

**Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica**

**Evaluación del comportamiento de un circuito de la
CNFL en torno a la incorporación de vehículos
eléctricos con enfoque en la demanda de energía**

**Por:
Jorge Bonilla Umaña**

**Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
Octubre de 2021**

Evaluación del comportamiento de un circuito de la CNFL en torno a la incorporación de vehículos eléctricos con enfoque en la demanda de energía

Por:
Jorge Bonilla Umaña

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica
de la Facultad de Ingeniería
de la Universidad de Costa Rica
como requisito parcial para optar por el grado de:

LICENCIADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Aprobado por el Tribunal:

Ing. Osvaldo Fernández Cascante
Representante director, Escuela de Ingeniería Eléctrica

Ing. Raúl Fernández Vásquez
Director, Comité Asesor

Ing. Bryan Molina Guzmán
Miembro, Comité Asesor

Ing. Jairo Quirós Tortós
Miembro, Comité Asesor

Ing. Francisco Escobar Prado
Miembro del tribunal

DEDICATORIA

A mis padres por haberme guiado y apoyado por el camino de la vida, a mis hermanos por haberme acompañado durante esos pasos y a la mujer que se convirtió en mi esposa y es quien ahora toma mi mano para seguir caminando juntos.

RECONOCIMIENTOS

Mi agradecimiento eterno a Dios por darme lo necesario para el desarrollo de este proyecto, a mi esposa por apoyarme siempre y a mi familia por alentarme. Agradezco a los ingenieros Raúl Fernández Vásquez, Bryan Molina Guzmán y Jairo Quirós Tortós por confiar en este proyecto y guiarme en el proceso para poder desarrollarlo. Un enorme agradecimiento para el Área Planificación del sistema de Distribución de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz y a todos sus colaboradores por darme la oportunidad de hacerme uno de los suyos y brindarme su apoyo y la oportunidad de desarrollar este proyecto, un sincero reconocimiento al ingeniero Roger González Solís por su valiosísima guía, apoyo, mentoría y aportes al APSD que fueron vitales para el desarrollo de este proyecto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS	x
NOMENCLATURA	xi
RESUMEN.....	xii
Capítulo 1: Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del problema.....	13
1.3 Justificación	13
1.4 Objetivos	14
1.4.1 Objetivo General.....	14
1.4.2 Objetivos Específicos	14
1.5 Alcance del proyecto	15
1.6 Metodología	15
1.7 Procedimiento de evaluación	16
Capítulo 2. Desarrollo teórico	18
2.1 El vehículo eléctrico	18
2.1.1 Vehículos Híbridos (HEV)	18
2.1.2 Vehículo híbrido enchufable (PHEV).....	19
2.1.3 Vehículo eléctrico de batería (BEV).....	20
2.1.4 Vehículo eléctrico de autonomía extendida (REEV).....	20
2.2 Batería y autonomía de un vehículo eléctrico.....	21
2.2.1 Autonomía de un vehículo eléctrico	21
2.3 Recarga de vehículos eléctricos	25
2.4 Normativa local sobre vehículos eléctricos	27
2.5 Equilibrio de demanda eléctrica	27
2.6 Interacción de los VE con el sistema de distribución	29
2.7 Herramientas informáticas para simulación	30
Capítulo 3. Determinación de información inicial.....	32
3.1 Métodos de análisis de información	32
3.1.1 Metodología para medidores convencionales	33
3.1.2 Metodología para medidores inteligentes	33
3.2 Obtención de curvas de recarga basados en datos de medidores inteligentes	34
3.3 Curvas típicas de consumo de clientes residenciales.....	37
3.4 Selección de circuito	38

Capítulo 4. Metodología de simulaciones en el circuito.....	40
Capítulo 5. Resultados de simulaciones en el circuito.....	44
Capítulo 6. Análisis de resultados.....	61
Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones	74
7.1 Conclusiones.....	74
7.2 Recomendaciones	77
BIBLIOGRAFÍA.....	79
APÉNDICES.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Cantidad de vehículos eléctricos circulando a nivel mundial. Tomado de (IEA, 2018)	2
Figura 1.2: Comparación de ventas de vehículos eléctricos e híbridos enchufables. Tomado de (IEA, 2019)	3
Figura 1.3: Proyecciones de ventas de vehículos eléctricos. Tomado de (Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030, 2019)	4
Figura 1.4: Vehículos eléctricos importados en Costa Rica 2010-2016. Tomado de (Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030, 2019)	4
Figura 1.5: Tipos de inspecciones a vehículos híbridos por parte de RITEVE (creación propia con datos totales de tabla 1.1)	7
Figura 1.6: Tipos de inspecciones a vehículos eléctricos por parte de RITEVE (creación propia con datos totales de tabla 1.1)	7
Figura 1.7: Estimación de penetración de VE en Costa Rica. Tomada de (ICE, 2018)	9
Figura 1.8: Comparativa de incentivos fiscales y no fiscales en algunos países de la región. Tomado de (ONU Ambiente, 2018)	10
Figura 1.9: Disposición de los ciudadanos para escoger un vehículo eléctrico o híbrido. Tomado de (MINAE, 2017)	11
Figura 1.10: Comportamiento del costo de las baterías de ion de litio. Tomada de (Bloomberg NEF, 2018)	12
Figura 1.11: Porción del costo de la batería en el costo total de un VE. Tomada de (Bloomberg NEF, 2018)	12
Figura 2.1: Diagrama para un vehículo híbrido (HEV). Tomada de (Web ENDESA)	19
Figura 2.2: Diagrama para un vehículo híbrido enchufable (PHEV). Tomada de (Web ENDESA)	19
Figura 2.3: Diagrama para un vehículo eléctrico de batería (BEV). Tomada de (Web ENDESA)	20
Figura 2.4: Diagrama para un vehículo eléctrico de autonomía extendida (REEV). Tomada de (Web ENDESA)	21
Figura 2.5: Modos y tipos de Recarga de baterías de EV. Tomada de (Web ENDESA)	26
Figura 2.6: Demanda de energía marzo 2019 según el CENCE. Tomado de (Web CENCE)	28
Figura 2.7: Demandas máximas de potencia marzo 2019 según el CENCE. Tomado de (Web CENCE)	28
Figura 3.1: Ausencia de agrupamiento de datos	35
Figura 3.2: Datos agrupados	36
Figura 3.3: Curvas de recargas de VE obtenidas.	37
Figura 3.4: Circuito elegido para simulaciones	39

Figura 4.1: Varianza entre simulaciones de un MC = 20	40
Figura 4.2: Comparación de curva simulada con curva de subestación	41
Figura 4.3: Bloques de consumo promedio antes de VE	42
Figura 5.1: Curva demanda diaria de escenario base (0% penetración VE).....	44
Figura 5.2: Carga de transformadores del circuito en escenario base (0% penetración VE).....	45
Figura 5.3: Curva demanda diaria 10% penetración VE	46
Figura 5.4: Carga de transformadores del circuito con 10% penetración VE	47
Figura 5.5: Transformadores sobrecargados según porcentaje de VE en el circuito.....	48
Figura 5.6: Potencias máximas registradas según porcentaje de VE en el circuito	49
Figura 5.7: Variabilidad de potencia agregada al circuito por cada simulación.....	50
Figura 5.8: Cantidad de transformadores con sobrecarga según potencia y porcentaje de vehículos eléctricos.....	51
Figura 5.9: Porcentaje de transformadores con sobrecarga	52
Figura 5.10: Transformadores de 25 kVA y 50 kVA con sobrecarga respecto al total de transformadores	53
Figura 5.11: Transformadores de 50 kVA distribuidos según porcentaje de carga.....	55
Figura 5.12: Transformadores de 25 kVA distribuidos según porcentaje de carga.....	56
Figura 5.13: Rango de tensión en BT según penetración de VE	58
Figura 5.14: Curvas de incorporación de VE	59
Figura 6.1: Curvas demanda diaria según porcentaje de penetración VE	62
Figura 6.2: Distribución de transformadores con sobrecarga en el circuito	65
Figura A.1: Inclusión VE de 0% a 4%.....	83
Figura A.2: Inclusión VE de 5% a 9%.....	84
Figura A.3: Inclusión VE de 10% a 30%.....	85
Figura A.4: Inclusión VE de 35% a 55%.....	86
Figura A.5: Inclusión VE de 60% a 80%.....	87
Figura A.6: Inclusión VE de 85% a 100%.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Tipos de vehículos por tecnología según datos de RITEVE	6
Tabla 1.2: Promedio de kilómetros recorridos por tipo de combustible.....	8
Tabla 1.3: Vehículos eléctricos predominantemente presentes en el mercado de Costa Rica (elaboración propia con datos de base de datos obtenida de VE a mayo 2019).....	10
Tabla 2.1: Resumen de tipos de baterías y características	24
Tabla 3.1: Distribución de datos en tabla para análisis.....	34
Tabla 5.1: Potencia máxima registrada según porcentaje de penetración de VE	46
Tabla 5.2: Potencias de transformadores que presentaron sobrecarga	50
Tabla 5.3: Cantidad de transformadores en el circuito según potencias indicadas.....	52
Tabla 6.1: Precios cotizados de transformadores según potencias indicadas	68

NOMENCLATURA

BEV	Vehículo Eléctrico de batería, por las siglas en inglés de <i>Battery Electric Vehicle</i>
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
EV	Vehículo Eléctrico por las siglas en inglés de <i>Electric Vehicle</i> . Contiene tanto a los BEV como a los PHEV y los REEV
FCEV	Vehículo eléctrico de célula de combustible, por las siglas en inglés <i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
GAM	Gran Área Metropolitana
GIZ	Agencia de cooperación Alemana por las siglas en alemán <i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i>
HICEV	Vehículo de combustión de hidrógeno, por las siglas en inglés <i>Hidrogen Internal Combustion Engine Vehicle</i>
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
ICE	Motor de combustión interna, por sus siglas en inglés <i>Internal Combustion Engine</i>
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
NEDC	Nuevo ciclo de conducción europeo, por sus siglas en inglés <i>New European Driving Cycle</i>
NEF	De las siglas en inglés <i>New Energy Finance</i>
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PAVE	Programa de Adquisición de Vehículos Eficientes
PHEV	Vehículo híbrido enchufable, por las siglas en inglés <i>Plug In Hybrid Electric Vehicle</i>
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
REEV	Vehículo eléctrico de autonomía extendida, por las siglas en inglés <i>Range Extended Electric Vehicle</i>
RTV	Revisión técnica vehicular (RITEVE)
VE	Vehículo Eléctrico
WLTP	Procedimiento de prueba para vehículo liviano mundialmente armonizado, por sus siglas en inglés <i>Worldwide Harmonized Light vehicles Test Procedure</i>

RESUMEN

Se accede a bases de datos de vehículos eléctricos, de donde se busca relacionar a los dueños de estos con servicios de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz y de esta manera poder identificar los hábitos del dueño del vehículo respecto a las recargas del mismo, de esta manera poder obtener curvas típicas que muestren el comportamiento de estas, seguidamente se selecciona un circuito representativo, el cual tiene una composición principalmente residencial. Las curvas de recarga obtenidas anteriormente se unen junto con curvas típicas de consumo de clientes residenciales previamente identificadas y así se obtiene un comportamiento típico de un cliente con vehículo eléctrico.

Mediante simulaciones de flujo de potencia se van incorporando vehículos eléctricos al circuito y se va observando el comportamiento de la curva de demanda máxima así como la carga de los elementos del circuito en donde se logra identificar el porcentaje de inclusión de vehículos eléctricos al cual ocurre un cambio significativo en la curva de demanda, además se logra identificar los elementos del circuito que son más propensos a ser afectados por el aumento de potencia en el sistema debido a la inclusión de vehículos eléctricos, se muestran también acciones para compensar el efecto sobre los elementos que muestran sobrecarga. También se identifican proyecciones de inclusión de vehículos eléctricos en la red de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz y en el circuito para determinar cuándo podrían presentarse los escenarios y afectaciones al circuito obtenidas de las simulaciones.

Capítulo 1: Introducción

1.1 Antecedentes

La movilidad eléctrica ha sido un tema que ha tomado mucho auge a nivel mundial en los últimos años, el vehículo eléctrico (EV por sus siglas en inglés *Electric vehicle*, VE en español) tiene cada vez más presencia en la flota vehicular que recorre las calles de los países del mundo y Costa Rica ha mostrado un especial interés en que esa tendencia se refleje en sus propias calles, según el Plan Nacional de descarbonización 2018-2050 del Gobierno de la República se plantean varias metas en el mediano y largo plazo relacionadas a la incursión de vehículos eléctricos en el país, entre los que se pueden citar:

- 2035: 70% de los buses y taxis serán cero emisiones, tren rápido de pasajeros (TRP) operará 100% eléctrico
- 2050: 100% de buses y taxis serán cero emisiones
- 2035: 25% de la flota vehicular será eléctrica.
- 2050: 100% de las ventas de vehículos ligeros nuevos será de vehículos cero emisiones y el 60% de la flota de vehículos ligeros -privados y públicos- será cero emisiones.

Un vehículo cero emisiones según se define en el Plan Nacional de Transporte Eléctrico (2018-2030) es aquel que no produce emisiones (dióxido de carbono y demás gases contaminantes) en la fuente de energía a bordo, no se amplía la definición a tecnologías específicas, sin embargo la Dirección General de Tráfico del gobierno de España tiene un programa que entrega una etiqueta azul a vehículos cero emisiones donde indica que cumplen esta característica los vehículos con las siguientes tecnologías:

- BEV (*Battery Electric Vehicle*): Vehículo eléctrico de batería.
- REEV (*Range Extended Electric Vehicle*) Vehículo eléctrico de autonomía extendida.
- PHEV (*Plug In Hybrid Electric Vehicle*) Vehículo híbrido enchufable con una autonomía mínima en modo exclusivo eléctrico de 40 km.
- FCEV (*Fuel Cell Electric Vehicle*): Vehículo eléctrico de célula de combustible.
- HICEV (*Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle*): Vehículo de combustión de hidrógeno.

Las dos primeras tecnologías descritas toman energía del sistema eléctrico y podríamos suponer que estas serían las tecnologías predominantes en nuestro país dado que ya son tecnologías más maduras respecto a las otras mencionadas además de que son las tecnologías alineadas a la meta para el año 2035 antes descrito.

En la figura 1.1 se puede observar la tendencia de los últimos años de la cantidad de vehículos eléctricos a nivel mundial incluyendo los híbridos enchufables (IEA, Global EV Outlook, 2018), es fácil observar una tendencia prácticamente exponencial a lo largo de los años lo que confirma que la tecnología de VE se está incorporando con fuerza a las economías y mercados del mundo.

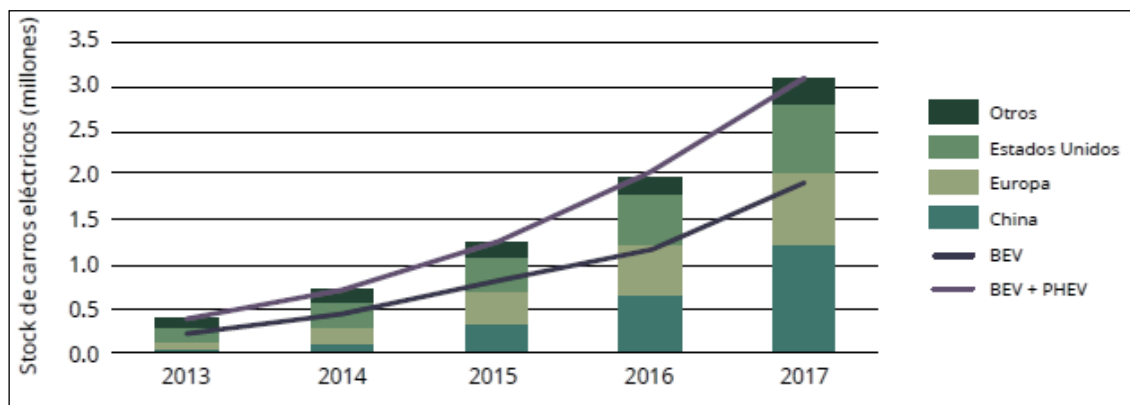


Figura 1.1: Cantidad de vehículos eléctricos circulando a nivel mundial. Tomado de (IEA, 2018)

De la figura 1.1 es importante notar la inclinación del consumidor por el vehículo 100% eléctrico (BEV), tendencia que se confirma en la figura 1.2 (IEA, Global EV Outlook, 2019) donde muestra en un color más oscuro las ventas de vehículos 100% eléctricos ante las de vehículos híbridos enchufables en color más claro en diferentes mercados del mundo.

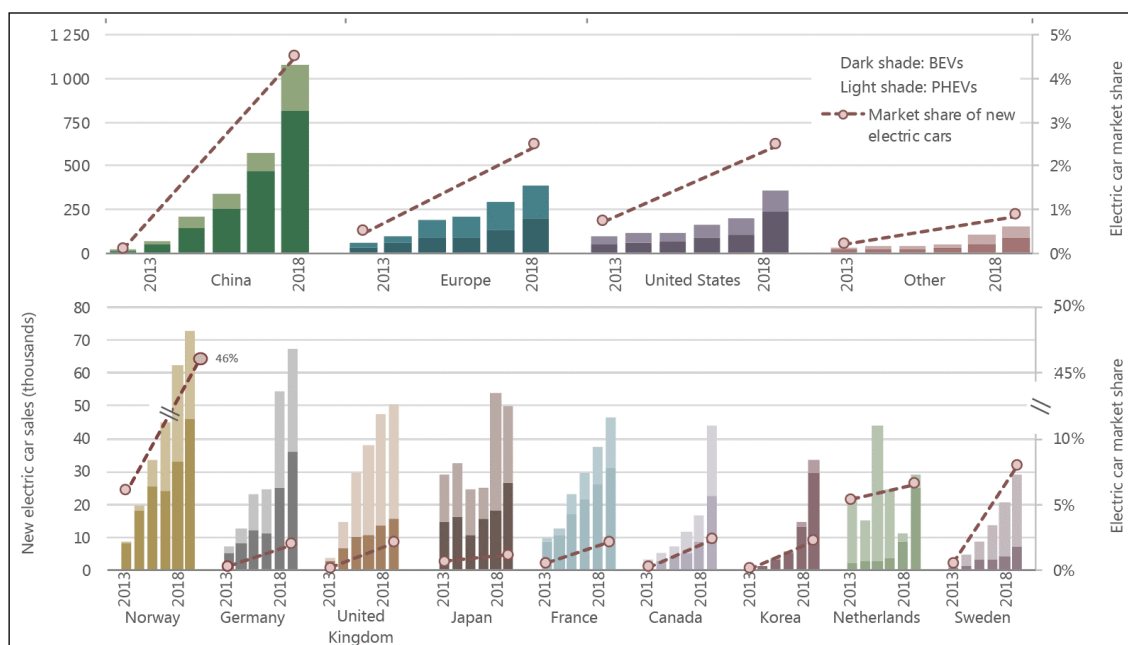


Figura 1.2: Comparación de ventas de vehículos eléctricos e híbridos enchufables. Tomado de (IEA, 2019)

A nivel nacional no se ha encontrado proyecciones de la cantidad de vehículos eléctricos que podrían ser incorporados a la matriz vehicular en los próximos años, por su parte existen proyecciones realizadas por Bloomberg New Energy Finance donde se indica que para el año 2040 se espera que la cantidad acumulada de vehículos eléctricos vendidos llegue a la cifra de 400 millones de unidades representando un 35% de las ventas como se muestra en la figura 1.3.

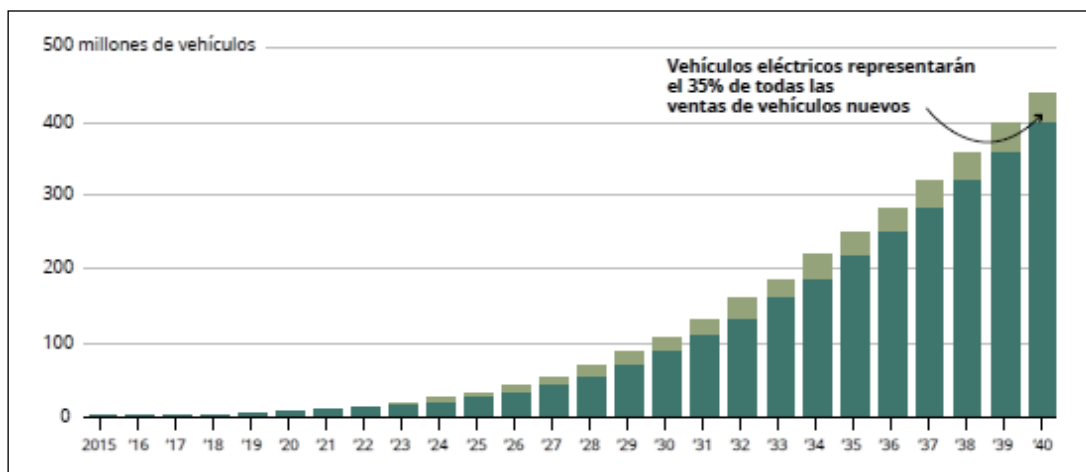


Figura 1.3: Proyecciones de ventas de vehículos eléctricos. Tomado de (Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030, 2019)

Una manera para determinar la cantidad de vehículos que podrían ingresar en los próximos años al país sería consultar las estadísticas de años pasados, para el Plan Nacional de Transporte Eléctrico (2018-2030) el MINAE proporciona datos recopilados desde el año 2010 hasta el 2016 sobre la cantidad de vehículos eléctrico e híbridos que se han importado al país.

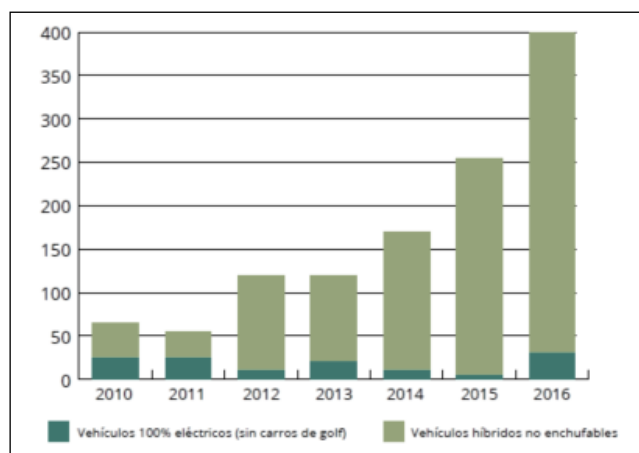


Figura 1.4: Vehículos eléctricos importados en Costa Rica 2010-2016. Tomado de (Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030, 2019)

En la figura 1.4 se representan además de vehículos eléctricos los vehículos híbridos, para estos segundos es claro notar una tendencia al alta en la cantidad de importaciones de este tipo de vehículos, sin embargo, para los vehículos eléctricos no es posible mostrar una clara tendencia en este periodo. Tras mucho tiempo de discusión, para febrero del 2018 se publicó de manera oficial el texto aprobado por la Asamblea Legislativa de un proyecto de impulso

a los vehículos eléctricos (Ley N. 9518 de incentivos y promoción para el transporte eléctrico) con esta ley se busca fomentar la adquisición de vehículos eléctricos en el país mediante beneficios financieros como exoneraciones de impuestos o pagos de derecho de circulación y beneficios no financieros como la no afectación por la restricción vehicular en el área metropolitana o zonas de parqueo exclusivas en centros comerciales y hasta el no pago de parquímetros en algunas municipalidades que así lo determinen.

Para que un vehículo circule en Costa Rica (Artículo 24 de la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial) es necesario que haya aprobado la revisión técnica vehicular (RTV) realizada por la concesionaria RITEVE quienes cada año publican su reporte anual con estadísticas de las revisiones realizadas el año anterior, este reporte tiene varios datos de interés como la cantidad de revisiones realizadas que se dividen en inspecciones periódicas que son las inspecciones realizadas a vehículos ya inscritos y las inspecciones de inscripción que como lo indica su nombre son las realizadas a vehículos prontos a inscribirse para circular por las calles del país. En estos dos tipos de inspecciones RTV desde 2016 presenta en sus reportes una segregación de datos dividiendo las inspecciones a los vehículos por tipo de vehículo y por tipo de combustible de donde se toman los datos para vehículos híbridos (RITEVE no hace diferencia entre híbridos e híbridos enchufables) y eléctricos, a partir de la recopilación de estos datos es posible obtener la tabla 1.1.

Tabla 1.1: Tipos de vehículos por tecnología según datos de RITEVE

Año	2016				2017			
Tecnología	Híbridos		Eléctricos		Híbridos		Eléctricos	
Tipo de inspección	Periódica	Inscripción	Periódica	Inscripción	Periódica	Inscripción	Periódica	Inscripción
Automóviles	331	320	110	16	509	669	61	40
Carga Liviana	0	0	4	0	2	-	6	-
Motos	0	0	33	64	-	-	25	161
Taxis	44	0	0	0	49	-	-	-
Otros	0	0	221	176	1	1	262	144
Total:	375	320	368	256	561	670	354	345

Año	2018				2019			
Tecnología	Híbridos		Eléctricos		Híbridos		Eléctricos	
Tipo de inspección	Periódica	Inscripción	Periódica	Inscripción	Periódica	Inscripción	Periódica	Inscripción
Automóviles	729	519	80	328	1188	780	102	543
Carga Liviana	1	-	5	4	2	-	4	8
Motos	2	-	43	223	1	-	29	171
Taxis	47	-	-	-	45	-	1	-
Otros	1	-	375	159	3	6	435	177
Total:	780	519	503	714	1239	786	571	899

En las categorías de vehículos mostrados en la tabla 1.1 se tomaron solo las que presentaban datos para el tipo de combustible híbrido o eléctrico según lo reportado por RITEVE, para el año 2019 se presentan 2 inspecciones periódicas a transporte público de ruta en la tecnología híbrido, como no se tiene la categoría, se contabiliza en la categoría “otros”.

Separando los datos para los vehículos híbridos y eléctricos se generan las figuras 1.5 y 1.6 respectivamente. Se puede determinar de la figura 1.5 que la inspección periódica de vehículos híbridos tiene una tendencia a aumentar, por su parte las inspecciones de inscripción muestran una baja del año 2017 al 2018, presentando posteriormente un repunte del 2018 al 2019.

