ser abastecido por un único cargador. Para ello, en caso de quedar un cargador disponible, el mismo podrá ser utilizado para recargar el AEB si tiene tiempo suficiente. Los pasos anteriores se repiten hasta que un cargador satisfaga la energía requerida.

La metodología puede evaluar la posibilidad de cargar diferentes unidades dada la disponibilidad de varios cargadores. Con dichos valores, la propuesta metodológica procura la adquisición de los cargadores de menor potencia que permiten abastecer la energía de todas las unidades. Lo anterior se realiza ya que estos son más económicos y resultan en menor cargo por potencia (si la futura tarifa eléctrica para cargar autobuses eléctricos incluyera este cargo).

## 2.2 Herramienta para estimación

La metodología ha sido implementada en una herramienta computacional en Microsoft Excel®. La Figura 2 muestra la caratula de la herramienta. La misma requiere de las entradas mencionadas anteriormente, permite evaluar hasta cien diferentes unidades con diferentes necesidades (tamaños de batería), y permite analizar hasta once potencias diferentes de cargadores. Dadas las opciones de cargadores, la salida de la herramienta es la combinación de cargadores de menor potencia que abastecen la energía de todas las unidades. Además, la herramienta indica cuanto tiempo requiere el AEB en para alcanzar su máxima capacidad de batería.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Capacidad nominal en kWh de batería	Hora en que las unidades llegan al plantel de buses	Hora en que las unidades salen del plantel de buses	Porcentaje fíjico del estado de carga al final del día		Tiempo requerido para recargar (min)		Número de cargadores necesarios de		
1	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	50 kW =	0
2	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	75 kW =	10
3	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	100 kW =	0
4	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	150 kW =	0
5	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	150 kW =	0
6	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	225 kW =	0
7	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	300 kW =	0
8	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	400 kW =	0
9	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	600 kW =	0
10	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	600 kW =	0
11	300,00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%		246,4		Número de cargadores necesarios de	600 kW =	0
12						0				
13						0				
14						0				
15						0				
16						0				
17						0				
18						0				
19						0				
20						0				
21						0				
22						0				
23						0				
24						0				
25						0				
26						0				
27						0				
28						0				

Figura 2. Herramienta computacional para estimación de número de cargadores.

## 2.3 Resultados ilustrativos

A manera de ilustración, se considera que se desea evaluar la capacidad y número de cargadores necesarios para abastecer una flota de diez AEBs con las siguientes capacidades de baterías: 2 de 70, 2 de 150, 2 de 200, 2 de 250 y 2 de 300 kWh y se tienen cargadores con potencias de 50, 75, 100 y 150 kW. Si se considera que dichas unidades se cargarán en el plantel de 11:00 pm a 4:00 am y que todas regresan con un 20% de energía remanente, la herramienta nos indicará que se necesitan siete cargadores de 50 kW y dos de 75 kW, tal y como se muestra en la Figura 3. La misma herramienta indica la duración requerida por cada cargador para alcanzar el 100% de la capacidad de la batería.

F	G	H	I	J	K	L
Tiempo requerido para recargar (min)		Número de cargadores necesarios de	50 kW =	7		
211.2		Número de cargadores necesarios de	75 kW =	2		
300		Número de cargadores necesarios de	100 kW =	0		
300		Número de cargadores necesarios de	150 kW =	0		
211.2		Número de cargadores necesarios de	225 kW =	0		
211.2		Número de cargadores necesarios de	225 kW =	0		
73.92		Número de cargadores necesarios de	250 kW =	0		
300		Número de cargadores necesarios de	300 kW =	0		
73.92		Número de cargadores necesarios de	400 kW =	0		
300		Número de cargadores necesarios de	500 kW =	0		
300		Número de cargadores necesarios de	600 kW =	0		
0						
0						
0						
0						
0						
0						
0						
0						
0						
0						
0						

Figura 3. Resultado ilustrativo del uso de la herramienta para estimación de número de cargadores.

### 3 Estudio de costo total de posesión (TCO)

El estudio de TCO es una herramienta que se utiliza para comparar los costos en los que se incurren durante la adquisición, operación, mantenimiento y desecho de un activo. Esta herramienta es comúnmente utilizada para evaluar los costos de posesión de vehículos.

En esta sección se presentan los datos de entrada, los supuestos y la metodología de cálculo del costo total de posesión de los AEB y se comparan con el costo total de posesión de autobuses convencionales (de Diésel). El presente estudio toma en cuenta la estructura de costos de autobuses detallada en la metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) [1].

El presente estudio está respaldado por una herramienta de cálculo desarrollada en Excel para analizar casos particulares no contemplados en el presente estudio. Por ejemplo, número de buses, diferente tasa de descuento, otras tasas de interés para financiamiento y diferentes precios de autobuses, entre otros.

#### 3.1 Datos de entrada y supuestos

A continuación, se describen los datos de entrada que aplican para los AEB y los convencionales, así como datos específicos de uno u otro tipo de autobús.

##### 3.1.1 Datos de entrada generales

A continuación, se detallan los datos generales basados en información disponible en el año 2019. Todos los datos brindados se reportan por autobús. Dichos valores deben ser escalados por el número de buses de la flotilla a evaluar.

###### 3.1.1.1 Número de buses

El análisis considera la comparación de costos de una flotilla de 5 autobuses. Este número se considera aceptable para una empresa que desea incursionar en la sustitución de la tecnología de manera paulatina. La herramienta desarrollada en Excel permite el análisis para flotillas más grandes.

###### 3.1.1.2 Distancia promedio recorrida por año

Para el presente estudio se supone una distancia promedio de 50.000 km por año (174 km por día si se toma un año de 288 días de operación). La herramienta desarrollada considera un coeficiente de ajuste de 5% por km improductivo y 0% de ajuste por superficie de rodamiento. Más adelante en la Sección 3.3.2 se realizan variaciones de la distancia recorrida para ver el efecto en el TCO de ambas tecnologías.

###### 3.1.1.3 Número de cargadores

El análisis considera 5 cargadores de 50 kW cada uno para abastecer las baterías de los 5 AEBs eléctricos que recorren los 50.000 km al año (174 km por día) cada uno. Se supone que las recargas se realizarán en periodo nocturno entre las 23 horas hasta las 4 horas del día siguiente. El número de cargadores y la potencia de estos



dependerá de la disponibilidad de tiempo de recarga y el número de unidades a abastecer.

El análisis de costos no considera la opción de cargadores en ruta, pero es una opción que el operador podría considerar y que implicarán costos adicionales de instalación en el primer año del proyecto. En la Sección 3.3.2 se muestran otras combinaciones de número de cargadores y potencia según la distancia recorridas de los 5 autobuses.

#### **3.1.1.4 Periodo de análisis**

El análisis de TCO se realiza para un periodo de 15 años, que es el tiempo máximo autorizado para los autobuses según el artículo 2 del Decreto N°29743-MOPT, “Reglamento de vida máxima autorizada para las unidades de transporte colectivo remunerado de personas y servicios especiales” [2]. Después de este periodo se supone que la empresa autobusera venderá el autobús a un tercero.

#### **3.1.1.5 Tasa de descuento**

Se utiliza una tasa de 13% para traer a valor presente los costos proyectados de años futuros. Esta es la tasa de rentabilidad del sector según la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital, y cuyo cálculo publicado por ARESEP a diciembre 2019 fue de 12,91%.

#### **3.1.1.6 Impuesto de renta**

Se considera el impuesto de renta de 30% sobre las utilidades de las empresas de autobuses. Los gastos deducibles del impuesto de renta son los gastos de operación y mantenimiento de los autobuses, la depreciación de los activos y los intereses por financiamiento. También se considera el pago de 30% por las ganancias de capital relacionadas a la venta de los autobuses y baterías a terceros.

#### **3.1.1.7 Tipo de cambio**

El tipo de cambio del dólar se estableció en 580 colones. Las variaciones de este parámetro tienen poco efecto en el análisis porque solo se utiliza para convertir a colones el precio de lista de los autobuses en el año cero y el precio de la sustitución de la batería.

#### **3.1.1.8 Valor de salvamento de los autobuses**

Se supone un valor de salvamento al final del año 15 de 10% del precio de lista de los autobuses en el año 2020. La Tabla 1 muestra los factores de depreciación utilizados en el estudio de costos. En el análisis de sensibilidad se consideran también valores de salvamento de 20% y 30% al final del año 15.

A partir de esta metodología de depreciación es posible calcular el valor en libros de los autobuses, que es igual al valor inicial menos la depreciación acumulada en el año de interés.

#### **3.1.1.9 Costo de seguro voluntario de autobuses**

Se considera el pago de las pólizas de responsabilidad civil por lesiones, muerte y daños a propiedad de terceros para un total de 300.000 colones anuales a diciembre



2019. Se supone que este monto aumenta 1% anual. Estos son los únicos seguros voluntarios reconocidos en metodología tarifaria. Otros seguros como daños por colisión y vuelco, así como daños por vandalismo, no fueron incluidos en el estudio.

### 3.1.1.10 Costo de derecho de circulación

Se considera un costo anual de 110.000 colones a diciembre 2019. Se supone que este monto aumentará 1% anual.

Tabla 1. Depreciación de autobuses adquiridos

Años de uso	Factor de depreciación	Depreciación acumulada
1	0,06667	0,06667
2	0,06667	0,13333
3	0,06667	0,20000
4	0,06667	0,26667
5	0,06667	0,33333
6	0,06667	0,40000
7	0,06667	0,46667
8	0,06667	0,53333
9	0,06667	0,60000
10	0,06667	0,66667
11	0,06667	0,73333
12	0,06667	0,80000
13	0,06667	0,86667
14	0,06667	0,93333
15	0,06667	1,00000

### 3.1.1.11 Costo de cánones

Se considera el pago del canon del Consejo de Transporte Público (CTP) por 346.700 colones y el de regulación del servicio de la ARESEP por 1.041.000 colones. Se supone que ambos cánones aumentarán 2% anual.

### 3.1.1.12 Condiciones de financiamiento

Se considera la posibilidad de que los empresarios accederán a préstamos bancarios en colones para compra de los autobuses con una prima del 20%. La tasa de interés del préstamo es 15% anual y 7 años plazo para autobuses de Diesel. En el caso de autobuses eléctricos, se considera un plazo de 10 años y tasa de 10% anual.

## 3.1.2 Autobús eléctrico

A continuación, se detallan datos de entrada específicos del AEB.

### 3.1.2.1 Precio de lista

Se supone un precio promedio de US\$250.000 que representa el precio de un bus eléctrico BYD con capacidad de 300 kWh. Este precio ya considera la reducción de impuestos establecidos en la Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico [3].

### 3.1.2.2 Costo de centro de recarga rápida

Se supone el costo de \$10.000 por cada cargador de 50 kW. Adicionalmente se considera el costo de instalación, sistema de protección y seccionamiento y obra civil para un transformador trifásico de 750 kVA con capacidad para alimentar más cargadores por un total de \$60.000. Este monto puede variar considerablemente dependiendo del tamaño, marca y capacidades de los equipos, así como la prevista para futuros cargadores en el plantel. El costo de las estaciones de recarga es considerado en el plan de financiamiento de los buses eléctricos.

### 3.1.2.3 Capacidad de la batería

La batería del autobús tiene una capacidad de 300 kWh. Este dato es importante para calcular el costo de sustitución de la batería. Otras capacidades de baterías se consideraron en el análisis de TCO en función de los km recorridos por bus por año.

### 3.1.2.4 Año de sustitución y costo de la batería

El año de sustitución de la batería se da en función de la distancia recorrida del AEB, entre otros factores. En este estudio se consideró que las baterías deben ser reemplazadas cada 8 años. De esto modo, se incurrirá en inversión de baterías al final del año 8. Además, el costo de sustitución de la batería se calcula como la capacidad de la batería por el costo del kWh en el año de interés, según los registros históricos y proyecciones de Bloomberg [4] brindados en la Tabla 2.

Tabla 2. Costo promedio de kWh de batería según Bloomberg.

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2024	2030
Costo (US\$)	577	373	288	214	176	94	62

Los costos del kWh en años diferentes a los reportados en la Tabla 2, se calculan por interpolación lineal.

### 3.1.2.5 Valor de salvamento de las baterías

Se supone un valor de salvamento al final de los 8 años de 10% del precio de compra. Se supone una depreciación lineal a 5 años, o sea un factor de depreciación de 0,2. A partir de este dato es posible calcular el valor en libros de las baterías que se supone igual al valor de compra menos la depreciación acumulada en el año de interés.

### 3.1.2.6 Rendimiento del autobús eléctrico

Se considera un rendimiento promedio de autobús de 1,4 kWh/km según cálculos y registros de la Escuela de Ingeniería Eléctrica con el autobús de BYD que operó temporalmente en el campus de la UCR. En el análisis de sensibilidad se consideran diferentes rendimientos al caso base para considerar efectos de pendientes y congestión vial, entre otros.

### 3.1.2.7 Costo de electricidad

En el estudio se consideró el costo de consumo de la electricidad en Tarifa de Media Tensión (TMT) en horario nocturno partiendo del supuesto de que la empresa autobusera aprovechará este servicio hasta que se ofrezca una tarifa diferenciada para recarga de AEB. Asimismo, se supone que la recarga de los autobuses se realizará únicamente en horario nocturno.

La Tabla 3 muestra los costos de la electricidad en TMT fijados para las empresas eléctricas del país y aplicables para el primer trimestre del año 2020.

Tabla 3. Costo en colones por cada kWh y kW

Empresa	kWh	kW
CNFL	24,03	5.285,36
ICE	15,47	4.910,59
ESPH	27,83	5.203,75
JASEC	18,81	4.871,13
COOPELESCA	59,93	0
COOPEGUANACASTE	64,70	0
COOPESANTOS	19,44	5278,82

La tarifa de COOPELESCA y COOPEGUANACASTE no contempla el pago por potencia pues este ya está incorporado en la tarifa de energía.

Para el cálculo del costo de la electricidad se consideró una tasa de impuesto al valor agregado (IVA) del 13%.

### 3.1.2.8 Aumento de costo de la electricidad

Se supone que el costo de la electricidad aumentará en promedio 2% por año.

### 3.1.2.9 Costos de mantenimiento del AEB

El costo anual de mantenimiento del autobús eléctrico se estima en 30 colones por km según estimaciones reportadas en [5]. Se supone que este costo aumentará 2% por año. Por la construcción del vehículo eléctrico y menor cantidad de partes móviles, este monto es considerablemente inferior al costo de mantenimiento considerado para un autobús de Diésel.

## 3.1.3 Autobús de Diésel

A continuación, se detallan datos de entrada específicos del autobús de Diésel.

### 3.1.3.1 Precio de lista

Se supone un precio de US\$110.000 que representa el precio de lista de un autobús estándar de Diésel para transporte de personas (de ruta) en zona urbana según

registros de ARESEP. En el análisis de sensibilidad se consideran precios más altos para considerar la compra de autobuses más sofisticados.

### 3.1.3.2 Rendimiento del autobús de Diésel

Se considera un rendimiento promedio de 0,5 litros por km para motores de Diésel en zona urbana [6]. El estudio de sensibilidad también considera rendimientos para motores más eficientes o condiciones de congestión vial y pendientes pronunciadas.

### 3.1.3.3 Costo de combustible

En el estudio se consideró el costo de Diésel de 547 colones por litro, según publicaciones de ARESEP en el año 2019 y la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).

### 3.1.3.4 Aumento de costo del combustible

Se supone que el costo del Diésel aumentará en promedio 2% por año.

### 3.1.3.5 Costos de mantenimiento del autobús de Diésel

El costo anual de mantenimiento del autobús se estima en 169 colones por km recorrido. Este es el valor promedio calculado por ARESEP después de analizar los datos reportados por empresas autobuseras para la fijación tarifaria de 24 rutas urbanas de Costa Rica.

La Tabla 4 muestra un resumen comparativo de los datos de entrada más relevantes de los autobuses de Diésel y AEB.

Tabla 4. Comparación de autobuses en caso base

Empresa	Diésel	AEB
Número de buses	5	5
Distancia anual recorrida	50.000 km	50.000 km
Rendimiento	0,5 l/km	1,4 kWh/km
Tipo de cambio	₡580	₡580
Precio unitario de buses	\$110.000	\$250.000
Valor residual al año 15	10%	10%
Costo centro de recarga	0	\$135.000
Tamaño batería	0 kWh	300 kWh
Año reemplazo batería	-	8
Costo mantenimiento	₡169/km	₡30/km
Costo Diésel por litro	₡547	-
Costo electricidad por kWh	-	₡24
Periodo préstamo	7	10
Prima préstamo	20%	20%
Tasa interés préstamo	15%	10%

## 3.2 Metodología

El TCO de los autobuses se calcula a partir de un análisis de flujo de caja descontado al año 0. Para cada año se calcula el costo incurrido por concepto de financiamiento, costos de operación (electricidad/Diésel), costos de mantenimiento, seguros básicos, cánones y los demás costos explicados en las secciones anteriores.

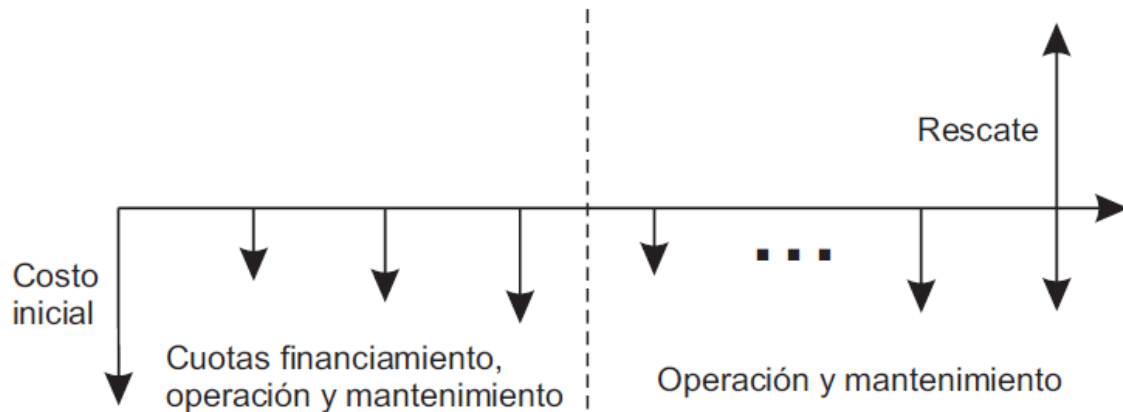


Figura 4. Flujo de caja para metodología de TCO

La Figura 4 muestra un esquema de un flujo de caja que considera el costo inicial del autobús (prima del financiamiento) en el año 0, los costos de financiamiento, operación y mantenimiento durante el periodo del préstamo, y los costos de operación y mantenimiento después de finalizado el préstamo. En el último año se considera el valor de rescate, el cual se toma como un ingreso en el flujo de caja porque se supone que el empresario recupera un monto de dinero por la venta del autobús.

Para estimar el costo futuro de operación y mantenimiento de los autobuses, se toma como referencia los costos del primer año y se multiplican por el factor de crecimiento. De manera general, el gasto de los autobuses en el año  $n$  a partir del costo  $G^{(1)}$  estimado en el primer año será:

$$G^{(n)} = G^{(1)}(1 + c)^{(n-1)} \quad (1)$$

### 3.2.1 Estructura del flujo de caja

El flujo de caja utilizado para el análisis de TCO tiene la siguiente estructura para cada uno de los años analizados:

- + Costos de mantenimiento
- + Costos operativos
- + Costos administrativos
- + Gastos de depreciación
- + Gastos de arrendamientos (si hay)
- + Gastos de intereses (si hay financiamiento)
- = **Costos brutos (deducibles de renta)**
- Impuesto de renta (30%)

**= Costos después de renta**

- Gastos de depreciación
- + Inversiones
- + Amortización de préstamos (si hay financiamiento)
- Valor de rescate

**= Flujo neto.**

Nótese que en la estructura se considera el impuesto a los gastos deducibles de renta. Dicho impuesto en un análisis de costos se consideran ahorros (de ahí su signo negativo en el flujo de gastos). Dado que los gastos de depreciación no representan salidas de efectivo para la empresa autobusera, estos deben ser restados del flujo de caja después de servir como escudo fiscal.

Finalmente, el valor de rescate de los activos se calcula como:

- + Valor comercial
- Valor en libros
- = Utilidad antes de impuestos**
- Impuesto a ganancias (o pérdidas) de capital
- = Utilidad (o pérdidas) después de impuestos**
- + Valor en libros
- = Valor residual**

Donde el valor en libros de un activo en un año dado se calcula como:

- + Valor inicial (de compra)
- Depreciación acumulada al año de interés
- = Valor en libros**

### 3.2.2 Flujos de caja descontados

Para realizar comparaciones del TCO, todos los costos del periodo de análisis son descontados al año 0 según la tasa de descuento  $d$ . De este modo, el TCO de un autobús en el año  $N$  es:

$$TCO_N = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n} \quad (2)$$

donde  $C_n$  es la suma de los costos incurridos en el año  $n$ . La expresión  $\frac{C_n}{(1+d)^n}$  corresponde al costo incurrido en el año  $n$  descontado al año 0. La ecuación (2) también se utiliza para calcular los costos acumulados en un año dado, o sea  $TCO_n$ .

En el último año, donde  $n = N$ ,  $C_n$  resulta de la diferencia entre costos del periodo y el valor de rescate (o salvamento).

El criterio de selección entre el autobús eléctrico y el de Diésel consiste en escoger la tecnología con el menor TCO, la cual conllevaría a menores gastos para el empresario autobusero.

### 3.3 Resultados y comparación de costos

#### 3.3.1 Estudio base

En esta sección se presentan los resultados con los datos de entrada explicados en la Sección 3.1 y la metodología de cálculo de la Sección 3.2. Se presentan resultados con precios de electricidad de CNFL, ICE y COOPEGUANACASTE. Los dos primeros son de importancia porque cubren una gran área del país y COOPEGUANACASTE porque su TMT es monómica pues el cargo por potencia se encuentra incorporado en el cargo por energía.

##### 3.3.1.1 Comparación de costos acumulados sin y con financiamiento

La Figura 5 muestra los costos acumulados por año de los autobuses convencionales y eléctricos para empresas autobuseras servidas por la CNFL, sin considerar la opción de financiamiento. En los primeros años, los buses eléctricos conllevan a mayores gastos principalmente por su costo inicial mayor (\$250.000 por bus eléctrico contra los \$110.000 del bus convencional).

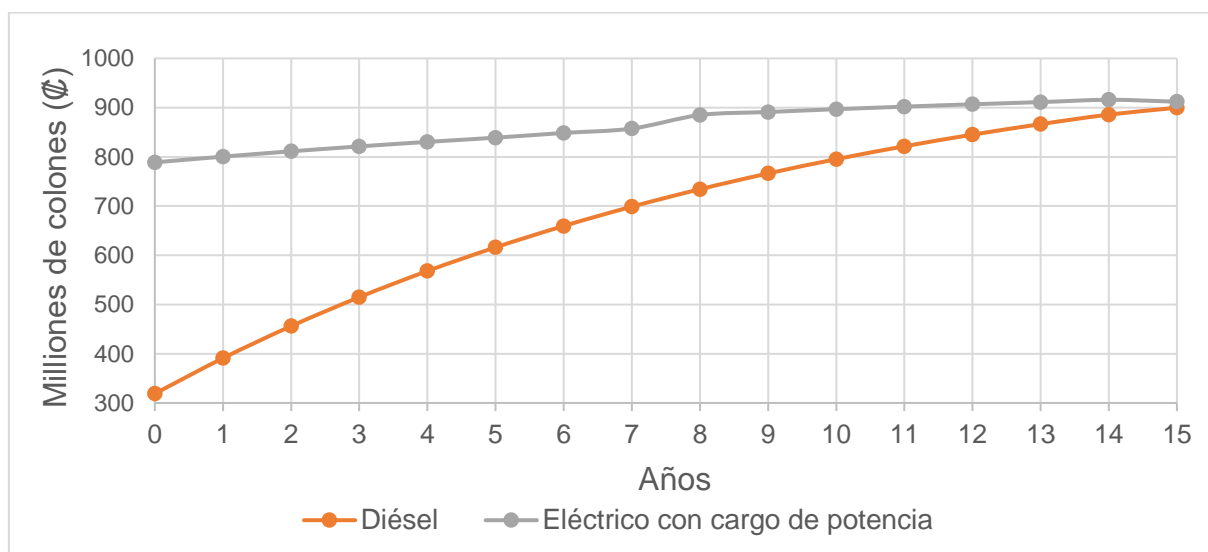


Figura 5. Costos acumulados descontados al año 0, sin financiamiento - CNFL

La diferencia entre los costos operativos de los autobuses es significativa en cada año. Por ejemplo, en el primer año de análisis se consideraron 50.000 km recorridos (174 km por año) con rendimientos de 1,4 kWh/km y 0,5 litros/km con los respectivos costos de electricidad y combustible. Con estos valores, el gasto de los 5 AEBs por consumo de electricidad (energía y potencia) para el primer año es de 28 millones colones, mientras que el costo por consumo de Diésel ascendería a los 72 millones de colones.