Para el caso de los datos referentes a vehículos eléctricos, tanto inspecciones periódicas como inspecciones de inscripción tienen una tendencia al alta especialmente las inspecciones de inscripción del 2018 muestran una elevación notable respecto a los años anteriores casi triplicándose respecto al 2016 y aumentando a casi el doble respecto al 2017, el repunte de inspecciones en 2018 para vehículos eléctricos nuevos supera incluso a los vehículos híbridos y muestra un comportamiento similar al mostrado por la dinámica del mercado internacional mostrado en las figuras 1.1 y 1.2 donde se observa como en general el consumidor opta por

preferir un vehículo eléctrico ante uno híbrido, este comportamiento coincide con la aprobación del proyecto de ley de fomento a la compra de vehículos eléctricos (Ley N. 9518 de incentivos y promoción para el transporte eléctrico).

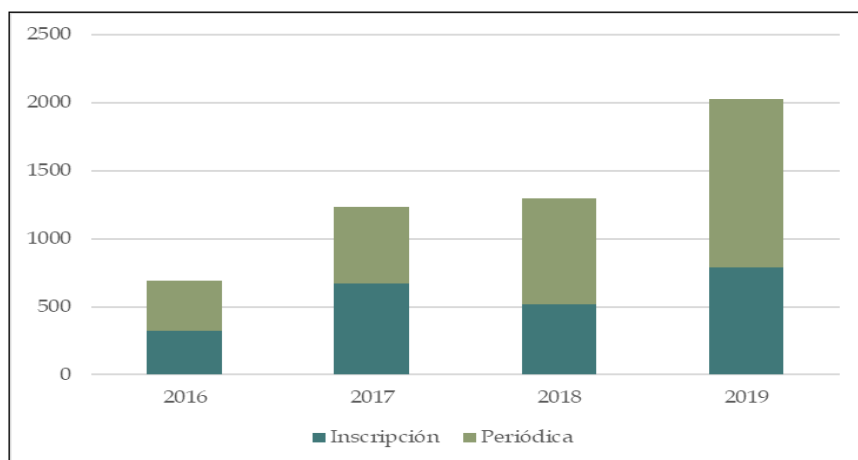


Figura 1.5: Tipos de inspecciones a vehículos híbridos por parte de RITEVE (creación propia con datos totales de tabla 1.1)

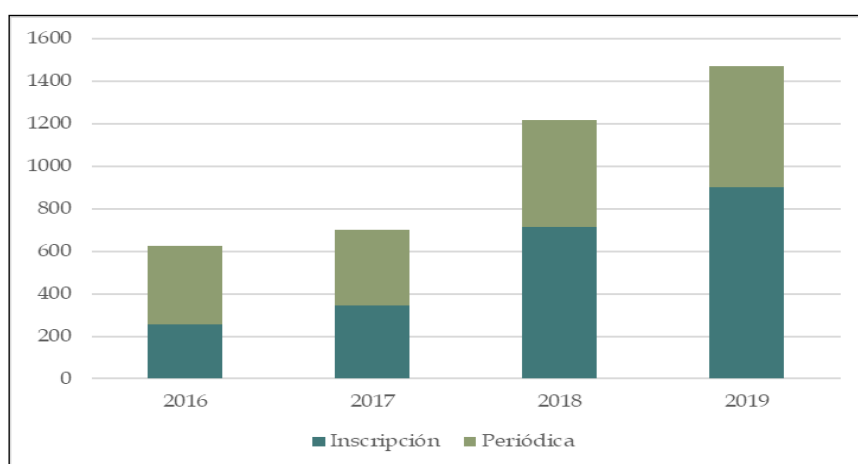


Figura 1.6: Tipos de inspecciones a vehículos eléctricos por parte de RITEVE (creación propia con datos totales de tabla 1.1)

En el año 2017 el total de revisiones de RITEVE para vehículos eléctricos era poco más del 50% de las revisiones realizadas a vehículos híbridos, para el 2018 estas mismas revisiones llegan casi a igualar las realizadas para vehículos híbridos, también destaca que en los años 2018 y 2019 hay más inspecciones de inscripción de vehículos eléctricos que de vehículos híbridos mostrando un crecimiento importante e indicando que la dinámica de mercado internacional parece verse reflejada en la dinámica del mercado local.

Es importante mencionar que los datos suministrados en la tabla 1.1 hace referencia únicamente a vehículos que ya han sido adquiridos por usuarios y que están o van a ponerse en circulación, no contempla los vehículos que se encuentran en las agencias esperando a ser adquiridos.

En los anuarios de 2018 y de 2019 RITEVE muestra el promedio de kilómetros recorridos por tipo de vehículo y por tipo de combustible, en la tabla 1.2 se muestran los datos recopilados para automóviles y motocicletas.

Tabla 1.2: Promedio de kilómetros recorridos por tipo de combustible

Año	Vehículo	Promedio de kilómetros recorridos por tipo de combustible			
		Gasolina	Diesel	Híbrido	Eléctrico
2018	Automóvil	14798	14502	13578	8318
	Motocicleta	7327	-	-	2853
2019	Automóvil	14685	15995	20001	13742
	Motocicleta	12046	4585	-	14567

Destaca de los datos de la tabla 1.2 que el promedio para vehículos de gasolina se mantiene prácticamente igual del 2018 al 2019, para vehículos diésel se mantiene muy cercano el promedio de un año a otro, mientras que para vehículos híbridos se presenta un aumento de aproximadamente un 47% para el año 2019 y para vehículos eléctricos el aumento es de poco más de 65% mientras que para motocicletas eléctricas el aumento es del 410%. Esto es una muestra de que el usuario de vehículo eléctrico está confiando más en la capacidad de rango de su batería por lo que está realizando viajes más largos en su vehículo, adicionalmente se puede deber esto a la mejora en la infraestructura de la red de cargadores en el país, al haber más puntos de carga es más factible realizar viajes de mayores longitudes ya que es posible realizar recargas en los puntos de destino o en el camino.

El 23 de agosto del 2018 la Dirección Corporativa de Electricidad del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) realiza en San Salvador una presentación sobre electromovilidad, la cual repite el 8 de diciembre del mismo año en suelo costarricense, en ambas presentaciones presentan una gráfica sobre la “Estimación de Penetración Acumulada de V.E en Costa Rica” que se muestra en la figura 1.7.

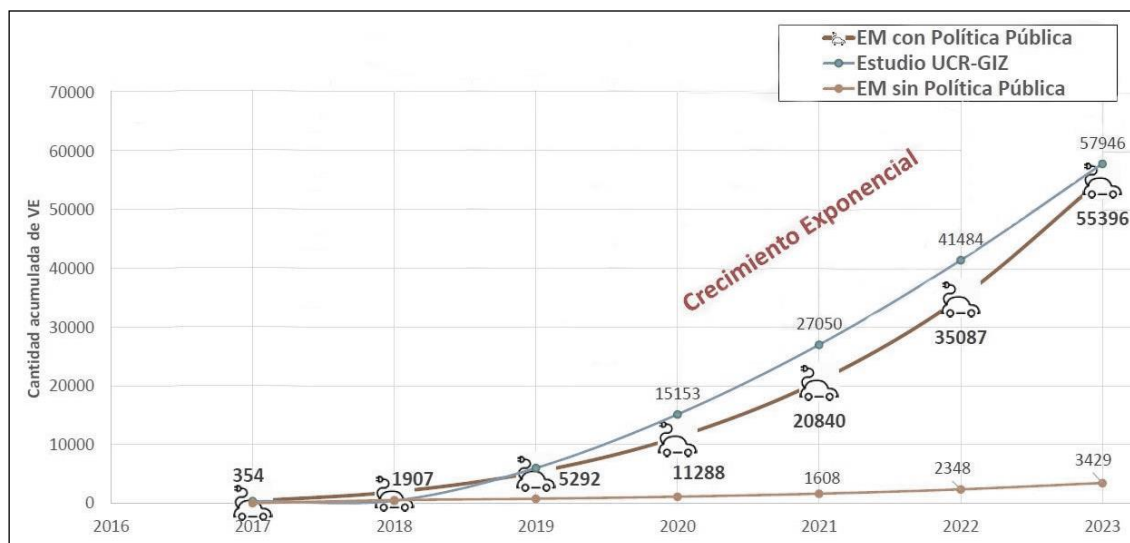


Figura 1.7: Estimación de penetración de VE en Costa Rica. Tomada de (ICE, 2018)

En la figura 1.7 se muestran 3 curvas, una de ellas es el resultado de un trabajo financiado por GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) y realizado por la Universidad de Costa Rica (UCR) para uso exclusivo del ICE. Se tienen 2 gráficas más una de ellas muestra el panorama sin políticas públicas y la otra aplicando las políticas públicas, como se puede apreciar existe un crecimiento exponencial tanto en el estudio UCR-GIZ como en la gráfica aplicando políticas públicas, entre estas está la aprobación de la ley 9518 que para la fecha de realización de los estudios que derivaron en estas gráficas aún se encontraba en discusión.

En un informe publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (ONU Ambiente) sobre movilidad eléctrica en América Latina (Movilidad Eléctrica: Avances en América Latina y el Caribe y Oportunidades para la Colaboración Regional) publicado en noviembre del 2018 muestra una tabla resumen comparativa con incentivos para la movilidad eléctrica en distintos países de la región, estos incentivos se dividen en 3 categorías como se muestra en la figura 1.8. De los países revisados se destaca Costa Rica como el país con más incentivos teniendo prácticamente todos los consultados en dicho informe.

Categoría	Instrumento	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	México	Panamá
Incentivos de compra	Impuesto de valor agregado				✓	✓	✓		
	Impuesto de importación	✓	✓		✓	✓		✓	
	Otros	✓	✓			✓	✓	✓	✓
Incentivos de uso y circulación	Impuesto de propiedad/circulación					✓		✓	
	Excepción de peajes, parqueos, etc.				✓	✓		✓	
	Otros					✓		✓	
Otros instrumentos de promoción	Excepción de "pico y placa" (restricción vehicular)				✓	✓			
	Tarifas eléctricas diferenciadas						✓	✓	
	Estrategia nacional de movilidad eléctrica	✓		✓	✓	✓		✓	✓
	Ley integral de movilidad eléctrica	✓	✓		✓	✓	✓		
	Regulación de centros de carga			✓		✓			
Simbología:		✓ Incentivo completo para vehículos eléctricos / Instrumento aprobado y en marcha ✓ Incentivo parcial para vehículos eléctricos / Instrumento en fase de diseño.							

Figura 1.8: Comparativa de incentivos fiscales y no fiscales en algunos países de la región.
Tomado de (ONU Ambiente, 2018)

En Costa Rica el MINAE cuenta con un Programa de Adquisición de Vehículos Eficientes (PAVE) donde muestra un listado de vehículos que están disponibles en el mercado nacional que según sus características se consideran vehículos eficientes, es claro que en este listado van a estar los vehículos eléctricos dada su naturaleza por lo que de ahí es posible extraer cuales vehículos de este tipo están presentes en el mercado costarricense, se muestran en la tabla 1.2.

Tabla 1.3: Vehículos eléctricos predominantemente presentes en el mercado de Costa Rica (elaboración propia con datos de base de datos obtenida de VE a mayo 2019)

Marca	Modelo	Potencia de motor	Capacidad de batería	Autonomía*
Nissan	Leaf	110 kW	40 kWh	270 km
Hyundai	Ioniq EV	88 kW	28 kWh	204 km
BMW	i3	125 kW	43 kWh	285 km

*Ciclo WLPT

En la tabla 1.3 se muestran características eléctricas de cada vehículo, una combinación de éstas va a definir la cantidad y frecuencia de cargas que se deben realizar al vehículo según el uso que le dé el usuario.

El uso del automóvil está muy posicionado en el país, según datos del informe del estado de la nación de 2018 la flota vehicular se compone 1 655 680 unidades de las cuales casi un 60% son vehículos de uso particular, incluso según datos del Banco Mundial, Costa Rica ocupa el tercer lugar de América latina en cantidad de vehículos por cada mil habitantes con un total de 231 unidades, siendo esto un inconveniente ya que la huella de carbono de este sector es sumamente elevada debido a la dependencia de los combustible fósiles, es por esto que las entidades gubernamentales se encuentran enfiladas a cambiar el panorama mediante la generación de acciones de sustitución de vehículos por tecnologías cero emisiones.

Estas acciones muestran estar alineadas al deseo de la población ya que según la encuesta Patrones y Percepciones Ciudadanas Sobre Medio Ambiente y Condiciones para el Cambio elaborada en el año 2017 por PNUD y MINAE se extrae la gráfica donde ante la consulta de la “Disposición a hacer cambios en la forma de movilizarse las personas cuyo principal medio de transporte es el vehículo propio”, para el rubro indicado en la figura 1.9 respondieron de la manera que se muestra.

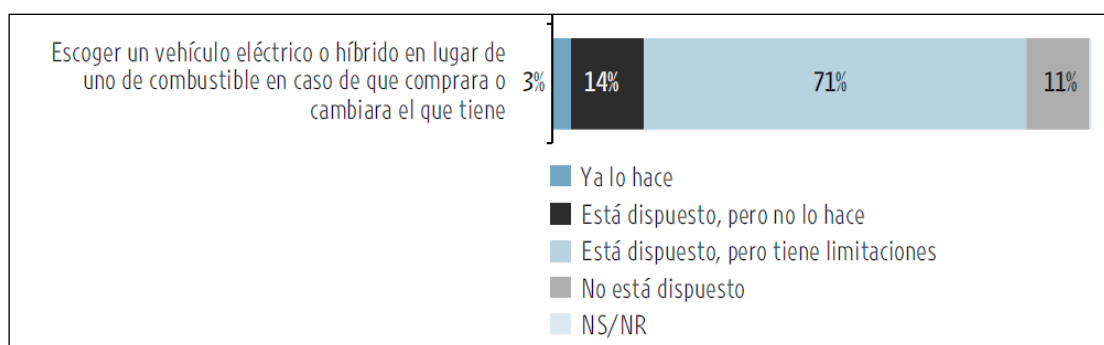


Figura 1.9: Disposición de los ciudadanos para escoger un vehículo eléctrico o híbrido.
Tomado de (MINAE, 2017)

De las personas consultadas en este estudio que contaban con vehículo propio, se concluye que más del 88% están dispuestos a cambiar su vehículo o incluso ya lo hicieron, lo cual indica que es de esperar que la cantidad de vehículos eléctricos en el país siga aumentando. Uno de los inconvenientes principales a los que se enfrentan los usuarios a la hora de adquirir un vehículo eléctrico es el costo, que en gran medida se debe a la batería que tiene. Una de las mejores alternativas para uso en vehículos eléctricos es la batería de ion de litio (Martínez, 2011), y precisamente al precio de esta batería se le ha venido dando seguimiento constante, según Bloomberg NEF el costo de estas baterías ha bajado significativamente en los últimos años, y su tendencia va a mantenerse de esa manera según se muestra en la figura 1.10.

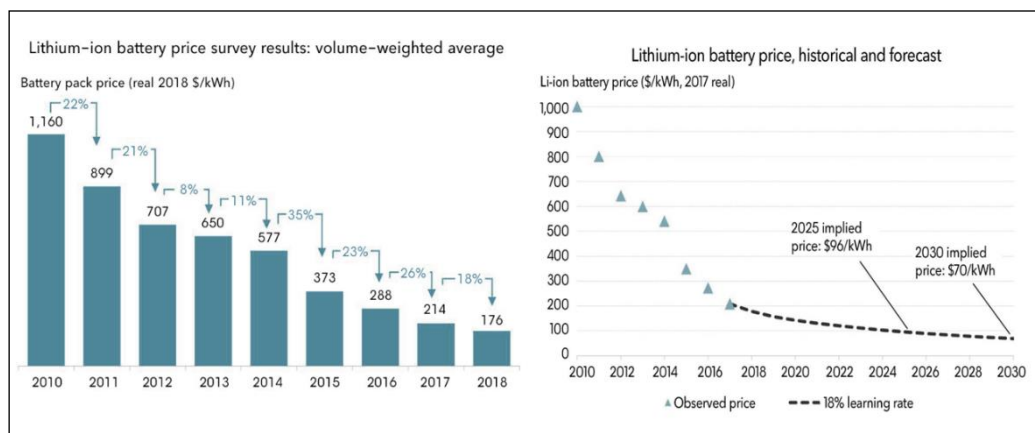


Figura 1.10: Comportamiento del costo de las baterías de ion de litio. Tomada de (Bloomberg NEF, 2018)

El comportamiento mostrado en las gráficas hace que sea evidente que el costo total de un vehículo eléctrico se ve cada vez menos influenciado por el costo de la batería como se muestra en la figura 1.11.

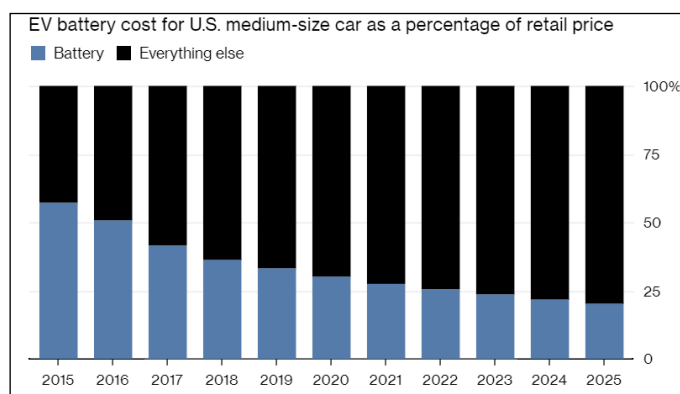


Figura 1.11: Porción del costo de la batería en el costo total de un VE. Tomada de (Bloomberg NEF, 2018)

Según el informe del estado de la nación de 2018, en la GAM las personas con vehículo recorren en promedio de forma diaria 16,4 km, con este dato y las autonomías de los vehículos mostradas en la tabla 1.2 es fácil determinar que en el peor de los casos partiendo de una batería completamente llena el vehículo necesitaría recargarse al menos cada 11 días, sin embargo esto supondría largos ciclos de carga y descarga de la batería, así como posibles largos tiempo de recarga, esto sumado a los hábitos de uso del usuario que pueden variar los tiempos y frecuencias de recarga sin que estos dependan directamente de la autonomía del vehículo.

Es claro que el futuro de la penetración del automóvil eléctrico en Costa Rica es inminente, se tiene el apoyo gubernamental mediante decretos y leyes, así como el de instituciones mediante instalación de centros de carga y principalmente la voluntad ciudadana por lo que es de esperar que conforme se dé el pasar de los años, va a ser mayor la cantidad de vehículos de este tipo que circulen por las calles del país y con eso va a ser la mayor cantidad de energía que estos requieran para recargar sus baterías.

1.2 Planteamiento del problema

La incorporación de vehículos eléctricos al parque automotriz nacional es una realidad y su crecimiento es acelerado, siendo el GAM la zona con mayor concentración de estos vehículos, sería la que tenga la mayor demanda de energía para que estos puedan efectuar sus recargas, esta zona coincide en gran parte con la zona donde se ubican a las redes de distribución de CNFL.

Ante esta situación se vuelve necesario el desarrollo de un estudio que analice y evalúe cómo será la interacción de estas nuevas cargas haciendo pruebas en un circuito representativo del sistema de distribución actual de la CNFL teniendo un enfoque en el comportamiento de la demanda basada en los hábitos de carga de los usuarios, de forma que sea posible que la empresa pueda tener una mayor claridad del comportamiento de la demanda futura así como de conocer oportunidades y desafíos que pueda plantear la futura dinámica del sistema de distribución considerando los vehículos eléctricos.

1.3 Justificación

En una empresa de distribución de energía eléctrica es necesario que se tenga claridad sobre el comportamiento de la demanda de sus circuitos y el consumo de sus clientes tanto industriales como residenciales siendo estos últimos los que conforman el mayor grupo de abonados de la CNFL y a su vez los potenciales compradores de vehículos eléctricos en un futuro cercano, incluso los abonados industriales podrían representar variaciones en sus requerimientos energéticos si deciden incorporar a sus flotillas vehículos con esta tecnología.

Estos vehículos vendrían a crear un cambio en los hábitos de consumo de energía de los abonados que va a ir muy ligado con el tipo de vehículo que adquieran, el tipo de uso que le den y los hábitos de recarga que adquieran con lo cual se podrían presentar modificaciones a la curva actual de demanda de energía que van a ser más notorios conforme avance la incursión de estos vehículos en el mercado y que según lo mostrado es el comportamiento esperado en el corto y mediano plazo.

Con el aumento de demanda energética va a aumentar el nivel de exigencia de trasiego de corriente a los conductores y equipos que conforman la red, por lo que se debe evaluar si existen las condiciones físicas para que la red pueda soportar estos cambios y cuánto tiempo podría permanecer sin modificaciones o en dado caso, deba ser necesaria la aplicación de

sistemas para el control de la demanda máxima de los circuitos. Con el aumento de cargas también se pueden presentar situaciones que podrían comprometer los índices de niveles de tensión y pérdidas de un circuito, lo cual puede representar un problema para los usuarios del circuito e incluso la empresa puede verse expuesta a sanciones por parte del ente regulador. La CNFL cuenta con proyecciones de demanda mediante las cuales puede tomar decisiones sobre inversiones futuras o cambios a realizarse en la red, modificaciones en estas proyecciones pueden traducirse en modificaciones en las futuras inversiones de la Compañía. Un aumento de demanda puede significar un aumento en las ventas de energía, incluso puede representar la aparición de nuevas necesidades para los clientes con la posible creación de nuevos nichos de mercado de los cuales hasta el momento la empresa no tiene conocimiento o quizá no ha considerado ya que no ha existido ninguna iniciativa que busque explorar este campo.

Es por eso que este trabajo pretende dar una visión general a la empresa de cuál sería el impacto de los VE conforme se vayan incorporando a la red, buscando un enfoque hacia el comportamiento de la demanda de energía, buscando las implicaciones que tienen la incorporación de estas nuevas cargas en las proyecciones de demanda actuales de la empresa y de donde se toman las decisiones sobre el futuro de la compañía, se buscaría realizar uno de los primeros estudios sobre el impacto de la incursión de VE en la red de CNFL y con eso sentar las bases de futuras investigaciones, además se buscaría mostrar el potencial que tendrían la aparición de nuevas necesidades de los clientes ante el inminente y creciente mercado de los vehículos eléctricos.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un estudio para la evaluación de las repercusiones de la incorporación de vehículos eléctricos a la red de distribución de la CNFL que permita identificar las principales afectaciones, oportunidades y amenazas que puedan presentarse ante el crecimiento de la flota de vehículos de este tipo.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Definir la metodología para determinar la distribución de vehículos eléctricos en las redes de CNFL que sea acorde a las existencias actuales y esperadas a futuro para este tipo de tecnología, adaptando proyecciones de penetración de vehículos a circuitos específicos.

- Determinar los tipos de recarga, frecuencia y duración que serían predominantes entre los usuarios de vehículos eléctricos e identificar los posibles hábitos de carga que se aplicarían tomando como referencia datos reales recopilados de circuitos de CNFL.
- Realizar simulaciones de flujos de potencia considerando los vehículos eléctricos para observar cómo se comportaría el circuito e identificar modificaciones a las curvas de demanda actuales e inconvenientes debido a la potencia adicional requerida por los EV.
- Determinar el método de mitigación más conveniente que permita la recarga de vehículos eléctricos minimizando la afectación al circuito.
- Identificar posibles modificaciones en las proyecciones de demanda de la CNFL que puedan presentarse por modificaciones en las curvas actuales de demanda del circuito por efecto de los vehículos eléctricos.

1.5 Alcance del proyecto

Se realizará un estudio que permita identificar la dinámica actual y futura de la interacción de los vehículos eléctricos con la red de CNFL, siendo este uno de los primeros estudios aplicados a una red específica de distribución en Costa Rica, abriendo camino en un ámbito que toma fuerza a nivel mundial y local.

Se conocerá las implicaciones que tendría para CNFL el tener este tipo de cargas y cuál sería su comportamiento basado en los hábitos de carga de los usuarios que se identificarían analizando las características técnicas de los vehículos y el uso que se le dé al mismo, así como datos recopilados por parte de CNFL.

Haciendo uso de lo anteriormente indicado, se realizarán simulaciones en un sistema real tomando uno de los circuitos de CNFL y se va a determinar las modificaciones a la demanda actual y a la proyectada para la Compañía, así como las posibles modificaciones a las curvas de demanda de los circuitos y efectos en los niveles de tensión, pérdidas de energía y carga-bilidad de los elementos del sistema de distribución según diferentes hábitos de recarga de los usuarios, ante este escenario se busca evaluar el uso de algún mecanismo que permita contrarrestar las contingencias en el circuito que puedan presentarse ante los eventuales aumentos de demanda por la recarga de VE.

1.6 Metodología

- Identificar la dinámica actual de los vehículos eléctricos en el país, y determinar cuál es el grado de penetración de VE y sus consideraciones futuras para conocer cuántos vehículos de este tipo existen y cuantos se esperan tener en el corto y mediano plazo.
- Conocer los diferentes tipos de recargas que actualmente se usan para encontrar la frecuencia y duración de las recargas de los vehículos eléctricos.

- Identificar hábitos esperados de recarga de vehículos eléctricos por parte de los usuarios según sus necesidades.
- Mediante una asignación aleatoria tipo Montecarlo se ubicarán cargas a lo largo del circuito para estudiar su comportamiento.
- Definir según la información recolectada tipos de recargas que se haya logrado identificar y que representaran VE de usuarios en el circuito.
- Preparar la información a considerar para las simulaciones y realizar una simulación en un circuito determinado que sirva de base para comparar luego con las simulaciones que consideren los VE.
- Realizar simulaciones de flujos de potencia en un circuito determinado considerando diferentes escenarios basados en hábitos del usuario para la recarga del vehículo.
- Determinar en los distintos escenarios cual es la dinámica en tensión y demanda del circuito con las cargas asignadas, determinar los comportamientos de los flujos de potencia aplicados.
- Verificar si existen afectaciones importantes a las curvas de demanda diaria del circuito y considerar la afectación a las proyecciones de demanda actuales de la empresa distribuidora.
- Aplicar métodos para contrarrestar eventuales aumentos de demanda y sobrecarga de elementos en el circuito debidos a las recargas de los VE.

1.7 Procedimiento de evaluación

Para validar el primero de los objetivos se debe lograr que el método de asignación de vehículos en la red tenga un comportamiento similar al comportamiento predicho para el país de modo que los porcentajes de penetración en las pruebas sean similares a las esperadas para los próximos años según las estimaciones que se hayan determinado que servirían como base. Para la determinación de los hábitos de carga, referente al segundo objetivo se debe verificar que estos hábitos sean congruentes con el comportamiento, horarios y practicas apegadas a la realidad del principal usuario de la red en la que se incorporará el vehículo tomando como referencia los datos recopilados por CNFL.

El tercero de los objetivos será validado mediante el uso de simulaciones con base a uno solo de los hábitos de recarga identificados o combinación de ellos buscando los casos extremos para conocer cuanta potencia adicional se requiere en un circuito determinado.

Se espera que las simulaciones realizadas den información sobre el comportamiento de los vehículos en el circuito seleccionado de la empresa ante distintos escenarios, se determinaría a través del tiempo a partir de que cantidad de vehículos conectados se pueden encontrar variaciones importantes de demanda y verificar como ante distintos hábitos de recarga del vehículo la curva de demanda de la empresa o circuito podría presentar alteraciones en su forma típica. De ser necesario se aplicaría algún método que permita contrarrestar las repercusiones de las recargas de VE en el circuito.

Conociendo los niveles de potencia y hábitos de recarga de los vehículos y sus implicaciones en el comportamiento del circuito se determinará si estos deben ser tomados en cuenta en las proyecciones de demanda de energía de la empresa y de esta manera se observa el grado de peso que tendría este creciente requerimiento de energía en las perspectivas futuras de la empresa distribuidora.

Capítulo 2. Desarrollo teórico

2.1 El vehículo eléctrico

Un vehículo eléctrico (EV por sus siglas en inglés, EV en español) es aquel que se moviliza de manera parcial o total utilizando un motor alimentado por energía eléctrica proveniente de un paquete de baterías de distinto tamaño según la tecnología utilizada en este. Bajo este concepto se pueden encontrar diferentes tipos de vehículos eléctricos entre los que se pueden citar vehículos híbridos (HEV), híbridos enchufables (PHEV), eléctrico de baterías (BEV) y eléctrico de autonomía extendida (REEV). Algunas de estas tecnologías recargan sus baterías tomando la energía de las redes eléctricas como los PHEV y los BEV, otras toman la energía del motor de combustión interna que tiene el vehículo y otras tecnologías son una combinación de ambas alternativas, para efectos de este trabajo se va a prestar más atención a las tecnologías que realizan las recargas de sus baterías tomando la energía de la red eléctrica principalmente el BEV.

Las tecnologías mencionadas anteriormente tienen un sistema llamado freno regenerativo, el cual se encarga de aprovechar las energías involucradas en el proceso de frenado para convertir el motor eléctrico en un generador y con esto almacenar energía en la batería para su posterior utilización, este proceso genera cierto nivel de resistencia mecánica que a su vez ayuda a frenar el vehículo, es de ahí que proviene su nombre.

2.1.1 Vehículos Híbridos (HEV)

Esta tecnología se caracteriza por que utiliza una combinación de sistemas para generar la marcha del vehículo, en este caso se explicará el sistema que combina un motor de combustión interna (ICE por sus siglas en inglés *Internal Combustion Engine*) y un motor eléctrico alimentado por baterías, la computadora a bordo se encarga de administrar el uso de los motores usando principalmente el motor eléctrico como apoyo al motor de combustible principalmente en momentos de aceleración. La batería que alimenta al motor eléctrico se recarga mediante el uso del sistema de frenada regenerativa, estos vehículos no tienen la posibilidad de conectarse a la red para recargar sus baterías.

En la figura 2.1 se muestra una manera general del funcionamiento de un HEV, las flechas muestran los flujos de energía entre los elementos que conforman el sistema de propulsión del vehículo.

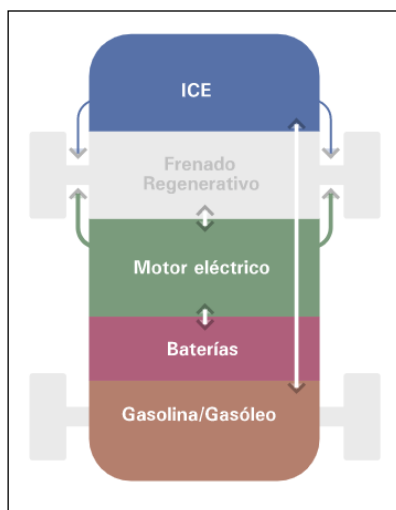


Figura 2.1: Diagrama para un vehículo híbrido (HEV). Tomada de (Web ENDESA)

2.1.2 Vehículo híbrido enchufable (PHEV)

Este tipo de vehículo comparte todas las características descritas anteriormente para el HEV, la única y sustancial diferencia es que en este caso el híbrido enchufable como lo indica su nombre tiene la posibilidad de conectarse a la red y con esto cargar su batería lo cual le permite tener una mayor participación del motor eléctrico en la propulsión del vehículo, pudiendo incluso permitir que el vehículo se traslade varios kilómetros solo usando su motor eléctrico. En la figura 2.2 de muestra su funcionamiento.

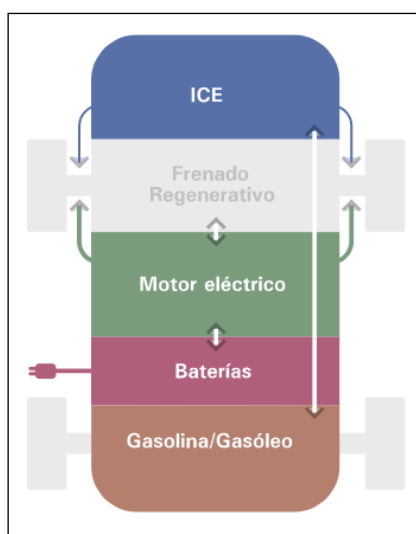


Figura 2.2: Diagrama para un vehículo híbrido enchufable (PHEV). Tomada de (Web ENDESA)

2.1.3 Vehículo eléctrico de batería (BEV)

Es un vehículo impulsado 100% por un motor eléctrico, de ahí que también son conocidos como eléctricos puros, la energía del motor se obtiene de una batería de gran tamaño que forma parte del vehículo, a su vez esta batería obtiene su energía mediante una conexión directa con la red eléctrica mediante recargas que pueden ser realizadas a distintos niveles de potencia, a mayor potencia de carga menor será el tiempo que tarde en recargarse el vehículo. La batería también obtiene energía durante la marcha del vehículo mediante el uso de los sistemas de frenado regenerativo que reintegran energía a la batería aprovechando el impulso del vehículo cuando este va pendiente abajo o cuando se requiere disminuir la velocidad que lleva. En la figura 2.3 se ilustra su funcionamiento.

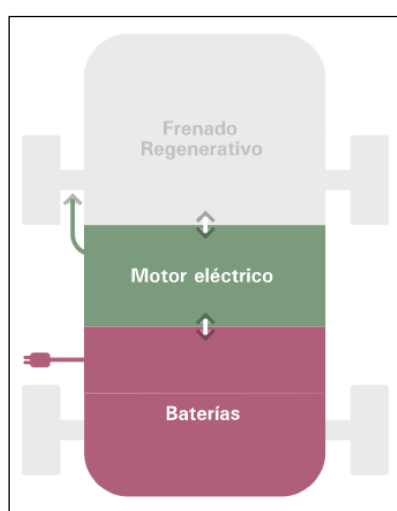


Figura 2.3: Diagrama para un vehículo eléctrico de batería (BEV). Tomada de (Web ENDESA)

2.1.4 Vehículo eléctrico de autonomía extendida (REEV)

Este vehículo al igual que un BEV realiza su propulsión 100% mediante el uso de un motor eléctrico que obtiene la energía de su batería la cual puede recargarse conectándose a la red eléctrica, sin embargo tiene la particularidad de tener un motor de combustión interna lo que lo hace similar a un PHEV con la particularidad de que el ICE con el que cuenta se utiliza para accionar un generador encargado de proveer energía eléctrica a la batería propiciando su recarga y con esto el vehículo puede tener autonomías mayores a las típicas de un BEV. Dado que el motor de combustión en este caso solo estará entregando energía a un generador, hace que este trabaje en un régimen de giro constante permitiendo que tenga un rendimiento superior a los motores de combustión tradicionales como por ejemplo el caso de un PHEV, en la figura 2.4 se ilustra su funcionamiento.

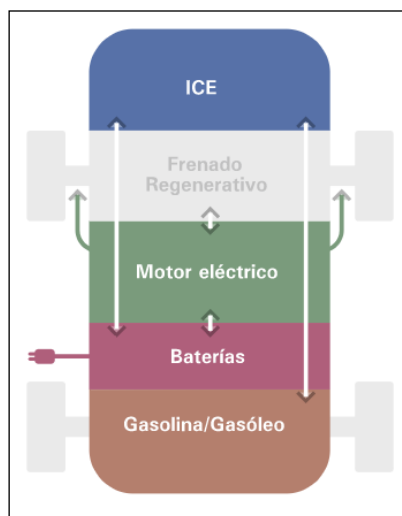


Figura 2.4: Diagrama para un vehículo eléctrico de autonomía extendida (REEV). Tomada de (Web ENDESA)

2.2 Batería y autonomía de un vehículo eléctrico

La batería de un VE es uno de sus elementos primordiales ya que es la encargada de dar la energía al motor que mueve el vehículo, de ellas depende que el vehículo siga andando o no, lo que las convierte también en la principal limitante, especialmente en los BEV ya que de ellas depende la autonomía del vehículo.

2.2.1 Autonomía de un vehículo eléctrico

La autonomía, que es la cantidad de distancia que el vehículo puede recorrer con una carga completa de su batería (Torres, 2015), matemáticamente se puede representar como el cociente de la capacidad de la batería entre el consumo por km recorrido (Meyer, 2012) como se muestra en la ecuación.

$$Autonomía = \frac{Capacidad\ de\ batería\ (Wh)}{Consumo\ energía\ (Wh / km)} \quad (1)$$

La autonomía de los vehículos se obtiene mediante una serie de pruebas que se realizan en condiciones controladas y dan como resultado, entre otras cosas, la cantidad de kilómetros que éstos puede recorrer según sus características, se analizan dos protocolos o ciclos de pruebas utilizados, el NEDC y el WLTP para el caso de Europa (Ciuffo, 2018), y el EPA para el caso de Estados Unidos.

El NEDC (New European Driving Cycle) es un protocolo de ciclos de pruebas de eficiencia de vehículos que fue diseñado en los años 80 pero con el tiempo mostró limitaciones ya que

sus condiciones de prueba eran muy ideales y los resultados estaban un poco alejados de la realidad (Ciuffo, 2018).

Desde el 1 de setiembre del 2018 entra en vigor el ciclo WLTP (*Worldwide Harmonized Light vehicles Test Procedure*) y un año después es obligatorio para todos los vehículos nuevos en el mercado europeo (Ciuffo, 2018), el ciclo WLTP busca que las pruebas realizadas sean más exigentes y estén más apegadas a la forma en cómo se conduce un vehículo en condiciones reales, incluso este ciclo tiene una etapa de pruebas de carretera por lo que los resultados obtenidos para su autonomía no son tan alentadores como los obtenidos en los ciclos NEDC, pero son más apegados a la realidad (Ciuffo, 2018), ya que durante la prueba se realizan ejercicios de mayor demanda al vehículo. Entre las principales diferencias entre los ciclos NEDC y WLTP se pueden citar (Ciuffo, 2018):

- Aceleración: en NEDC se realizan aceleraciones de 0 a 50 km/h en un tiempo de 26 segundos, para el ciclo WLTP se realiza esa aceleración en un tiempo de entre 5 y 10 segundos.
- Duración: WLTP requiere 30 minutos de prueba mientras que NEDC requería 20 minutos.
- Distancia: 11 km para NEDC y 23,25 km para WLTP.
- Velocidad promedio: para NEDC era de 34 km/h mientras que para WLTP es de 46,5 km/h.
- Velocidad máxima: en NEDC era de 120 km/h, para WLTP se usa 131 km/h.

Por su parte el ciclo EPA (Environmental Protection Agency) utilizado en los Estados Unidos es el que más se ajusta a la realidad de conducción de un vehículo, ya que este se somete a diferentes ciclos de conducción en el banco de pruebas (Nam 2009). Para pruebas de vehículos eléctricos sobresalen dos ciclos sobre el resto que son el Urban Dynamometer Driving Schedule (UDDS) y el Highway Fuel Economy Test (HWFET)

- Urban Dynamometer Driving Schedule (UDDS): simula la conducción en zona urbana de manera intermitente. El simulador arranca el vehículo, lo acelera hasta la velocidad máxima permitida y lo vuelve a detener. Se utiliza para medir el consumo de energía en ciudad.
- Highway Fuel Economy Test (HWFET): simula la conducción en autopista a velocidad sostenida. El simulador acelera el vehículo para hacerlo fluctuar entre los 48,2 km/h y los 96,5 km/h de modo que las ruedas no se detengan por completo hasta el final del ciclo. Esta prueba mide el consumo de energía en carretera.

En el caso de los vehículos eléctricos, para medir su autonomía, EPA utiliza un procedimiento llamado Multi-Cycle City/Highway Test Procedure (Procedimiento de prueba de ciclo múltiple en ciudad/carretera) (Meyer, 2012). Se recarga por completo la batería del

vehículo para situarlo en el banco de pruebas al 100%. Seguidamente se somete el vehículo eléctrico a múltiples ciclos UDDS y HWFET hasta que la batería se descarga completamente y se detiene por sí mismo. El banco de pruebas mide cuantos kilómetros recorre el vehículo eléctrico durante cada prueba y proporciona una autonomía preliminar.

Posteriormente el automóvil se vuelve a conectar utilizando el cargador que incluye el vehículo y se recarga de nuevo al máximo. Mediante un controlador homologado, se mide la energía consumida por este cargador, de manera que se puede estimar la eficiencia de la recarga, es decir, la energía que se pierde en los procesos de conversión que supone esta operación. A través de una serie de cálculos, EPA determina la eficiencia del vehículo mediante un resultado medio por millas recorridas por galón equivalente de gasolina (MPGe). Para los vehículos eléctricos, EPA establece que 33,7 kWh (121 MJ) de energía equivalen a un galón estadounidense de gasolina (3,79 litros) (Meyer, 2012).

Las pruebas de EPA se realizan en un ambiente controlado de temperatura por lo que se puede estimar una autonomía superior a la real, por esta razón EPA aplica un coeficiente a los resultados preliminares de la prueba, reduciendo en un 30% la autonomía obtenida (Meyer, 2012), que es el dato final que publica en la homologación y que se acerca mucho más a la autonomía real.

2.2.2 Tipos de baterías

Para entender mejor cuales son los diferentes tipos de baterías es importante conocer algunas características (Peña, 2011) de rendimiento:

- Energía Específica: energía que puede almacenar una batería por unidad de peso (Wh/kg).
- Densidad de Energía: energía que puede almacenar una batería por unidad de volumen (Wh/l).
- Potencia Específica: potencia que puede entregar una batería por unidad de peso (W/kg).
- Eficiencia energética: es la fracción de energía eléctrica que devuelve la batería, en proporción a la energía que ha sido necesaria para cargarla, su caracterización se da en % siendo 100% el caso ideal.
- Ciclos: es la cantidad de ciclos de carga-descarga (un ciclo se considera desde un 100% de carga hasta menos de un 20% de carga) que la batería puede soportar antes de mostrar fallos en alguno de los criterios de rendimiento indicados anteriormente.

En la tabla 2.1 se muestra un resumen de las prestaciones descritas con valores típicos para los diferentes tipos de baterías (Peña, 2011).

Tabla 2.1: Resumen de tipos de baterías y características

Tipo de batería	Energía Específica (Wh/kg)	Densidad de energía (Wh/l)	Potencia específica (W/kg)	Eficiencia Energética (%)	Cantidad de ciclos
Plomo-Ácido (Pb-Ac)	30-40	60-75	150-180	82,5	500
Níquel-Cadmio (Ni-Cd)	30-40	85-100	100-150	72,5	1350
Níquel-Hidruro (Ni-MH)	50-70	180-220	450-550	70	1350
Ion de Litio (Li-Ion)	100-160	185-220	245-430	90	1000
Polímero de Litio (Li-Po)	150-225	200-250	260-450	90	1000
Zebra (NaNiCl)	100-120	150-180	170-180	92,5	1000

Actualmente las baterías de níquel-cadmio, ion-litio y plomo-ácido son las más habituales para el almacenaje de energía en vehículos eléctricos (ITC, 2013), la autonomía de un vehículo está determinada por la energía específica de su batería, mientras que la aceleración o velocidad dependerá de la potencia específica. A continuación, se citan características de los tipos de baterías citados:

- Plomo-Ácido: son de los tipos de baterías más antiguas, no ofrecen una buena relación peso potencia por lo que los vehículos que las utilizan tienen una autonomía y una velocidad muy limitada, sin embargo, tienen un precio bastante accesible.
- Níquel-Cadmio: estas baterías cuentan con una larga vida útil, sin embargo, son muy tóxicas y son susceptibles al efecto memoria (Martínez, 2011) por lo que ocasionalmente deben realizársele descargas completas.
- Níquel-Hidruro: sus características son similares a las de níquel-cadmio, sin embargo, no son tan tóxicas y se ven menos afectadas por el efecto memoria (Martínez, 2011).
- Ion de Litio: las baterías de ion litio concentran el desarrollo más prometedor en el campo del almacenaje de la energía eléctrica (ITC, 2013). Son baterías de bajo peso y volumen por lo que su densidad energética es bastante alta y no presentan efecto memoria, sin embargo, tienen una alta capacidad de sobrecalentamiento y un costo de producción elevado. Se espera que la comercialización de vehículos eléctricos abarate su costo de producción (Martínez, 2011).
- Polímero de Litio: son más ligeras y con mayor densidad energética que las de ion de litio, pero tienen una mayor degradación en el tiempo y un precio mayor.

- Zebra: se presentaban como una alternativa interesante a las baterías de litio, aunque durante los últimos años han pasado a un segundo plano (Martínez, 2011). Esta batería tiene como inconveniente una temperatura de trabajo elevada.

Las baterías de litio son las que ofrecen de las mejores prestaciones para su uso en VE por parte de los fabricantes (Martínez, 2011).

2.3 Recarga de vehículos eléctricos

Existen diferentes modos de carga para EV, estos se diferencian entre sí por los tipos de conectores, tipo de fuente (monofásica, corriente continua o trifásica), potencia trasegada entre otras características. Los modos de carga son 4 y están establecidos en la norma IEC-61851 y la UNE 61851.

- **Modo de carga 1:** el vehículo es conectado a corriente alterna mediante un conductor simple sin comunicaciones con la infraestructura de recarga. Es una conexión típicamente doméstica cuya intensidad máxima permitida es de 16 A y 240 V. La potencia máxima de este modo es 3,7 kW para una conexión monofásica y 11 kW para una conexión trifásica.
- **Modo de carga 2:** el cable de conexión que conecta el vehículo con la fuente de corriente alterna cuenta con un dispositivo intermedio denominado piloto, que se encarga de realizar un control del flujo de potencia hacia el vehículo, así como la correcta conexión del mismo. La intensidad máxima de recarga es de 32 A por fase, por lo que la potencia máxima que se puede entregar en este modo son 7,4 kW para conexión monofásica y 22 kW para la conexión trifásica.
- **Modo de carga 3:** para este modo se requiere un módulo dedicado de instalación fija que tiene una toma de corriente de uso exclusivo para el vehículo eléctrico, el conector tiene aparte de los conductores de potencia varios conductores de control para gestionar la recarga lo que hace que esta se realice de una mejor manera que en el modo 2, la intensidad máxima de recarga oscila entre 32 A y un máximo de 64 A según el tipo modulo utilizado. La recarga también es realizada mediante corriente alterna al igual que en los dos modos anteriores.
- **Modo de carga 4:** este modo incorpora un convertidor de corriente alterna a corriente continua para realizar la carga en esta última, al igual que el modo anterior se tiene en una instalación fija con un conector exclusivo para el EV, la tensión típica es de 600 V y la corriente puede llegar hasta 400 A. La potencia máxima oscila entre 125 kW y 240 kW.

Los modos de carga descritos ofrecen distintos tipos de modulación y potencia de carga, por lo que es de esperar que según el modo utilizado para cargar se defina un tiempo de duración de la carga, esto se denomina tipo de carga y se detallan a continuación.

- **Recarga super lenta:** la intensidad de corriente se limita a 10 A o menos por no disponer de una base de recarga con protección e instalación eléctrica adecuada. La recarga completa de las baterías de un coche eléctrico medio, unos 22 a 24 kWh de capacidad, puede llevar entre diez y doce horas.
- **Recarga lenta a semi rápida:** también se puede llamar convencional o recarga normal. Se realiza a 16 A, demandando unos 3,6 kW a 25 kW de potencia dependiendo del tipo de cargador utilizado. Recargar esas mismas baterías puede llevar entre seis y ocho horas, o hasta una hora y hora y cuarto según la potencia del cargador.
- **Recarga rápida:** la potencia que se demanda es muy alta, oscila entre 44 kW y 50 kW, la recarga de esos 22 kWh a 24 kWh de baterías puede llevar media hora. Lo normal es que no se haga una recarga del 100% sino en torno al 80% o 90%, y después de ese punto se continua con una recarga de menor intensidad para evitar daños a la batería.
- **Recarga ultra rápida:** realiza la carga en corriente continua a una elevada potencia de entre 125 kW y 240 kW, por lo que le tomaría cargar las baterías mencionadas en un tiempo de entre 10 a 15 minutos.

En la figura 2.5 se muestra un cuadro resumen de los tipos y modos de carga descritos.

Modo Salida	Conector específico para VE	Tipo carga	Corriente máxima	Protecciones	Características especiales
Modo 1	No	Lenta en CA	16 A por fase (3,7 kW - 11 kW)	La instalación requiere de protección diferencial y magnetotérmica	Conexión del VE a la red de CA utilizando tomas de corriente normalizadas
Modo 2	No	Lenta en CA	32 A por fase (3,7 kW - 22 kW)	La instalación requiere de protección diferencial y magnetotérmica	Cable especial con dispositivo electrónico intermedio con función de piloto de control y protecciones
Modo 3	Sí	Lenta o semi-rápida Monofásica o trifásica	Según conector utilizado	Incluidas en la infraestructura especial para VE	Conexión del VE a la red de alimentación de CA utilizando un equipo específico (SAVE)
Modo 4	Sí	En CC	Según cargador	Instaladas en la infraestructura	Conexión del VE utilizando un cargador externo fijo

Figura 2.5: Modos y tipos de Recarga de baterías de EV. Tomada de (Web ENDESA)

2.4 Normativa local sobre vehículos eléctricos

Actualmente en Costa Rica existe la *ley N. 9518 de incentivos y promoción para el transporte eléctrico* que entró a regir de manera oficial en febrero del 2018, esta ley como su nombre lo indica busca de dotar de varios incentivos para fomentar la adquisición de vehículos eléctricos por parte de los usuarios y propiciar un cambio paulatino en la flotilla vehicular del país hacia el transporte eléctrico. Los incentivos son de índole económico y no económico, se citan algunos de estos incentivos a continuación.

- Se aplican las exoneraciones a partes y repuestos de vehículos eléctricos (solo partes especificadas).
- Exoneración a las partes de construcción de centros de recarga para vehículos eléctricos.
- Exoneración del pago del Derecho de Circulación de los Vehículos Eléctricos (marchamo) por los primeros cinco años desde su entrada al país.
- Exoneración total a los horarios de restricción vehicular establecida en Circunvalación.
- Distintivo que les permitirá el no pago de parquímetros.
- Podrán parquear en espacios especiales denominados “parqueos azules” (por ejemplo, en centros comerciales).

El Gobierno de la República de Costa Rica alineado a la ley antes mencionada también ha creado planes para buscar el cambio de la flotilla de vehículos de combustible fósil hacia vehículos eléctricos, entre estos planes se puede citar el *Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050*, y el *Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030*. Ambos plantean objetivos a corto, mediano y largo plazo en busca de incentivar la movilidad eléctrica, estos esfuerzos se han mostrado también en el informe del estado de la nación 2018. Aunque la legislación en el país es relativamente nueva si muestra un claro interés del gobierno por llevar de manera efectiva la incorporación de vehículos eléctricos a la flota vehicular del país.

2.5 Equilibrio de demanda eléctrica

En un sistema eléctrico se debe buscar un equilibrio entre la cantidad de energía consumida y la cantidad de energía producida, esto permite darle mayor estabilidad y eficiencia a la red, por esto las empresas procuran conocer cuáles serán los valores de energía que demandara el sistema para así tener una idea de cómo afrontarlos antes de que sucedan, bajo esta idea es que se realizan proyecciones de demanda de energía y de potencia máxima. En la figura 2.6 se muestra la curva de demanda energética para marzo del 2019, esta figura se toma del reporte mensual del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y muestra los datos de todo el sistema eléctrico nacional.