Nótese que la equiparación de costos ocurre justo después del año 15. La diferencia entre los costos acumulados de operación y mantenimiento de las tecnologías hacen que el costo total de posesión de los AEB en el año 15 sea prácticamente igual, a pesar de que su costo inicial era mucho mayor. Después de los 15 años, los AEB son la opción más económica.

La Figura 6 muestra los costos acumulados por año de los autobuses de Diésel y eléctricos para empresas autobuseras servidas por la CNFL y que optaron por financiar el 80% del costo de los autobuses.

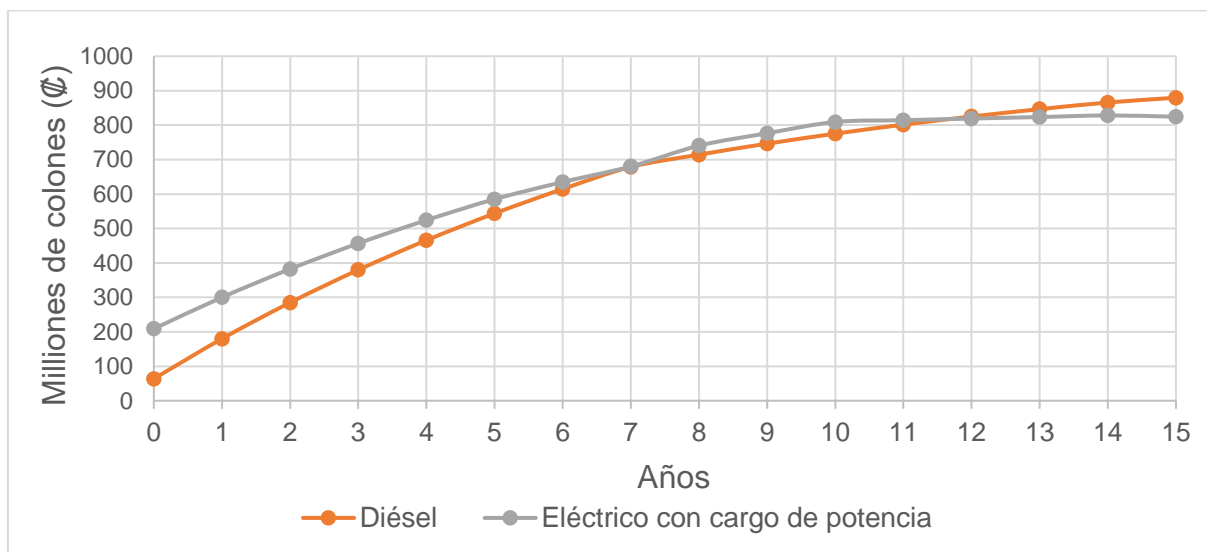


Figura 6. Costos acumulados descontados al año 0, con financiamiento - CNFL

Es interesante notar que la herramienta de financiamiento reduce la brecha entre costos de AEBs y convencionales durante los primeros años de análisis. Además, una vez pagadas las obligaciones crediticias en el año 10, los costos de los AEB crecen poco comparado con los costos de los autobuses convencionales.

La equiparación de costos ocurre en el año 7, o sea, la herramienta de financiamiento adelanta la equiparación de los costos entre AEB y convencionales y por lo tanto acelera los beneficios de contar con AEBs. Entre el año 8 y 11 se tiene nuevamente costo acumulado superior de los AEBs por el cambio de la batería en el año 8.

En virtud de que el apalancamiento mostró mejores resultados que sin financiamiento, los siguientes casos siempre considerarán el uso de financiamiento.

### 3.3.1.2 Comparación de costos acumulados con y sin cargo por potencia

La Figura 7 muestra los costos acumulados de los autobuses en área servida por CNFL si no se considerara el pago por demanda (potencia). Esta es una alternativa que se podría implementar para incentivar la inserción de flotillas de autobuses eléctricas siempre y cuando la recarga se realice en horas nocturnas.



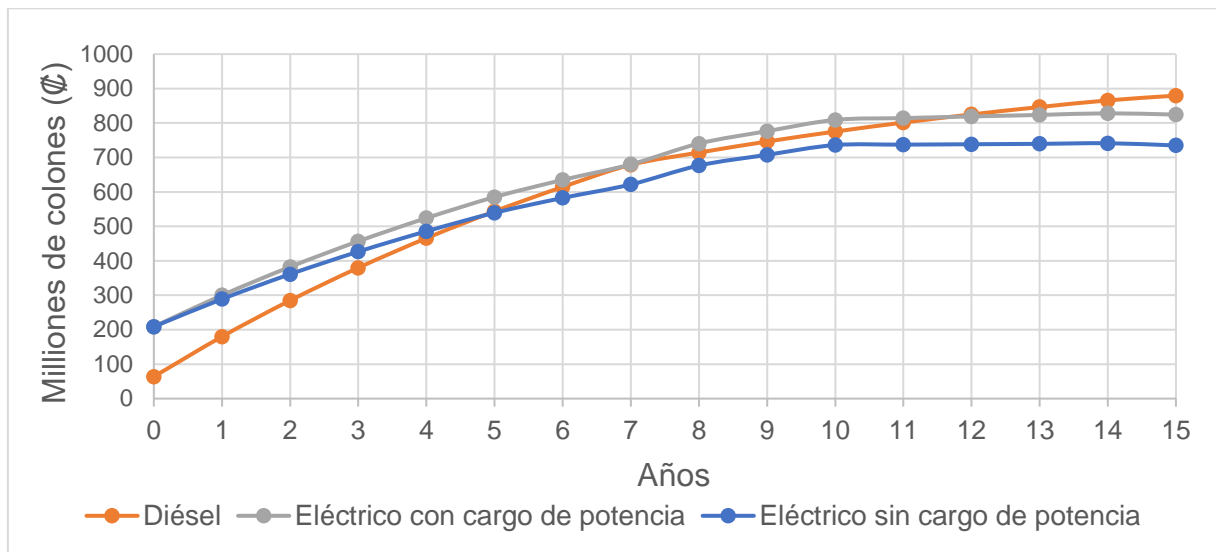


Figura 7. Costos acumulados descontados con y sin cargo por potencia - CNFL

Es interesante notar que la exoneración del pago por demanda de los cargadores eléctricos conlleva a una equiparación inicial de costos en el año 5. Cuando hay pago por potencia, en el año 7 ocurre la equiparación de costos y es hasta el año 12 cuando se puede establecer la mayor costo-efectividad de la tecnología eléctrica si la distancia recorrida es de 50.000 km (174 km por día).

Al comparar los costos acumulados de los 5 autobuses eléctricos con y sin cargo por potencia, se concluye que al cabo de 15 años la empresa autobusera podría ahorrarse casi 89 millones de colones (en valor presente) si es exonerada del pago por potencia, considerando un recorrido de 50.000 km por bus por año (174 km por día).

La Figura 8 muestra los costos acumulados de los autobuses convencionales y eléctricos con y sin cargo por potencia en el área de concesión del ICE. Como el costo de la electricidad de TMT de ICE es menor que su equivalente en CNFL, el costo total de posesión de los autobuses eléctricos es ligeramente menor en área de ICE. La gráfica muestra que la exoneración del pago por potencia resulta en una ventaja competitiva para los autobuses eléctricos puesto que los costos de estos autobuses resultan menores entre el año 4 y 5.

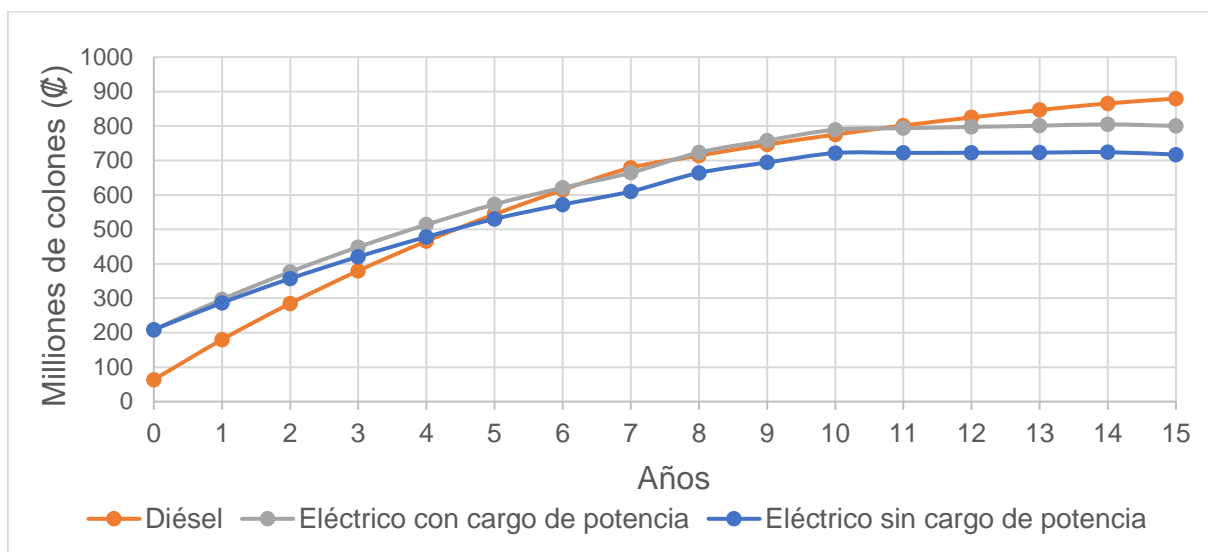


Figura 8. Costos acumulados descontados con y sin carga por potencia - ICE

La Figura 9 muestra los costos acumulados de los autobuses en área servida por COOPEGUANACASTE con tarifa monómica, donde la demanda está incorporada en el cargo de energía.

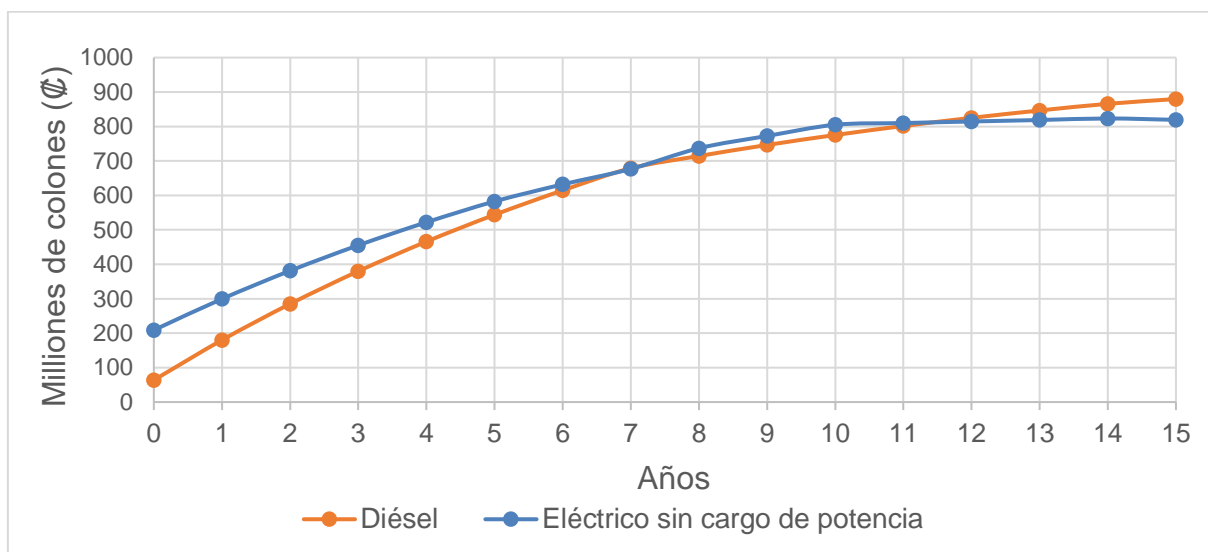


Figura 9. Costos acumulados descontados - COOPEGUANACASTE

La gráfica muestra que la equiparación de costos entre tecnologías ocurre en el año 7, pero el cambio de batería en año 8 hace que los costos acumulados de los AEB sean mayores hasta el año 12. Al comparar con las gráficas de CNFL y el ICE, se concluye que una empresa autobusera que opere en COOPEGUANACASTE tendría costos de electricidad similares a aquellas empresas en las áreas de concesión del ICE y CNFL con cargo de energía y potencia.

Los resultados anteriores demuestran que la exoneración del cobro por potencia en las áreas de CNFL y el ICE impacta positivamente los estudios de rentabilidad de los AEB.

Se recomienda a la ARESEP proponer tarifas eléctricas especiales para autobuseros que incentiven el cambio hacia la movilidad eléctrica. Las tarifas deben ser tales que incentiven la recarga en periodo nocturno y desincentiven la recarga en cualquier otra hora. Se puede considerar exoneración total o parcial del cargo por potencia y se recomienda establecer el mismo precio de la electricidad en todas las áreas de concesión para el servicio de recarga de autobuses eléctricos. En el caso de considerar una tarifa monómica (con cargo de potencia incorporado en energía), se puede considerar una reducción del componente de potencia para hacer más atractiva la posibilidad de optar por AEB, siempre y cuando la recarga se realice en periodo nocturno.

### 3.3.2 Estudio de sensibilidad de TCO con respecto a km recorridos

El estudio también contempló el efecto de diferentes distancias anuales recorridas. Para lograr suplir las necesidades de los AEB para diferentes distancias, se consideraron las capacidades de baterías de los AEB y cargadores que se listan en la Tabla 5.

Tabla 5. Datos en estudio de sensibilidad de TCO con respecto a km recorridos

Distancia anual (km)	Capacidad (kWh)	Cargadores (# y kW)	Costo cargador (USD)
30.000 (104 por día)	150	3 x 50	10.000 c/u
40.000 (139 por día)	250	5 x 50	10.000 c/u
50.000 (174 por día)	300	5 x 50	10.000 c/u
60.000 (208 por día)	300	5 x 50	10.000 c/u
70.000 (243 por día)	400	5 x 75	15.000 c/u
80.000 (288 por día)	400	5 x 75	15.000 c/u
90.000 (313 por día)	400	5 x 75	15.000 c/u
100.000 (347 por día)	500	5 x 100	25.000 c/u

Las Figura 10, Figura 11 y Figura 12 muestran el TCO al término del año 15 para los autobuses convencionales y eléctricos en función de la distancia anual recorrida, para las tarifas de CNFL, ICE y la tarifa monómica de COOPEGUANACASTE.

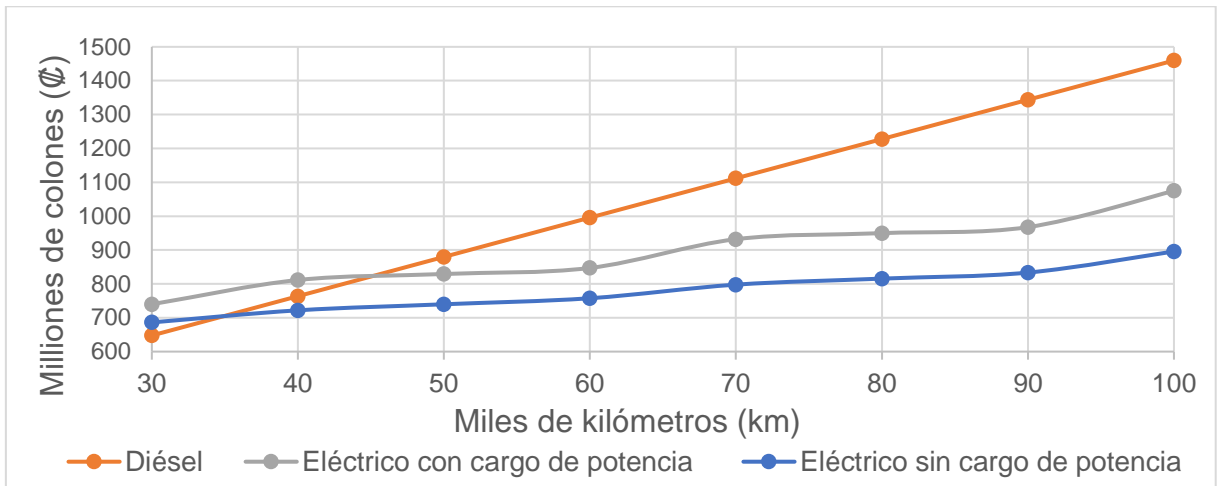


Figura 10. Sensibilidad de TCO con respecto a distancia anual recorrida - CNFL

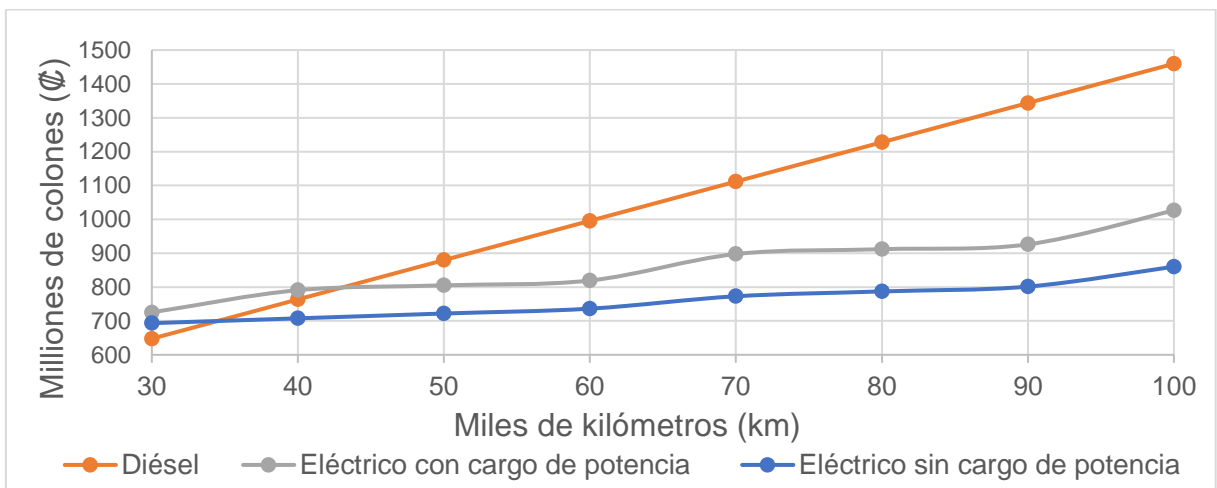


Figura 11. Sensibilidad de TCO con respecto a distancia anual recorrida – ICE

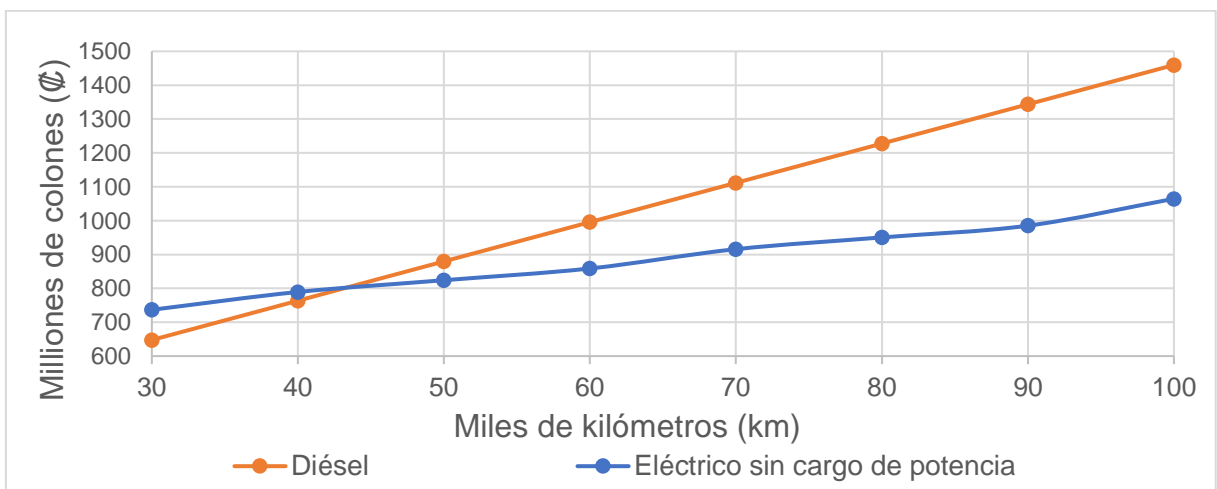


Figura 12. Sensibilidad de TCO con respecto a distancia anual recorrida – COOPEGUANACASTE

De la Figura 10 se encuentra que los autobuses deben recorrer al menos 47.000 km (163 km por día) para que la tecnología eléctrica sea más costo-efectiva que los autobuses convencionales en el área de concesión de CNFL. Si no hay cargo por potencia esta distancia baja a aproximadamente 35.000 km (122 km por día).

En el área de ICE se requieren al menos 43.000 km por año (149 km por día) según se muestra en la Figura 11. Si no se considera el cargo por potencia, esta distancia se reduce a solo 35.000 km (122 km por día). En el caso de COOPEGUANACASTE, los 5 AEB son más costo-efectivos si cada uno de ellos recorre al menos 43.000 km por año (149 km por día).

### 3.3.3 Estudio de sensibilidad de TCO ante variaciones en rendimientos

De la Figura 13 a la Figura 15 se muestran los resultados del estudio de sensibilidad del TCO ante variaciones de los rendimientos considerados en el estudio base. En el caso de autobuses de Diésel se había considerado un rendimiento base de 0,5 l/km mientras que para autobuses eléctricos se consideró un rendimiento de 1,4 kWh/km.

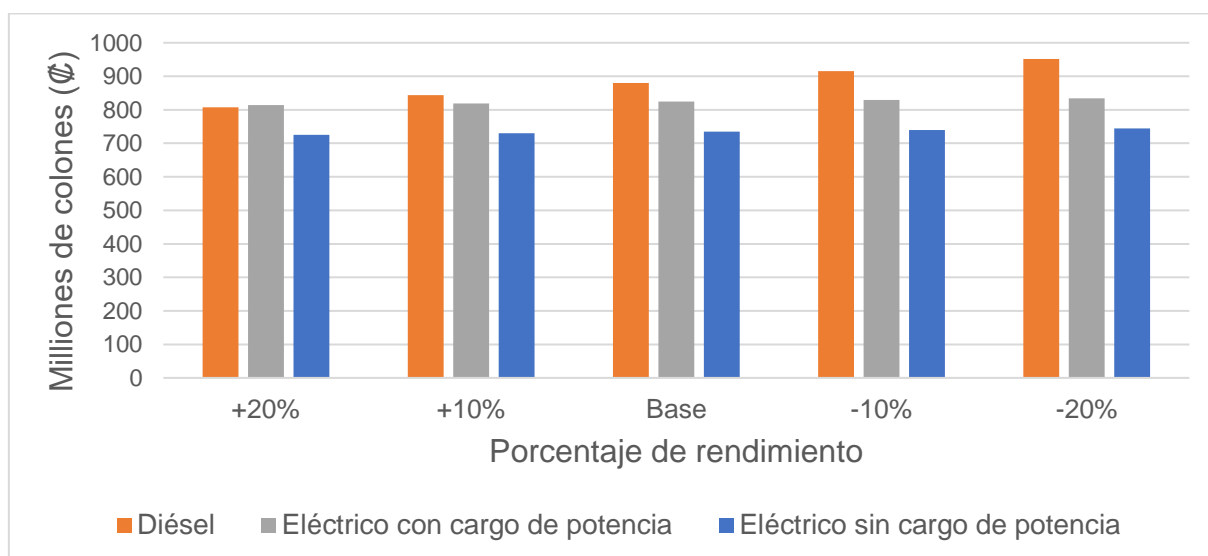


Figura 13. Análisis de sensibilidad TCO ante variaciones en rendimientos con financiamiento, con y sin cargo de potencia - CNFL

En los 3 gráficos, uno para cada empresa eléctrica de distribución, se muestra que el TCO de los AEBs con recorridos de 50.000 km por año (174 km/día) no se afecta significativamente por variaciones en el rendimiento de los autobuses eléctricos. Sin embargo, el TCO del autobús de Diésel puede variar en 143 millones de colones (a valor presente) por variaciones de  $\pm 20\%$  con respecto al rendimiento base. Por lo tanto, en el caso de que los autobuses eléctricos tengan rendimientos diferentes a los estipulados en el estudio base, el cambio en el resultado del TCO será poco significativo.