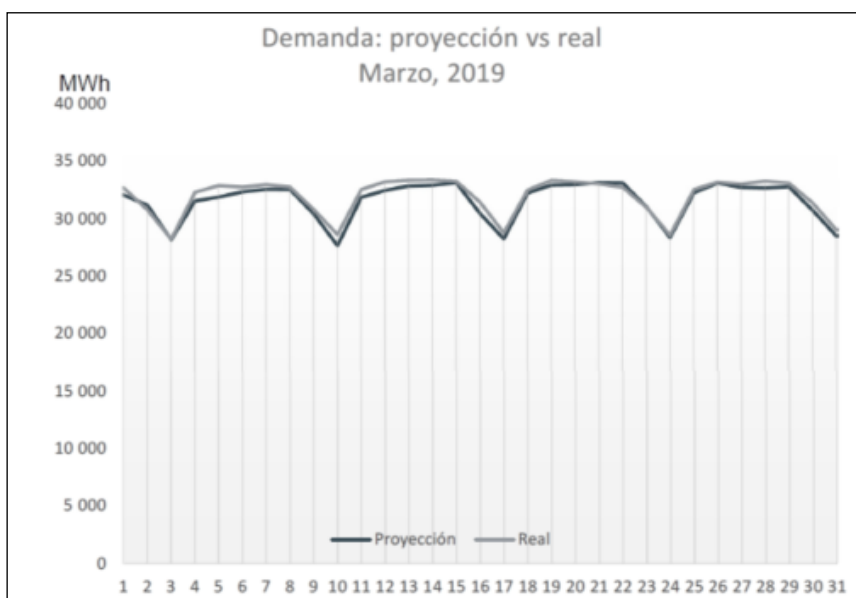


Figura 2.6: Demanda de energía marzo 2019 según el CENCE. Tomado de (Web CENCE)

En la figura 2.7 se muestra una gráfica tomada de la misma fuente pero que muestra el comportamiento de la demanda máxima en el mismo periodo.



Figura 2.7: Demandas máximas de potencia marzo 2019 según el CENCE. Tomado de (Web CENCE)

Tanto la figura 2.6 como la 2.7 muestra una comparación de los datos reales registrados con los datos proyectados, en la primera de ellas ambas líneas tienen un comportamiento muy homologado, para la figura 2.7 se muestra un comportamiento un tanto más distanciado lo cual no es extraño ya que una proyección es solo una idea de cómo podría comportarse el sistema, pero este comportamiento dependerá de la dinámica real del sistema, de circunstancias y características propias del momento y de las cargas conectadas.

Normalmente las proyecciones de demanda se realizan utilizando datos históricos, sin embargo, también se ha venido tomando en cuenta otras variables que no tienen que ver precisamente con características eléctricas sino más bien de comportamiento de la población, un ejemplo de ello son las proyecciones que realiza el ICE para el sistema eléctrico nacional donde utilizan variables como estimaciones del crecimiento macroeconómico del país realizadas por el Banco Central de Costa Rica, y del crecimiento de población publicadas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos.

En tema de proyecciones se busca que estas sean lo más cercanas a la realidad a sabiendas de que una proyección nunca podrá arrojar una estimación exacta de las condiciones futuras, por la natural incertidumbre que reviste este tipo de procesos por lo que se necesita “...realizar proyecciones de las variables cantidad de clientes, consumo de energía y demanda máxima de potencia tomando en cuenta aspectos adicionales a su propia tendencia, tales como aspectos económicos, sociales y demográficos.” (Molina, 2018).

El comportamiento de un sistema eléctrico en términos de demanda de energía va a depender directamente de los hábitos de los usuarios y de las cargas que estos conecten o utilicen, niveles de empleabilidad de la población, índices de competitividad cantonal, aprobación de leyes o incluso cambios en políticas públicas son variables de índole no eléctrico que pueden afectar el consumo de energía. Los vehículos eléctricos son una carga nueva que está emergiendo y que debe ser tomada en cuenta en proyecciones de demanda futuras, incluso revisar si las proyecciones actuales se pueden ver afectadas por la tendencia actual de penetración de este tipo de vehículos al sistema eléctrico.

2.6 Interacción de los VE con el sistema de distribución

Un VE representa una carga más que forma parte del sistema de distribución dado que sus tiempos de recarga de la batería hacen que demande potencia, esta demanda de potencia genera una interacción con la red de distribución que hasta el momento es un tema poco explorado en el país. Los primeros esfuerzos por conocer como es la interacción de los VE con la red se presentan en el Reino Unido donde desde enero del 2013 hasta diciembre del 2015 se desarrolla un proyecto denominado MEA (*My Electric Avenue* por sus siglas en inglés) que consiste en desplegar una flota de 200 VE a consumidores para estudiar los hábitos de conducción y recarga de una población geográfica y socioeconómicamente diversa (Quirós-Tortós, 2018). Este proyecto genera importante información sobre la frecuencia con la que los usuarios recargan sus vehículos, así como las horas del día predilectas para hacerlo o si se realiza más de una vez al día, la simultaneidad de recarga de vehículos, así como el porcentaje restante de batería en que los usuarios prefieren realizar las recargas.

Con estos datos recopilados se crea un modelo de un VE (Quirós-Tortós, 2018) para que mediante el uso de software se puedan presentar diferentes escenarios de penetración de VE en la red y determinar los efectos sobre ésta, logrando determinar que ante una alta penetración de VE se pueden presentar afectaciones sobre las redes de baja tensión o cargas que sobrepasen los límites térmicos de sus componentes, sin embargo mediante la aplicación de un sistema de gestión de recargas de vehículos se puede evitar sobrepasar estos límites térmicos y más bien aumentar la capacidad de penetración de VE en un sistema. Los resultados del proyecto MEA pueden ser usados para integrar los VE a la mayoría de sistemas eléctricos alrededor del mundo (Quirós-Tortós, 2018).

Para el caso de Latinoamérica la interacción de los vehículos con la red ha sido poco estudiada dado que la penetración de los mismos aún no es tan alta, esto principalmente a la falta de incentivos y altos precios de adquisición inicial (Quirós-Tortós, 2019). Se ha estudiado la dinámica del mercado para este tipo de vehículos en algunos países de Latinoamérica, analizando los incentivos que se ofrecen que van desde exoneraciones de pagos de impuestos hasta uso de parqueos exclusivos o exenciones de restricciones vehiculares siendo Costa Rica uno de los países que ofrece una de las mejores condiciones para la tenencia de este tipo de vehículos.

Se ha comparado el costo total de posesión de un vehículo eléctrico comparado con un vehículo de combustión interna, el costo total de posesión consiste en enumerar los distintos rubros en los que se desembolsan recursos económicos para la adquisición, operación y mantenimiento de un vehículo eléctrico y de uno de combustión interna, cuantificarlos mediante un flujo de caja, expresar los gastos en valor presente (Araya, 2018), mediante este análisis con las condiciones actuales se determina el tiempo en años en el cual el costo total de posesión de un vehículo eléctrico equivale al de un vehículo de combustión interna, y a partir de ese tiempo el poseer un vehículo eléctrico se vuelva más barato que uno de combustión interna a pesar de que en principio el costo de adquirir un vehículo eléctrico es mayor. Bajo este análisis se logró determinar que de los países estudiados en América Latina, Costa Rica tiene el menor tiempo en el que el costo total de posesión de un vehículo eléctrico se iguala al de un vehículo de combustión interna, siendo este tiempo de 6 años (Quirós-Tortós, 2019). A nivel nacional se ha estudiado la forma de ubicar estaciones de recarga rápida para vehículos eléctricos que permitan a las autonomías de éstos tener la posibilidad de recorrer el país teniendo disponible una estación de recarga basándose en las condiciones de la geografía y el territorio. Estos estudios sugieren la cantidad idónea de estaciones de recarga y la ubicación de las mismas que en un futuro se deberían construir para poder cubrir las necesidades de carga de los VE (Brenes, 2016). En 2018 el Laboratorio de Investigación en Potencia y Energía de la Universidad de Costa Rica sugiere que deben existir 34 centros de recarga rápida en Costa Rica, de los cuales 9 deben estar ubicados en el GAM.

2.7 Herramientas informáticas para simulación

Mediante el uso del software libre denominado OpenDSS desarrollado por el *Electric Power Research Institute* se pueden realizar simulaciones de circuitos de distribución sirviendo de

base para la planificación y análisis de su crecimiento, así como la interconexión con sistemas de generación distribuida, integración de redes inteligentes y demás tecnologías que integran los sistemas de distribución de la actualidad, además es capaz de realizar una amplia gama de simulaciones, incluyendo estudios de flujos de potencia instantáneos, diarios y anuales, estudios de corto circuito, incluyendo todos los tipos de fallas; y estudio de flujos de potencia con componentes armónicos, siendo capaz de realizar simulaciones en muchos casos más complejas que algunos productos comerciales (Dugan, 2016).

En OpenDSS el comportamiento de las cargas puede ser simulado mediante perfiles definidos en subintervalos de los períodos de simulación, lo que facilita incorporar al comportamiento de carga información recogida mediante mediciones de consumo de energía realizadas a clientes, en las cuales los equipos suelen muestrear la información de consumo y representarla en intervalos de decenas de minutos.

Se puede realizar una comunicación entre OpenDSS y otras plataformas. De esta manera, se puede utilizar otro lenguaje de programación para manejar el software de simulación, realizar simulaciones, importar los resultados de estas y realizar análisis o inclusive ejecutar otras tareas, por ejemplo, para preparar resultados que sirvan para parametrizar los elementos de la simulación. En relación con esta capacidad, se utilizará el paquete informático Python para controlar OpenDSS, ya que permite interrogar resultados fácilmente y dispone de gran cantidad de recursos para analizarlos.

Para los métodos de asignaciones de cargas se va a utilizar simulaciones de tipo Monte Carlo, con este método se desea modelar un fenómeno cuyo desarrollo no se encuentra dado en una manera predefinida rigurosamente, es decir está definido de una manera estocástica, generalmente dependiente de una secuencia de números aleatorios generados durante la simulación. Al realizar una segunda simulación, que considera una nueva secuencia de números aleatorios el resultado de la simulación será distinto al primero, pero los valores obtenidos estarán de acuerdo con los obtenidos inicialmente, diferenciados por cierto “error estadístico” (Landa y Binder, 2015).

Adicionalmente se van a utilizar herramientas de simulación desarrolladas y optimizadas para la CNFL, las cuales interrelacionan información de software de tipo geográfico eléctrico con software de simulación como el mencionado anteriormente. Dichas herramientas fueron adaptadas en la CNFL y se utilizan comúnmente para los estudios en los que se requiera realizar simulaciones de flujos de potencia y están basadas en desarrollos previos (Quirós-Tortós, 2017) y (Valverde, 2017) hechos por el Laboratorio de Investigación en Potencia y Energía (*Electric Power and Energy Research Laboratory*) de la UCR, EPERLab por sus siglas en inglés.

Capítulo 3. Determinación de información inicial

La incorporación de vehículos eléctricos en la red vial de Costa Rica ha venido presentando una tendencia al auge sostenido en los últimos años, según datos del MINAE reportados por el comisionado de electromovilidad de Casa Presidencial, en el país hay más de 3200 vehículos eléctricos registrados incluyendo motocicletas y otros como carritos de golf o montacargas, de ese total 1435 corresponden automóviles (MINAE, 2020).

Se proyecta que al finalizar el año 2021 en el país podría haber 2598 automóviles eléctricos, a pesar de los efectos de la pandemia a abril de ese año se tienen 303 vehículos inscritos. Es notable que el país está experimentando un crecimiento acelerado de este tipo de unidades en las calles, incluso se proyecta que para el 2022 existan 5407 (MINAE, 2020) vehículos eléctricos en el país.

A pesar de que actualmente hay una cantidad importante de vehículos eléctricos se vuelve una tarea complicada el poder conseguir los datos de los dueños de estos vehículos ya que no hay una base de datos que sea de fácil acceso. Algunas asociaciones tienen sus propias bases de datos, incluso CNFL cuenta con una base de datos derivada de las inscripciones de usuarios para el uso de la red de cargadores semi rápidos.

Al analizar estas bases de datos se busca encontrar dueños de vehículos que a su vez sean clientes de CNFL, con esto poder analizar los hábitos de consumo y modificaciones a la potencia demandada derivados de las cargas de sus baterías. Se logra determinar que encontrar un dueño de vehículo eléctrico que a la vez sea cliente de CNFL no es una condición tan sencilla de comprobar, incluso analizando las bases de datos propias de CNFL se dificulta obtener esta coincidencia, posiblemente debido a que el dueño registral del vehículo no siempre es la misma persona que tiene el servicio eléctrico a su nombre.

Esto hace que se requiera buscar una base de datos externa, que abarque mayor número de registros, con esto se consigue aumentar la probabilidad de obtener dueños de vehículos que a su vez sean clientes de CNFL. De esta forma se consigue obtener acceso a una base de datos con 940 registros de vehículos eléctricos, donde se determina que 180 de esos registros son de vehículos que pertenecen a instituciones del gobierno por lo que se descartan y como resultado se tiene un total de 760 registros de vehículos de uso particular en los que se busca la condición antes descrita.

Luego del análisis de los 760 registros iniciales, se logra determinar que 366 dueños de vehículos son a su vez clientes de CNFL es decir se logra asociar uno o más medidores de energía al número de identificación del dueño registral de un vehículo eléctrico. Se parte entonces del estudio a fondo de estos 366 resultados para fundamentar el análisis desarrollado en este proyecto.

3.1 Métodos de análisis de información

Una vez identificados los servicios de CNFL con vehículo eléctrico se estableció una manera de analizar estos datos. Primero se realizó una depuración de los mismos para eliminar datos

repetidos, o irrelevantes ya que se identificaron casos en los que una sola persona física o jurídica dueña de un vehículo eléctrico está asociada a una gran cantidad de servicios, o se determinan casos en los que el vehículo este asociado a una entidad financiera, posiblemente debido a que se trata de un vehículo costado a través de un contrato de arrendamiento con opción de compra. Luego de depurar los datos se puede procedió a realizar el análisis de los restantes que corresponderían a 284 servicios.

Antes de llegar a ese punto cabe resaltar una característica importante que divide los servicios en 2 grupos, aquellos servicios que cuentan con medidor inteligente capaz de registrar datos como consumos instantáneos y curvas de consumo, y los que cuentan con un medidor convencional únicamente capaz de registrar valores acumulados de consumo.

Del total de servicios de CNFL asociados a un vehículo eléctrico, la mayoría de estos cuentan con un medidor convencional, específicamente 249 servicios representando aproximadamente un 88%, mientras que el 12% restante correspondiente a 35 servicios cuentan con un medidor inteligente.

3.1.1 Metodología para medidores convencionales

Como un medidor convencional es únicamente capaz de mostrar valores acumulados, no se puede ver la influencia específica de las recargas del vehículo en el consumo del servicio por lo que se debe analizar el consumo total mes a mes. Con la base de datos obtenida al contar con la placa de los vehículos es posible de terminar la fecha de inscripción, por lo tanto, lo que se hace es tabular los consumos totales de cada mes durante doce meses antes de que el cliente tenga el vehículo, y obtener un promedio de consumo del cliente antes de realizar recargas en su casa. Se toman 12 meses ya que se busca obtener información acerca de los consumos habituales del cliente antes de tener su VE.

Una vez que se obtiene el promedio de consumo antes de tener VE se busca compararlo con el consumo promedio luego de que tiene VE, por lo tanto, se tabulan ahora los datos posteriores a la fecha de adquisición. Se aclara que no se utilizaran datos posteriores a abril-mayo del 2020 esto para evitar los efectos ocasionados por la pandemia de la COVID-19 en los consumos típicos de los hogares. Respetando esta salvedad se obtiene el consumo promedio del cliente cuando ya está realizando recargas en su casa.

Una vez que se tienen ambos promedios se comparan y se determina en qué medida cambió el consumo del cliente antes y después de tener el VE.

3.1.2 Metodología para medidores inteligentes

Un medidor inteligente es capaz de tomar lecturas continuas del consumo de energía y guardar estas lecturas de manera que puedan ser “interrogadas” por un medidor central que se comunica con un sistema el cual almacena los datos y permite ser consultado en cualquier momento.

En ciertas ocasiones, por fallos técnicos en los medidores o en el software encargado del tratamiento de la información no se logra tener acceso a la totalidad de los datos, o se obtienen

datos incompletos. Teniendo esto en cuenta se realiza una búsqueda de los servicios eléctricos en los que se ha logrado identificar que poseen un medidor inteligente con las bases de datos que almacenan las lecturas de éstos, así se logra conocer los consumos cada 15 minutos de los servicios de interés.

Posteriormente se puede construir las curvas de consumo diarias de cada servicio encontrado, analizando estas curvas y conociendo las fechas en las cuales los clientes adquirieron el VE se pueden empezar a buscar indicios de recargas de vehículos en las curvas. Conociendo las potencias habituales a las que se realizan las recargas de vehículos y el tiempo aproximado que tardan estas recargas, se busca en los perfiles de carga lapsos en los cuales se tenga una potencia sostenida durante un tiempo.

Como se conoce la fecha aproximada desde la cual el usuario tiene el VE se puede comparar las curvas antes y después de esa fecha y verificar que el indicio de recarga de VE no estaba presente antes de la adquisición del vehículo esto para no confundir el comportamiento de potencia sostenida durante un tiempo con un consumo de otro aparato en la vivienda.

3.2 Obtención de curvas de recarga basados en datos de medidores inteligentes

Para cada servicio se separan las curvas de los días que presentan el indicio de recarga de vehículo, se toman todos estos datos y se tabulan para proceder a buscar las horas de mayor probabilidad de que el vehículo se esté cargando. Del total de 35 medidores inteligentes asociados con dueños de VE, se logra encontrar datos para 15 de ellos de los cuales se descarta uno ya que pertenecía a una agencia de venta de vehículos con lo cual quedan 14 servicios. Para esos 14 servicios se logra identificar un total de 689 curvas que presentan un indicio de recarga de vehículo. Cabe resaltar que cada curva representa un día en el cual se observa evidencia de recarga en cualquier momento del día.

Por cada día se tienen 96 lecturas correspondientes a una lectura cada 15 minutos iniciando a las 00:00 horas y finalizando a las 23:45 horas, por lo que para cada uno de los servicios se crea una tabla donde se colocan sucesivamente todos los datos de las curvas antes mencionadas, de forma tal que sea posible saber el comportamiento de todos los datos a una hora específica, esto con el fin de saber a lo largo de todos los días lo que sucede en determinado momento y poder compararlo con el resto de días, dicha estructura se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Distribución de datos en tabla para análisis

Hora	Día 1	Día 2	...	Día n
00:00	dato 1, d1	dato 1, d2	...	dato 1, dn
00:15	dato 2, d1	dato 2, d2	...	dato 2, dn
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
23:45	dato 96, d1	dato 96, d2	...	dato 96, dn

Los datos son analizados para cada una de las lecturas del día, de esta manera se logra evidenciar el comportamiento en los diferentes días de ese mismo instante con el fin de encontrar un patrón que permita indicar un posible hábito de carga del usuario.

Se crea un gráfico de caja para cada uno de los 96 instantes del día y mediante el análisis por cuartiles se puede observar que tan distribuidos o agrupados están los datos, entre más agrupados más probabilidades de que en los distintos días en un instante dado se tenga una lectura similar con lo cual se estaría ante un comportamiento regular que tiene el usuario de ese servicio, mediante el análisis por cuartiles se puede determinar la cantidad de datos que están en un rango determinado y conocer si esto representa un porcentaje significativo de todos los datos o no.

Durante el análisis en un inicio se observa que hay una variabilidad grande en todos los instantes del día, no se logra identificar claramente un agrupamiento como se ejemplifica en la figura 3.1.

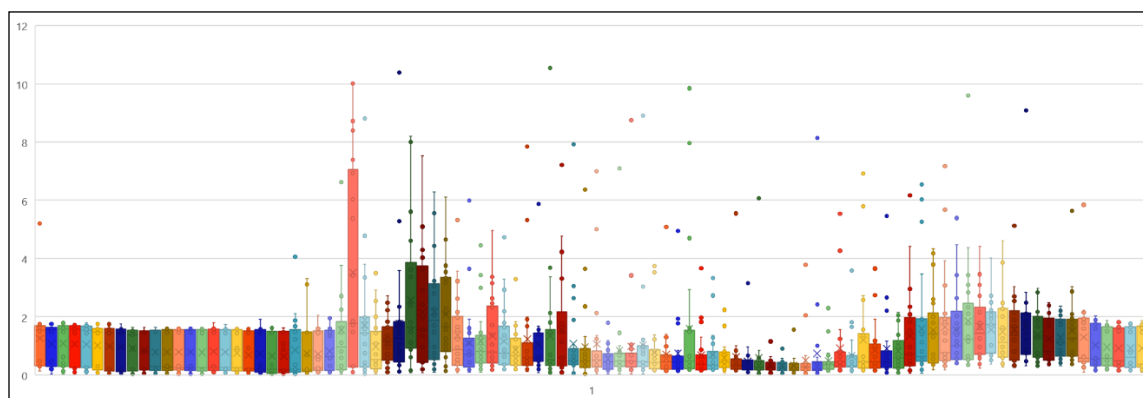


Figura 3.1: Ausencia de agrupamiento de datos

Esto se debe a que los datos deben ser más coincidentes, es decir agrupar para análisis los días según la hora del día a la que se presenta el indicio de recarga para lo cual se separan los días en indicios de carga durante la mañana, la tarde y la noche analizándolos por separado. Hecho este agrupamiento se obtienen gráficos de caja con cajas más pequeñas como se ve en la figura 3.2 lo que indica que los datos están mucho más agrupados y la varianza alrededor de la mediana es menor por lo que la probabilidad de que un dato este dentro de un rango más pequeño es mayor.

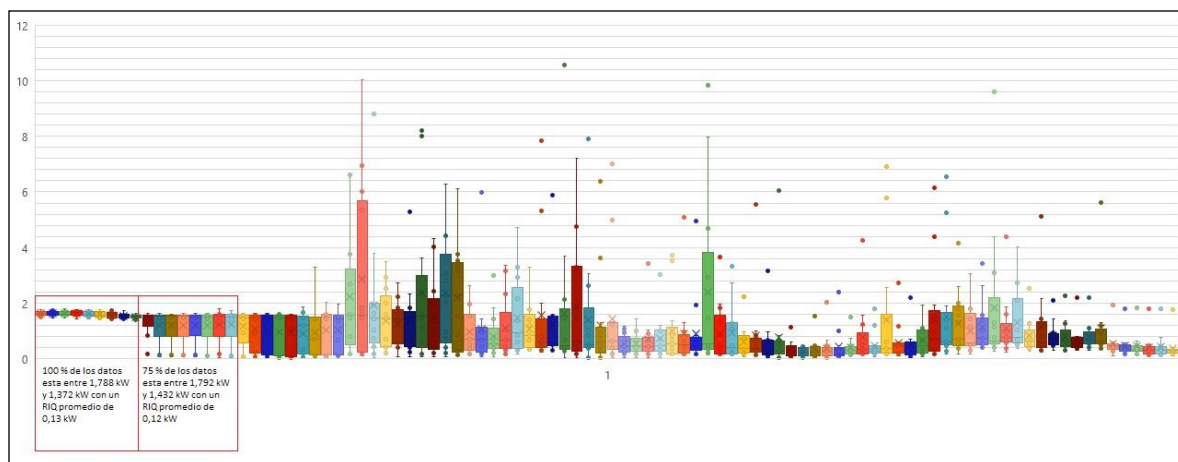


Figura 3.2: Datos agrupados

Una vez hechos estos gráficos y agrupamientos se buscan los conjuntos de datos donde más del 75% de ellos estén en un rango definido alrededor de la mediana y con un rango intercuartil por debajo de 0,15 kW

Con los datos que presentan estos niveles de coincidencia se puede decir que, con mucha frecuencia a lo largo de todos los días, en un instante dado del día el medidor del servicio presenta una lectura similar, con lo cual se puede deducir que es muy probable que en ese instante el usuario esté haciendo la misma tarea, que se puede concluir que es la carga de su vehículo y según la lectura indicada por el medidor se puede conocer la potencia a la cual se está haciendo.

Es de esta manera como se consiguen 26 curvas de carga basadas en los hábitos y lecturas reales de medidores de usuarios de CNFL que cuentan con VE. Se obtienen curvas de carga lenta (inferior a 2 kW), carga “rápida” (alrededor de 7 kW) y carga media (entre 2 kW y 4 kW) distribuidas a lo largo del día, principalmente en horas de la noche, pasadas las 21:00 horas y en horas de la madrugada, antes de las 5:00 horas. Estas curvas se van a utilizar en el proceso de simulación para conectarlas junto con las curvas típicas ya existentes y asignarlas a los clientes que se asumirá contarán con VE, en la figura 3.3 se muestran las curvas obtenidas.

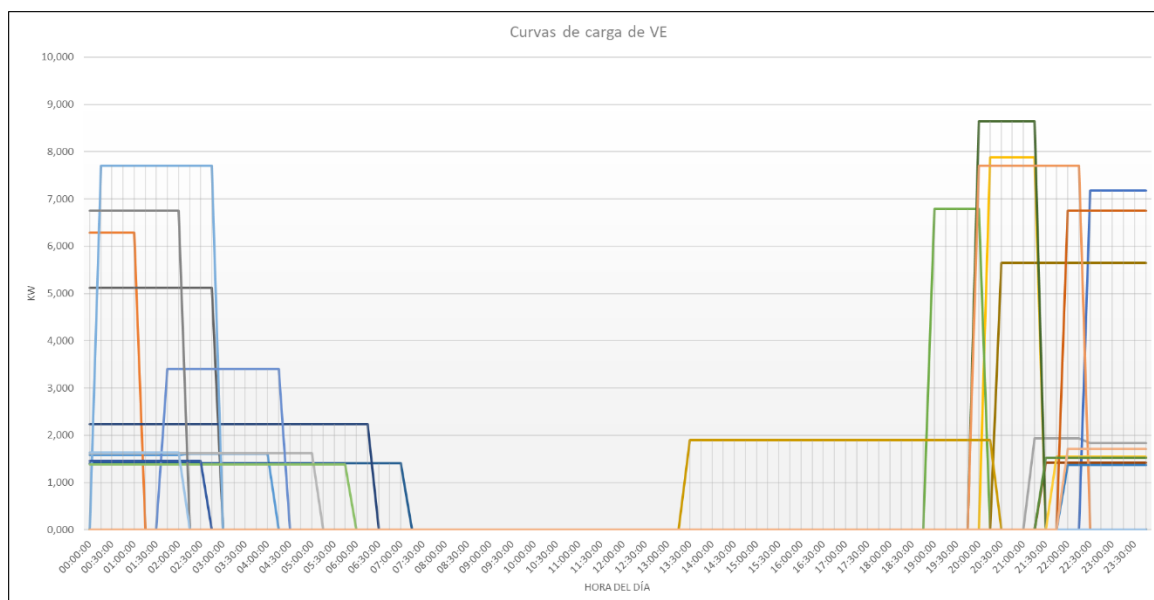


Figura 3.3: Curvas de recargas de VE obtenidas.

3.3 Curvas típicas de consumo de clientes residenciales

Para el desarrollo de este proyecto se hace uso de las curvas típicas de consumo utilizadas en la CNFL para estudios de planificación (Gonzales, 2020), estas curvas son el resultado del análisis de perfiles de carga obtenidos de medidores AMI de la red de distribución de la CNFL. Estas curvas son recolectadas por un sistema que las almacena en un *Data Warehouse* (DWH) donde, adicionalmente se requiere acceder a otro sistema que contiene información comercial de los clientes con el fin de poder relacionar números de medidores con la información geográfica y eléctrica de los abonados (Gonzales, 2020).

Los datos de las curvas son extraídos del DWH y convertidos a un tipo de archivo que permita disminuir el tamaño del archivo y facilitar su manipulación, a continuación estos datos pasan por un proceso de depuración para lo que inicialmente se identifica si el día leído corresponde a un día entre semana o a uno de fin de semana, seguidamente se procede a identificar y descartar los valores que están fuera del comportamiento normal con lo que se obtiene un promedio de las curvas de demanda del cliente y dos curvas representativas una representando los días laborales y otra los días de fin de semana (Gonzales, 2020).

Luego de esto se procede a una segregación en rangos definidos según el consumo de energía activa mensual de cada medidor y el tipo de tarifa respectivo. De esta manera, se asegura que el análisis contemple consumidores que se espera tengan un patrón de consumo similar (Gonzales, 2020), los rangos identificados en estos datos se comparan con los definidos en el sistema que contiene los datos comerciales de los clientes y se clasifican según el rango de consumo y el tipo de tarifa con el fin de poder obtener curvas representativas para clientes comerciales, residenciales, industriales, etc.

Por último, se usa un algoritmo de agrupación de segundo orden (Gonzales, 2020) con el fin de identificar comportamientos similares en curvas pertenecientes a un mismo bloque de consumo y tipo de tarifa y descartar las curvas que presentan comportamientos no típicos. Luego de obtenidas las curvas se realiza un proceso de verificación para confirmar que las curvas obtenidas realmente muestran un comportamiento esperado para un cliente de determinado bloque de consumo y tipo de tarifa. Para este proyecto se utilizan curvas obtenidas con datos del 2019 y se hace uso de las curvas del tipo de tarifa residencial y residencial horaria que tienen los mejores valores de correlación entre curvas estimadas y medidas (Gonzales, 2020).

3.4 Selección de circuito

La CNFL tiene 124 circuitos en su área de concesión, en 74 de estos hay presencia de al menos un vehículo eléctrico y en 10 de estos circuitos hay al menos 10 vehículos según los datos registrados. El circuito de CNFL que tiene más VE según los registros que se pudieron consultar cuenta con 23 unidades, este circuito pertenece a la subestación que registra más vehículos según los registros con 59 unidades y con registro de VE en 7 de sus 9 circuitos, esta subestación supera ampliamente a la que se ubica en la segunda posición con 35 VE. En la figura 3.5 se muestra el circuito indicado con la ubicación de los clientes que con los datos recopilados se determina que cuentan con VE.

Se muestra la subestación en la parte superior de la figura 3.4 indicada por un punto morado, las líneas de media tensión se muestran en color azul y las de baja tensión en color verde, los clientes identificados en este circuito con VE se muestran con puntos de color naranja distribuidos en el circuito (hay 2 clientes muy cercanos que parecen un solo punto).

Este es el circuito de la CNFL que se utilizara como circuito representativo en este trabajo. Este circuito es primordialmente residencial, cuenta con 12 004 clientes en baja tensión (BT) divididos en 1040 clientes comerciales, 17 clientes industriales y 10 947 clientes residenciales. El circuito tiene 3 clientes en media tensión (MT) además cuenta con 530 transformadores de distribución con potencias que van desde los 10 kVA a los 167 kVA, cuenta también con una extensión aproximada de líneas en MT de 66,7 km y 170,6 km de línea en BT considerando redes aéreas, subterráneas, trifásicas, bifásicas y monofásicas, así como conductores de acometida y de alumbrado público.



Figura 3.4: Circuito elegido para simulaciones

Capítulo 4. Metodología de simulaciones en el circuito

Una vez seleccionado el circuito del sistema de distribución de CNFL se define la manera en que se efectuara el estudio en él. Se utilizarán simulaciones tipo Montecarlo (MC) para el circuito, se utilizará un MC igual a 20, ya que se logra identificar que luego del MC 14 la varianza se estabiliza con lo cual los resultados son considerados confiables. El MC de 20 también se deriva del utilizado típicamente en las simulaciones realizadas en la CNFL y de la optimización del código de simulación e insumos utilizados. En la figura 4.1 se muestra la varianza de los resultados obtenidos para una corrida del circuito con MC de 20.

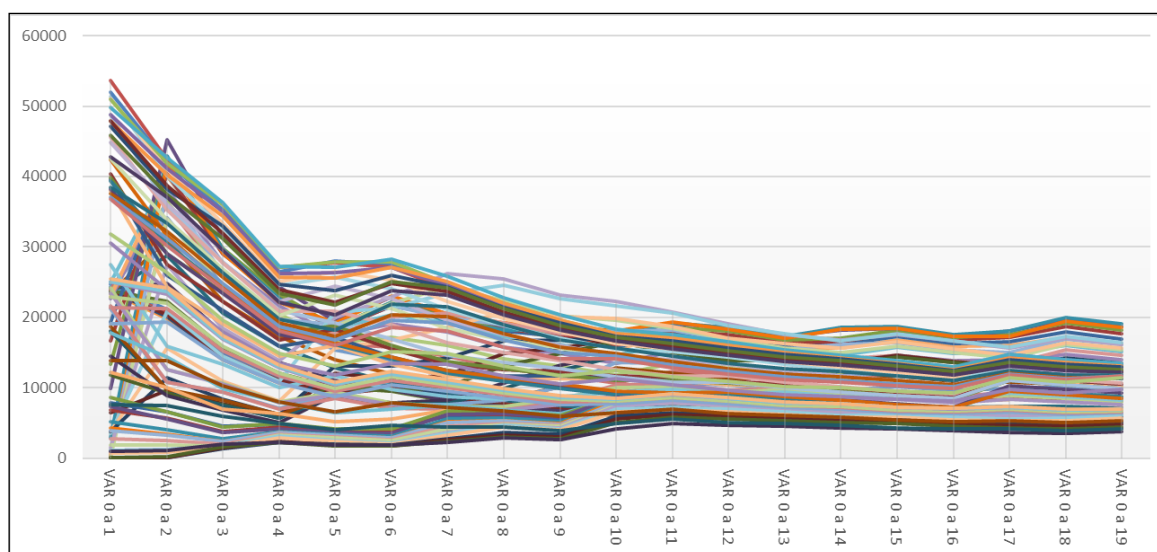


Figura 4.1: Varianza entre simulaciones de un MC = 20

Para desarrollar el análisis, se simula un flujo de potencia sobre el circuito, cabe resaltar que como se está realizando una simulación basada en curvas típicas de clientes, lo que se obtiene es una curva del consumo de todos los clientes del circuito la cual es similar a la curva de subestación correspondiente al circuito, sin embargo no es exactamente igual como si se usara un método de *load-allocation*, se presentan ligeras diferencias debido a que la curva vista desde la subestación considera los efectos de consumo de energía de las luminarias y de las pérdidas técnicas y no técnicas mientras que la curva obtenida de las simulaciones no considera estos aspectos si no únicamente el consumo de energía de los clientes del circuito. Cabe mencionar que si se usa *load-allocation* el error de la curva real respecto a la simulada mediante el uso de técnicas de simulación pueden hacer que ese error baje o incluso llegue a ser cero, pero no se abarcan en este caso ya que se simula utilizando curvas típicas debido a que es el método probado y optimizado por los algoritmos y sistemas utilizados en las simulaciones de la CNFL de donde se tomaron los recursos y herramientas de simulación para este caso.

En la figura 4.2 se muestra una comparativa de la curva vista desde la subestación con la curva de consumo de los clientes para el circuito elegido, se puede observar que siguen una tendencia bastante similar y la curva de consumo tiene un error promedio aceptable.

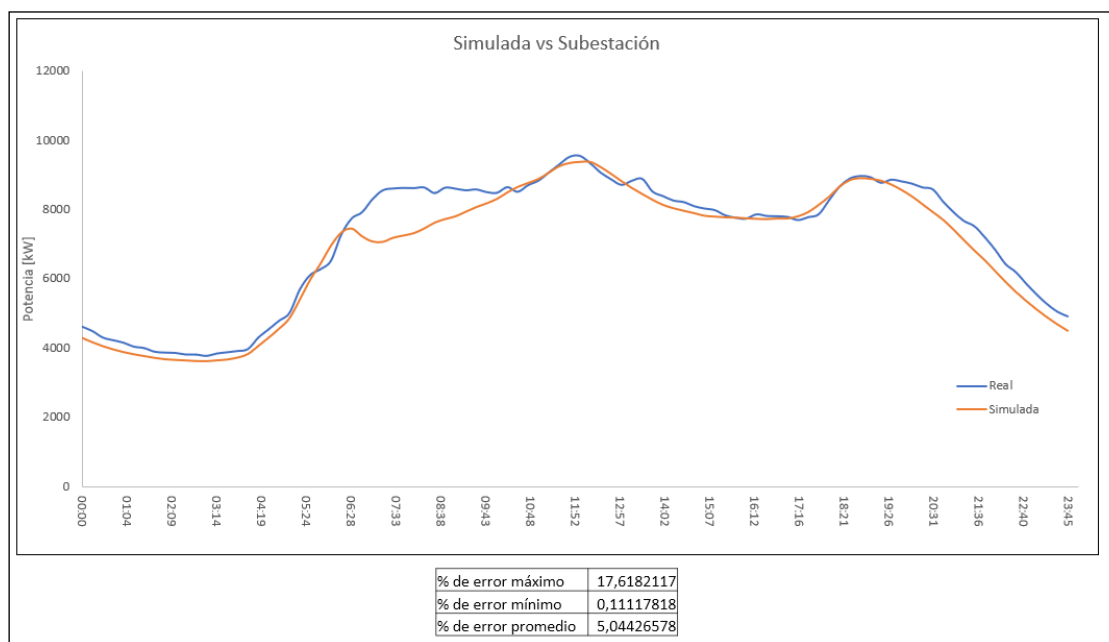


Figura 4.2: Comparación de curva simulada con curva de subestación

Se toma un escenario base, para lo cual se considera una penetración de VE de 0%, esto significa que no se añadirá ninguna curva con hábitos de carga de VE. Seguidamente se va a hacer una simulación con una penetración de un 1% añadiendo curvas de recarga de VE como las mostradas en la figura 3.3 a las curvas típicas del 1% de los clientes residenciales y así de manera sucesiva en pasos de 1% de penetración hasta llegar al 10%, a partir de ese punto se realizará la adición de curvas de VE eléctrico a las curvas típicas de manera sucesiva en pasos de 5% de penetración hasta llegar al 100%. Las 26 curvas de recarga de VE mostradas en la figura 3.3 son diferentes entre si con lo que se puede determinar que no hay una mayor probabilidad de ocurrencia de una respecto a la otra, por lo que serán utilizadas en las simulaciones de una manera completamente aleatoria sin que alguna de ellas tenga una prevalencia o una mayor probabilidad de ocurrencia respecto a las demás.

En el circuito en un inicio se identificó que ya se contaba con 23 unidades de VE, estas tienen una distribución amplia en el circuito sin mostrar un patrón de agrupamiento claramente identificable que sugiera que la distribución o probabilidad de existencia de VE en el circuito se debiera a aspectos económicos o demográficos. Se buscó encontrar una relación entre el consumo de energía de los clientes y la probabilidad de adquisición de un VE, bajo la hipótesis de que un cliente con mayor consumo tendría mayor poder adquisitivo y por lo tanto

tendría mayor facilidad financiera para adquirir un VE, para probar esto se analizó el promedio de consumo antes de la adquisición del vehículo de clientes que no tienen medidor AMI y comprobar si realmente los clientes con mayor consumo son los que más adquieren VE. Se revisó el promedio de consumo de 133 clientes que, según las relaciones de datos realizadas, tienen VE y son clientes CNFL. Se distribuyen estos clientes en bloques de consumo según su la cantidad de energía promedio consumida en kWh antes de adquirir el vehículo, tomando como referencia la fecha de inscripción del mismo. En la figura 4.3 se muestran los resultados obtenidos.

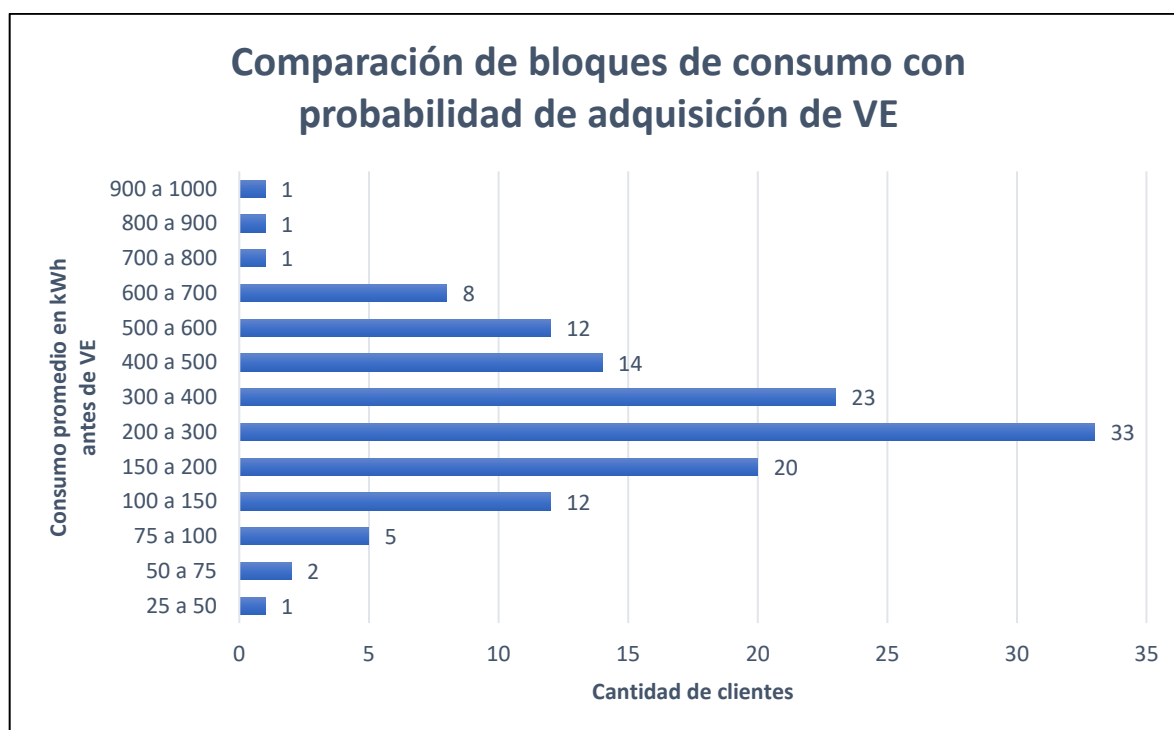


Figura 4.3: Bloques de consumo promedio antes de VE

De las bases de datos de la CNFL se verifica el consumo mensual promedio de 493 119 abonados residenciales y se obtiene un promedio de consumo de 239 kWh, ese consumo promedio está ubicado en el bloque de consumo de entre 200 kWh y 300 kWh de la figura 4.3 que según los datos es el bloque al que pertenecen la mayoría de dueños de VE, además se puede observar que alrededor de ese bloque de consumo se presenta una distribución de tipo normal de los datos, con lo cual queda comprobado en este caso que no se presenta una relación directa entre el aumento de probabilidad de adquirir un VE por parte de los usuarios que presentan mayor consumo mensual. Por lo tanto, la distribución de VE en las simulaciones se realizará de manera aleatoria.

Se intentó acceder a datos por parte del INEC para identificar posibles variables demográficas como, por ejemplo, el poder adquisitivo de las personas o ingreso per cápita que permitan

obtener datos de cómo podría ser la distribución de VE en el circuito, sin embargo, se identifica que estos datos tienen una resolución muy baja, ya que se dan a nivel de cantón. Para que la variable pudiera ser tomada en cuenta se requeriría que tuviera una resolución al menos a nivel distrital y aun así presentaría contratiempos dado que algunos de los circuitos de CNFL no tienen una distribución delimitada por límites geográficos, un circuito puede pasar de un distrito o cantón a otro.

Dado que la distribución en el circuito se realizó de forma aleatoria, se asumió que todas las personas tienen la misma probabilidad de adquirir un VE. A pesar de que esta afirmación no es del todo cierta, se ha demostrado que la tendencia de aparición de VE en la flota vehicular nacional es bastante acelerada dados los incentivos que se presentan para estimular a las personas a realizar la adquisición de un VE o la sustitución de su vehículo de combustión actual por uno eléctrico, adicionalmente existe el factor de baja de precio en las baterías lo cual se convierte a su vez en una baja en el precio total del VE que en el corto plazo puede propiciar que el valor de un VE iguale al de uno de combustión haciendo así más probable aún la aparición de los primeros en la red de distribución eléctrica, con lo cual es viable realizar la asignación de VE de manera aleatoria en el circuito para las simulaciones.

En cada una de las simulaciones se fue evaluando el comportamiento del circuito para lograr identificar particularidades que se puedan presentar, se buscaron variaciones de tensión, sobrecarga de conductores y de transformadores, así como el comportamiento de la demanda total del circuito. Posteriormente se realizó un análisis técnico económico de métodos para contrarrestar las particularidades identificadas.

Como las simulaciones se hicieron en pasos de penetración del 1% y posteriormente del 5% de VE en el circuito, también se pudo identificar, según las tendencias de incorporación de VE a la flota vehicular del país, en cuanto tiempo se podría alcanzar cierto porcentaje de penetración simulado mediante el uso de proyecciones simples de datos ya recolectados.

Para cada porcentaje de penetración de vehículos eléctricos se obtuvieron resultados luego de la simulación, estos resultados fueron analizados supervisando el comportamiento de la ubicación de la demanda máxima del circuito, así como identificar inconvenientes de elementos que lo conforman, como por ejemplo transformadores y conductores.

Capítulo 5. Resultados de simulaciones en el circuito

En primera instancia se obtiene el resultado de la simulación base de referencia, la cual considera una penetración de 0% de VE, es decir es la condición inicial del circuito, cabe recalcar que este escenario base considera los 23 VE que ya están en el circuito, al indicar que hay 0% de penetración de VE se hace referencia a vehículos añadidos por medio de simulaciones como se explicó anteriormente.

En la figura 5.1 se muestra el resultado de esta simulación de referencia, se observa la gráfica de demanda de todos los clientes del circuito, así como las pérdidas totales correspondientes.

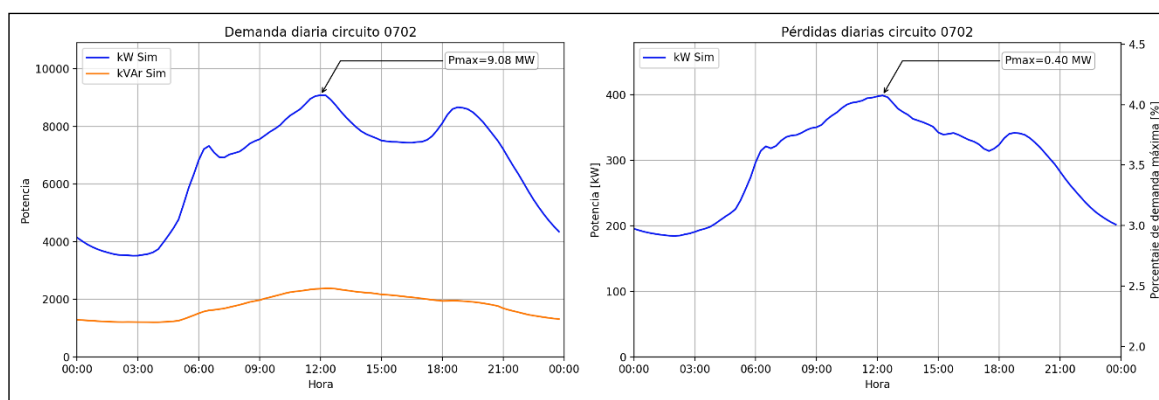


Figura 5.1: Curva demanda diaria de escenario base (0% penetración VE)

La grafica izquierda de la figura 5.1 corresponde con la que se compara a la curva de la subestación en la figura 4.2, tanto en esa figura como en la 5.1 se puede observar la tendencia del circuito, siendo este un circuito mayormente residencial es esperable el comportamiento descrito por la curva, que muestra una elevación de demanda entre las 4:00 am y 6:00 am cuando las personas se preparan para iniciar su jornada, luego presenta su pico de demanda alrededor del mediodía cuando típicamente es la hora del almuerzo, para luego presentar otro aumento de demanda entre las 5:00 pm y 8:00 pm que es cuando las personas regresan a sus hogares luego de sus jornadas. A partir de esa hora la demanda empieza a descender gradualmente ya que las personas en su mayoría se van a dormir.

El comportamiento del circuito simulado es homologo al comportamiento de demanda total de la CNFL la cual cuenta en su mayoría con clientes residenciales, de hecho, a la hora de obtener la base de datos de clientes se encuentra que más del 87,04% de estos pertenecen al sector residencial, 12,67% al sector comercial y los restantes al sector industrial.

La figura 5.2 muestra el comportamiento de la carga de los 530 transformadores del circuito para este escenario base simulado, se separa la carga de los transformadores en 4 bloques que son aquellos que no sobrepasan el 80% de carga, los que están entre un 80% y un 100 % de carga, los que superan el 100% de carga, pero no sobrepasan el 130% y los que superan el 130% de carga.

En la simulación del escenario base se tienen 19 transformadores que ya presentan una carga mayor a su potencia nominal como se muestra en la figura 5.2, desde este punto se puede distinguir como la sobrecarga de los transformadores es un factor importante a monitorear y como estos elementos del circuito podrían verse directamente afectados a medida que se van añadiendo VE al sistema.

En este punto se debe aclarar que en adelante el termino sobrecarga se utilizara para definir un límite numérico, es decir se va a entender que un elemento tiene sobrecarga cuando trabaja por encima del 100% de su capacidad nominal, esta aclaración es especialmente importante cuando se refiera a transformadores, ya que es conocido que por lineamientos IEEE y ANSI y por las propias características del transformador, que estos tienen la capacidad de trabajar en regímenes de sobrecarga que pueden llegar hasta un 150% de su capacidad nominal siempre y cuando no se superen cantidades de tiempo definidas para cada cantidad de sobrecarga, por lo que un transformador sobrecargado no representa instantáneamente un problema, ya que habría que ahondar en conocer el tiempo en que el mismo trabaja de esa manera, dicha situación no se abarcara en este proyecto y se habla de un transformador con sobrecarga únicamente para referirse a una unidad que tiene una carga mayor a su capacidad nominal.

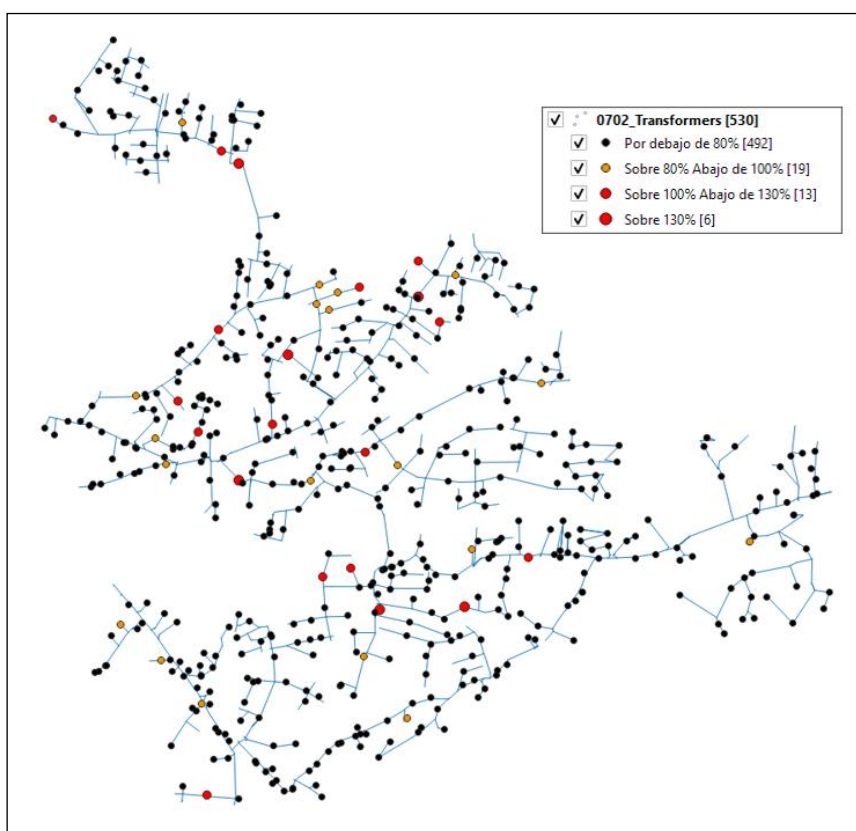


Figura 5.2: Carga de transformadores del circuito en escenario base (0% penetración VE)

Para el escenario base se tiene una potencia máxima registrada de 9,08 MW y la misma se presentó a eso del medio día tal y como lo muestra la figura 5.1. Como se había indicado anteriormente las simulaciones sucesivas se realizan aumentando en una unidad porcentual la inclusión de VE en el circuito, se observa el comportamiento de la potencia máxima registrada como se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Potencia máxima registrada según porcentaje de penetración de VE

Inclusión de VE	Potencia máxima registrada [MW]	Inclusión de VE	Potencia máxima registrada [MW]
0%	9,08	5%	9,06
1%	9,07	6%	9,07
2%	9,06	7%	9,02
3%	9,07	8%	9,10
4%	9,04	9%	9,04

Se destaca de la tabla 5.1 que todas las potencias máximas ahí indicadas se presentan alrededor del mediodía de manera similar a lo mostrado en la figura 5.1, se observa como la potencia máxima requerida se mantiene relativamente estable, aunque más vehículos forman parte del circuito, esto se debe a que como se muestra en la figura 3.3 en horas del mediodía las curvas de carga de VE no demandan potencia. En los diez porcentajes mostrados en la tabla 5.1 la hora a la que se presenta esa necesidad de potencia máxima sigue estando sin cambios. Cuando se realizó la simulación considerando un 10% de inclusión de VE se presenta un cambio en el momento en que se registra la máxima potencia en el circuito, esta pasa de presentarse a eso del medio día para moverse a una zona ubicada alrededor de las 8:00 pm como se muestra en la figura 5.3.