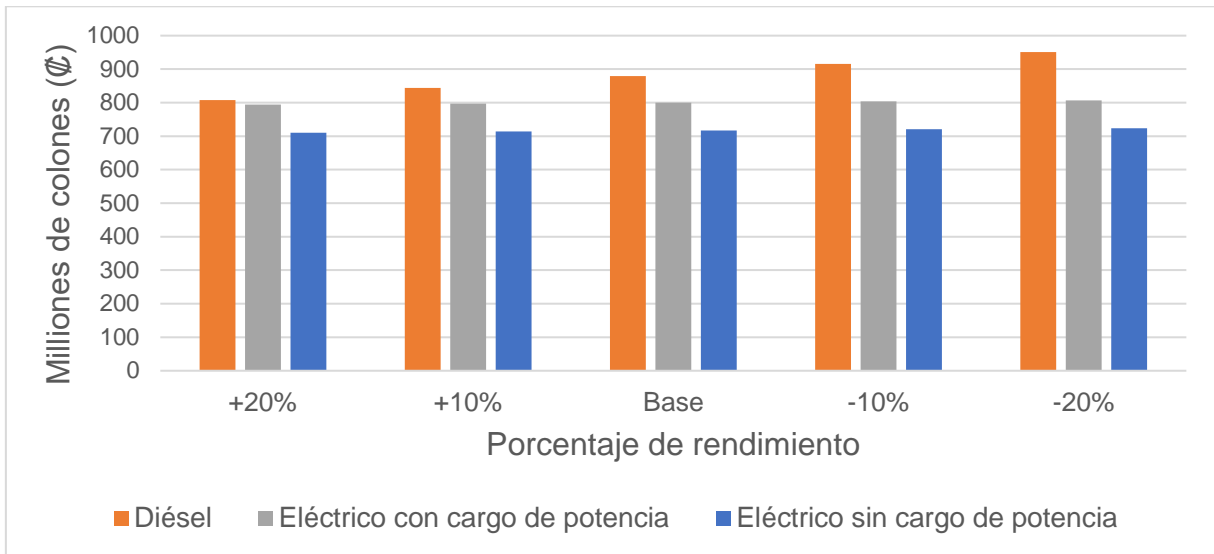


Figura 14. Análisis de sensibilidad TCO ante variaciones en rendimientos con financiamiento, con y sin cargo de potencia – ICE

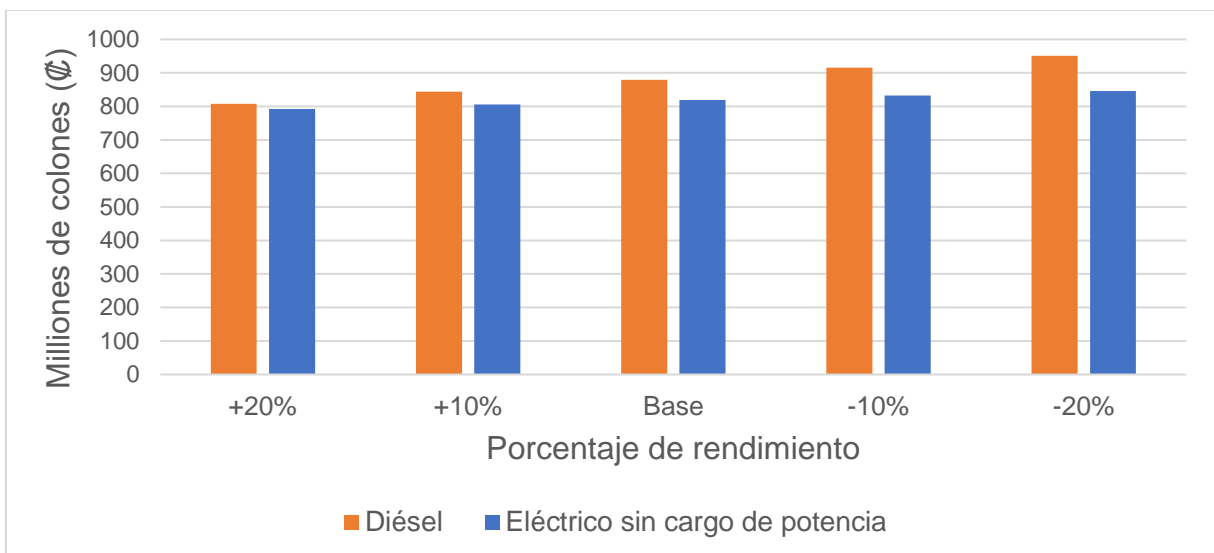


Figura 15. Análisis de sensibilidad TCO ante variaciones en rendimientos con financiamiento - COOPEGUANACASTE

### 3.3.4 Estudio de sensibilidad de TCO ante sustitución de baterías

En este análisis se estudia el impacto en el TCO producto de realizar dos sustituciones de batería (en el año 5 y 10) y se compara con el caso base de una sola sustitución en el año 8. El caso base es el más probable a ocurrir. Sin embargo, es importante conocer un escenario más pesimista donde la batería debe sustituirse cada 5 años.

De la Figura 16 a la Figura 20 se muestran los costos acumulados por año, considerando las 3 empresas eléctricas y tarifas con y sin cargo por potencia. En todos los casos se nota claramente que 2 sustituciones aumentan el TCO de los autobuses eléctricos. Este escenario pesimista presenta condiciones en los que los AEB pueden resultar más caros al final de los 15 años si el recorrido anual es de 50.000 km por

bus (174 km por día). Al realizar el análisis para recorridos superiores a los 50.000 km, se encontró que las 2 sustituciones no tienen un impacto significativo en el costo acumulado al final de los 15 años.

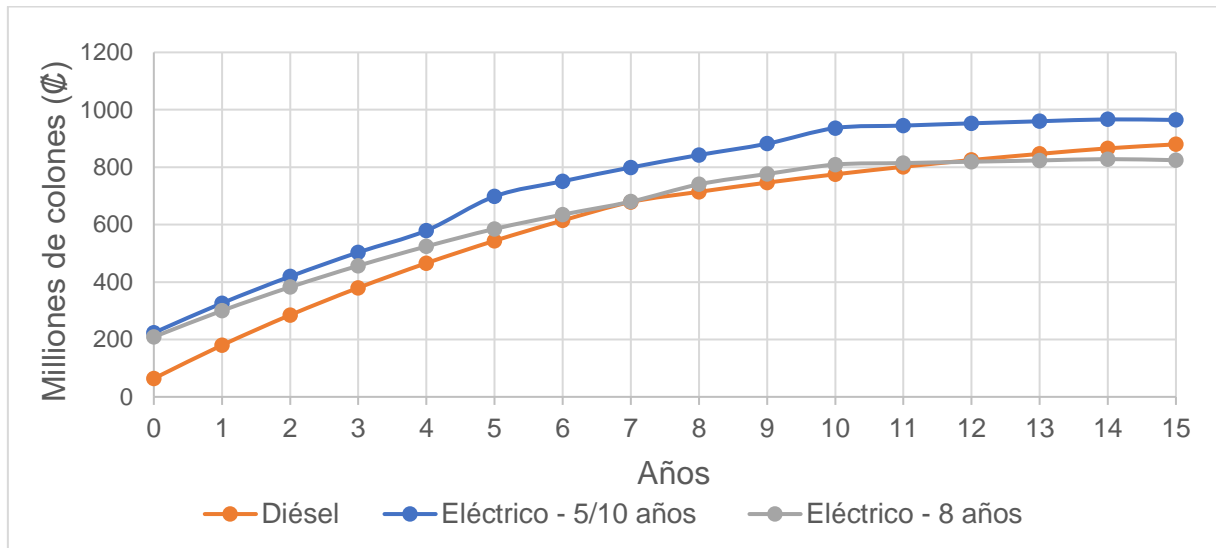


Figura 16. Análisis de sensibilidad TCO ante sustitución de baterías con financiamiento y con cargo de potencia - CNFL

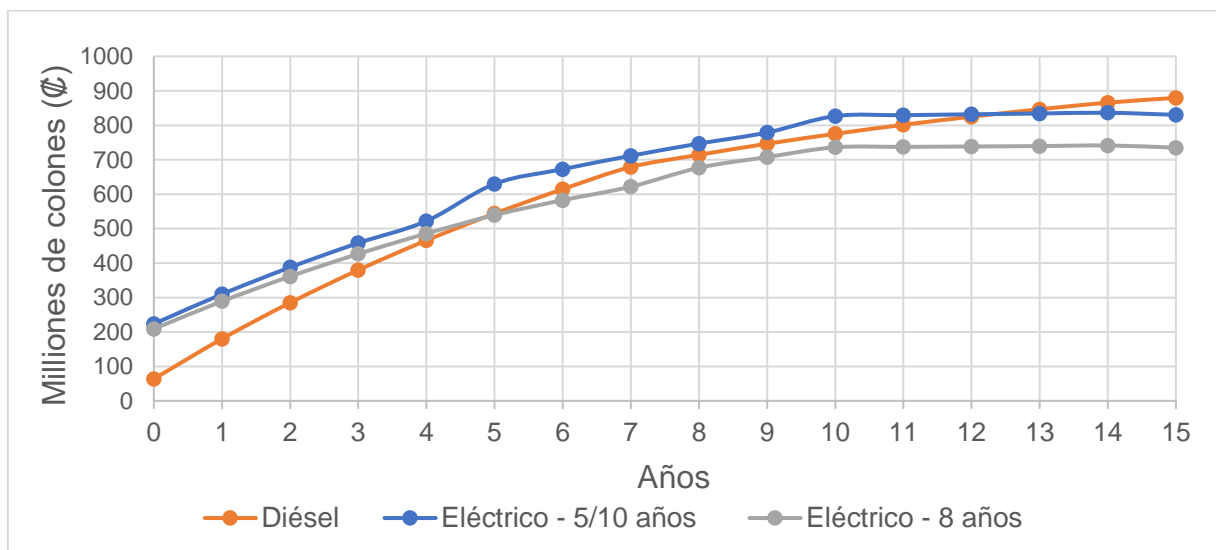


Figura 17. Análisis de sensibilidad TCO ante sustitución de baterías con financiamiento y sin cargo de potencia – CNFL

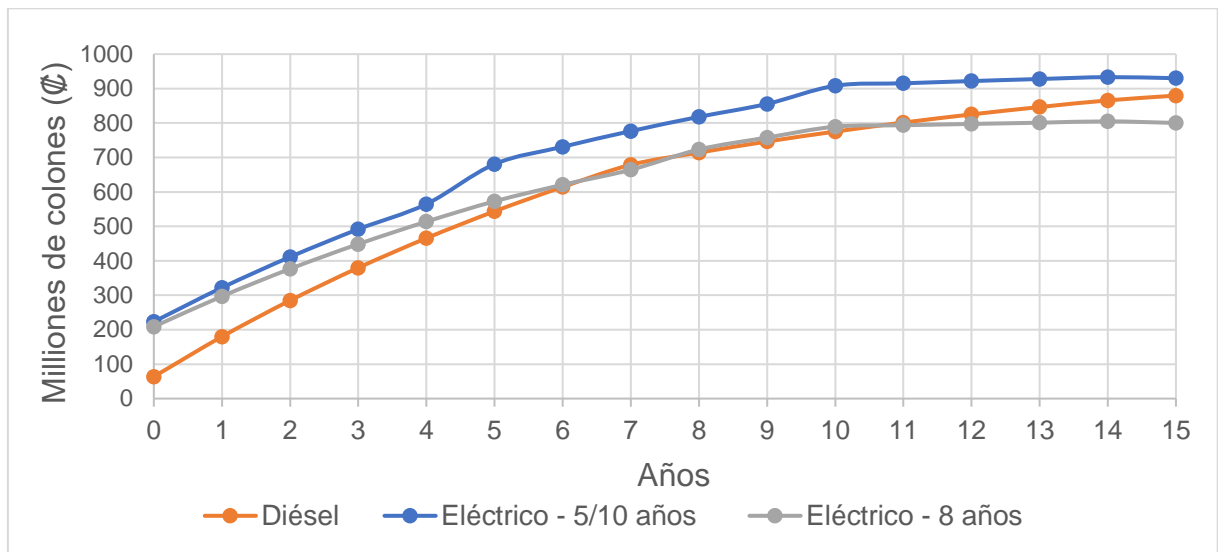


Figura 18. Análisis de sensibilidad TCO ante sustitución de baterías con financiamiento y con cargo de potencia - ICE

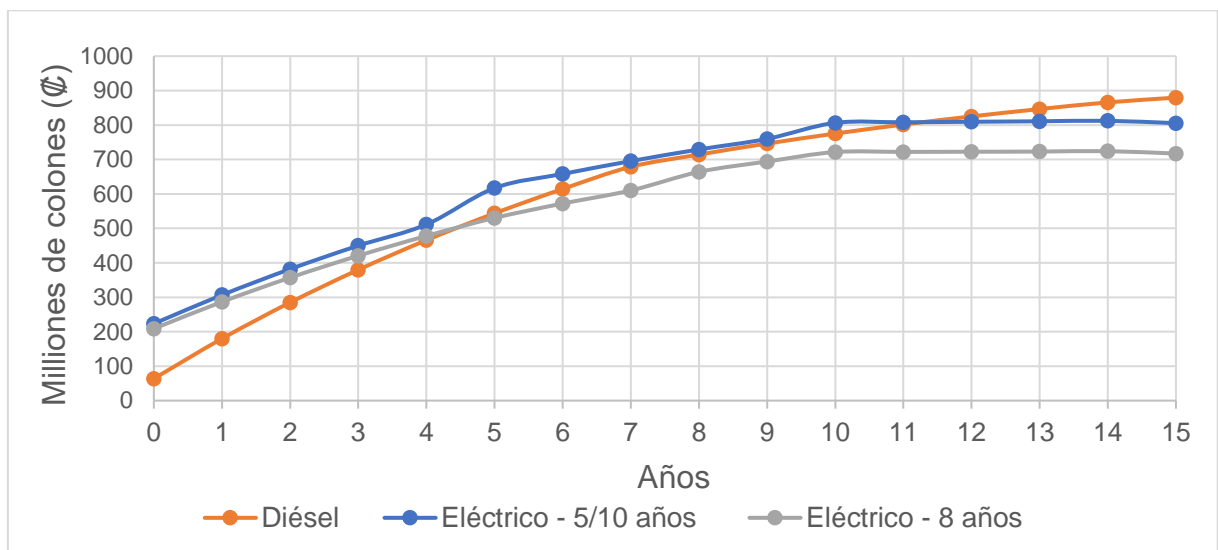


Figura 19. Análisis de sensibilidad TCO ante sustitución de baterías con financiamiento y sin cargo de potencia - ICE



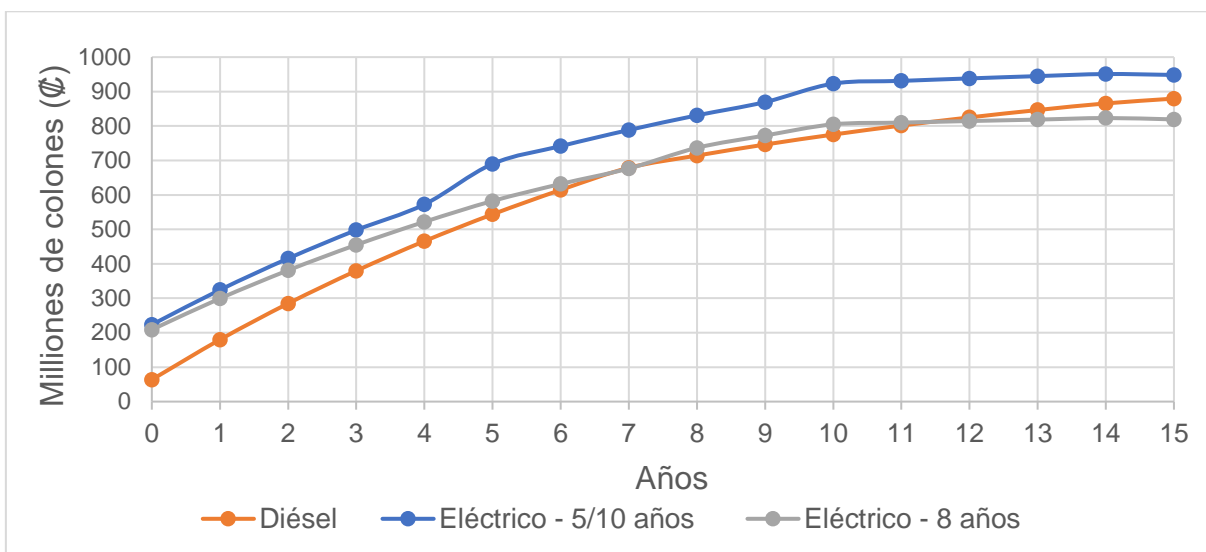


Figura 20. Análisis de sensibilidad TCO ante sustitución de baterías con financiamiento - COOPEGUANACASTE

### 3.3.5 Estudio de sensibilidad de TCO ante precios de autobús Diésel

La Figura 21 muestra los costos acumulados a lo largo de los 15 años cuando los autobuses de Diésel tienen un costo de \$110.000 (caso base), \$150.000 y \$200.000. Para efectos de comparación solo se reportan los resultados de costos con tarifa de TMT de CNFL y para un recorrido de buses de 50.000 km por año (174 km/día). Los resultados muestran que a medida que el precio del autobús de Diésel se asemeja al precio del autobús eléctrico, la equiparación de costos de posesión ocurriría entre el año 1 y 2, resaltando los beneficios económicos de los autobuses eléctricos a partir de ese momento.

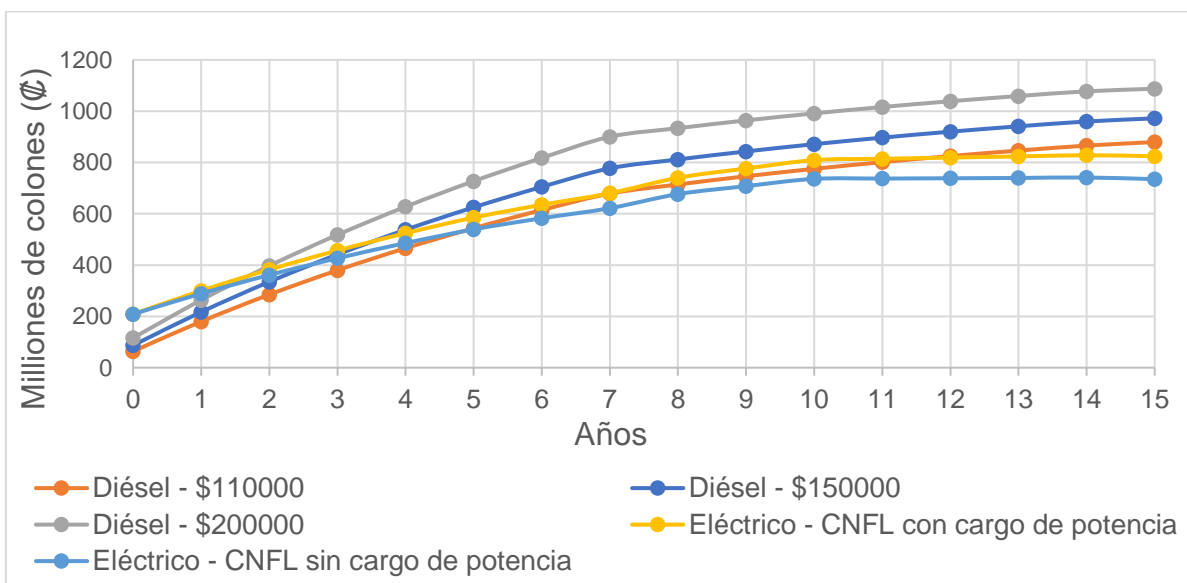


Figura 21. Análisis de sensibilidad de TCO ante costo inicial de autobuses tipo diésel.

### 3.3.6 Estudio de sensibilidad de TCO ante variación en valor residual

De la Figura 22 a la Figura 25 se muestran los análisis de TCO (en valor presente) ante variaciones en el valor residual de los autobuses de Diésel y eléctricos. De los 3 gráficos es claro que el TCO de los autobuses casi no se ven afectados por variaciones en el valor residual de estos vehículos en el año 15.

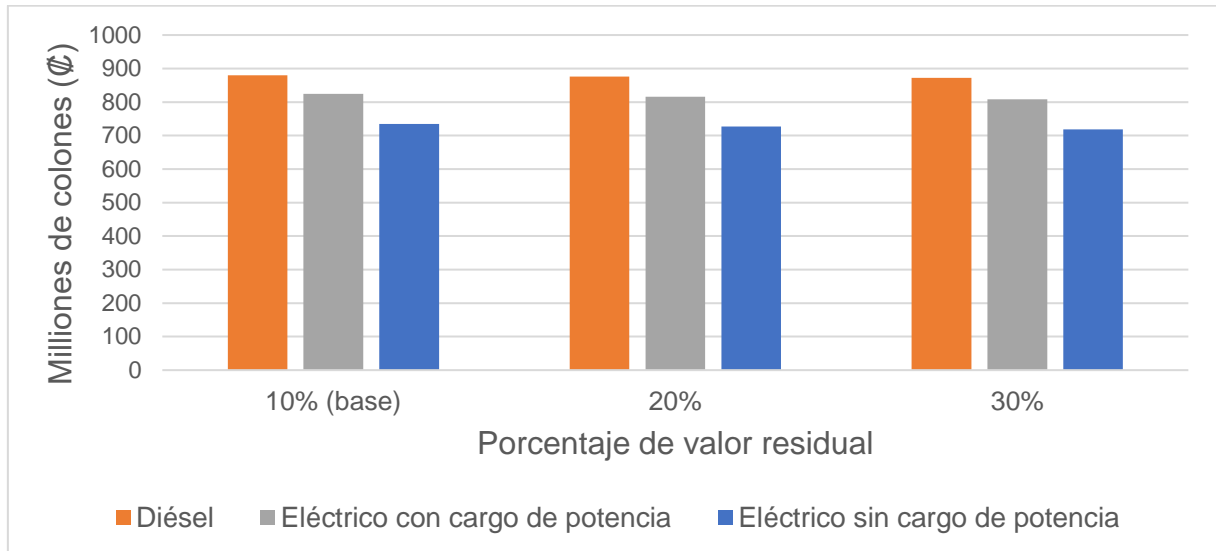


Figura 22. Análisis de sensibilidad de TCO ante variación en valor residual, CNFL con y sin cargo de potencia.

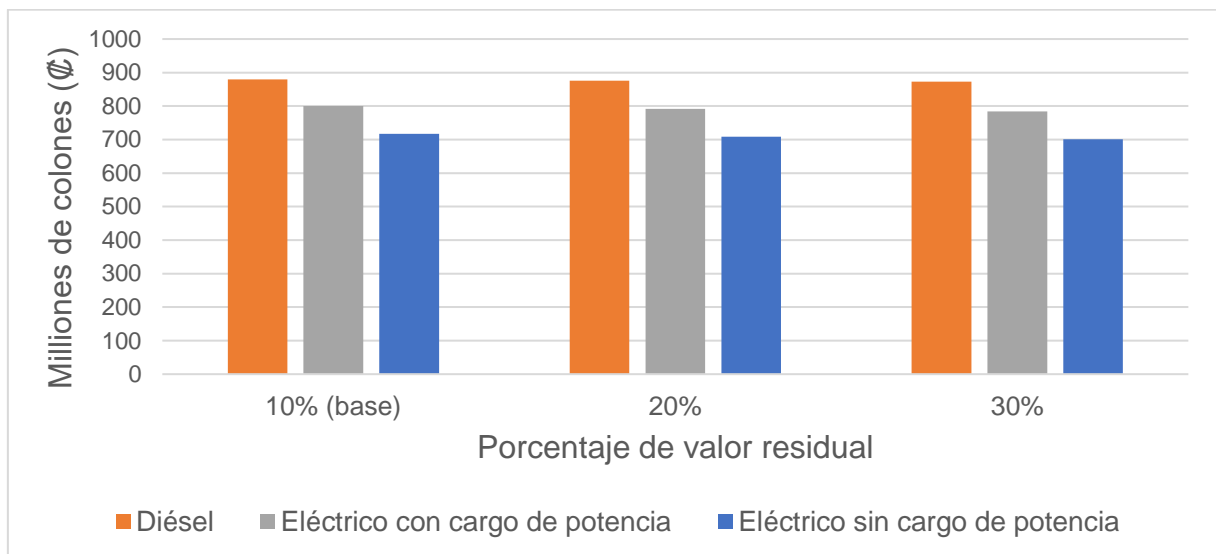


Figura 23. Análisis de sensibilidad de TCO ante variación en valor residual, ICE con y sin cargo de potencia.