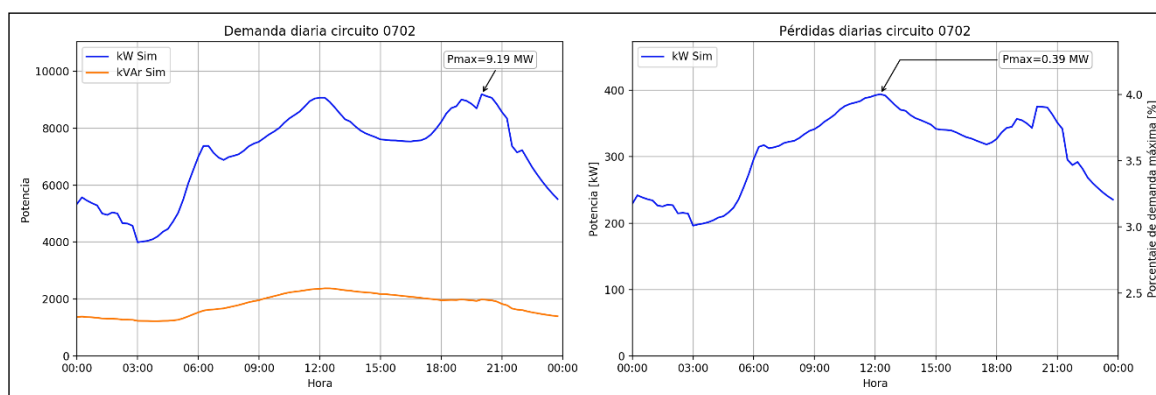


Figura 5.3: Curva demanda diaria 10% penetración VE

Los porcentajes de penetración de VE mostrados en la tabla 5.1 exponen un comportamiento estable de la potencia máxima conforme aumenta el porcentaje de penetración de vehículos

en el circuito, es hasta alcanzar el 10% de inclusión de VE que se presenta una modificación importante a nivel de la forma que venía presentándose en esa curva de demanda y es que cambia la hora del día a la que se presenta la potencia máxima en el circuito.

Este comportamiento de la potencia máxima requerida por los clientes del circuito muestra de manera directa como la influencia de la incorporación de recargas de VE es capaz de desplazar la demanda máxima del circuito, siendo el 10% de penetración el porcentaje destacado que representa el punto de inflexión en el cual la demanda máxima es desplazada a otra hora del día.

La carga de los transformadores a un 10% de incorporación de VE en el circuito se muestra en la figura 5.4, donde se aprecia que han aumentado la cantidad de unidades que presentan sobrecarga respecto al escenario base de la figura 5.2, para el caso del 10% se cuenta con 26 transformadores cargados por sobre el 100% de su potencia nominal.

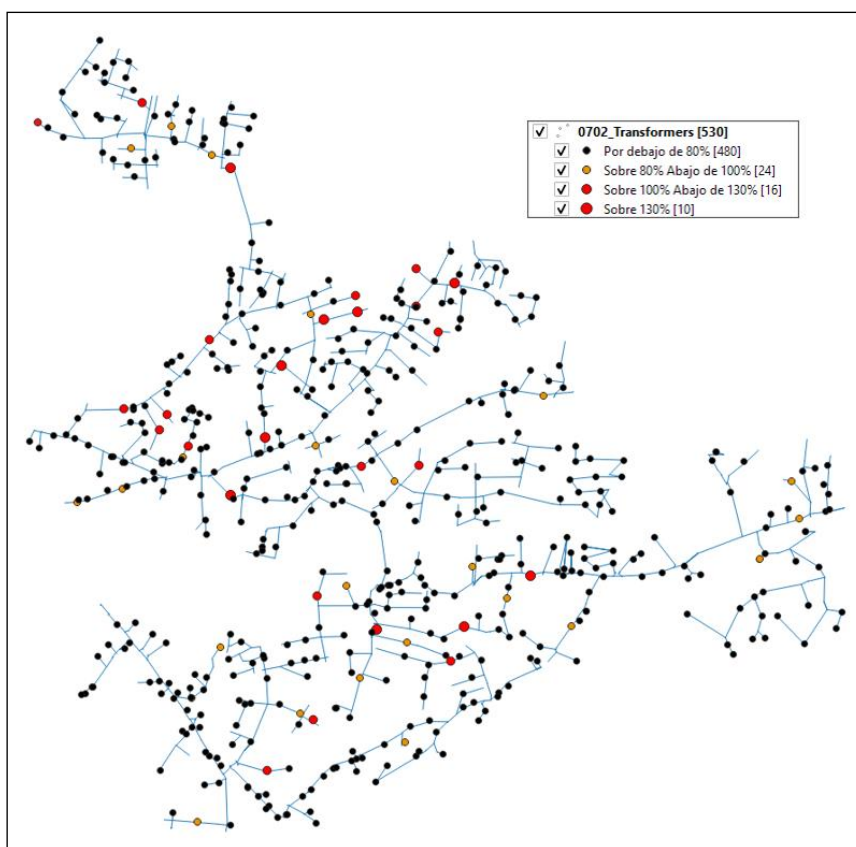


Figura 5.4: Carga de transformadores del circuito con 10% penetración VE

Queda evidenciado nuevamente como los transformadores son un elemento que se ve bastante influenciado con la incorporación de VE en el circuito, hay un total de 530 unidades de

transformadores con potencias que van desde los 10 kVA hasta los 750 kVA, esta contabilización puede contener unidades individuales y bancos de transformadores, ya que el conteo se realiza según la potencia reportada.

Conforme va aumentando el porcentaje de penetración de VE en el circuito, va aumentando la cantidad de transformadores que presentan una sobrecarga, es decir una demanda máxima por encima de la potencia nominal del transformador o banco de transformadores, en la figura 5.5 se muestra la cantidad de transformadores que presentan esta característica para los diferentes escenarios de penetración simulados. A partir del 10% de penetración la cantidad de unidades que presentan sobrecarga crecen de una forma más acelerada, esto debido a que desde ese punto las simulaciones se realizan en pasos de 5% de penetración, antes de ese punto las unidades que aparecen sobrecargadas van creciendo junto con el porcentaje de penetración, aunque de manera menos acelerada.

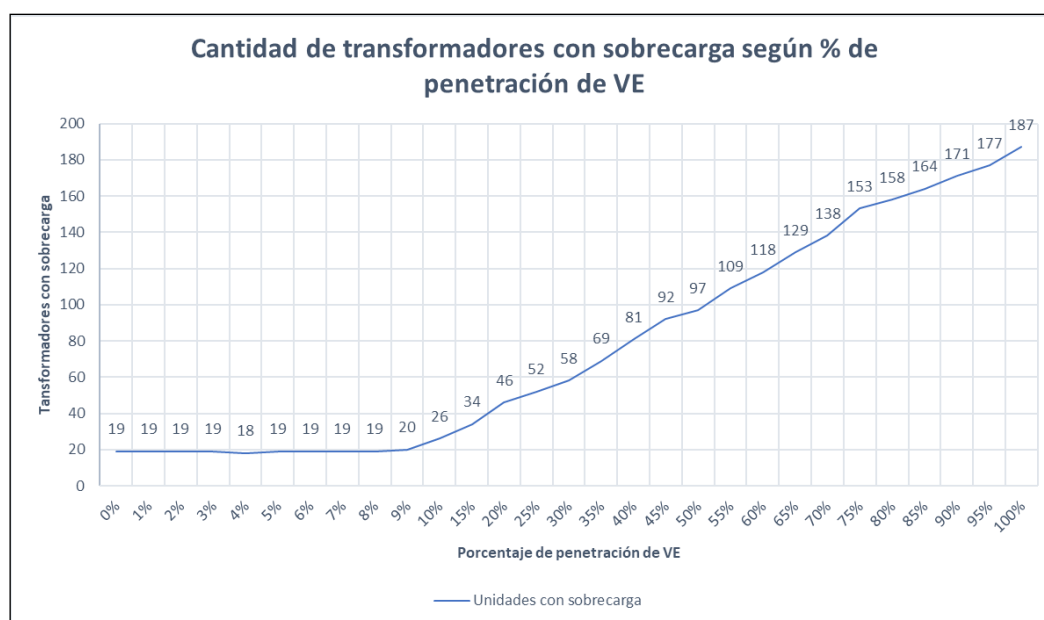


Figura 5.5: Transformadores sobrecargados según porcentaje de VE en el circuito

Para el 100% de penetración de VE se contabilizan 187 unidades que presentan sobrecarga, esto es el 35,28% de las unidades que se ubican en el circuito, más adelante se va a ampliar sobre este tema de transformadores.

De la gráfica de la figura 5.5 se puede diferenciar dos bloques de comportamiento, el que se presenta entre el 0% y el 10% de penetración y el que se da entre el 15% y 100% de penetración, esto debido a la manera en que se realizaron las simulaciones, que como ya se ha mencionado anteriormente, desde el 0% y hasta el 10% se realizaron simulaciones en pasos de 1% de adición de VE, luego del 10% se realiza en pasos de 5%.

En la figura 5.6 se observan las máximas potencias registradas en el circuito para todos los porcentajes de penetración de VE, en esa gráfica se logra identificar los dos bloques mencionados anteriormente. En ambos se logra apreciar un aumento de potencia bastante simétrico para cada uno de los porcentajes de penetración mostrados. Cabe recalcar que para estas simulaciones se toma 10 900 como el valor de 100 % de clientes residenciales, con esto para el primer bloque de simulaciones por cada simulación se adicionaban 109 unidades de VE al circuito es decir en pasos de 1%, en el segundo bloque que se realiza en pasos del 5% por cada simulación por lo que se adicionan 545 VE en cada paso. Aunque en cada paso de simulación se adiciona la misma cantidad de VE por bloque, la potencia de carga asignada a cada uno de esos vehículos se establece de manera aleatoria siendo el resultado de la combinación de curvas típicas de consumo de clientes residenciales y de las curvas de recarga obtenidas del análisis de datos de medidores AMI.

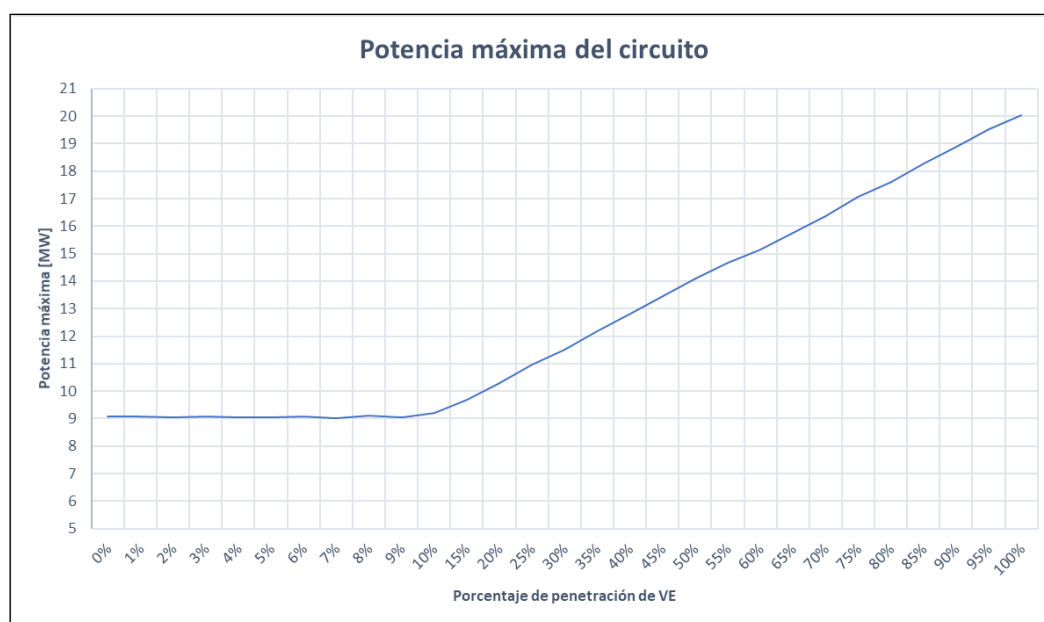


Figura 5.6: Potencias máximas registradas según porcentaje de VE en el circuito

El aumento de carga por cada simulación es bastante simétrico lo cual apunta a que la distribución de curvas realizada fue bastante equitativa es decir para cada paso de la simulación se “repartió” una cantidad de potencia similar, en la figura 5.7 se muestra la variabilidad de adición de potencia por cada uno de los bloques de simulación.

En total se requería obtener 10 900 curvas correspondientes al 100% de los clientes residenciales, para poder obtener esas curvas se utilizaron 26 curvas de recargas de VE cada una de esas curvas se utilizó en promedio 420 veces, de forma totalmente aleatoria esas curvas fueron utilizadas hasta abarcar los 10 900 clientes que representan la inclusión del 100%.

La figura 5.7 muestra una baja variabilidad en la potencia asignada por cada simulación lo cual explica la forma tan regular de la curva mostrada en la figura 5.6. Para cada paso de las simulaciones del primer bloque se muestra que se agregó una potencia de entre 0,010 MW y

0,065 MW, mientras que para el segundo bloque la potencia agregada por cada paso de la simulación fue de entre 0,552 MW y 0,655 MW.

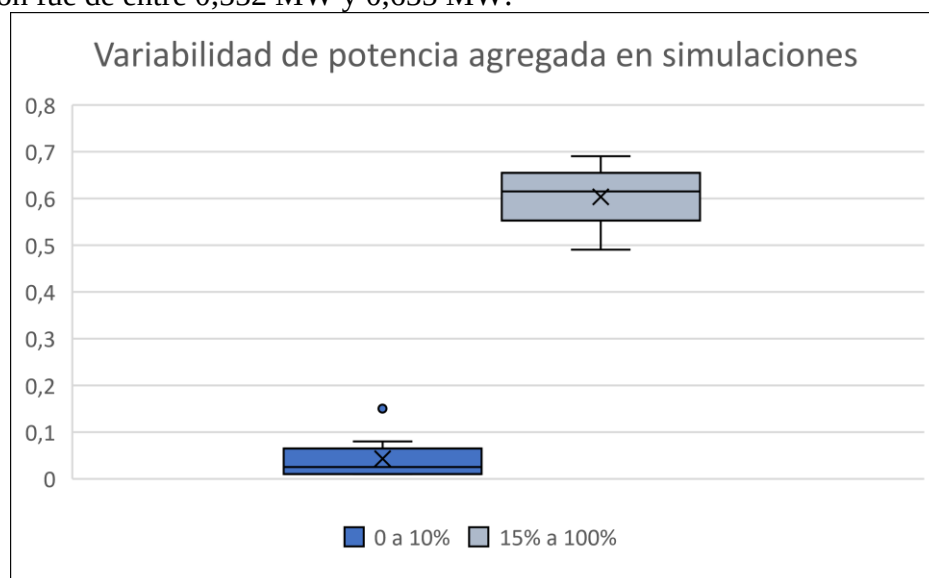


Figura 5.7: Variabilidad de potencia agregada al circuito por cada simulación

Se ha mostrado que esa adición de potencia afecta principalmente a los transformadores, por lo que, retomando el tema de esos elementos, en la tabla 5.2 se muestran las potencias de transformadores sean individuales o bancos de transformadores y cuales presentaron sobrecarga en alguno de los porcentajes de penetración de VE.

Tabla 5.2: Potencias de transformadores que presentaron sobrecarga

Potencia nominal [kVA]	Cantidad simulaciones con sobrecarga	Potencia nominal [kVA]	Cantidad simulaciones con sobrecarga
10	29	112	0
15	19	125	0
25	29	150	0
35	0	167	0
37	0	200	0
50	29	225	0
60	0	250	0
65	0	300	0
75	7	500	0
80	0	750	0
100	0		

Se debe recordar que en total se realizaron 29 pasos de inclusión de VE en las simulaciones, en el primer bloque de 0% al 10% se hicieron 11 pasos de 1% cada uno y en el segundo bloque del 15% al 100% se hicieron 18 pasos de 5% cada uno, para cada uno de los 29 pasos se realizaron 20 simulaciones de tipo Montecarlo.

Si se toma como ejemplo la potencia de 15 KVA de la tabla 5.2 se observa que la *Cantidad simulaciones con sobrecarga* es 19, esto significa que en los 29 pasos de simulaciones en 19 de ellos en cualquiera de las 20 simulaciones tipo Montecarlo al menos un transformador de esa potencia presentó una carga mayor a su potencia nominal. Así se observa que hay potencias que se ven más afectadas que otras y esas son las que captan mayoritariamente el interés del trabajo que se está realizando.

De la tabla 5.2 se determina que de las 21 potencias presentes en el circuito en 5 de ellas se registra sobrecarga en alguna de las 20 simulaciones que forman cada uno de los 29 pasos de inclusión de VE simulados en el circuito, siendo estas potencias 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, 50 kVA y 75 kVA. La figura 5.8 muestra la cantidad de transformadores de las potencias mencionadas que mostraron sobrecarga para cada uno de los porcentajes de penetración de VE.

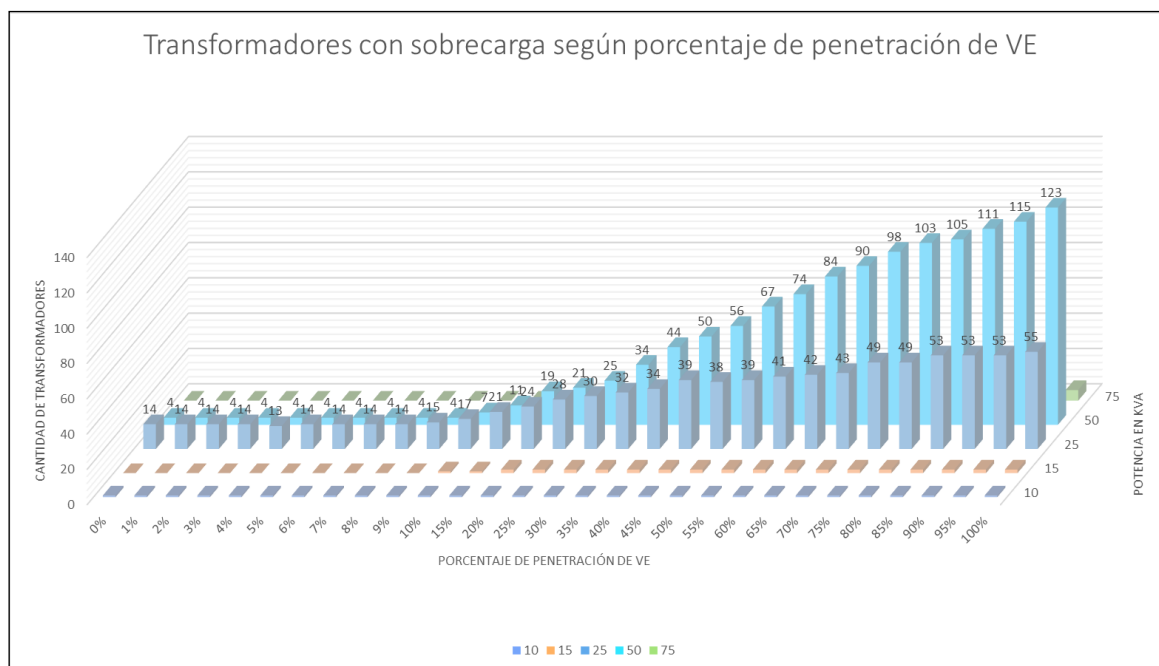


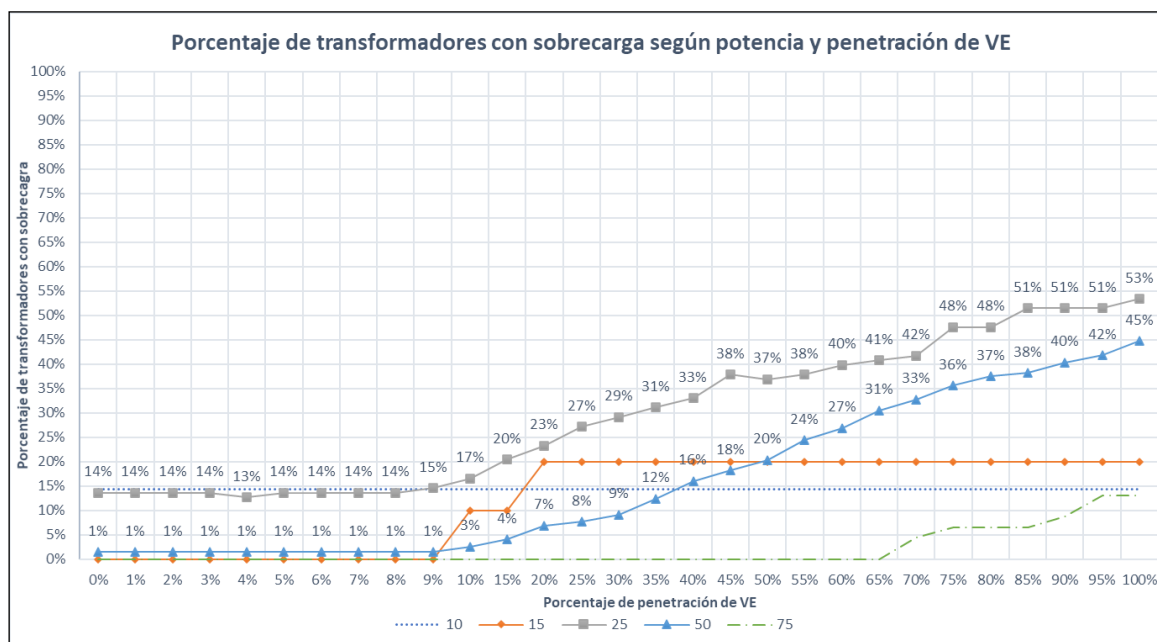
Figura 5.8: Cantidad de transformadores con sobrecarga según potencia y porcentaje de vehículos eléctricos

De todas las potencias resaltan las de 25 kVA y de 50 kVA presentando una cantidad superior de unidades con sobrecarga, para cada porcentaje de penetración se muestran la cantidad de elementos que presentan una carga superior a la potencia nominal del transformador. En la tabla 5.3 se detalla la cantidad de transformadores totales presentes en el circuito para cada una de las potencias mostradas en la figura 5.8.

Tabla 5.3: Cantidad de transformadores en el circuito según potencias indicadas

Potencia nominal [kVA]	Cantidad de unidades en el circuito	Porcentaje respecto al total de transformadores
10	7	1,32%
15	10	1,89%
25	103	19,43%
50	275	51,89%
75	46	8,68%
Total	441	83,21%

Se recuerda que el circuito cuenta en total con 530 transformadores, la cantidad de unidades de las potencias mostradas en la tabla 5.3 representan más del 80% del total de transformadores presentes en el circuito, siendo la potencia más común la de 50 kVA, seguida por la de 25 kVA. En la figura 5,9 se presenta el porcentaje de transformadores según potencia que presentaron una sobrecarga en cada uno de los porcentajes de penetración de VE simulado, resaltando los transformadores de 25 kVA que llegan a presentar más del 50% de sus unidades instaladas sobrecargadas y los de 50 kVA que llegan a mostrar un 45% de las unidades con sobrecarga.

**Figura 5.9:** Porcentaje de transformadores con sobrecarga

Como se muestra en la figura 5.9 desde bajos porcentajes de penetración de VE se presentaban porcentajes superiores al 13% de unidades de 25 kVA con sobrecarga hasta incluso llegar a presentar sobrecarga en más de la mitad de transformadores de esa potencia instalados cuando el porcentaje de penetración de VE supera el 85%.

Los transformadores de 50 kVA muestran un comportamiento muy similar, incluso se aprecia de la figura 5.9 que sus curvas son casi idénticas aunque ligeramente desplazadas, viéndose esta potencia relativamente poco afectada a bajos porcentajes de penetración de VE, pero mostrando una afectación constantemente creciente a medida que se aumenta la cantidad de VE en el circuito, llegando a presentar 123 unidades con sobrecarga, significando esto el 45% de las unidades de 50 kVA instaladas en el circuito.

Estas dos potencias representan un porcentaje significativo de todos los transformadores del circuito incluso más del 71%, es por esto que las unidades de 25 kVA y de 50 kVA que presenten sobrecarga representan una cantidad importante de transformadores del parque total que hay en el circuito, en la figura 5.10 se muestra el porcentaje de transformadores de 25 kVA y de 50 kVA que presentan sobrecarga, este porcentaje es calculado con respecto al total de transformadores en el circuito.

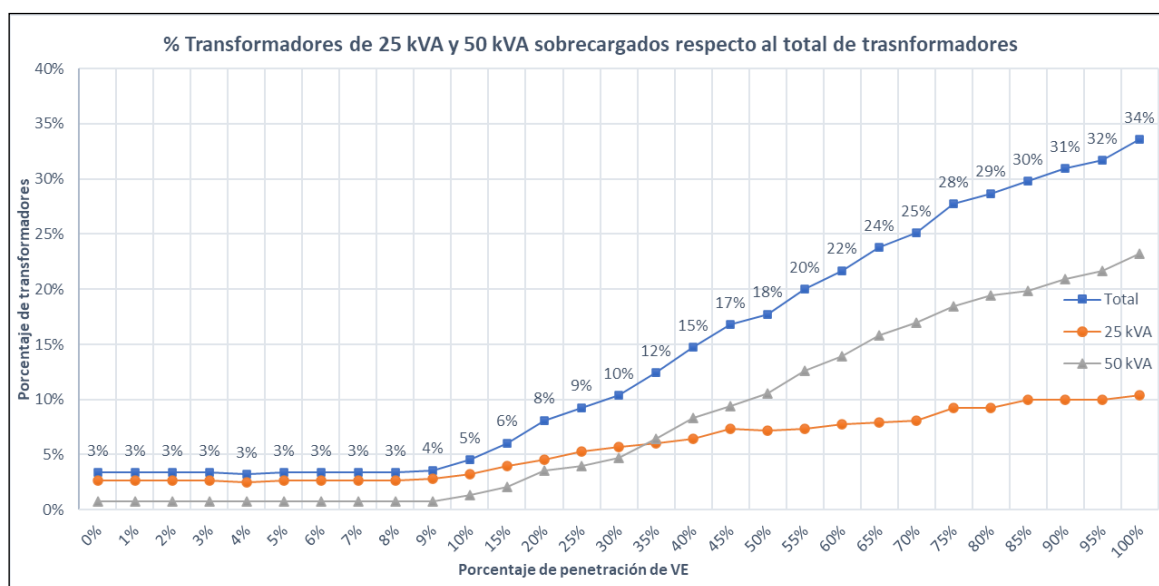


Figura 5.10: Transformadores de 25 kVA y 50 kVA con sobrecarga respecto al total de transformadores

En un inicio las unidades de 25 kVA representaban un mayor porcentaje de transformadores con sobrecarga que los de 50 kVA, al haber un 35% de penetración de VE en el circuito esta condición se revierte debido a que en el circuito hay más unidades de 50 kVA que de 25 kVA. La figura 5.9 se diferencia de la 5.10 en que en la primera los porcentajes mostrados son calculados respecto a la cantidad de transformadores de su respectiva potencia según la cantidad de unidades indicada en la tabla 5.3, mientras que en la segunda los porcentajes se

calculan respecto al total de 530 transformadores. La figura 5.10 muestra como las unidades de 25 kVA y 50 kVA representan un porcentaje significativo del total del circuito de unidades que muestran una sobrecarga.

Hasta ahora se ha hablado únicamente de sobrecarga en el entendido de aquellas unidades que presentan una carga mayor a su potencia nominal, sin entrar en detalle sobre cuánto es realmente esa sobrecarga. Como las unidades de 50 kVA y de 25 kVA han mostrado ser las más afectadas por la inclusión de VE en el circuito, es que se procede a graficar el comportamiento del total de unidades de esas potencias respecto a la carga que soportan para los diferentes porcentajes de penetración de VE.

Para las unidades de 50 kVA se definen cuatro bloques para analizar su comportamiento porcentual de carga respecto a su potencia nominal que serán:

- Carga menor al 80%
- Carga entre el 80% y 100%
- Carga entre el 100% y 130%
- Carga mayor al 130%

En la figura 5.11 se muestra la distribución de las cargas de los transformadores en cada uno de los bloques descritos anteriormente, esto para cada nivel de penetración de VE simulado. De esta figura se puede comprobar el comportamiento mostrado por los transformadores de 50 kVA en las figuras 5.9 y 5.10 anteriores, en donde se aprecia que estos son de los transformadores que reciben una mayor influencia de la inclusión de VE.

Se observa en la figura 5.11 desde un 20% de penetración donde la cantidad de transformadores con carga menor al 80% disminuyen en casi 10% y los que están cargados de un 80% a un 100% aumentan en un 4%, de igual manera los transformadores con carga mayor al 100% aumentan de un 4% a un 7% considerando ambos bloques que cumplen esta característica. Se puede observar como el bloque de carga de 80% a 100% tiene una baja aportación en cada porcentaje de inclusión de VE con una tendencia a disminuir conforme aumenta el porcentaje de penetración de VE, el bloque de uso de entre 100% y 130%, así como el bloque de uso mayor al 130% muestran un crecimiento sostenido conforme aumenta el porcentaje de penetración de VE en el circuito.

Queda claro como gran parte de los transformadores de 50 kVA pasan a estar sobrecargados a pesar de que en un inicio no lo estaban, esto se puede deber a que por aspectos de diseño siempre se busca que el transformador no se encuentre subutilizado en el sistema por un sobredimensionamiento, por lo que al presentarse un aumento importante de carga como el que se está simulando estos transformadores pasan a presentar sobrecarga.

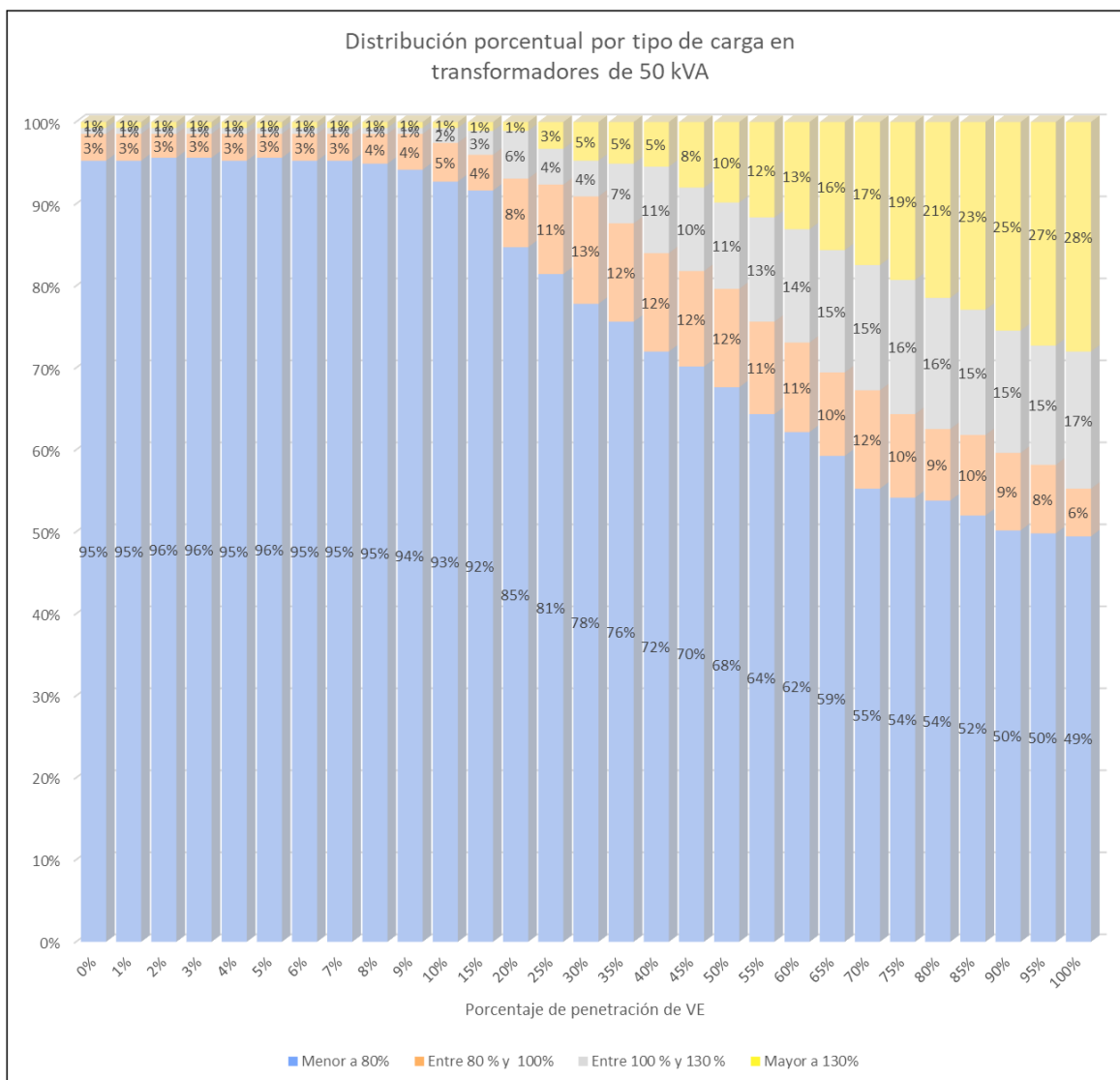


Figura 5.11: Transformadores de 50 kVA distribuidos según porcentaje de carga

Para las unidades de 25 kVA se definen cinco bloques para analizar su comportamiento porcentual de carga respecto a su potencia nominal que serán:

- Carga menor al 80%
- Carga entre el 80% y 100%
- Carga entre el 100% y 130%
- Carga entre el 130% y 150%
- Carga mayor al 150%

Como se puede apreciar para los transformadores de 25 kVA se definen 2 bloques diferentes a los definidos para el transformador de 50 kVA y es que se agrega un bloque para carga mayor al 150% y con esto se debe modificar el bloque anterior por lo que se define de 130% a 150%, este nuevo bloque se define ya que el 150% de una unidad de 25 kVA corresponde con 37,5 kVA, y esta potencia es una potencia disponible comercialmente para poder realizar una posible sustitución de unidades de 25 kVA que presenten una sobrecarga mayor al 150%.

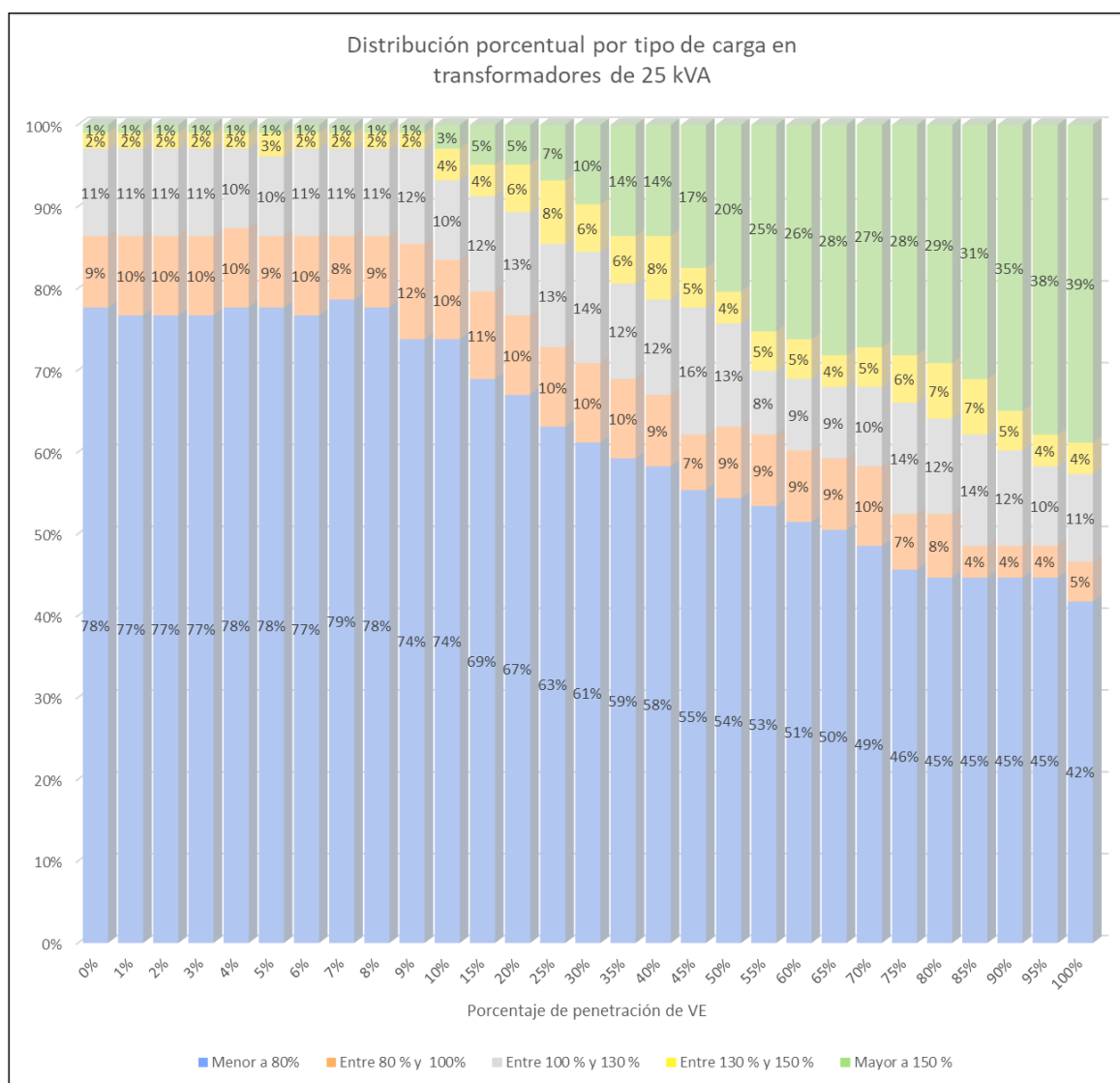


Figura 5.12: Transformadores de 25 kVA distribuidos según porcentaje de carga

En la figura 5.12 se muestra la distribución de las cargas de los transformadores en cada uno de los bloques descritos anteriormente, esto para cada nivel de penetración de VE simulado.

De esta figura se puede comprobar el comportamiento mostrado por los transformadores de 25 kVA en las figuras 5.9 y 5.10, en donde se aprecia que estos son de los transformadores reciben una mayor influencia de la inclusión de VE.

De la figura 5.12 se observa como el transformador de 25 kVA se muestra afectado desde incluso el caso base de 0% de penetración de VE mostrando para ese momento un 14% de unidades con una carga mayor a la nominal, a partir del 10% de inclusión de VE en el circuito la cantidad de transformadores de 25 kVA con sobrecarga empiezan a mostrar una tendencia al aumento. Se vuelve notable que al igual que en los transformadores de 50 kVA en los de 25 kVA mostrados en la figura 5.12 conforme aumenta el porcentaje de penetración de VE en el circuito, disminuye el bloque de carga de 80% al 100%, nuevamente se podría dar este comportamiento debido a que por aspectos de diseño se busca que un transformador no quede con poca carga ni sobredimensionado.

Llama la atención que el bloque de carga de 130% a 150% representa una aportación pequeña comparado con el bloque de más de 150% en porcentajes de inclusión de VE superiores al 10%, es decir se está presentando el caso en que los transformadores no solo están cargados más allá de su potencia nominal si no que están bastante sobrecargados.

El transformador de 25 kVA se muestra bastante vulnerable ante los aumentos de carga en el circuito debidos al aumento de demanda por la incorporación de VE, incluso la gran cantidad de unidades con sobrecargas presentadas en los transformadores de 25 kVA a bajos porcentajes de penetración de VE contrastan con la poca cantidad de unidades con sobrecarga a bajos porcentajes de inclusión de VE en los transformadores de 50 kVA.

Los transformadores de potencia 25 kVA y 50 kVA son los que se encuentran más comúnmente en el circuito, según la tabla 5.2 intermedio a estas potencias están la potencia de 37 kVA y la de 35 kVA que según los registros del circuito solo hay una unidad de cada una, por lo que se puede entender que no es común el uso de un transformador de una potencia intermedia entre los 25 kVA y los 50 kVA.

Los niveles de tensión en el circuito también se estudiaron para cada uno de los porcentajes de penetración de VE tanto en media tensión (MT) como en baja tensión (BT), este análisis se hizo monitoreando el nivel de tensión en los buses que conforman la parametrización del circuito tanto en MT como en BT. Un bus en el circuito se refiere a un punto que une dos segmentos de conductor o un segmento de conductor con un elemento del circuito como una carga o un transformador, físicamente no están en el circuito si no que solo forman parte de la parametrización que permite representar gráficamente el circuito en un sistema informático de información geográfica-eléctrica.

La parametrización del circuito estudiado se compone de un total de 2 721 buses de media tensión y 17 963 buses de baja tensión, como los buses básicamente se encargan de trazar el circuito, están presentes en la totalidad de este por lo que los puntos de monitoreo de tensión están distribuidos a lo largo de todo el circuito.

De la norma técnica Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCAL) de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se extrae que el intervalo normal de tensión (ARESEP, 2015) tanto en media tensión como en baja tensión se establece en un $\pm 5\%$ de la tensión nominal, fuera de ese rango la empresa distribuidora debe realizar intervenciones en la red para ajustar los valores de tensión y ubicarlos en el intervalo

normal (ARESEP, 2015). Se definió para este análisis que por debajo del 95% de la tensión nominal se tendría una tensión baja, mientras que una tensión de un $\pm 5\%$ de la tensión nominal se tendría una tensión aceptable.

Se analiza la tensión en los 2 721 buses de MT, y se encuentra que a un nivel de penetración de VE de un 0% hay más del 99% de los buses con una tensión aceptable manteniéndose esta condición hasta llegar al 100% de penetración de VE, por lo que no se presenta una afectación en los niveles de tensión de MT relacionados con la incorporación de VE en el circuito.

Se revisa también la tensión en los 17 963 buses de BT, para este nivel de tensión si se logra identificar una afectación debida al porcentaje de incorporación de VE al circuito, en la figura 5.13 se muestra el comportamiento de los buses en los bloques de niveles de tensión para cada porcentaje de penetración de VE. En el escenario base de 0% de penetración de VE, el circuito muestra más de un 93% de los buses de BT con una tensión aceptable y poco más del 6% de ellos están con tensión baja, esta condición se mantiene prácticamente invariable hasta llegar al 15% de penetración de VE, a partir de ese punto como se muestra en la figura 5.13 el porcentaje de buses con tensión baja comienza a aumentar de manera sostenida conforme aumenta el porcentaje de VE en el circuito.

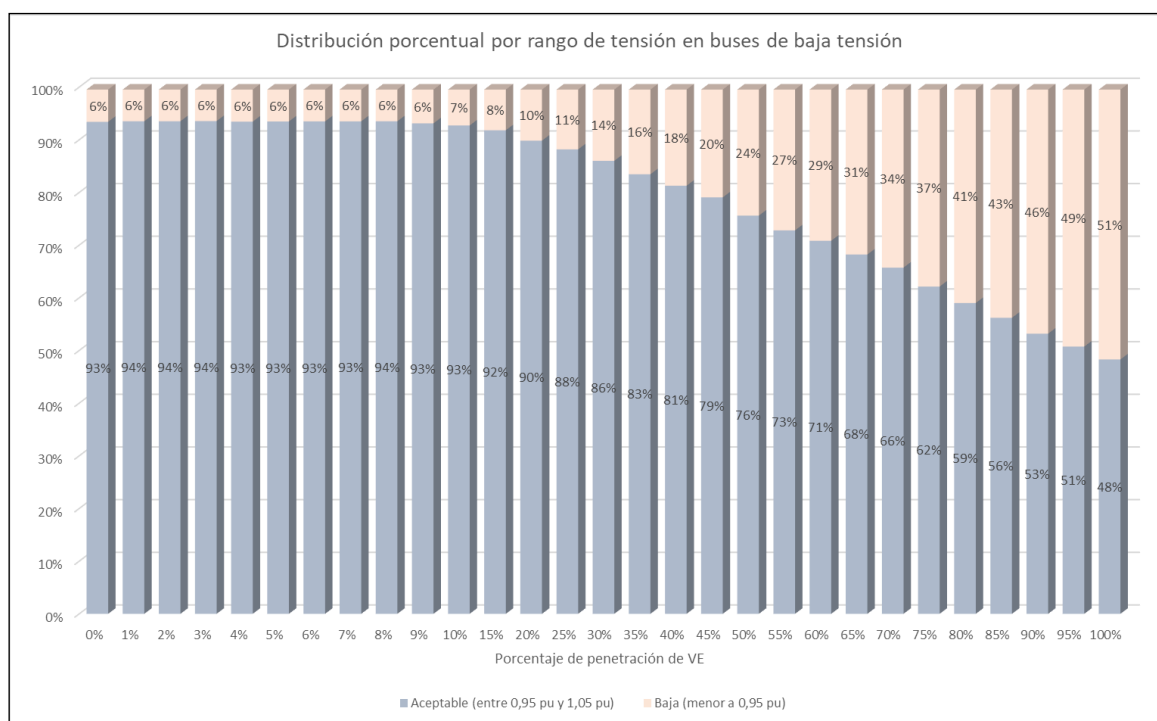


Figura 5.13: Rango de tensión en BT según penetración de VE

La figura 5.13 de las tensiones en BT muestra un comportamiento muy similar a las gráficas de los transformadores mostradas en las figuras 5.11 y 5.12, donde en todas las gráficas se aprecia como al aumentar la cantidad de VE en el circuito más se presentan buses con baja tensión y transformadores sobrecargados.

Si bien en los escenarios de simulación expuestos se muestran los efectos en el circuito de la integración de vehículos eléctricos, para poder determinar aproximadamente cuando se van a presentar los escenarios descritos, se requiere conocer el comportamiento de la inclusión de VE en flota vehicular costarricense, es por eso que haciendo uso de la misma base de datos mencionada en el capítulo 3, se analiza cual ha sido el comportamiento de inscripción de VE en el país desde el 2016 hasta mayo del 2020 ya que hasta esa fecha contenía información la base de datos, y con proyección simple se completa el año como se indica a continuación.

$$VE_{2020} = \frac{VE_{mayo2020}}{5} \times 12$$

Ese análisis se compara con una base de datos que ofrece el MINAE que muestra valores totales de VE eléctricos en el país y que se actualiza mes a mes, como esta es una fuente de datos oficial y confiable se toma como referencia y se toman los datos igualmente desde 2016 y hasta 2020, en la figura 5.14 se muestra la curva de inscripción de VE basada en los datos del MINAE y la curva basada en los datos de la base de datos obtenida.

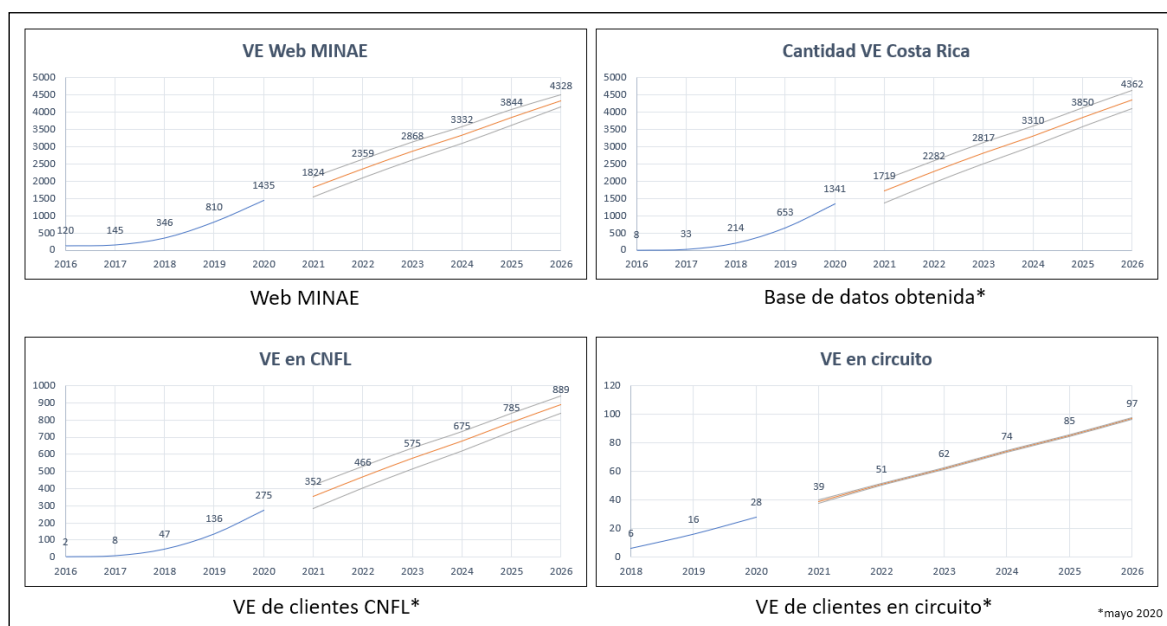


Figura 5.14: Curvas de incorporación de VE

La figura 5.14 muestra los datos reales recolectados hasta 2020, en los casos indicados se tenían datos hasta mayo y se completó el año con una proyección simple, los datos mostrados desde 2021 y hasta 2026 son el resultado de una proyección un software de cálculo y manejo de datos, que según indica la misma información del programa, se utiliza una función que calcula o predice un valor futuro en base a valores históricos existentes mediante el uso del

algoritmo de suavizado exponencial triple, los valores pronosticados obtenidos son una continuación de los valores históricos del año especificado que debería ser la continuación de la línea temporal usada como referencia, esta función se puede utilizar para identificar tendencias de consumidores, estas predicciones de datos se muestran en color naranja con sus intervalos de confianza en color gris.

Es evidente como la gráfica de datos obtenidos del MINAE es sumamente similar a la realizada con la base de datos obtenida para este proyecto, lo cual indica que se utilizaron datos bastante cercanos a la realidad durante los análisis realizados. Como la base de datos obtenida es bastante apegada a la realidad y confiable, y también como se realizaron los vínculos de información con las bases de datos de la CNFL, se puede conocer el comportamiento de inscripción de VE por parte de los clientes identificados y de igual manera proyectar esos datos hasta el 2026 tal y como se muestra en la figura 5.14 para clientes CNFL, incluso se hace posible llegar a conocer cuál ha sido el comportamiento de inscripción de VE de los clientes del circuito analizado y con base a esos datos proyectar lo que podría pasar hasta el año 2026.

Capítulo 6. Análisis de resultados

Durante el desarrollo de los pasos de simulación se puede notar como la curva de demanda de potencia de los clientes del circuito va presentando modificaciones, en un inicio el circuito tiene la demanda máxima ubicada alrededor del mediodía lo cual es un comportamiento habitual en un circuito que ya se demostró es mayormente residencial. Cuando se identificaron las curvas de recarga de VE se logró identificar que unos de los hábitos más comunes de los usuarios era recargar el vehículo en la noche, algunos con cargadores de baja potencia lo dejaban cargando hasta el día siguiente, y otros con cargadores más potentes lo ponían a cargar entre 2 y 4 horas.

Se logra identificar que de la figura 3.3 la mayoría de curvas se muestran alrededor de las 8:00 pm, este comportamiento se podría deber a que los usuarios preocupados por el consumo que les va a generar la recarga del VE realizan las recargas después de las 8:00 pm como si fueran usuarios de tarifa residencial horaria, sin embargo no lo son pero existe la creencia popular de que la energía es más barata en las noches, esta creencia podría fundamentarse en que muchas personas trabajan en industrias que en su mayoría funcionan con Tarifa Media Tensión que tiene bloques horarios y en el bloque nocturno la energía es más barata, por lo que estas personas suponen que en sus hogares también la energía en la noche sería más barata y esparcen ese rumor.