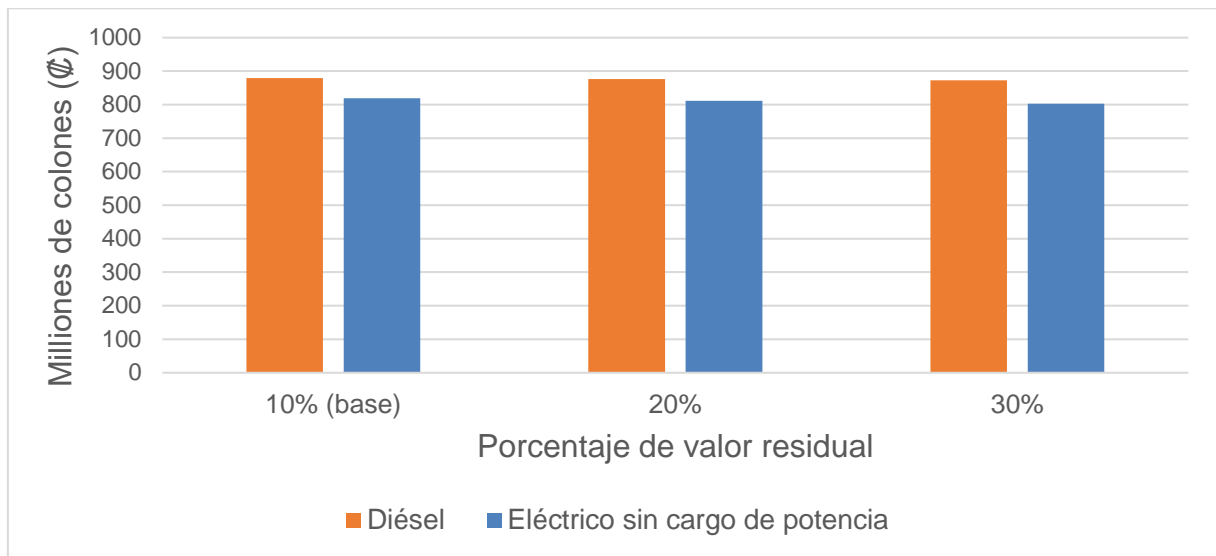


Figura 24. Análisis de sensibilidad de TCO ante variación en valor residual, COOPEGUANACASTE

### 3.3.7 Estudio de sensibilidad de TCO con respecto a costo de electricidad y combustible

Teniendo en cuenta de que los costos de operación (electricidad y combustible) tienen un impacto importante en el resultado final del TCO, en esta sección se revisan las variaciones del TCO para los autobuses eléctricos y convencionales para diferentes valores de tasa de crecimiento anual del costo de la electricidad y el combustible.

En el estudio base se consideró una tasa de crecimiento anual del costo de electricidad de 2% y una tasa de crecimiento anual del costo del combustible de 2%.

En el presente análisis se verá el efecto en el TCO para 15 años si las tasas de crecimiento fueran 2%, 4%, 6%, 8% y 10%. En este análisis se consideró una distancia de 50.000 km por autobús por año (174 km/día).

La Figura 25 muestra la sensibilidad del TCO (a 15 años) con respecto a las tasas de crecimiento del costo de la electricidad de la CNFL y el combustible. Por su parte, la Figura 26 y la Figura 27 muestran la sensibilidad del TCO para el crecimiento del costo de electricidad en el área de concesión del ICE y COOPEGUANACASTE, respectivamente.

Nótese que los autobuses eléctricos se ven menos impactados por los aumentos en el costo de la electricidad que los autobuses convencionales por aumentos en el costo del Diésel.

Desde el punto de vista de riesgo, las empresas autobuseras podrían inclinarse por la compra de autobuses eléctricos puesto que posibles aumentos en el futuro del costo de la electricidad impactan menos en el costo de posesión de los autobuses.

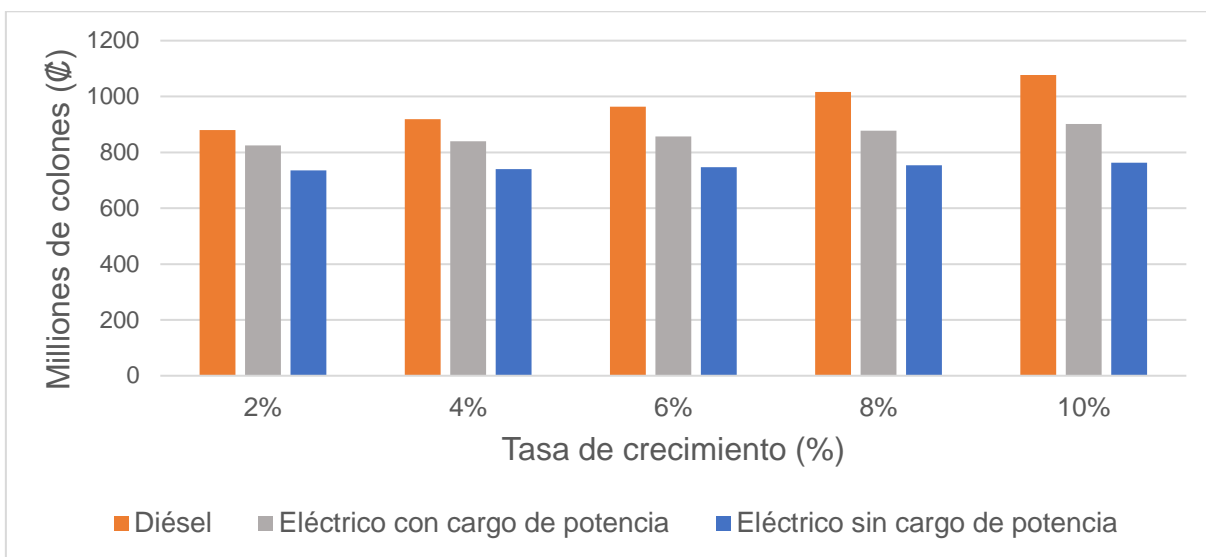


Figura 25. Sensibilidad de TCO con respecto a tasa de crecimiento de costo de electricidad y combustible – CNFL

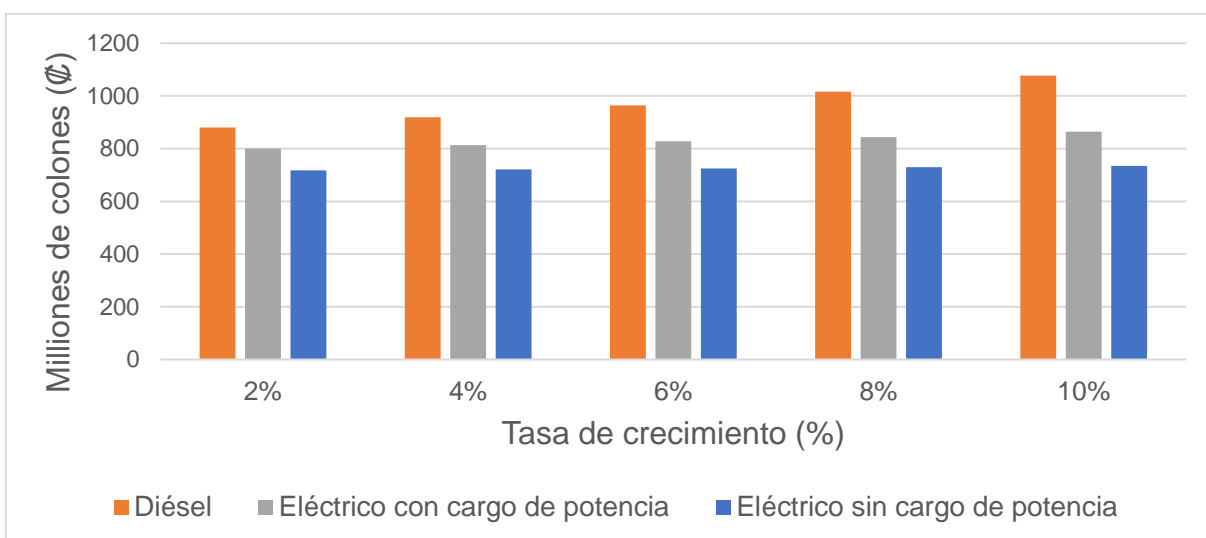


Figura 26. Sensibilidad de TCO con respecto a tasa de crecimiento de costo de electricidad y combustible – ICE

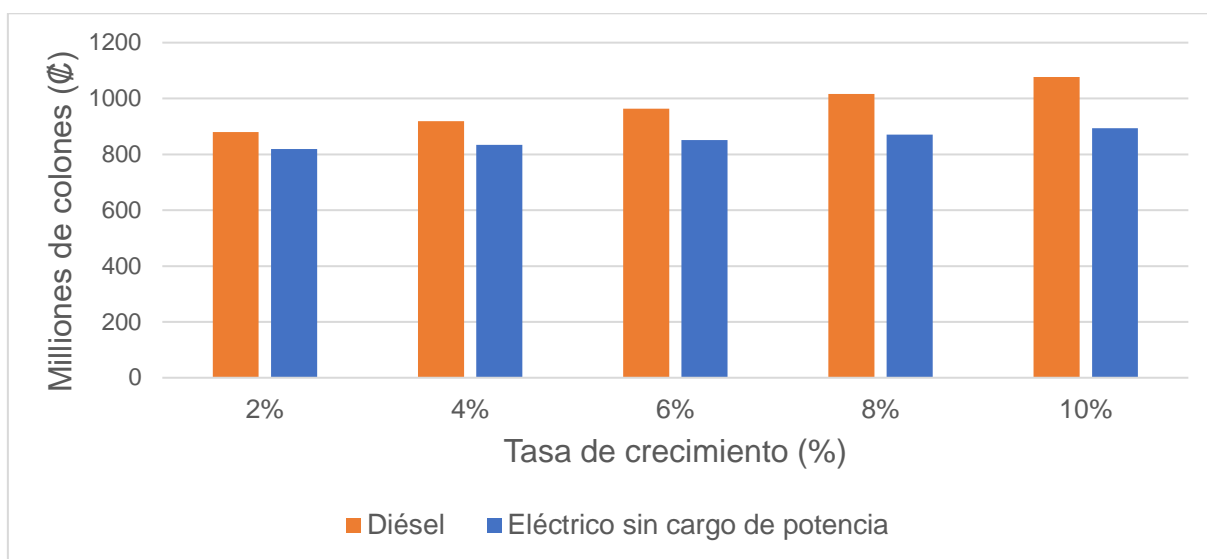


Figura 27. Sensibilidad de TCO con respecto a tasa de crecimiento de costo de electricidad y combustible - COOPEGUANACASTE

### 3.4 Medidas para aumentar la costo-efectividad de autobuses eléctricos

A partir del análisis de TCO se encontró que los AEBs tienen la ventaja de bajos costos de operación y mantenimiento y la desventaja de altos costos iniciales y la necesidad de los cargadores rápidos y el eventual reemplazo de las baterías.

#### 3.4.1 Condiciones de financiamiento para autobuses eléctricos

El análisis de TCO mostró que el financiamiento (o en su defecto el leasing) es útil para reducir la diferencia entre los costos de los AEBs y los convencionales.

Los intermediarios financieros deben ofrecer opciones de financiamiento mucho más atractivas para empresarios con interés en comprar AEBs. La tasa de interés debe ser significativamente más baja que la tasa para compra de un autobús convencional, de modo que el sector transporte vea otra ventaja del AEB y se reduzca aún más la brecha de costos durante los primeros 5 o 10 años de adquisición de los autobuses.

Finalmente, los intermediarios deben visibilizar las condiciones favorables de financiamiento para autobuses eléctricos.

#### 3.4.2 Creación de tarifa especial para recarga de autobuses

El estudio del TCO demostró que el costo más bajo de electricidad en comparación al costo de combustible hace que la opción del autobús eléctrico sea muy competitiva.

Basado en el estudio, las empresas autobuseras podrían optar por el cambio a flotilla de autobuses eléctricos si se les ofreciera una tarifa especial con un precio de recarga atractivo en horario nocturno y que el pago de potencia fuera nulo o reducido.

Por otro lado, la reducción de cánones y los derechos de circulación tienen poco impacto en la reducción del costo total de posesión de los autobuses.



### **3.4.3 Alianzas público-privadas**

Las empresas eléctricas del país podrían impulsar el uso de AEB si estas cubren parcialmente los costos de instalación de los cargadores y los equipos eléctricos auxiliares. Esta opción debe ser tomada en cuenta por las empresas eléctricas para evaluar si el costo incurrido por la instalación de los cargadores en los planteles es rentable para la distribuidora y su inversión se recupera en el costo plazo.

## 4 Estudio de impacto de buses eléctricos

Esta sección presenta una revisión de las (pocas) metodologías de evaluación de impacto de los AEB sobre las redes eléctricas de distribución. Con base en lo analizado, en la misma sección se plantea una metodología para estudiar los efectos de recarga de AEB en las redes de distribución. Dicha metodología ha sido implementada en una herramienta computacional que se describe con el fin de facilitar los estudios futuros.

Este estudio busca analizar el impacto de añadir cierta cantidad de cargadores de buses a un circuito de distribución eléctrica. Como los planteles de buses estarán conectados directamente a la red de media tensión, únicamente se analizarán las variables que son afectadas al añadir cargas en este nivel, tales como la demanda del circuito, así como la tensión en las barras.

### 4.1 Revisión bibliográfica

El estudio de impacto de los AEB (y en general del transporte público) es una reciente tendencia mundial dado a que la investigación en electro-movilidad se ha enfocado en el análisis de los vehículos eléctricos de uso particular. La Figura 28 muestra el número de estudios encontrados en una búsqueda en la base de datos de SCOPUS relacionados a temas de AEB. Se observa que el hecho de que China ha desarrollado múltiples proyectos piloto ha conllevado a la publicación de varios hallazgos en revistas internacionales. Sin embargo, el número de metodologías de estudio de impacto se limita a no más de una decena de los estudios encontrados.

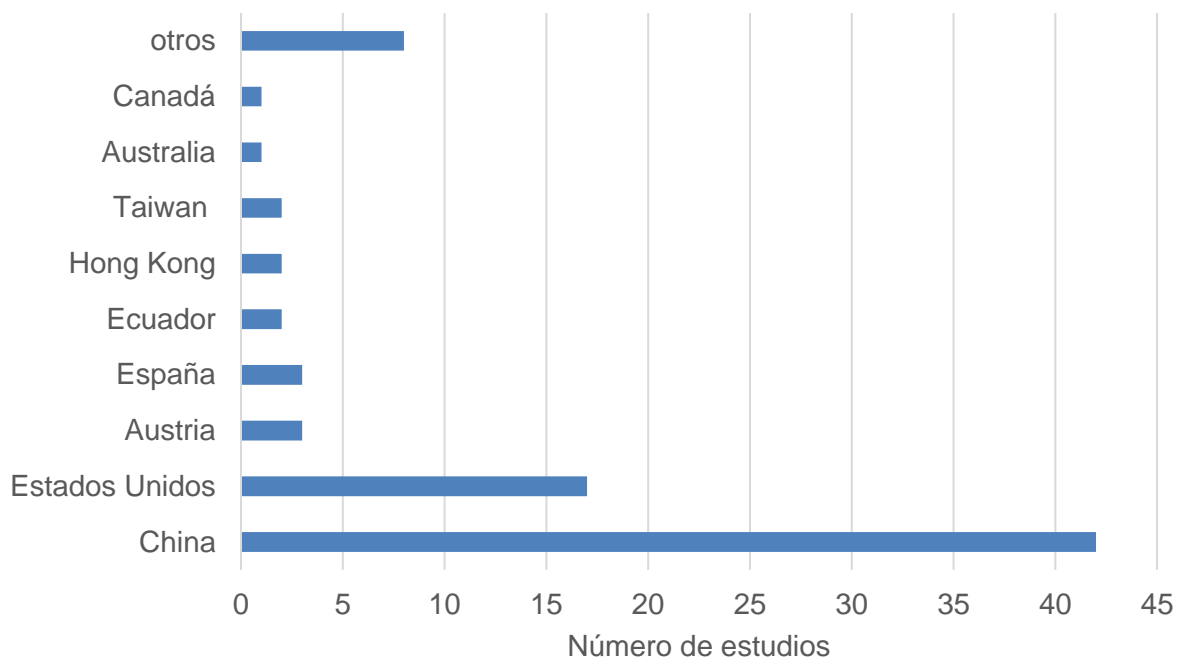


Figura 28. Número de estudios en diferentes países. Revisión en SCOPUS desde el 2014 al 2019.

Muchos de los estudios evaluados se enfocan en la proyección de la demanda para luego estimar los posibles efectos en la planificación de los sistemas. Los autores de [7] presentan un modelo que utiliza los patrones de viaje de los AEB. El número de AEB por hora, el tiempo de inicio de carga, la distancia de viaje, y la duración de la carga se consideraron variables cruciales para el pronóstico y fueron modeladas mediante algoritmos de predicción. Para capturar las incertidumbres, los autores utilizaron un método de Monte Carlo y un estimador de densidad del núcleo.

Los autores de [8] estudiaron el modelado del AEB en una red de tránsito completa considerando las restricciones de tránsito en la ciudad de Belleville, Ontario, Canadá. Los autores evaluaron el efecto de los AEB en la vida útil del transformador de la subestación en cuanto a los efectos en la caída de tensión sobre los alimentadores. Los resultados indicaron que AEB podría reducir considerablemente la vida útil del transformador y generan problemas de tensión.

Parte de la literatura se ha centrado en minimizar los costos de recargar los AEB con estaciones de recarga rápida. En [9], se presentó una metodología que reduce los costos totales de las inversiones y los costos de recarga. Los autores consideraron el valor del almacenamiento de energía en una estación de carga rápida de AEB y mostraron el potencial del almacenamiento de energía en la reducción de los costos a largo plazo. El estudio contempló los costos capitales del transformador, del alimentador de distribución y restricciones de almacenamiento de energía. Por otra parte, los autores de [10] propusieron una estrategia de carga para estaciones de recarga rápida basadas en un proceso de toma de decisiones, que considera que los AEB pueden cargar en recarga rápida cuando el estado de carga del AEB está por debajo de un umbral. Esta estrategia fue simulada utilizando un caso de estudio en Tallahassee, Florida, que demuestra reducciones de costos en comparación con los casos sin estrategias de recarga. En [11], estrategias de recarga coordinada en tiempo real para estaciones de recarga rápida de AEB fueron propuestas. El propósito de este estudio fue minimizar los costos de compra de energía, considerando tarifas horarias, y minimizando los picos de potencia. Este trabajo fue complementado por [12] donde se incluyó un sistema de almacenamiento de energía.

En general, la literatura se ha enfocado en proyecciones de demanda de los AEB y poco se ha hecho en cuanto al análisis del impacto de la tecnología en las redes eléctricas de distribución. El presente estudio representa una importante contribución para el estado del arte de la penetración de los AEB en los sistemas eléctricos. Con lo anterior, la metodología planteada en la siguiente sección sería una de las primeras a nivel mundial en ser propuesta y evaluada.

## 4.2 Metodología propuesta

Se considera que un plantel de buses adaptado para cargar AEBs debe ser servido directamente a media tensión a través de un transformador exclusivo, tomando en cuenta la alta demanda que va a representar el plantel y que no será alimentado por un secundario compartido con otros abonados. Debido a la temporalidad del estudio, el análisis contempla simulaciones diarias con una resolución de tiempo que se apega a los tiempos de muestreo para facturación que hoy en día se utiliza en las empresas eléctricas; o sea, 15 minutos.



Con base en lo anterior, un plantel de autobuses se representa en las simulaciones de flujos de potencia como una carga de media tensión la cual está compuesta por los siguientes elementos:

1. Un transformador (de media a baja tensión) de dos devanados;
2. Una carga de baja tensión que representa la demanda actual del plantel que incluye los equipos necesarios para la operación y mantenimiento de los buses, tanto eléctricos como de Diésel;
3. Los cargadores instalados en el plantel; y
4. Los buses eléctricos que requieren ser recargados en horas nocturnas.

El modelado de cada uno de los elementos anteriores requiere la existencia de una capa del plantel de autobuses en el sistema de información geográfico (SIG). Los atributos mínimos por incluir en dicha capa se discuten más adelante. Los datos correspondientes a los AEB y los cargadores se suministran mediante dos archivos \*.csv que se explicarán más adelante.

Posterior al modelado del plantel de autobuses, los datos se someten a análisis para determinar cuál es la mejor forma de cargar los AEB. Esto se hace de forma automática con el fin de que al realizar una simulación diaria, los resultados consideren este aspecto. La mejor forma de cargar los AEBs se obtiene a partir de un algoritmo de despacho de los buses que considera el número de AEBs y el número de cargadores. El despacho se realiza de tal forma que se garantiza que todas las unidades estén cargadas a la hora de salida del plantel y a la menor demanda posible para cualquier instante de tiempo dado. Los detalles del algoritmo de gestión de recarga se presentan en la Sección 5 de este informe.

Como en un mismo circuito pueden existir varios planteles de autobuses, se debe suministrar la información referente a cada plantel. La forma de identificar a qué plantel corresponde cada autobús es utilizando el mismo nombre de plantel tanto en los archivos \*.csv de cargadores, como de autobuses, y también en el atributo PLANTEL en la capa correspondiente del software QGIS.

En las siguientes secciones se explican los parámetros que se deben suministrar para realizar un correcto modelado del plantel de buses en un modelo de circuito.

#### **4.2.1 Transformador**

Se considera un transformador trifásico de dos devanados por plantel. Se considera que el transformador es diseñado de tal forma que la totalidad de la carga del plantel puede ser abastecida y se recomienda sobredimensionarlo un 25% debido a los posibles armónicos producidos por la electrónica de potencia de los cargadores.

Los parámetros necesarios por incluir en la capa del QGIS para modelar este elemento son los siguientes:

- **RATEDKVA:** capacidad nominal del transformador en kVA.

- PRIMVOLT: codificación para la tensión nominal del lado primario del transformador. Para consultar sobre la codificación adecuada se debe consultar el manual de QGIS2OpenDSS desarrollado por el EPERLab.
- SECVOLT: codificación para la tensión nominal del lado secundario del transformador.
- TAPSETTING: posición en la que se encuentra ajustado el TAP del transformador.
- PRIMCONN: conexión para el lado del primario del transformador. Debe utilizarse *Y* para estrella, *D* para Delta.
- SECCONN: conexión para el lado del secundario del transformador. Debe utilizarse la misma nomenclatura que para la conexión del primario.

#### 4.2.2 Carga de baja tensión

La carga de baja tensión representa aquello que no está relacionado directamente a los AEB, pero que también se encuentra en el plantel, generalmente a equipo utilizado para mantenimiento de los buses, iluminación o seguridad del recinto. Para modelarlo correctamente, únicamente se requiere suministrar la siguiente información en una capa del modelo SIG:

- KWHMONTH: consumo mensual promedio (en kWh).
- CLASS: corresponde al tipo de carga. Se debe indicar una *C* para comercial o una *I* para industrial. Esto permite seleccionar en qué carpeta se buscará el perfil asociado a la carga.

#### 4.2.3 Cargadores

Para modelar los cargadores es necesario suministrar el nombre del plantel (igual al utilizado en la capa de QGIS) y enlistar todos los cargadores presentes en todos los planteles con su respectiva potencia nominal en kW, tal como se muestra, a manera de ejemplo, en la Figura 29. Los datos son delimitados por comas.

```
PLANTEL, KW
TUASA, 50
TUASA, 250
TUASA, 75
TUASA, 40
LUMACA, 50
LUMACA, 250
LUMACA, 75
LUMACA, 40
MEPE, 50
MEPE, 250
MEPE, 75
MEPE, 40
GUADALUPE, 50
GUADALUPE, 250
GUADALUPE, 75
GUADALUPE, 40
```

Figura 29. Ejemplo de CSV con datos del cargador de buses.

#### 4.2.4 Autobuses eléctricos de baterías

En el archivo \*.csv correspondiente a los AEBs se debe suministrar la siguiente información por cada autobús en los planteles asociados al circuito a simular:

- PLANTEL: como se explicó en secciones anteriores, representa el nombre del plantel al que está asociado el bus eléctrico. Debe ser igual al nombre de algún plantel suministrado en la capa de QGIS, así como en el \*.csv de cargadores.
- KWHBATTERY: capacidad en kWh de la batería o paquetes de baterías del autobús.
- SOCi: estado de carga inicial típico (porcentualmente) de la batería al llegar al plantel antes de iniciar el proceso de carga.
- HORA LLEGADA: hora típica (hh:mm) de llegada del bus al plantel.
- HORA SALIDA: hora típica (hh:mm) de salida del bus del plantel.

En la Figura 30 se muestra un ejemplo del formato que debe tener el archivo csv con la información de los buses.

```
PLANTEL, KWHBATTERY, SOCi, HORA LLEGADA, HORA SALIDA
TUASA, 10000, 20, 23:00, 4:00
TUASA, 20000, 20, 1:00, 4:00
TUASA, 10000, 40, 1:00, 5:00
TUASA, 30000, 50, 18:00, 5:00
GUADALUPE, 20000, 20, 23:00, 4:00
GUADALUPE, 80000, 20, 1:00, 4:00
GUADALUPE, 50000, 40, 1:00, 5:00
GUADALUPE, 60000, 50, 18:00, 5:00
LUMACA, 50000, 20, 23:00, 4:00
LUMACA, 80000, 20, 1:00, 4:00
LUMACA, 80000, 40, 1:00, 5:00
LUMACA, 90000, 50, 18:00, 5:00
MEPE, 120000, 20, 23:00, 4:00
MEPE, 50000, 20, 1:00, 4:00
MEPE, 60000, 40, 1:00, 5:00
MEPE, 100000, 50, 18:00, 5:00
```

Figura 30. Ejemplo de CSV con datos de los buses eléctricos.

### 4.3 Herramienta computacional

Para crear los archivos necesarios para realizar las simulaciones en el software OpenDSS, se creó una sección especial en el plugin QGIS2OpenDSS. Para ello se deben suministrar todos los datos explicados en las secciones anteriores.

Asimismo, se debe contar con el circuito modelado correctamente para poder incluir los buses eléctricos como una capa más del circuito. Precisamente en la Figura 31 se muestra la carátula de la herramienta con la sección de buses eléctricos resaltada, y también se muestra cómo se deben suministrar las demás capas del circuito, tal como lo establece el manual de dicha herramienta computacional.

Figura 31. QGIS2OpenDSS con sección de plantel de buses eléctricos.

Para obtener los resultados sobre el circuito se utilizó la herramienta QGIS2runOpenDSS, la cual tiene la capacidad de mostrar desbalances de tensión, la tensión en buses de media y baja tensión, pérdidas, y demanda, así como de generar distintos archivos \*.csv que posteriormente pueden ser organizados para generar gráficas que ayuden a explicar el comportamiento del circuito.

#### 4.4 Ubicación de planteles de autobuses

La presente sección estudia la ubicación de los planteles de autobuses con el fin de visualizar las zonas y circuitos eléctricos de distribución que podrían verse afectadas por el cambio de la flotilla de buses de los planteles. Por lo tanto, esta sección mapea algunos de los planteles en el sistema de información geográfico (SIG) con el fin de

contrastar su ubicación con el circuito eléctrico al cual se conectaría la nueva demanda.

Tabla 6. Ubicación de los planteles de buses de empresas involucradas en proyecto piloto.

Nombre plantel	Distrito	Cantón	Provincia
Sabana Cementerio - 02	San Sebastián	San José	San José
Trancesa - 07-13	Hospital	San José	San José
Discar - 08	Curridabat	Curridabat	San José
Tapachula 2 - 09	San Antonio	Escazú	San José
Tapachula - 09	Brasil	Santa Ana	San José
Biusa - 10	Uruca	San José	San José
AT Pavas - 14	Pavas	San José	San José
La Red 16 - 80	San Rafael Abajo	Desamparados	San José
Coopana - 20	Santa Rosa	Santo Domingo	Heredia
Transvi - 25	Hospital	San José	San José
Moravia AMSA - 40	La Trinidad	Moravia	San José
Guadalupe Trans Este - 43-45	Purral	Goicoechea	San José
Paracito - 43	Paracito	Santo Domingo	Heredia
Cesmag - 50	San Nicolás	Cartago	Cartago
Zapote - 65	San Nicolás	Cartago	Cartago
ATD- ATLG - 70-120	Gravilias	Desamparados	San José
AT San Antonio - 72-66	Damas	Desamparados	San José
Conatra 2 -75	San Sebastián	San José	San José
Conatra - 75	Desamparados	Desamparados	San José
Metrocoop - 90	Hatillo	San José	San José
Busmi - 120	San Miguel	Desamparados	San José
Transplusa - 301	San Rafael	La Unión	Cartago
Microbuses R Heredianos - 400	Heredia	Heredia	Heredia
Ruta 51-53 - 51-53	Sabanilla	Montes de Oca	San José

#### 4.4.1 Información suministrada

La ubicación de los planteles de buses de aquellas empresas que han mostrado interés en participar en el plan piloto de la GIZ fue suministrada mediante archivos kmz, con la única información referente a su ubicación, el nombre y número de ruta.

Se identificó primero en qué distrito se ubican los planteles, para determinar si se poseía un modelo del circuito que alimenta dicha zona. En la Tabla 6 se presenta la ubicación administrativa para cada uno de los planteles suministrados.

La Figura 32 muestra la ubicación geográfica de los planteles de buses suministrados, donde se puede observar que la mayoría de ellos están muy alejados entre sí, lo que llevó a que sólo uno de ellos se encontrara en uno de los modelos de circuitos disponibles para el presente estudio. Dicho mapa se utiliza en conjunto con los circuitos previamente modelados por el EPERLab para la selección del circuito a estudiar según se detalla en la siguiente sección.

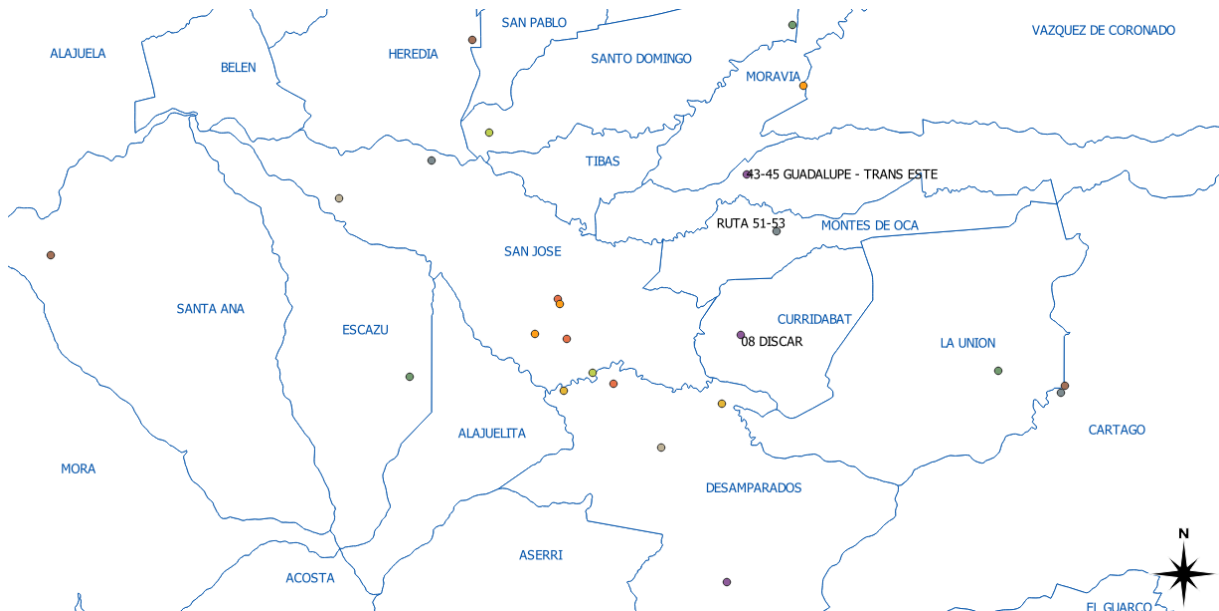


Figura 32. Ubicación geográfica de todos los planteles suministrados.

#### 4.4.2 Análisis de ubicación y selección de circuito

Del análisis realizado anteriormente, se identificó que el plantel de la Ruta 51 se encuentra alimentado por el circuito San Rafael de la CNFL. Todos los otros planteles se encuentran fuera de cualquier circuito que se pudiera utilizar para esta consultoría.

En la Figura 33 se muestra el circuito de San Rafael, así como los planteles aledaños, donde se puede observar que sólo el de la ruta 51 se encuentra dentro de este circuito. En rojo se muestra la subestación.

Este circuito, así como las características del plantel correspondiente, se utilizarán para realizar el estudio de impacto de la transición de autobuses de combustión interna a AEBs en la Sección 4.5.

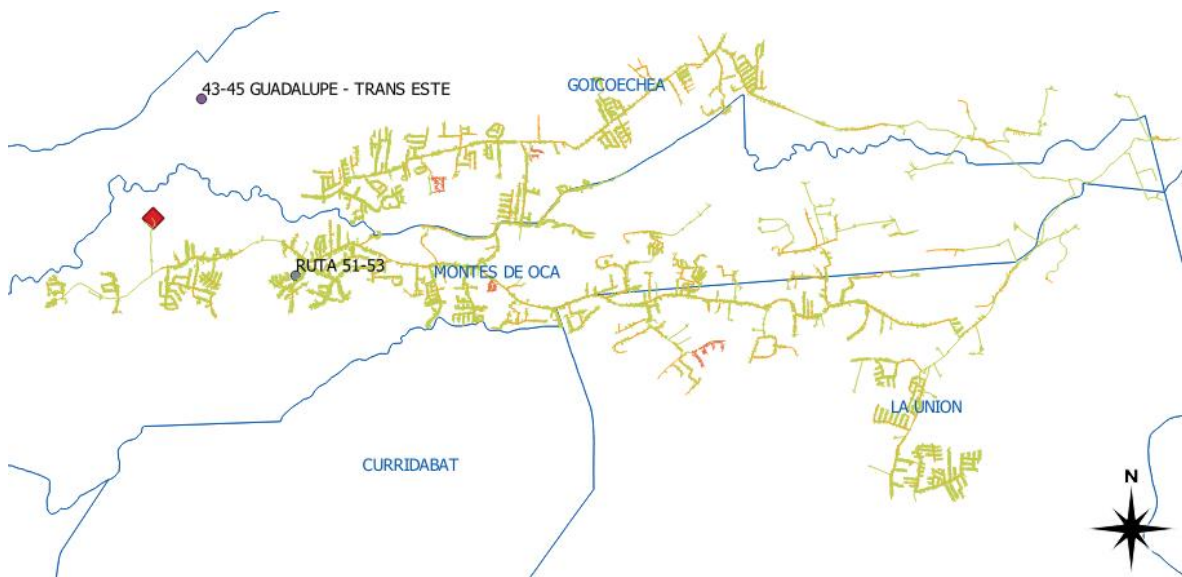


Figura 33. Ubicación geográfica del circuito de San Rafael y del plantel de buses de la Ruta 51.

## 4.5 Estudio de impacto de buses eléctricos en circuito de distribución

### 4.5.1 Descripción del circuito

El circuito utilizado corresponde a San Rafael el cual pertenece a la CNFL. El circuito es alimentado por la Subestación Sabanilla que cuenta con un transformador de potencia de 30 MVA y tensión nominal de 34.5 kV. Asimismo, cuenta con un total de 498 transformadores de distribución, y 13 321 cargas de baja tensión.

### 4.5.2 Descripción del plantel y número de autobuses

Como se mencionó anteriormente, la Ruta 51 tiene un total de 34 autobuses de combustión interna. Por tanto, un nivel de penetración del 100% implicaba que todos estos autobuses fueran sustituidos por AEBs. Para modelar el plantel y los autobuses se utilizaron los parámetros explicados a continuación.

#### 4.5.2.1 Bus eléctrico

- Batería de 350 kWh, la cual permite realizar toda la ruta destinada a la ruta 51 sin interrupciones en un horario de 4 am a 11 pm. Esto debido a que según datos del CNP esta ruta posee una distancia de 15.3 km ida y vuelta;
- Horario de carga de 11 pm a 4 am; y,
- Cada bus eléctrico tiene un cargador de 75 kW asociado.

#### 4.5.2.2 Transformador

Se consideraron dos tipos de transformadores según el caso a evaluar. Cuando el nivel de penetración de AEBs fue igual o inferior a un 50% de la flota de buses se consideró un transformador de 2 500 kVA. Para penetración mayor de buses se consideró una capacidad de 3 750 kVA. Se dimensionó de esta forma debido a la cantidad de cargadores de 75 kW que debía soportar (uno por cada AEB), y

sobredimensionándolo un 25% debido a la presencia de armónicos que se presentarían al utilizar cargadores con convertidores AC-DC.

Además, se utilizaron los siguientes parámetros para el transformador:

- Tensión del primario a 34.5 kV (código 380 en QGIS2OpenDSS).
- Tensión del secundario a 0.48 kV (código 50 en QGIS2OpenDSS).
- Primario conectado en delta.
- Secundario conectado en estrella.
- Dos devanados.

#### **4.5.2.3 Carga de baja tensión asociada al plantel**

- Carga comercial.
- Consumo mensual de 1 000 kWh.

Para analizar el impacto de los buses eléctricos sobre el circuito de San Rafael (CNFL) se utilizaron varias métricas: pérdidas en el circuito, demanda, tensión en buses de media y baja tensión y potencia en transformador y cargadores de los autobuses.

Se tomó como base el total de buses de Diésel que posee la compañía que brinda el servicio de la Ruta 51. Según el expediente RA-092 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), en el documento FORM-CTP-DACP-034 del MOPT, esta ruta cuenta con un total de 34 autobuses.

Se realizó un barrido del nivel de penetración de buses eléctricos en este plantel de buses, con aumentos del 25% hasta llegar a un 100% del total de la flotilla actual.

#### **4.5.3 Estudio de impacto en periodo nocturno**

En esta sección se estudia el impacto de la recarga de los AEB en horario nocturno. Más adelante se realiza el análisis cuando la recarga coincide con el periodo punta del resto del circuito.

##### **4.5.3.1 Demanda**

En la Figura 34 se muestra la demanda en el circuito de San Rafael según los niveles de penetración de los AEBs. En esta se puede observar cómo esta aumenta conforme aumenta la cantidad de AEBs. Asimismo, las diferencias entre las curvas se dan únicamente en horas nocturnas, debido a que es este el lapso en que los AEBs se encuentran en el plantel cargando.

Se observa que la demanda de los AEBs aumenta la demanda del circuito en un 25% aproximadamente. Sin embargo, es importante resaltar que dicho aumento es aún bajo con respecto a la demanda máxima del circuito (aproximadamente 16 MVA). Lo anterior indica que la recarga de los AEBs tiene el potencial de aumentar el consumo de energía en el circuito sin la necesidad de hacer inversiones por parte de las empresas eléctricas ya que dicha demanda ocurriría en momentos cuando los activos del circuito operan con poca carga.



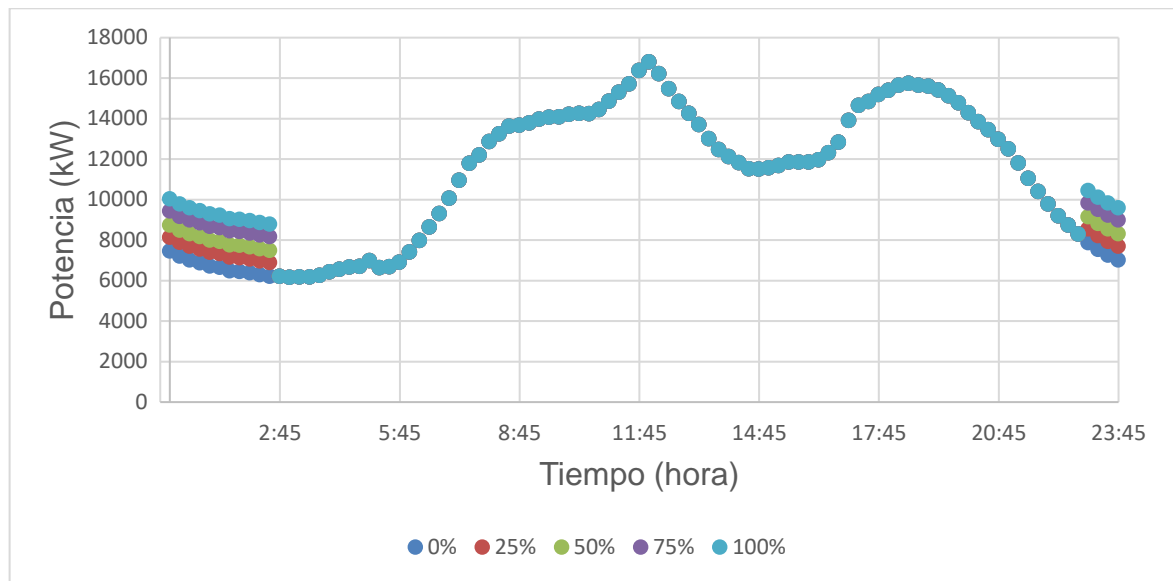


Figura 34. Demanda del circuito de San Rafael para los distintos niveles de penetración de AEBs.

#### 4.5.3.2 Pérdidas reales

En la Figura 35 se encuentran las pérdidas de energía diarias del circuito para los diferentes niveles de penetración estudiados. Como es de esperar, las pérdidas van aumentando conforme se agregan más buses eléctricos debido a que la demanda del circuito aumenta durante las horas nocturnas y esto hace que haya más disipación de potencia en transformadores y conductores. Para este circuito en particular, el aumento de las pérdidas diarias ronda el 2% para el nivel de penetración superior.

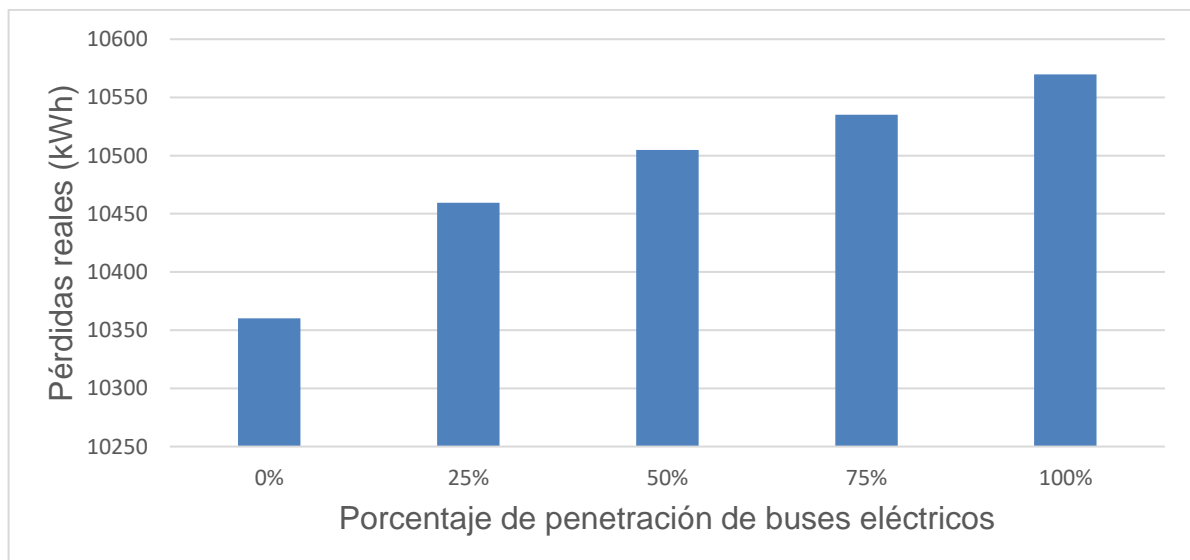


Figura 35. Pérdidas reales según el nivel de penetración de AEBs.

#### 4.5.3.3 Tensiones en barras de MT

En la Figura 36 se presenta la tensión en las barras de media tensión del circuito de San Rafael sin AEBs. Por su parte, en la Figura 37 se encuentra la tensión en las

mismas barras, pero con la inclusión del plantel de buses, con un porcentaje de penetración del 100%, lo que equivale a 34 AEBs.

Si se comparan ambas figuras, se puede apreciar una caída de tensión en los momentos en que los AEBs se encuentran cargando (de 11 pm a 2:30 am), y posterior a ello la tensión en ambos casos es completamente igual. Las diferencias se deben a que agregar a la red 34 cargadores de 75 kW representa una demanda de potencia significativa que se ve reflejado en la caída de tensión en el circuito.

Sin embargo, es importante notar que el abastecimiento del plantel de la ruta 51 no brinda mayor problema de tensión a este circuito ya que las tensiones durante las horas que cargan los buses se encuentran dentro de los rangos permisibles de operación según la normativa nacional. Esto se debe en gran medida al uso de los cargadores de buses en horas nocturnas únicamente.

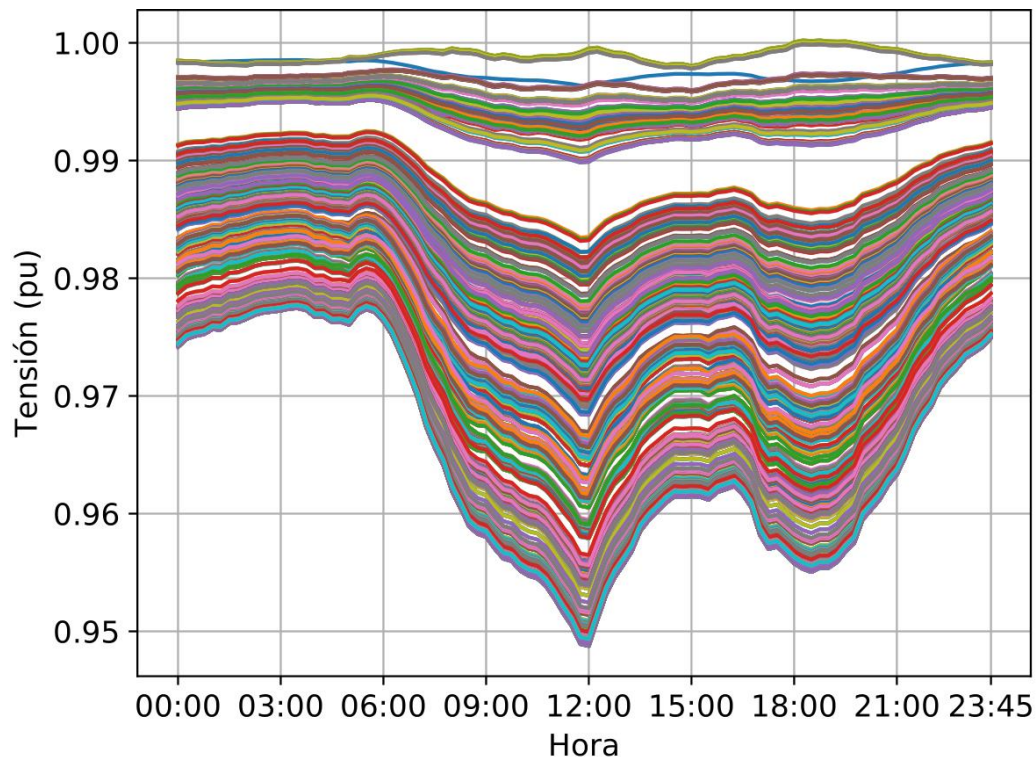


Figura 36. Tensión en barras de media tensión sin buses eléctricos.

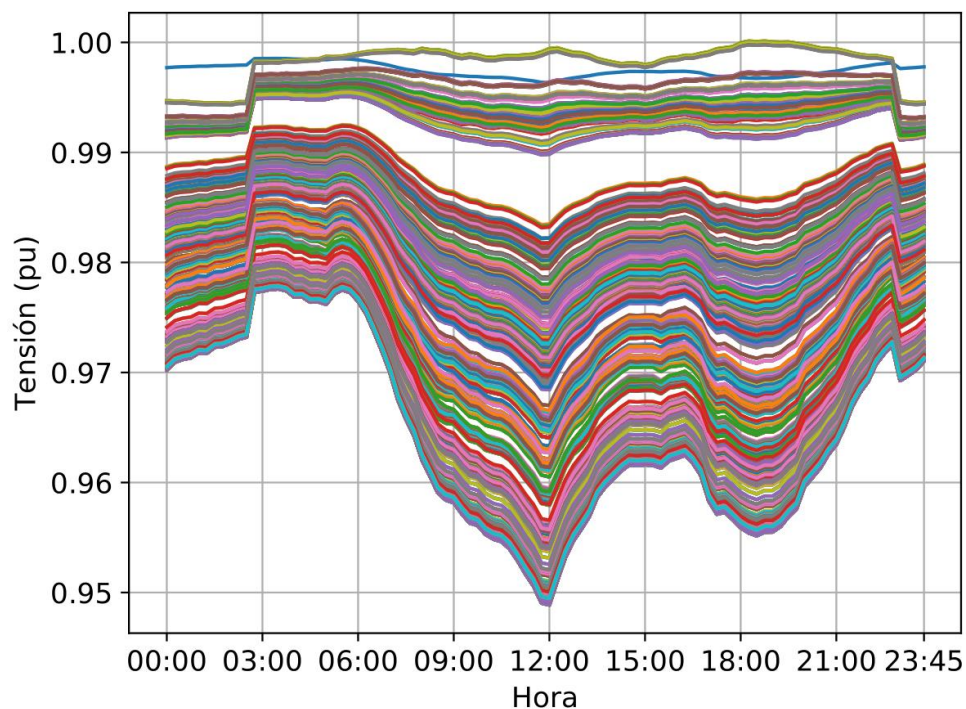


Figura 37. Tensión en barras de MT para un nivel de penetración del 100% de buses eléctricos.

#### 4.5.3.4 Tensiones en barras de BT

En las Figura 38 y Figura 39 se muestra la tensión en las barras de baja tensión sin autobuses eléctricos y con un 100% de penetración de AEBs, respectivamente. En este caso, las tensiones también bajan durante la recarga de los AEBs. Esto tiene concordancia con las gráficas de media tensión, ya que, al bajar la tensión en las barras de media, las tensiones en baja se verán afectadas igualmente.

Importante de resaltar que el plantel de la ruta 51 no causa problemas de tensión sobre el circuito en estudio ya que al observar la Figura 39 se puede notar que las mismas se encuentran dentro de las tensiones normales establecidas por ARESEP en la normativa nacional.

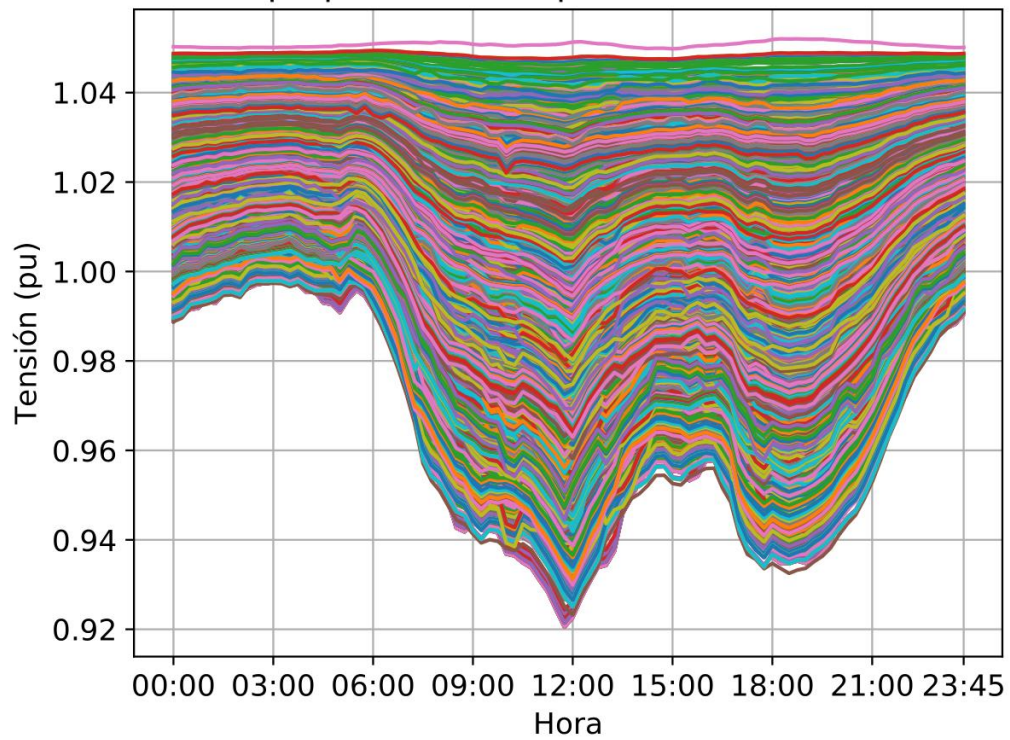


Figura 38. Tensión en barras de baja tensión sin buses eléctricos.

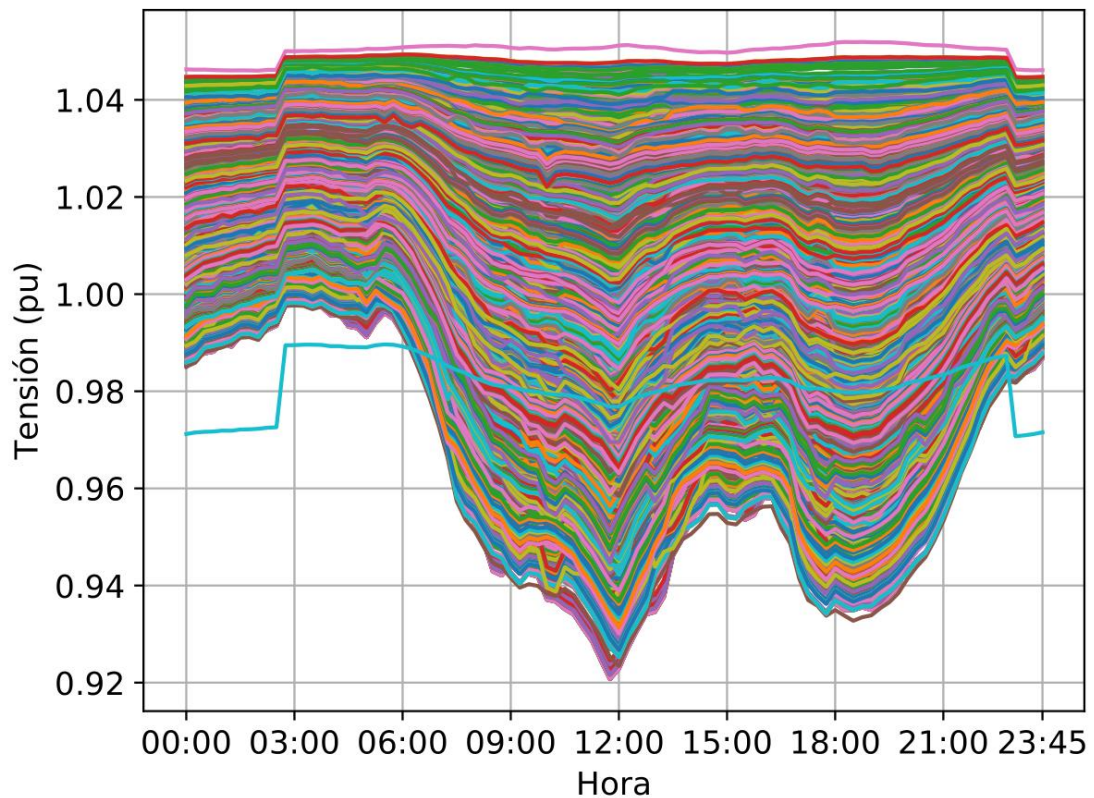


Figura 39. Tensión en barras de BT para un nivel de penetración del 100% de buses eléctricos.

#### 4.5.3.5 Tensión y potencia en barra asociada al plantel

En esta sección se presenta el funcionamiento del plantel de buses, sobre todo en la potencia y tensión asociadas.

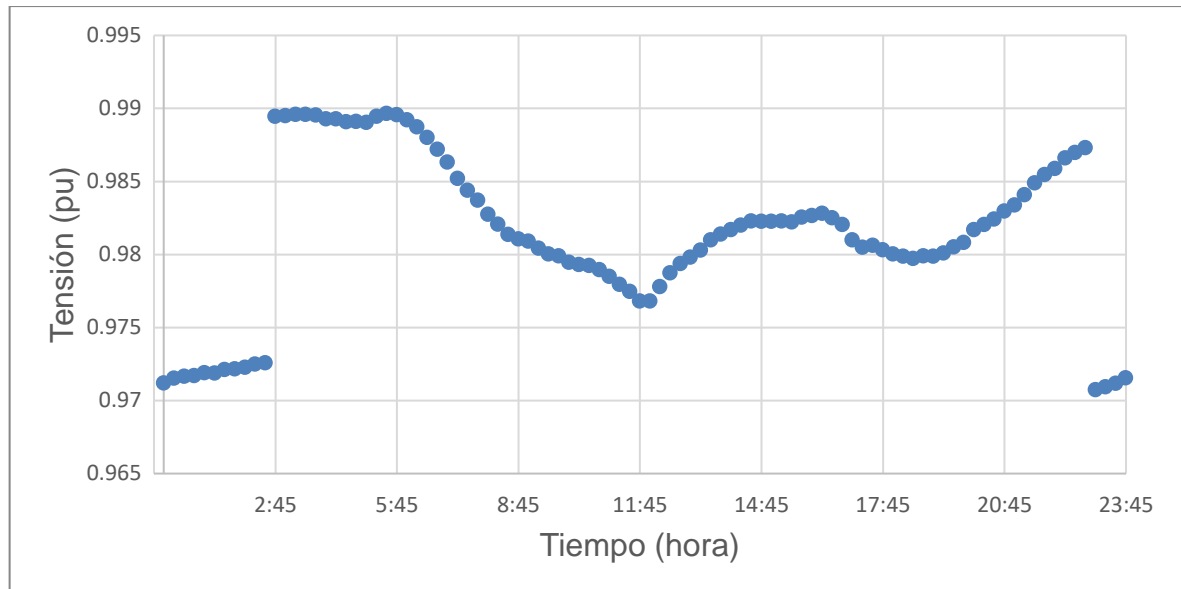


Figura 40. Tensión en barra de BT del plantel de buses.

La Figura 40 muestra la tensión promedio de la barra secundaria del transformador donde se conecta el plantel de buses, considerando un 100% de penetración. A manera de complemento, la Figura 41 muestra la tensión en la barra primaria, tanto para el caso sin AEBs, como para el caso extremo en que se tenga un 100% de penetración. El análisis permite observar que efectivamente la sustitución de los buses diésel del plantel 51 por AEBs no representan mayor problema para el circuito de San Rafael. Sin embargo, es importante realizar estos estudios de impacto para los diversos planteles para así poder comprender los posibles efectos de múltiples planteles en un mismo circuito, así como la conexión de muchos AEBs al mismo tiempo. Con el uso de la herramienta computacional desarrollada, dicha estimación de impactos se puede realizar con relativa sencillez.

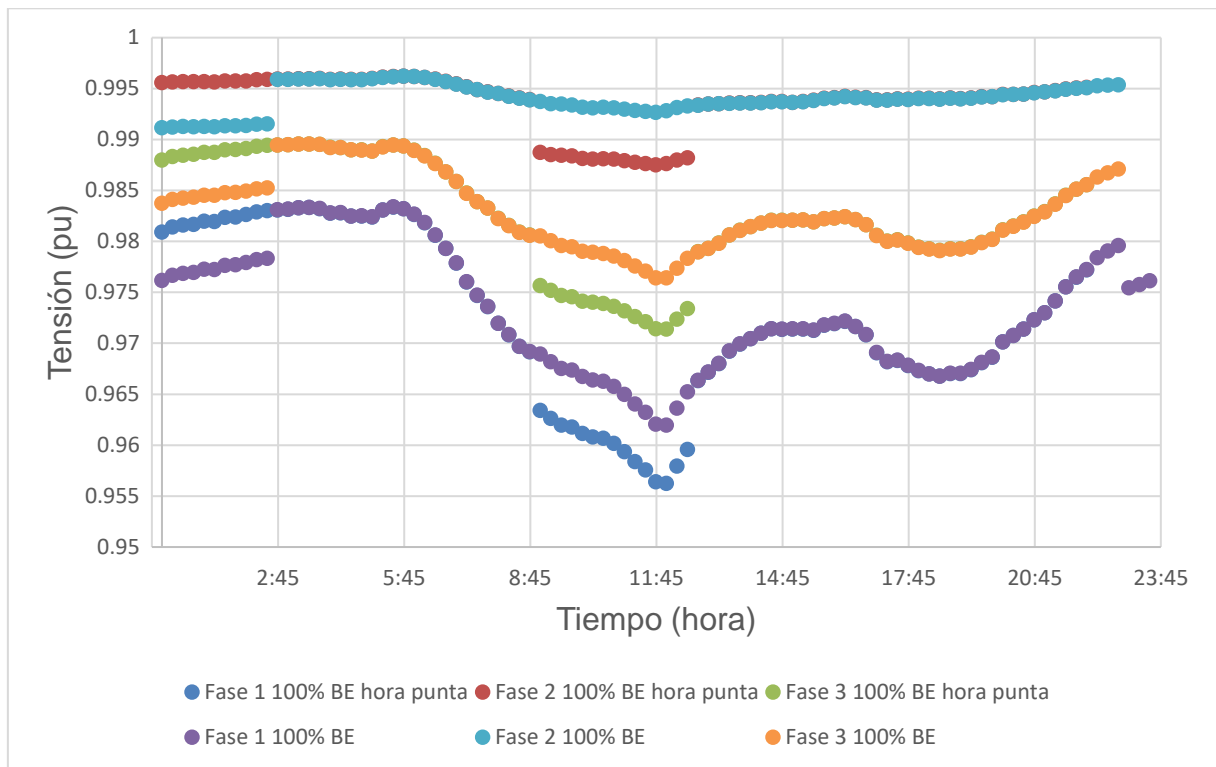


Figura 41. Tensión por fase en barra de MT asociado al plantel de buses.

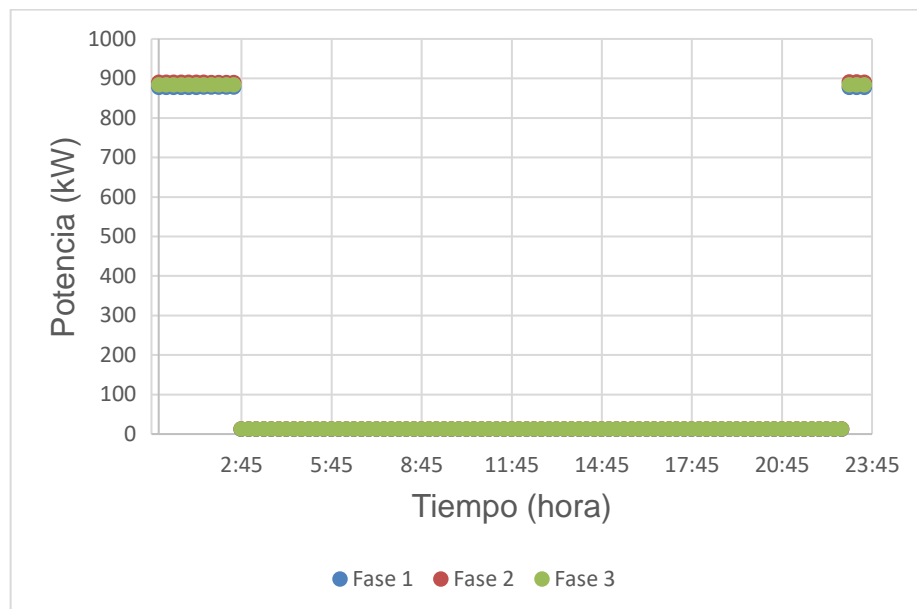


Figura 42. Potencia por fase en transformador del plantel de buses, con un nivel de penetración del 100% de AEBs.

En la Figura 42 se muestra la potencia por fase demandada por el transformador del plantel de buses para un nivel de penetración de AEBs de un 100%. Esta potencia se encuentra muy balanceada entre las fases. Nótese que el periodo de recarga de los

autobuses coincide con los instantes en que se reportan caídas de tensión en las barras del circuito.

Por su parte, en la Figura 43 se muestra la potencia por fase en el transformador del plantel de buses para los distintos niveles de penetración considerados en el estudio. En esta gráfica se observa un comportamiento muy similar al explicado anteriormente en el caso del 100% de penetración de AEBs. La novedad en esta figura reside en que se puede observar cómo conforme aumenta el nivel de penetración, la potencia también aumenta, con cambios significativos.

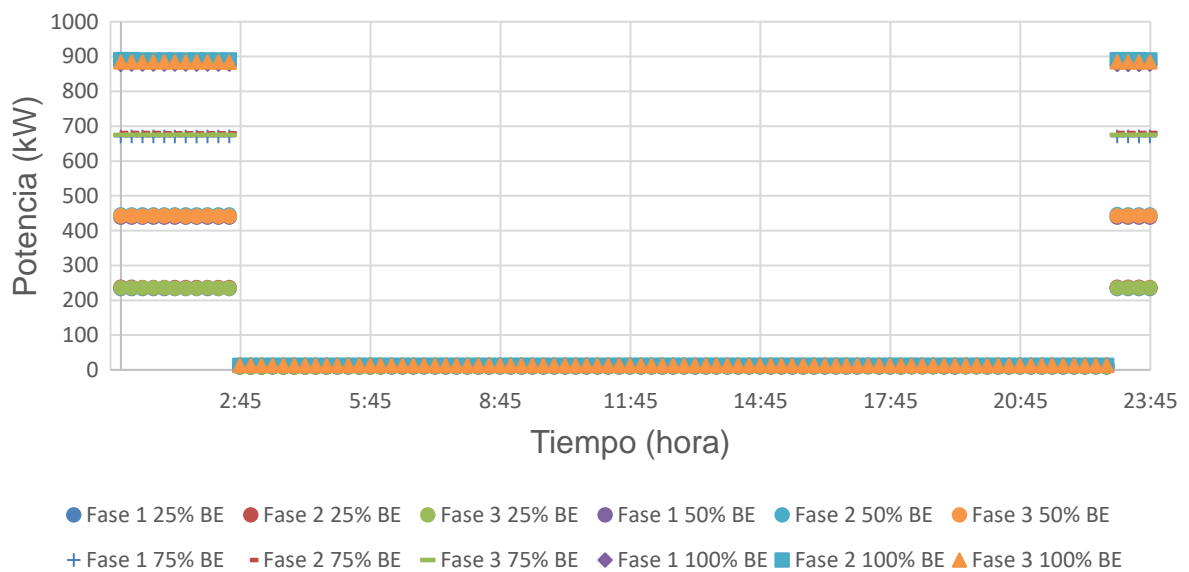


Figura 43. Potencia por fase en transformador del plantel de buses para los distintos niveles de penetración de AEBs.

En la Figura 44 se muestra la potencia por fase para un cargador trifásico de 75 kW. Este tipo de cargador fue utilizado para cargar cada uno de los autobuses en el plantel. Este es un caso muy significativo, debido a que el comportamiento de los demás cargadores es el mismo a este cargador particular. En la gráfica se aprecia claramente la hora de conexión y desconexión del autobús, lo cual demuestra que los cambios en los niveles de tensión y corriente se deben efectivamente al efecto de los AEBs.

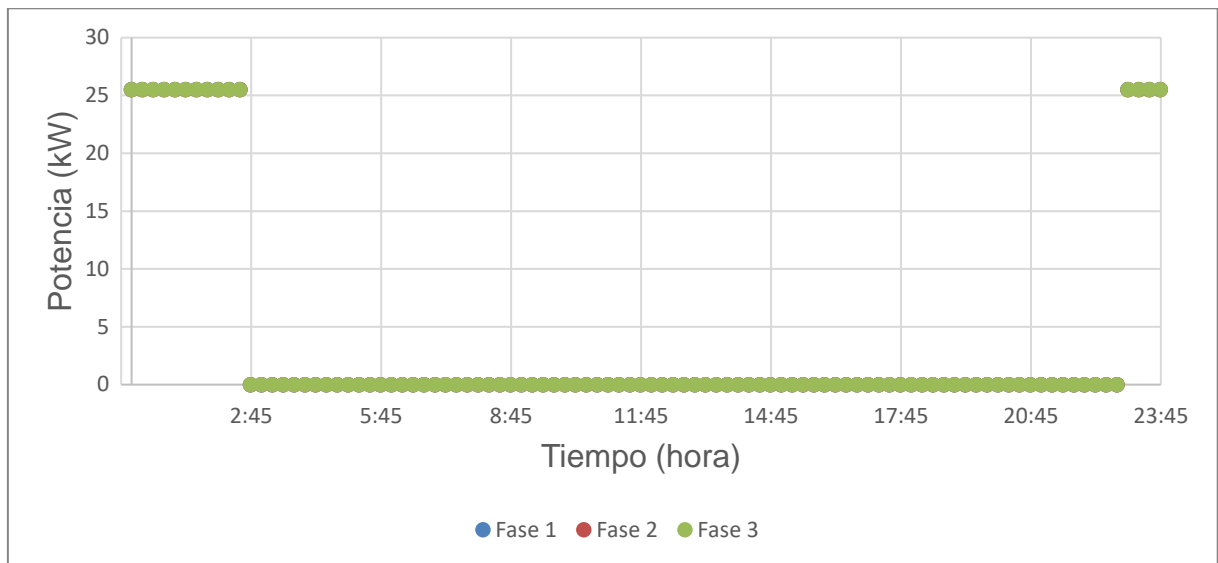


Figura 44. Potencia por fase para cargador de un bus eléctrico para un nivel de penetración del 100% de AEBs.

#### 4.5.4 Estudio de impacto en periodo punta

En esta sección se presenta el impacto de la recarga de los AEBs si esta se realiza a mediodía y no en periodo nocturno (mañana).

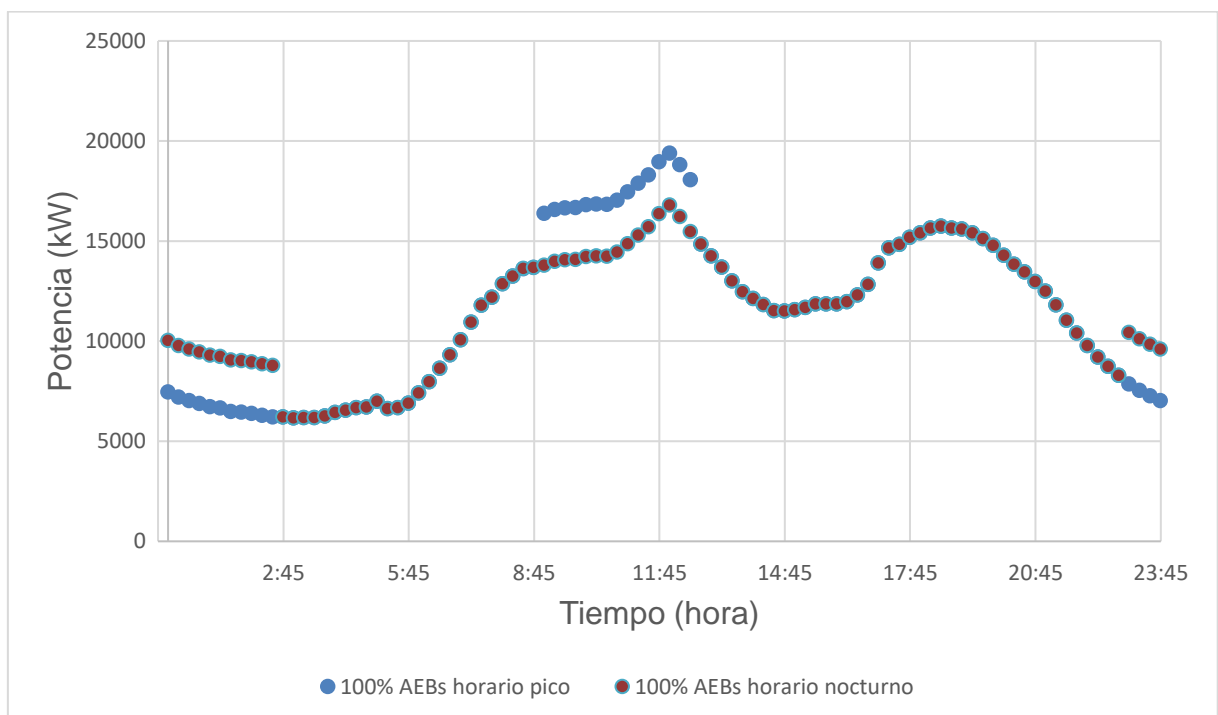




Figura 45. Potencia con 100% de AEBs cargando en horario punta y nocturno.

#### 4.5.4.1 Demanda

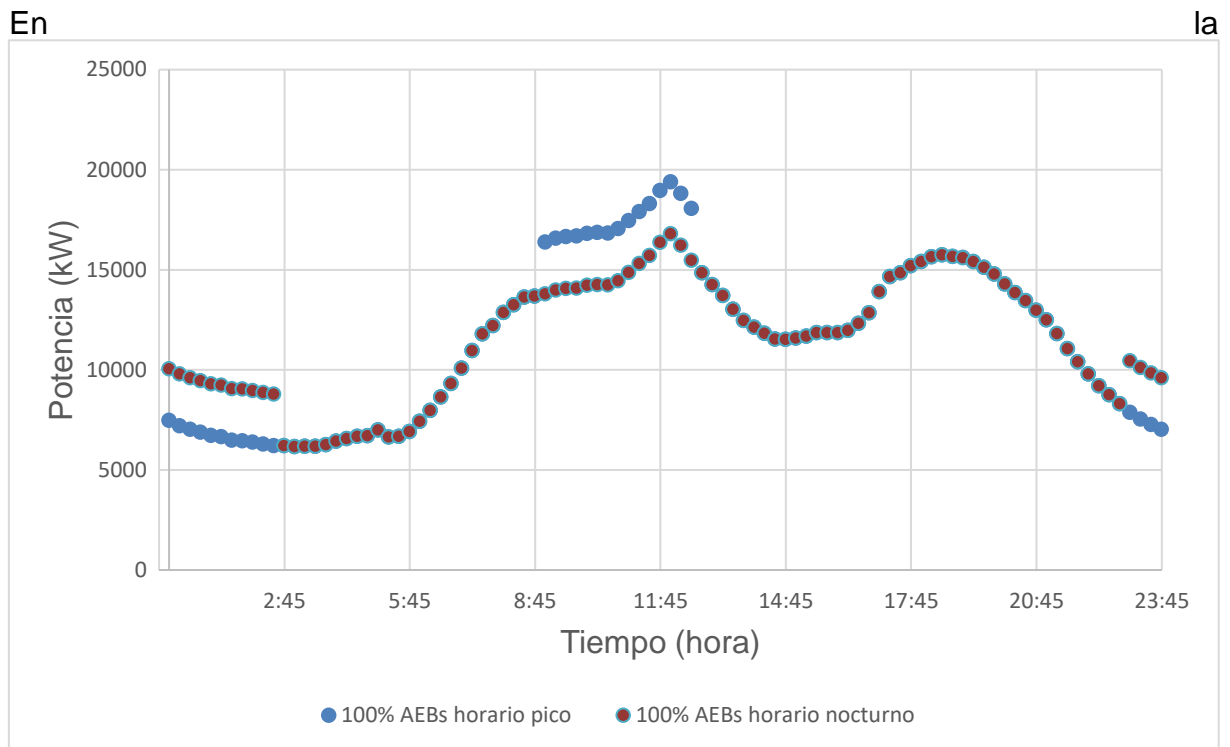
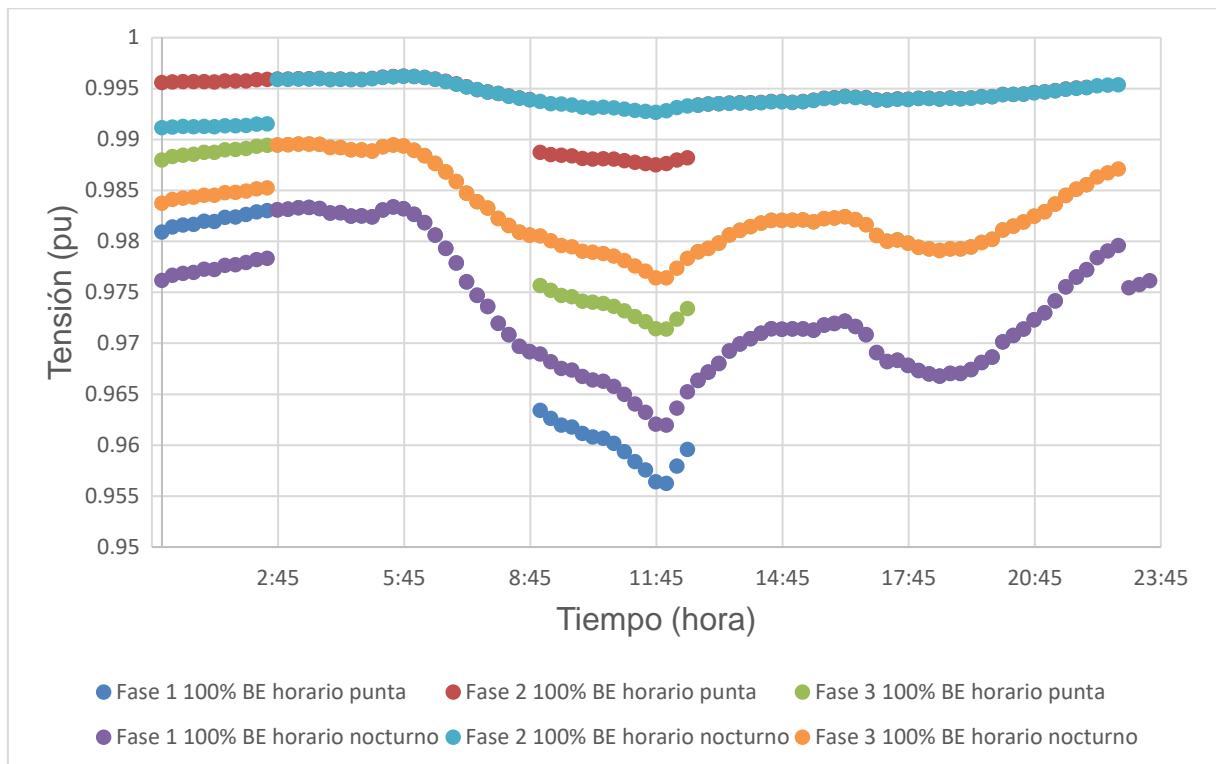


Figura 45 se observa cómo el aumento de potencia se traslada de hora y conlleva a mayor a un aumento en la demanda máxima del circuito. Esto es de atención pues la recarga de AEBs en hora punta conllevaría a mayores demandas de los circuitos y esto a su vez puede llevar a la sobrecarga de los transformadores de subestación. En esta simulación, el circuito no llega a sobrepasar la capacidad del transformador de potencia, pero si se considerara la demanda de los otros circuitos servidos por esta subestación sí es posible llegar a necesitar un aumento de la capacidad de transformación de la subestación.



Por su parte, en la Figura 46 se muestran las tensiones de la barra de media tensión donde se encuentra conectado el plantel de buses. Se presentan dos casos con 100% de penetración de AEBs, diferenciados en la hora en que se cargan, análogo al caso anterior de las demandas. Se observa cómo la tensión cae significativamente cuando los buses empiezan a cargarse, debido al impacto de conectar 34 autobuses a su respectivo cargador de 75 kW. Esta caída difiere en el momento en que se da en cada uno de los casos, debido a la diferencia en los horarios de carga mencionada anteriormente.

#### 4.5.4.2 Tensiones en barras de MT

En la Figura 47 se evidencia que la recarga de los AEBs en periodo punta conlleva a caídas de tensión considerables en las barras de MT, al punto que se llega a incumplir durante al menos 2 horas el límite inferior de 0,95 pu establecido por la norma AR-NT-SUCAL.

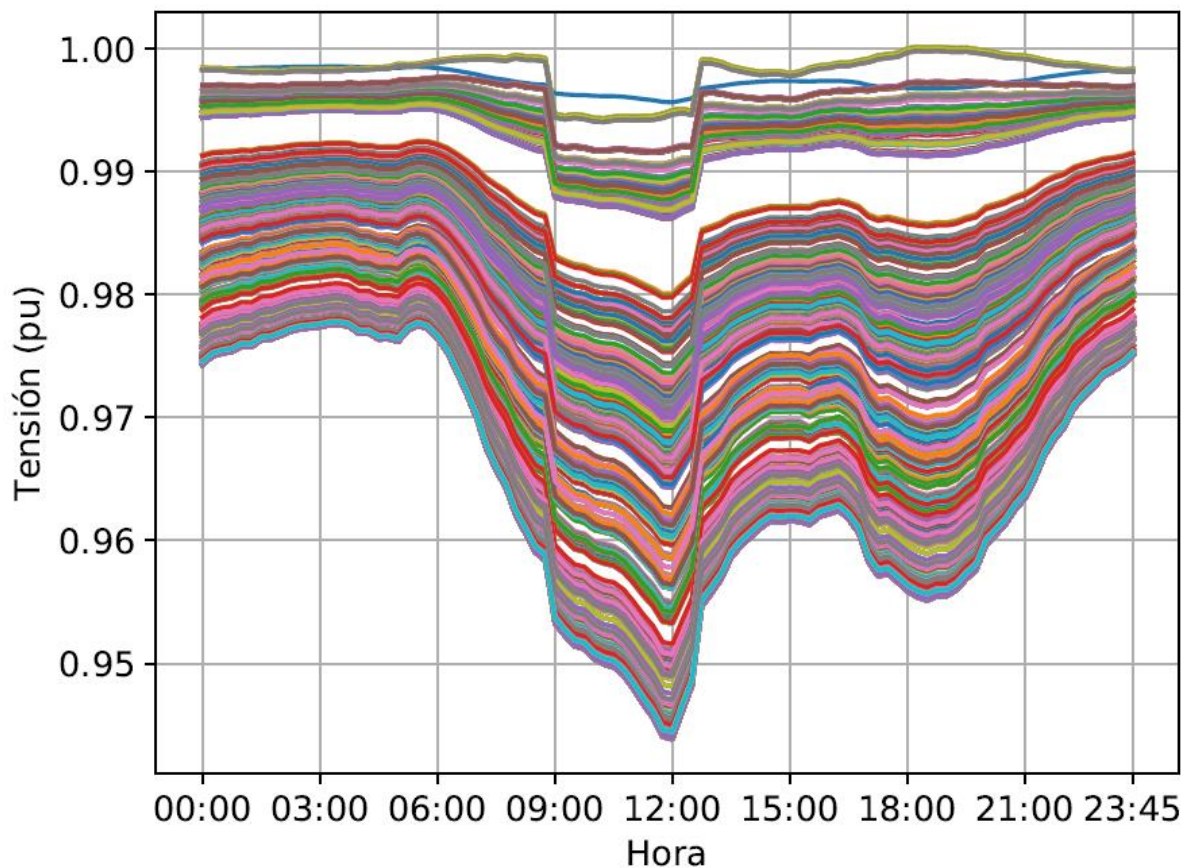


Figura 47. Tensiones en las barras de media tensión con los AEBs cargando en horario diurno y con un 100% de penetración.

Una recarga de AEBs en horario nocturno no solo conllevará a beneficios económicos para el sector transporte al aprovechar costos de electricidad más bajo, sino que ayudará a un mejor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica instalada y reducirá los impactos en la red eléctrica.

## 5 Gestión de recarga de buses eléctricos

Al igual a como con los autobuses convencionales de Diésel, las empresas autobuseras esperarán que sus buses eléctricos trabajen de manera continua a lo largo del día, sin ningún tipo de interrupción ocasionado por falta de combustible. Para lograr dicho objetivo, primero es necesario que la capacidad de almacenamiento de la batería de cada uno de los autobuses sea suficiente para operar en las horas de trabajo requeridas, y una manera lógica para maximizar el funcionamiento de los buses es iniciar la ronda laboral con una carga total de las baterías. Con el fin de garantizar dicha operación, esta sección presenta dos tipos de algoritmos que despacha la recarga de los AEBs según las necesidades de potencia de cada autobus y la disponibilidad de los cargadores. Lo anterior se vuelve importante ya que la herramienta creada en la sección 2 define el número de cargadores necesarios en el plantel, pero no indica la forma de cargar los autobuses. El resultado de esta gestión se utilizó en la sección 4.5 para evaluar el impacto de los AEBs en el circuito de San Rafael.

### 5.1 Metodologías propuestas

Con el fin de resolver el problema de la asignación de cargadores a los buses en el tiempo en que estos se encuentran fuera de servicio, se propusieron dos posibles metodologías: por optimización y por reglas lógicas de control. El primer método es un planteamiento matemático cuya solución se ajusta a una serie de requisitos que son expresados mediante ecuaciones. El segundo surge como una simplificación del primer método a través de reglas lógicas. La programación y accesibilidad para el usuario del último método es mucho más sencilla que el primero, debido a que para el primero se necesitan paquetes de optimización que son para fines completamente académicos, por otro lado, el segundo simplifica este problema ya que no requiere ninguna instalación adicional. Cabe mencionar que existe la posibilidad de que ambos métodos entreguen soluciones diferentes, no obstante, ambas cumplen los requisitos lógicos y técnicos que el problema solicita.

#### 5.1.1 Metodología basada en optimización

Partiendo del hecho de que se cuentan con  $n$  buses con baterías de diferentes capacidades y  $m$  tipos de cargadores de distinta potencia en el plantel, se desea seleccionar la combinación o correspondencia bus-cargador de tal forma que al final del periodo en que los autobuses se encuentran dentro del plantel, todos los  $n$  buses estén cargados al 100%.

La forma propuesta para solucionar este problema es a través de una optimización entera mixta no lineal (de sus siglas en inglés MILNP), cuyo resultado final es un horario de conexión y desconexión de buses, dividido en periodos de 15 minutos, a lo largo de las horas cuando los buses estén disponibles para cargar. El objetivo de la formulación consiste en darle prioridad al uso de los cargadores de menor potencia y que los buses sean cargados lo más pronto posible. Al reducir la demanda de potencia del plantel durante las horas de recarga de los autobuses se minimiza el impacto a la red eléctrica y disminuye los cargos por máxima demanda en caso de que se lleguen a aplicar para terminales de autobuses.

El presente planteamiento también debe de cumplir con restricciones expresadas en fórmulas matemáticas para brindar una respuesta realista y realizable. Dentro de esas restricciones, se pueden destacar:

- Usar el mismo cargador por bus a lo largo del periodo de carga y que esta se realice de manera continua.
- Utilizar únicamente los cargadores disponibles en el plantel.
- Cargar el bus únicamente en las horas en que está disponible (para el caso de que los buses tengan diferentes horarios de salida de servicio)
- Seleccionar los cargadores que permitan una carga completa dependiendo de la energía que cada bus necesita para completar la carga.
- Que los requerimientos de potencia de todos los buses del plantel, en cualquier instante de tiempo, no excedan un valor máximo de potencia.

En el anexo del presente informe se muestra la formulación matemática propuesta para este fin.

#### 5.1.1.1 Ejemplo ilustrativo

Para comprobar la eficacia de la gestión de recarga de los autobuses, se supone que se cuenta con 10 AEB los cuales llegan al plantel con 20% de carga y estos deben cargarse entre las 11:00 pm y las 4:00 am del día siguiente. Otros horarios pueden ser considerados en la herramienta desarrollada.

	kWh de batería	Hora llegada	Hora salida	Estado de carga inicial
Bus 1	62.50	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 2	150.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 3	200.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 4	250.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 5	300.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 6	400.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 7	500.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 8	600.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 9	700.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%
Bus 10	800.00	11:00:00 PM	4:00:00 AM	20%

Figura 48. Ejemplo demostrativo, 10 buses de diferente capacidad.

Los 10 AEB tienen diferentes capacidades, tal como lo muestra la Figura 48. Esta información de entrada se introdujo en la herramienta que se encarga de encontrar el número y tipo adecuado de cargadores en el plantel. El resultado de la herramienta se muestra en la Figura 49.

Número de cargadores necesarios de	50 kW =	3
Número de cargadores necesarios de	75 kW =	2
Número de cargadores necesarios de	100 kW =	1
Número de cargadores necesarios de	150 kW =	3
Número de cargadores necesarios de	200 kW =	0
Número de cargadores necesarios de	225 kW =	0
Número de cargadores necesarios de	250 kW =	0
Número de cargadores necesarios de	300 kW =	0
Número de cargadores necesarios de	400 kW =	0
Número de cargadores necesarios de	500 kW =	0
Número de cargadores necesarios de	600 kW =	0

Figura 49. Resultado de la herramienta para el número y tipo de buses mencionados en el ejemplo.

La Figura 50 muestra otra salida de la herramienta que es un horario donde se distribuyen los tiempos de carga de los AEB sin violentar las restricciones programadas. No está de más explicar que la expresión T=1 corresponde a la hora de inicio o llegada de buses al plantel y que las 5 horas (desde las 11:00 PM a las 4:00 AM) tienen 20 periodos de 15 minutos cada uno.

Bus	Cargador	Energía por cargar	23:00	23:15	23:30	23:45	0:00	0:15	0:30	0:45	1:00	1:15	1:30	1:45	2:00	2:15	2:30	2:45	3:00	3:15	3:30	3:45
bus_1	75	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
bus_2	150	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0
bus_3	150	160	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
bus_4	50	200	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
bus_5	75	240	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
bus_6	75	320	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
bus_7	100	400	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
bus_8	150	480	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
bus_9	150	560	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
bus_10	150	640	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
			750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	525	525	150	0

Figura 50. Resultado de la distribución de cargadores por optimización.

La Figura 51 muestra la validación de la optimización puesto que se hace el contraste de la energía que se debía suministrar a los autobuses y la energía que fue entregada según la optimización. En la columna “kWh\_FIN”, se muestra el suministro de energía que en todos los casos es superior al requerido por la batería. Esto se debe al cálculo por la resolución de tiempo en la que fue programada la optimización; no obstante, la interpretación física representa una carga completa.

### 5.1.2 Metodología basada en reglas de control

Similar al método anterior, la metodología por reglas de control se enfoca en brindar una solución que cumpla con las condiciones técnicas y lógicas mencionadas previamente. Este método se basa en los tiempos de disponibilidad de cada bus y de carga con respecto a cada cargador.

	CARGADOR USADO	CAPACIDAD	kWh_INI	kWh POR CARGAR	kWh_FIN
BUS 1	75	62.5	12.5	50	<b>56.2</b>
BUS 2	150	150	30	120	<b>150</b>
BUS 3	150	200	40	160	<b>187.5</b>
BUS 4	50	250	50	200	<b>200</b>
BUS 5	75	300	60	240	<b>243.75</b>
BUS 6	75	400	80	320	<b>337.5</b>
BUS 7	100	500	100	400	<b>400</b>
BUS 8	150	600	120	480	<b>487.5</b>
BUS 9	150	700	140	560	<b>562.5</b>
BUS 10	150	800	160	640	<b>675</b>

Figura 51. Corroboración del resultado de la optimización

Siguiendo el ejemplo ilustrado en el método por optimización, la Tabla 7 tabula los tiempos anteriormente mencionados. En la columna “Factor de Tiempo” se muestra el cociente de la relación de los periodos de disponibilidad entre los periodos de carga, en donde a partir de los mismos, se toman los valores mayores a 1 ya que los valores menores a dicho número corresponden a casos donde la carga toma más tiempo que la disponibilidad.

De antemano se sabe que cada cargador estará disponible todo el tiempo en que los buses están fuera de servicio, pero no necesariamente todos los buses tendrán el mismo tiempo de disponibilidad, por lo que el algoritmo tiene que verificar los tiempos de disponibilidad de cada bus y asignar un cargador que esté disponible durante el tiempo de disponibilidad del bus correspondiente. Es por ello que se hace énfasis en el valor del factor de tiempo, entre más cercano a 1 sea, quiere decir que más prioridad necesita, y más aún, cuando el único cargador que pueda suplir la carga de dicho bus es el de mayor capacidad.

Debido a lo anterior, el algoritmo empieza la distribución a partir de los cargadores más potentes a los menos potentes. Primeramente, el algoritmo verifica cuántos cargadores de cada tipo se poseen en el plantel y le da prioridad al bus con menor factor de tiempo mayor a 1 para dicho cargador. Normalmente el primer bus seleccionado para cada cargador no tiene problemas con la asignación de tiempos, pero justo después de que dicho cargador cumpla su función, buscará un bus que esté disponible en el tiempo restante, independientemente del factor de tiempo, que pueda ser cargado a la totalidad, y así consecutivamente hasta que el tiempo en que pueda ser utilizado sea 0 o bien, que con el tiempo disponible no pueda cargar un bus a su totalidad. Cuando sucede lo anterior, el algoritmo procede a distribuir el siguiente cargador del mismo tipo con los buses restantes. El proceso termina cuando ya todos los buses están cargados. Tal método se ilustra en la Figura 52.

Tabla 7. Análisis de tiempos de disponibilidad y de carga.

Caso	Cargador	kWh por Cargar	Periodos para carga	Disponibilidad	Factor de Tiempo
------	----------	----------------	---------------------	----------------	------------------



			completa		
bus_1	50	50	4	20	5.00
bus_1	75	50	3	20	6.67
bus_1	100	50	2	20	10.00
bus_1	150	50	2	20	10.00
bus_2	50	120	10	20	2.00
bus_2	75	120	7	20	2.86
bus_2	100	120	5	20	4.00
bus_2	150	120	4	20	5.00
bus_3	50	160	13	20	1.54
bus_3	75	160	9	20	2.22
bus_3	100	160	7	20	2.86
bus_3	150	160	5	20	4.00
bus_4	50	200	16	20	1.25
bus_4	75	200	11	20	1.82
bus_4	100	200	8	20	2.50
bus_4	150	200	6	20	3.33
bus_5	50	240	20	20	1.00
bus_5	75	240	13	20	1.54
bus_5	100	240	10	20	2.00
bus_5	150	240	7	20	2.86
bus_6	50	320	26	20	0.77
bus_6	75	320	18	20	1.11
bus_6	100	320	13	20	1.54
bus_6	150	320	9	20	2.22
bus_7	50	400	32	20	0.63
bus_7	75	400	22	20	0.91
bus_7	100	400	16	20	1.25
bus_7	150	400	11	20	1.82
bus_8	50	480	39	20	0.51
bus_8	75	480	26	20	0.77
bus_8	100	480	20	20	1.00
bus_8	150	480	13	20	1.54
bus_9	50	560	45	20	0.44
bus_9	75	560	30	20	0.67
bus_9	100	560	23	20	0.87
bus_9	150	560	15	20	1.33
bus_10	50	640	52	20	0.38
bus_10	75	640	35	20	0.57
bus_10	100	640	26	20	0.77
bus_10	150	640	18	20	1.11



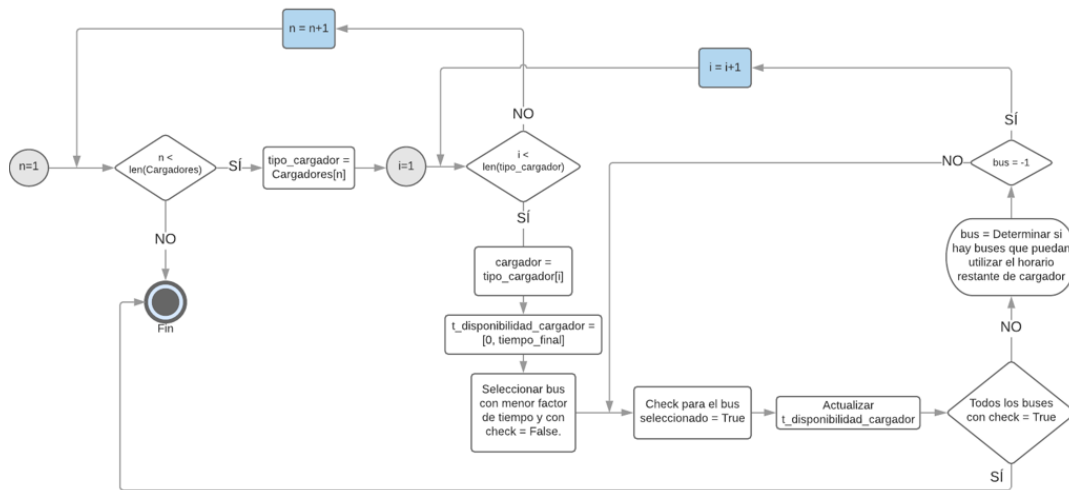


Figura 52. Algoritmo de reglas de control para la distribución de cargadores

### 5.1.2.1 Ejemplo ilustrativo

Siguiendo el ejemplo ilustrado en la sección 5.1.1.1, la Figura 53 muestra los resultados de la implementación del algoritmo por reglas de control para este caso y la corroboración de los resultados en la Figura 54. En ambas figuras se puede notar que los resultados se ajustan a las restricciones impuestas en el método por optimización a pesar de la ligera diferencia de los resultados.

Cargador	23:00:00	23:15:00	23:30:00	23:45:00	0:00:00	0:15:00	0:30:00	0:45:00	1:00:00	1:15:00	1:30:00	1:45:00	2:00:00	2:15:00	2:30:00	2:45:00	3:00:00	3:15:00	3:30:00	3:45:00	SUMA	ENERGÍA (kWh)	
bus_1	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	75
bus_2	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	7	131.25
bus_3	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	5	187.5
bus_4	75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	206.25
bus_5	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	7	262.5
bus_6	75	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	18	337.5
bus_7	100	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	16	400
bus_8	150	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	13	487.5
bus_9	150	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	15	562.5
bus_10	150	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	18	675
POTENCIA	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	600	600	450	450			

Figura 53. Resultado de la distribución de cargadores por reglas de control

	CARGADOR USADO	CAPACIDAD	kWh_INI	kWh POR CARGAR	kWh_FIN
BUS 1	150	62.5	12.5	50	75
BUS 2	75	150	30	120	131.25
BUS 3	150	200	40	160	187.5
BUS 4	75	250	50	200	206.25
BUS 5	150	300	60	240	262.5
BUS 6	75	400	80	320	337.5
BUS 7	100	500	100	400	400
BUS 8	150	600	120	480	487.5
BUS 9	150	700	140	560	562.5
BUS 10	150	800	160	640	675

Figura 54. Corroboración del resultado del algoritmo por reglas.

## 6 Publicación de resultados y capacitación

El proyecto contemplaba capacitaciones presenciales a los sectores de transporte público y eléctrico en el uso de las herramientas desarrolladas. Sin embargo, ante la situación de la pandemia mundial COVID-19, se decidió en conjunto con los coordinadores de la SEPSE y del Proyecto MiTransporte de la GIZ realizar un webinar de diseminación y dos talleres virtuales que ilustrarán el uso de las herramientas. Lo anterior obedece principalmente a la complejidad de las capacitaciones con utilización de herramientas de forma virtual. Tanto el webinar como los dos talleres se llevaron a cabo utilizando la plataforma Microsoft Teams® del Proyecto MiTransporte.

### 6.1 Webinario

El webinario se llevó a cabo el lunes 01 de junio de 2020. La Tabla 8 presenta la agenda del webinario realizado. Según información facilitada por los organizadores, el mismo atendieron aproximadamente 85 personas.

Tabla 8. Agenda del webinario de diseminación de los resultados del proyecto.

Hora	Actividad
8:30 – 9:00	Bienvenida <ul style="list-style-type: none"> <li>• Laura Lizano, Directora SEPSE</li> <li>• Claus Kruse, Director del Proyecto MiTransporte, GIZ</li> </ul> Presentación de Participantes <ul style="list-style-type: none"> <li>• Daniel Fuentes, colaborador proyecto HEAT, GIZ</li> </ul>
9:00 – 10:30	Presentación magistral de resultados del estudio (Equipo Consultor EPERLab-UCR) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimación de número de cargadores por bus</li> <li>• Costo total de posesión (TCO) para buses eléctricos y buses diésel</li> <li>• Impacto de buses eléctricos sobre la red de distribución eléctrica</li> <li>• Gestión de recarga de buses eléctricos en el plantel</li> <li>• Conclusiones</li> </ul>
10:30 – 11:00	Espacio para preguntas y respuestas (modera EPERLab-UCR) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Participantes y Equipo Consultor EPERLab-UCR</li> </ul>

El webinario contó con una presentación magistral por parte del equipo consultor que puede ser descargada del siguiente enlace: <https://drive.google.com/file/d/1Xf-WsodYaGzbYSqWvuLdpMbiDRGxETkU/view?usp=sharing>. El objetivo del webinario fue presentar los hallazgos principales del estudio a una gran audiencia.

### 6.2 Taller con operadores de rutas de autobús

El taller con los operadores de rutas de buses se llevó a cabo el viernes 05 de junio de 2020. La Tabla 9 presenta la agenda del taller a los operadores de buses. Según información facilitada por los organizadores, el mismo atendieron aproximadamente 25 personas.

Tabla 9. Agenda del taller realizado con los operadores de buses.

Hora	Actividad
8:30 – 9:00	<p>Bienvenida</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Laura Lizano, Directora SEPSE</li><li>• Claus Kruse, Director del Proyecto MiTransporte, GIZ</li></ul> <p>Presentación de Participantes</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Daniel Fuentes, colaborador proyecto HEAT, GIZ</li></ul>
9:00 – 10:00	<p>Presentación magistral de resultados del estudio (Equipo Consultor EPERLab-UCR)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Estimación de número de cargadores por bus</li><li>• Costo total de posesión (TCO) para buses eléctricos y buses diésel</li><li>• Impacto de buses eléctricos sobre la red de distribución eléctrica</li><li>• Gestión de recarga de buses eléctricos en el plantel</li><li>• Conclusiones</li></ul>
10:00 – 10:30	<p>Ilustración del uso de las herramientas ((Equipo Consultor EPERLab-UCR)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Estimación de número de cargadores por bus</li><li>• Costo total de posesión (TCO) para buses eléctricos y buses diésel</li></ul>
10:30 – 11:00	<p>Espacio para preguntas y respuestas (modera EPERLab-UCR)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Participantes y Equipo Consultor EPERLab-UCR</li></ul>

Tabla 10. Agenda del taller realizado con las empresas eléctricas.

Hora	Actividad
8:30 – 9:00	<p>Bienvenida</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Laura Lizano, Directora SEPSE</li><li>• Claus Kruse, Director del Proyecto MiTransporte, GIZ</li></ul> <p>Presentación de Participantes</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Daniel Fuentes, colaborador proyecto HEAT, GIZ</li></ul>
9:00 – 10:00	<p>Presentación magistral de resultados del estudio (Equipo Consultor EPERLab-UCR)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Estimación de número de cargadores por bus</li><li>• Costo total de posesión (TCO) para buses eléctricos y buses diésel</li><li>• Impacto de buses eléctricos sobre la red de distribución eléctrica</li><li>• Gestión de recarga de buses eléctricos en el plantel</li><li>• Conclusiones</li></ul>
10:00 – 10:30	<p>Ilustración del uso de las herramientas ((Equipo Consultor EPERLab-UCR)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Impacto de buses eléctricos sobre la red de distribución eléctrica</li></ul>
10:30 – 11:00	<p>Espacio para preguntas y respuestas (modera EPERLab-UCR)</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Participantes y Equipo Consultor EPERLab-UCR</li></ul>



El taller contó con una presentación magistral por parte del equipo consultor que puede ser descargada del siguiente enlace: <https://drive.google.com/file/d/1Rz-YStixCIYnloQcaLQ1doxFdFqdoW7/view?usp=sharing>. Además, se brindó una ilustración de dos herramientas de fácil uso según se detalla a continuación:

1. La primera herramienta permite estimar el número de cargadores de buses eléctricos dada una flotilla y disponibilidad comercial de cargadores y se puede descargar del siguiente enlace: [https://drive.google.com/file/d/1KEj9du1y\\_DrBJAjLIF-gmibFDzokR8FE/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1KEj9du1y_DrBJAjLIF-gmibFDzokR8FE/view?usp=sharing)
2. La segunda herramienta permite estudiar la costo-efectividad de los buses eléctricos de baterías sobre los buses de diésel que puede ser descargada del siguiente enlace: <https://drive.google.com/file/d/19AqTBN5OhXs2pL7HE6TJlJd9RU-IKIJ/view?usp=sharing>

### 6.3 Taller con empresas eléctricas

El taller con las empresas eléctricas se llevó a cabo el miércoles 10 de junio de 2020. La Tabla 9 presenta la agenda del taller con las empresas eléctricas. Según información facilitada por los organizadores, el mismo atendieron aproximadamente 35 personas.

El taller contó con una presentación magistral por parte del equipo consultor que puede ser descargada del siguiente enlace: [https://drive.google.com/file/d/1ygnbtTZKu3DW1\\_NfxkEfDuriQaYKuUnE/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1ygnbtTZKu3DW1_NfxkEfDuriQaYKuUnE/view?usp=sharing). Además, se brindó una ilustración de dos herramientas de fácil uso según se detalla a continuación:

1. La primera herramienta permite modelar el plantel de buses en un circuito eléctrico de distribución y los buses con sus respectivos cargadores que se puede descargar del siguiente enlace: [https://drive.google.com/file/d/1\\_6H2W6n3vjzYnUvmk8T0ZI-oXRBuDTBp/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1_6H2W6n3vjzYnUvmk8T0ZI-oXRBuDTBp/view?usp=sharing)
2. La segunda herramienta permite estudiar mediante flujos de potencia el impacto de la recarga de buses eléctricos de baterías sobre la red eléctrica de distribución considerando diferentes niveles de penetración de la tecnología. La herramienta puede ser descargada del siguiente enlace: [https://drive.google.com/file/d/1-ydafd\\_e9W\\_kQ1Fk4Bk4LYoM7hf4Qw4p/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1-ydafd_e9W_kQ1Fk4Bk4LYoM7hf4Qw4p/view?usp=sharing)



## 7 Conclusiones

La metodología para estimar el número de cargadores necesarios para abastecer una flotilla dada de AEB considera la relación entre la energía del paquete de baterías del autobús, la potencia de los potenciales cargadores a adquirir y el tiempo que la unidad se encuentra en horas nocturnas en el plantel. La metodología define la capacidad del cargador de menor tamaño necesario para abastecer un AEB tomando en cuenta la energía remanente en el AEB posterior al retorno al plantel. La misma se implementó como una herramienta computacional programada en Microsoft Excel® que es de fácil uso y permite el análisis de hasta cien buses con diferente tamaño de baterías, y la misma puede seleccionar entre once opciones de potencia de cargadores. La herramienta permite además conocer la duración de recarga de cada unidad. La metodología fue ilustrada considerando varios AEB según capacidades discutidas en la literatura y cargadores que actualmente se comercializan o que bien se vienen desarrollando en el mercado mundial.

El estudio de Costo Total de Posesión (TCO, por sus siglas en inglés) es una herramienta que se utiliza para comparar de los costos que se incurren durante la adquisición, operación, mantenimiento y desecho de un activo. Esta herramienta se utilizó para evaluar los costos de posesión de autobuses eléctricos y convencionales impulsados por Diésel.

Se encontró que el TCO de un autobús convencional se ve afectado primordialmente por los altos costos de operación (combustible) y mantenimiento. Por otro lado, el TCO de un autobús eléctrico se ve mayoritariamente afectado por los altos costos de adquisición de la tecnología y la instalación de los cargadores de las baterías. Sin embargo, los bajos costos de operación y mantenimiento de estos autobuses hacen que el costo de posesión de los autobuses convencionales sea mayor después de 5 años de operar los autobuses.

Los cargadores de gran capacidad, por ejemplo 150 kW, tienen la ventaja de que el tiempo de recarga de los autobuses es bajo, prácticamente la mitad del tiempo que se requeriría con un cargador de 75 kW. Sin embargo, en caso de que se aplique el cargo por potencia, la empresa autobusera puede verse beneficiada si usa mayor número de cargadores pequeños en paralelo que unos pocos cargadores rápidos en paralelo.

Las simulaciones realizadas muestran que la exoneración del pago de potencia de los cargadores rápidos adelanta el tiempo de equiparación de costos y conlleva a costos de posesión mucho más bajo que los autobuses convencionales. Sin embargo, en caso de que se mantenga el cobro por potencia a los autobuseros, el costo de posesión de un autobús eléctrico sigue siendo más bajo que su contraparte de Diesel.

Se demostró además que la herramienta de financiamiento para la compra de autobuses permitirá a las empresas autobuseras acortar el tiempo de equiparación de costos de los AEBs y los autobuses de Diesel, puesto que el financiamiento permite que la inversión inicial se distribuya a lo largo de 10 años.

De los análisis de sensibilidad del TCO con respecto a distancia recorrida por año se encontró que los autobuseros con planteles ubicados en el área de concesión de la

CNFL tendrán como mejor opción la compra de los AEBs si la distancia recorrida supera los 47 000 km por año (163 km por día). Sin embargo, si se les exonera del pago de potencia, la paridad de costos con respecto a autobuses convencionales se da a los 35.000 km (122 km por día). Los abonados de ICE verán el beneficio si su recorrido anual supera los 43.000 km (149 km por día), y si se les exige el pago de potencia verán beneficio si el recorrido es superior a los 35.000 km (122 km por día).

De los análisis realizados se encontró que la variación del crecimiento en el costo de la electricidad no impactará significativamente el TCO de 15 años del autobús eléctrico. Por otro lado, los aumentos en la tasa de crecimiento anual del combustible afectan significativamente el TCO de 15 años para el autobús convencional.

Entre las medidas que se pueden adoptar en el corto plazo para aumentar la costo-efectividad de los autobuses eléctricos están: a) impulsar condiciones de financiamiento para autobuses eléctricos que sean más favorables que las ofrecidas para autobuses convencionales, b) impulsar modificación en la metodología de fijación de tarifas de buses que incentiven económicamente la adquisición de autobuses eléctricos y c) impulsar el establecimiento de una tarifa especial para recarga de flotillas de autobuses la cual debe incentivar la recarga en horas nocturnas y desincentivar la recarga en hora valle o punta. La opción de exonerar el pago de potencia en periodo nocturno debe ser valorado por la ARESEP y las empresas eléctricas.

El estudio de impacto de la recarga de autobuses eléctricos en el circuito San Rafael de CNFL muestra que las pérdidas del circuito aumentarán ligeramente por la mayor disipación de potencia en transformadores y conductores durante la recarga de los autobuses eléctricos. Esto sin embargo es esperado y no representa un problema para el circuito.

Desde el punto de vista de tensión, se encontró que la recarga de los 34 autobuses eléctricos en horas de la madrugada no conllevará a problemas de tensión en las barras de media y baja tensión. La razón principal del poco impacto se debe a dos factores fundamentales: primero que la hora de recarga de los AEB se da cuando el resto del circuito opera a condiciones de baja carga y b) que la recarga de los AEB a partir de la metodología propuesta en la sección 5 distribuye a los AEB entre los cargadores disponibles de forma tal que se satisfacen los requerimientos de energía de las baterías mientras que se minimiza la potencia demandada por el plantel.

Por otra parte, la ubicación del plantel también es un factor importante para la determinación del impacto en el circuito. Un plantel que se encuentra eléctricamente alejado de la subestación (en la cola del circuito) tendrá un mayor impacto en pérdidas y caídas de tensión en el circuito comparado con un plantel que se encuentre más cerca.

Es claro que, si la recarga de los autobuses fuera coincidente con la demanda del resto de cargas del circuito, incluso en periodo punta, el impacto de la recarga de los AEB sería considerable en caídas de tensión e incluso en el aumento innecesario de la demanda máxima del circuito. Por esto, la recarga de los autobuses en horario nocturno no solo puede ser una ventaja económica para los empresarios autobuseros,



pues pagarían electricidad a una tarifa reducida, sino que conlleva a una mejor utilización de la red eléctrica sin impactos considerables, lo cual pospone o cancela adecuaciones y mejoras en el circuito de distribución.

## Bibliografía

- [1] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), “Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús. ,” 2019.
- [2] “Decreto N°29743-MOPT, ‘Reglamento de Vida Máxima Autorizada para las Unidades de Transporte Colectivo Remunerado de Personas y Servicios Especiales,’” 2001. .
- [3] Gobierno de Costa Rica, “Ley de Incentivos y Promoción del Transporte Eléctrico,” 2017. .
- [4] “A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices | BloombergNEF.” [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>. [Accessed: 25-Nov-2019].
- [5] CREA, “Estudio de Factibilidad Técnico-Financiera para Inversiones en Tecnología de Electromovilidad, Utilizando Energía Renovable en Costa Rica,” 2019.
- [6] K. Erkkilä and N.-O. Nylund, “Fuel Efficiency of New European HD Vehicles,” 2007.
- [7] Q. Dai, T. Cai, S. Duan, and F. Zhao, “Stochastic modeling and forecasting of load demand for electric bus battery-swap station,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 4, pp. 1909–1917, 2014.
- [8] M. Mohamed, H. Farag, N. El-Taweel, and M. Ferguson, “Simulation of electric buses on a full transit network: Operational feasibility and grid impact analysis,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 142, pp. 163–175, Jan. 2017.
- [9] H. Ding, Z. Hu, and Y. Song, “Value of the energy storage system in an electric bus fast charging station,” *Appl. Energy*, vol. 157, pp. 630–639, Nov. 2015.
- [10] N. Qin, A. Gusrialdi, R. Paul Brooker, and A. T-Raissi, “Numerical analysis of electric bus fast charging strategies for demand charge reduction,” *Transp. Res. Part A Policy Pract.*, vol. 94, pp. 386–396, Dec. 2016.
- [11] H. Chen *et al.*, “Coordinated charging strategies for electric bus fast charging stations,” in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2016, vol. 2016-December, pp. 1174–1179.
- [12] H. Chen, Z. Hu, H. Zhang, and H. Luo, “Coordinated charging and discharging strategies for plug-in electric bus fast charging station with energy storage system,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 9, pp. 2019–2028, May 2018.



## 8 Anexos

### 8.1 Formulación de Optimización

Tabla 11. Planteamiento de la optimización.

Combinación bus/cargador	Energía por cargar	Tiempo de carga	Variable de decisión	t=1	t=2	t=3	...	t=T
Bus 1/ cargador 1	$E_1$	$t_{b_{1,1}}$	$y_{1,1}$	$x_{1,1,1}$	$x_{2,1,1}$	$x_{3,1,1}$	...	$x_{T,1,1}$
Bus 1/ cargador 2	$E_1$	$t_{b_{1,2}}$	$y_{1,2}$	$x_{1,1,2}$	$x_{2,1,2}$	$x_{3,1,2}$	...	$x_{T,1,2}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Bus 2/ cargador m	$E_1$	$t_{b_{1,m}}$	$y_{1,m}$	$x_{1,1,m}$	$x_{2,1,m}$	$x_{3,1,m}$	...	$x_{T,1,m}$
Bus 2/ cargador 1	$E_2$	$t_{b_{2,1}}$	$y_{2,1}$	$x_{1,2,1}$	$x_{2,2,1}$	$x_{3,2,1}$	...	$x_{T,2,1}$
Bus 2/ cargador 2	$E_2$	$t_{b_{2,2}}$	$y_{2,2}$	$x_{1,2,2}$	$x_{2,2,2}$	$x_{3,2,2}$	...	$x_{T,2,2}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Bus 2/ cargador m	$E_2$	$t_{b_{2,m}}$	$y_{2,m}$	$x_{1,2,m}$	$x_{2,2,m}$	$x_{3,2,m}$	...	$x_{T,2,m}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Bus n/ cargador 1	$E_n$	$t_{b_{n,1}}$	$y_{n,1}$	$x_{1,n,1}$	$x_{2,n,1}$	$x_{3,n,1}$	...	$x_{T,n,1}$
Bus n/ cargador 2	$E_n$	$t_{b_{n,2}}$	$y_{n,2}$	$x_{1,n,2}$	$x_{2,n,2}$	$x_{3,n,2}$	...	$x_{T,n,2}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Bus n/ cargador m	$E_n$	$t_{b_{n,m}}$	$y_{n,m}$	$x_{1,n,m}$	$x_{2,n,m}$	$x_{3,n,m}$	...	$x_{T,n,m}$

Tabla 12. Resultado de la herramienta para el número de cargadores del plantel.

Tipo de cargador	Número de cargadores
1	$c_1$
2	$c_2$
⋮	⋮
$m$	$c_m$

La Tabla 11 pretende mostrar la combinación de cada bus con los  $m$  tipos de cargadores disponibles en el plantel, siendo  $n * m$  la cantidad de filas en la tabla. Es necesario recalcar que  $m$  no es el número total de cargadores, ya que pueden haber varios cargadores de la misma potencia. Este último dato se muestra en la Tabla 12 y se obtiene de la salida de la herramienta mostrada en la sección 2.

Las columnas 2 y 3 muestran la cantidad de energía que necesita ser cargada por bus y la cantidad de periodos de 15 minutos en que cada cargador logrará cargar dicha cantidad de energía, respectivamente.

De las columnas restantes se muestran las variables binarias  $x$  y  $y$ , cuyos valores serán modificados a través de la optimización. La expresión  $y_{i,j}$  representa la conexión o no conexión de la combinación del bus  $i$  con el cargador  $j$ . Si el valor es 1, dicho bus se carga con el respectivo cargador. Por otro lado, la variable binaria  $x_{t,i,j}$  determina si el bus  $i$  con el cargador  $j$  está cargando en el momento  $t$ .

Es importante destacar que expresión dada por  $T$  corresponde a la cantidad de periodos de 15 minutos desde que entra el primer bus disponible para cargar hasta la hora en que sale el último bus del plantel para brindar su servicio. No necesariamente todos los buses tienen el mismo periodo de disponibilidad.

La función objetivo, está dada por:

$$\min \{F(x, y)\} = \min \left\{ \sum_{i=1}^n \left( \sum_{j=1}^m \left( \sum_{t=1}^T (p_j \cdot \omega_t \cdot x_{i,j,t}) \right) \right) \right\}$$

con

$$\begin{cases} x_{i,j,t} \in \{0,1\} \\ y_{i,j} \in \{0,1\} \\ p_j > 0 \\ 1 < \omega_1 < \dots < \omega_t < \dots < \omega_T \end{cases}$$

Aquí, la variable  $p_j$  representa la potencia del cargador  $j$  y  $\omega_t$  el peso que se le asigna al intervalo de tiempo  $t$ , siendo este un valor cada vez mayor conforme  $t$  es más grande.

Restricciones lineales de igualdad:

- Relación tiempo de carga y tiempo de disponibilidad:

Si para el bus  $i$ , el tiempo de carga  $t_{b_{i,j}}$  con respecto al cargador  $j$  es mayor al tiempo en que cada bus se encuentra disponible, entonces la variable  $y_{i,j}$ , que permite la conexión de dicho cargador con el bus, es 0. Análogamente aplica para la suma de las variables correspondientes a los tiempos de carga de dicho cargador con el bus respectivo, tal como lo muestra la siguiente expresión:

$$\sum_{t=1}^T x_{i,j,t} = 0$$

- Restricción de hora de inicio y hora final de disponibilidad por bus:

Debido a que no necesariamente todos los buses tienen el mismo periodo de disponibilidad, la optimización no puede asignar una hora de carga a un bus mientras este no se encuentre disponible. Si el bus  $i$  se encuentra disponible desde el periodo  $t_i$  ( $1 < t_i$ ) hasta  $t_f$  ( $t_f < T$ ), se tiene la siguiente expresión:

$$\sum_{j=1}^m \left( \sum_{t=1}^{t_i-1} x_{t,i,j} + \sum_{t=t_f+1}^T x_{t,i,j} \right) = 0$$

- Unicidad del cargador asignado a cada bus:

Esta restricción prohíbe que la solución dada por la optimización asigne múltiples cargadores a un mismo bus, resultado que no tendría sentido técnico.

$$\sum_{j=1}^m y_{i,j} = 1$$

Restricciones lineales de desigualdad:

- Restricción del número de cargadores del mismo tipo:

De la Tabla 2, se sabe que hay diferentes números de cargadores por cada tipo. La respuesta brindada por la optimización tiene que velar para que el número de cargadores de cada tipo usados en cada instante de tiempo no sea más de los que se tienen.

$$\sum_{i=1}^n x_{t,i,j} \leq c_j$$

- Restricción de potencia máxima:

Si se considera que el consumo de potencia de los cargadores debe de tener un límite en cada instante de tiempo, ya sea para no exceder el cargo por potencia de la tarifa o para no sobrecargar el transformador, la optimización permite fijar dicho valor.

$$\sum_{i=1}^n \left( \sum_{j=1}^m x_{t,i,j} \right) \leq kW_{max}$$

Restricción no lineal de igualdad:

- Restricción para la continuidad de la carga:

Para asegurar una carga continua y completa por medio del cargador que será asignado por la optimización, es necesario incorporar la restricción de que al



menos el producto de  $t_{b_{i,j}}$  variables binarias consecutivas de las  $T - t_{b_{i,j}} + 1$  posibles en el periodo T sea igual a 1. De aquí se tiene que:

$$\sum_{t=t_i}^{t_f-t_{b_{i,j}}} \left( \prod_t^{t+t_{b_{i,j}}} x_{t,j,i} \right) - y_{i,j} = 0$$