Independientemente de la razón un comportamiento esperable es que la persona llegue a su casa luego del trabajo posiblemente entre 6:00 y 7:00 pm, se alimente y después pone su vehículo a cargar cuando considera que lo necesite. En el estudio de obtención de gráficas de carga de VE también se identificó a algunos usuarios que cuando adquirieron su VE cargaban con un cargador de baja potencia, pero con el tiempo adquirieron uno de mayor potencia, estos segundos son bastante populares entre los usuarios de VE según se constató en el estudio de sus curvas. Estas condiciones le darían sentido al por que en la figura 3.3 se observan varias cargas de corta duración, pero de una potencia mayor.

Al presentarse mayores porcentajes de penetración de VE en el circuito y con buena cantidad de usuarios mostrando hábitos como los descritos anteriormente, es esperable que en algún momento la demanda máxima de potencia de los usuarios pase a otro momento del día tal y como pasó al presentarse un 10% de penetración de VE en el circuito, donde a partir de ese momento la demanda máxima de potencia pasa a presentarse entre las 7:30 pm y las 9:30 pm. En ese espacio se presenta esa máxima demanda para todos los pasos posteriores de inclusión de VE, con la variación de que ese pico de demanda crece en magnitud según crece el porcentaje de VE en el circuito. En la figura 6.1 se muestran las gráficas al 25%, 50%, 75% y 100% de inclusión de VE.

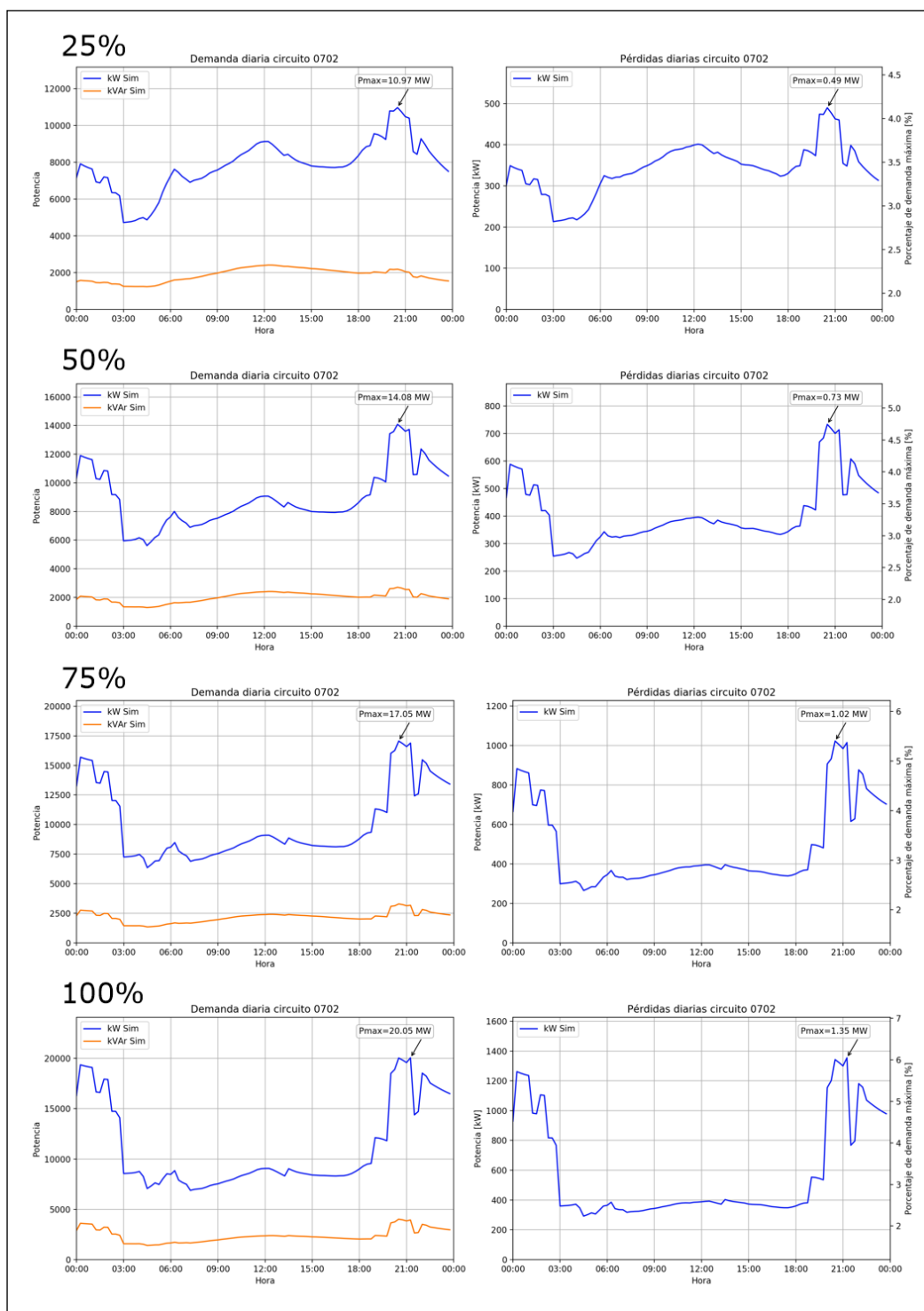


Figura 6.1: Curvas demanda diaria según porcentaje de penetración VE

Las gráficas de la figura 6.1 muestran aún más marcadas las horas del día en que aumenta la potencia máxima demandada por los usuarios, que conforme más aumenta la incursión de VE en el circuito más aumenta la demanda de potencia, y esa demanda máxima se presenta en un momento muy claro durante la noche que coincide con el hábito explicado anteriormente.

La demanda de potencia del circuito estudiado está marcada por tener en su mayoría clientes residenciales, esta es una característica compartida con el total del área servida de la CNFL cuya demanda es mayormente residencial, por lo que el comportamiento de este circuito puede considerarse un reflejo de cómo podría ser el efecto de la inserción de VE en toda la red de distribución de la CNFL. Este aspecto es de suma importancia para la CNFL ya que desde el punto de vista de planificación energética se puede conocer el escenario futuro de necesidades de demanda de potencia de los clientes.

Las plantas de generación de la CNFL (Planta Belén, Planta Brasil y demás hidroeléctricas propias de la empresa) son operadas de acuerdo a un plan que toma como base la curva de demanda máxima de la empresa, el plan de operaciones de estas plantas actualmente despacha energía en horas del mediodía y en horas de la tarde/noche que es donde se tienen las mayores demandas de potencia.

Como resultado de las simulaciones la demanda máxima de potencia de los clientes pasa a presentarse alrededor de las 8:00 pm, este cambio sucede cuando se presenta un 10% de inclusión de VE en el circuito, este es un resultado importante a tener en cuenta en los planes de programación de despacho de energía de las plantas generadoras de la CNFL, el valor de 10% de inserción de VE en el circuito puede ser escalable a toda la red de la Compañía, ya que a como el comportamiento residencial de la demanda de toda el área servida se refleja en el circuito, las afectaciones en la curva de demanda del circuito pueden replicarse en la curva de demanda total de la CNFL, por eso este resultado debe ser tomado en cuenta por las plantas generadoras a la hora de realizar sus planes y proyecciones futuras de requerimientos de demanda de potencia, resultando de suma importancia para la planificación de despacho de máxima potencia para las plantas generadoras.

El resultado de cambio de demanda máxima a partir del 10% de penetración de VE es un resultado que también puede ser útil para el área comercial de la CNFL, ya que es un resultado obtenido con los esquemas tarifarios vigentes al momento del desarrollo de este proyecto, pero puede brindar información que permita evaluar futuros esquemas tarifarios que consideren un pico de demanda de mayor duración y que se presente en horas de la noche.

Después del 10% de penetración de VE en el circuito la demanda máxima de potencia de los clientes no vuelve a cambiar de horario se mantiene siempre en una franja definida como lo muestra la figura 6.1, únicamente va presentando aumentos de magnitud. Es interesante como en la figura 5.3 que muestra un 10% de penetración de VE, aún se tiene una demanda importante de potencia alrededor del mediodía, sin embargo en las gráficas de la figura 6.1 este efecto de la demanda del mediodía va desapareciendo, lo cual se da por efecto combinado de todos los hábitos y tipos de recarga combinados que como los ejemplos mostrados en la figura 3.3, se dan en horas de la noche o de la madrugada, por esta razón a porcentajes muy altos de penetración de VE se tienen dos grandes cumbres en los bordes externos de la curva de demanda correspondientes a las horas de la noche y madrugada, sin que en el resto del día

se presente una cresta significativa incluso prácticamente desaparece la típica cumbre que suele presentarse al medio día en un circuito residencial.

En las simulaciones del circuito se busca encontrar los efectos de la inserción de VE en el circuito, ya se expuso un efecto sumamente importante que es la modificación de la curva de demanda, pero se busca también los efectos que se presentan sobre los elementos que conforman el circuito.

Se revisa el efecto en las líneas de MT en donde se logra identificar que a partir del 90% de inclusión de VE hay un segmento de 69 m que presenta una carga superior al 100% de su capacidad de corriente, llegando a una carga máxima de un 107% al presentarse el 100% de inclusión de VE. Aunque el segmento de 69 m representa apenas un 0,1 % de los aproximados 66,7 km de extensión de líneas de MT es el segmento que sale de la subestación por lo que es bastante importante y debe ser considerado para mejorarlo en cuando se esté cerca de llegar a esos niveles de penetración de VE en el circuito. En MT también se analizaron los niveles de tensión de los buses que conforman la parametrización del circuito, se encuentra que el nivel de tensión se mantiene en un rango aceptable en más del 99% de los 2 721 buses de MT, esta situación se mantiene desde el 0% de penetración de VE hasta la incorporación del 100% de VE en el circuito, por lo que se muestra que no hay afectación en los niveles de tensión de MT debido a la incorporación de VE en el circuito.

El transformador de subestación de este circuito tiene una capacidad nominal de 30 MW y está trabajando en el TAP nominal, en la figura 6.1 se muestra que la demanda máxima de potencia alcanzada al 100% de penetración de VE es de 20,05 MW, lo cual representa el 66,83% de la potencia nominal del transformador, cabe recordar que esta potencia es únicamente considerando la demanda de potencia de los clientes y las pérdidas técnicas del circuito, por lo que en un escenario de planificación se deben considerar los efectos de los demás circuitos sobre este transformador lo que posiblemente provocaría que aumente su porcentaje de uso respecto a su capacidad nominal.

En la figura 4.2 se muestra la curva simulada y la curva real de la subestación, en donde se muestra que la curva real está por sobre la simulada, esto se debió a que la curva real considera el efecto de las pérdidas no técnicas y de las luminarias por eso dicha diferencia aparece principalmente en la noche y madrugada esa diferencia se calculó y corresponde a aproximadamente 750 kW por lo que considerando esa potencia más la potencia demandada por los clientes se llegaría a una demanda máxima de unos 20,8 MW que corresponden al 69,33% de la capacidad nominal del transformador, razón por la cual este elemento del circuito no ve sobrepasada su capacidad nominal en ninguno de los escenarios simulados. Aquí se debe considerar que este transformador podría alimentar a otros circuitos que podrían mostrar un comportamiento similar al circuito estudiado, por lo que, aunque para el caso de estudio el transformador aún tiene más del 30% de su capacidad disponible, ya en la aplicación real de los resultados aquí obtenidos se debe considerar el efecto de otros circuitos de distribución que sean alimentados por el transformador.

Seguidamente se considera el efecto en las líneas de baja tensión del circuito, en el escenario más comprometedor que corresponde a un 100% de penetración de VE en el circuito se identifica que se tienen 3,028 km de líneas de BT sometidas a un paso de corriente mayor a su capacidad nominal, esto representa un 1,77% de los 170,6 km de extensión de este tipo de

líneas. Ninguno de los segmentos identificados con sobrecarga supera los 60 m de longitud incluso únicamente 454 m corresponden a segmentos de más de 20 m de longitud que corresponden a secundarios largos de un transformador de distribución para conexión de acometidas de clientes. Como se observa la incidencia de líneas de BT con sobrecarga de corriente es bastante baja, y en casos puntuales de presentarse una sobrecarga se puede solucionar aumentando el calibre del conductor. De igual manera que se hizo con los buses de MT se analizan los niveles de tensión de los buses de BT, como se muestra en la figura 5.13 se identifica una disminución del porcentaje de buses con nivel aceptable conforme aumenta el porcentaje de penetración de VE en el circuito, este comportamiento es bastante similar al mostrado en las gráficas de transformadores, y es que es precisamente ese elemento del circuito el que conecta la MT con la BT, por lo que es factible que al presentarse problemas en los transformadores, se presenten problemas en los niveles de tensión de los secundarios de estos que es donde se ubica la baja tensión.

Los transformadores son el elemento de la infraestructura eléctrica de distribución que mostró especial afectación ante la inclusión de VE en el circuito, incluso en la simulación base que no adicionaba VE se tenían transformadores que ya estaban presentando una carga superior a su potencia nominal. En la figura 6.2 se pueden ver los transformadores sobrecargados que aparecen en el circuito conforme aumenta el porcentaje de inclusión de VE.

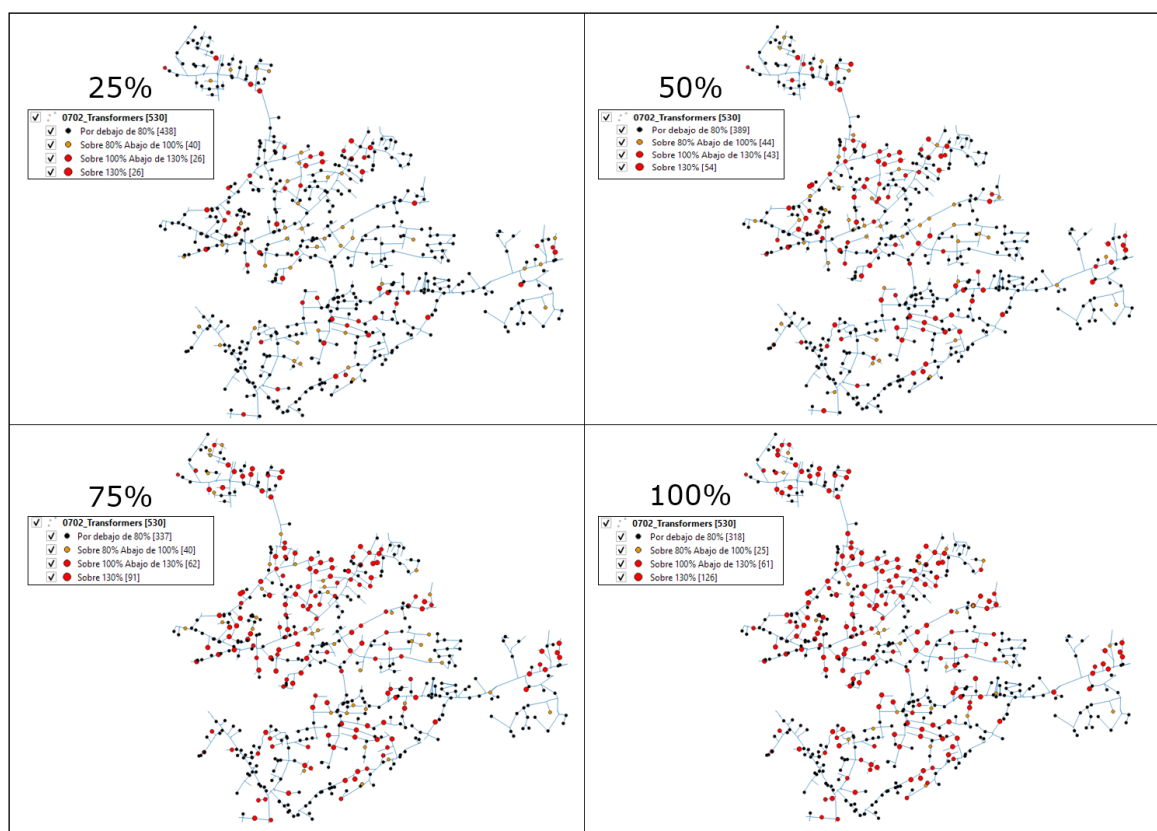


Figura 6.2: Distribución de transformadores con sobrecarga en el circuito

En este punto es válido recordar que el termino sobrecarga se utiliza para definir un límite numérico, es decir se entiende que un elemento tiene sobrecarga cuando trabaja por encima del 100% de su capacidad nominal, esta interpretación es especialmente importante cuando se refiere a transformadores, ya que es conocido que por lineamientos IEEE y ANSI y por las propias características del transformador, que estos tienen la capacidad de trabajar en regímenes de sobrecarga que pueden llegar hasta un 150% de su capacidad nominal siempre y cuando no se superen cantidades de tiempo definidas para cada cantidad de sobrecarga sin que esto represente inconveniente, por lo que un transformador sobrecargado no representa instantáneamente un problema, ya que habría que ahondar en conocer el tiempo en que el mismo trabaja de esa manera, dicha situación no se abarca en este proyecto y se habla de un transformador con sobrecarga únicamente para referirse a una unidad que tiene una carga mayor a su capacidad nominal.

En el circuito se pueden encontrar 21 potencias de transformadores individuales o bancos como muestra la tabla 5.2, donde las sobrecargas presentadas se reparten en 5 de esas potencias, resaltando del resto las potencias de 25 kVA y la de 50 kVA que son las que presentan la mayor cantidad de unidades en el circuito representando juntas más del 71% de las 530 unidades que conforman el circuito.

Existen 275 transformadores de 50 kVA en el circuito, lo que significa que más del 50% de los transformadores que lo conforman son de 50 kVA, al ser esta potencia de transformador tan habitual en el circuito es esperable que la mayoría de unidades sobrecargadas también sean de 50 kVA, es por eso que se debe analizar la potencia por porcentaje de unidades con sobrecarga tal y como se muestra en la figura 5.9.

Por debajo del 15% de penetración de VE en el circuito en 9 de los 10 escenarios hay solo un 1% de transformadores de 50 kVA con sobrecarga, lo que representa unas 4 unidades, y que según la figura 5.11 serían 2 transformadores cargados entre un 100% y un 130% y 2 transformadores con una carga mayor al 130%. A partir del 15% de inclusión de VE en el circuito el porcentaje de transformadores de 50 kVA que muestran una carga superior a su potencia nominal empieza a aumentar de manera sostenida conforme aumenta el porcentaje de inclusión de VE en el circuito.

Aunque a bajos porcentajes de penetración de VE las unidades de 50 kVA con sobrecarga son relativamente pocas, requieren atención por lo que se recomendaría hacer estudios de carga específicos para esos transformadores con sobrecarga. A mayores porcentajes de penetración de VE la cantidad de transformadores de 50 kVA sobrecargados empiezan a aumentar aceleradamente por lo que se requiere entonces de una estrategia que permita enfrentar la situación que se estaría presentando.

Cuando en un circuito se presentan problemas térmicos (sobrecarga) por inclusión de VE, el reforzamiento del circuito es lo más apropiado (Quirós-Tortós, 2020). Es por esto que en principio la estrategia para contrarrestar las crecientes cantidades de transformadores de 50 kVA con sobrecarga sería reforzar esos transformadores, es decir aumentar su potencia nominal sustituyendo las unidades sobrecargadas por unidades de mayor potencia. Sin embargo, existe una limitación física para esa propuesta y es que según los criterios de diseño de CNFL no se permite instalar unidades de más de 50 kVA en postes.

Debido a lo expuesto anteriormente, para solventar el problema de las sobrecargas en los transformadores se debe realizar separaciones de secundarios en unidades de 50 kVA, es decir según el porcentaje de carga que presente ese transformador, se deberá instalar en sus cercanías un transformador de una potencia tal que permita retirar cierta cantidad de clientes al transformador de 50 kVA con el fin de eliminar su condición de sobrecarga y trasladarlos al transformador adicional que se determine se deba instalar.

Como ejemplo se puede tomar una unidad de 50 kVA que este cargada en un 130%, es decir a esa unidad se le están demandando 15 kVA por encima de su capacidad nominal, por lo tanto conviene trasladar cierta cantidad de clientes a un transformador nuevo de 15 kVA que se instalara en los alrededores del de 50 kVA ya existente, con este nuevo transformador al momento de presentarse demanda máxima ambas unidades quedarían cargadas a un 100% de su capacidad nominal, por lo que, según los estudios que se realicen sobre los casos específicos podría recomendarse la instalación de un transformador de 25 kVA, esto dependerá de los factores de uso y la duración de la demanda máxima que arrojen los estudios de los casos específicos sobre las unidades de 50 kVA que presenten sobrecarga.

Para el ejemplo dado es importante determinar el tiempo que ese transformador pasa sobrecargado, ya que si es un breve instante posiblemente el transformador adicional que se instale podría ser incluso de 10 kVA, pero es algo que dependerá de cada caso específico por lo que se vuelve muy complejo dar una solución única y puntual al problema de sobrecarga de transformadores de 50 kVA. Se debe estudiar de una manera más específica la conexión de un transformador adicional para repartir carga cuya potencia dependerá de los resultados de los estudios específicos que se realicen a la hora de atender una solicitud de un transformador de 50 kVA con sobrecarga.

Existen 103 unidades de transformadores de 25 kVA en el circuito, esta potencia de transformador es la segunda más común en el circuito, la figura 5.9 muestra el porcentaje de esas unidades que tienen sobrecarga para los diferentes porcentajes de inclusión de VE, para este transformador se identifica que para penetraciones inferiores al 10% se presenta entre 14% y 17% de unidades sobrecargadas y para penetraciones superiores al 60% siempre hay más de 40% de transformadores con sobrecarga llegando a haber 53% de transformadores de 25 kVA sobrecargados al haber 100% de penetración de VE.

Como hay unidades con sobrecarga, el reforzamiento del circuito es lo más apropiado (Quirós-Tortós, 2020), para el caso de los transformadores de 25 kVA se puede proceder a sustituir unidades sobrecargadas por unidades de mayor potencia nominal sin necesidad de tener que dividir secundarios o instalar transformadores adicionales como en el caso de 50 kVA.

Actualmente en CNFL cuando se realiza un estudio de carga en un transformador de 25 kVA y este resulta con una sobrecarga tal que se recomienda el cambio de la unidad, se procede a sustituir el transformador por uno de 50 kVA, aunque la siguiente potencia comercial disponible es de 37,5 kVA esta no forma parte del inventario del almacén de la CNFL ni se adquiere para su uso ordinario.

Es por esto que al sustituir la unidades de 25 kVA con sobrecarga se instala una unidad de 50 kVA es decir el doble de potencia por lo cual es común que luego de estas situaciones ese transformador de 50 kVA resulte con poca carga, esa práctica es frecuente en las redes de

CNFL, por lo descrito anteriormente es que podría suceder que en bajos porcentajes de penetración de VE se muestran muy pocas unidades de 50 kVA con sobrecarga como se muestra en la figura 5.11, incluso es común que se encuentren unidades con cargas que no superan el 50% de su capacidad nominal por lo que se podrían considerar sobredimensionados.

Sustituir una unidad de 25 kVA con sobrecarga por una de 37,5 kVA se muestra como una mejor opción en vez de usar la unidad de 50 kVA, de esa manera no se instalaría una unidad que podría quedar subutilizada, aparte que podría haber un beneficio económico en usar una unidad de 37,5 kVA en vez de una de 50 kVA.

Se vuelve complejo conocer el precio de un transformador de 37,5 kVA ya que su valor depende de muchos factores y no existe un historial de compra en CNFL que permita tener acceso a un precio histórico y promedio de unidades de ese tipo que cumplan con los requerimientos de una especificación técnica que detalle las características requeridas por la CNFL, por otro lado, si existen esos historiales de compra y especificaciones técnicas para transformadores de 50 kVA y 25 kVA. Se busca realizar cotizaciones de transformadores de 37,5 kVA sin embargo se encuentra que para hacer una cotización se requiere a detalle las características que requiere el transformador y el precio va a variar dependiendo de las unidades cotizadas, del lugar de entrega y de otros varios detalles logísticos que afectan el precio final del transformador.

Como no hay historial de compras ni especificaciones técnicas de transformadores de 37,5 kVA en la CNFL, y los valores de cotizaciones hechas a contratistas no podrían ser comparados con los precios históricos de las compras de transformadores de 25 kVA y 50 kVA debido a los volúmenes de compra y características detalladas en especificaciones, se va a utilizar el precio obtenido de dos contratistas para transformadores de 25 kVA, 37,5 kVA y 50 kVA donde los transformadores de cada contratista tienen las mismas características entre sí, únicamente variando su potencia nominal, esto garantiza que se están comparando unidades de diferente potencia pero de iguales características de tensión primaria, secundaria y accesorios en el transformador.

Se hace la salvedad de que esas características en transformadores de 25 kVA y 50 kVA podrían variar respecto a las solicitadas por parte de CNFL, por lo que el precio aquí mostrado también podría variar respecto a un histórico de compras de esas unidades en CNFL debido a cambios en características solicitadas, sin embargo, lo que se busca es mostrar los precios aproximados de las diferentes unidades para compararlos entre sí, la tabla 6.1 muestra el detalle de esos precios en dólares estadounidenses.

Tabla 6.1: Precios cotizados de transformadores según potencias indicadas

Potencia	Precios		
	25 kVA	37,5 kVA	50 kVA
Contratista 1	\$ 874,75	\$ 1 049,70	\$ 1 291,94
Contratista 2	\$ 880,77	\$ 1 069,70	\$ 1 258,62
Precio promedio	\$ 877,76	\$ 1 059,70	\$ 1 275,28

Para la comparativa de precios se va a utilizar el precio promedio mostrado en la tabla 6.1, un transformador de 50 kVA cuesta 45,29% más que un transformador de 25 kVA, mientras que uno de 37,5 kVA cuesta 20,73% más que el de 25 kVA. Existe un ahorro de un 24,56% si se implementa que en lugar de sustituir unidades de 25 kVA sobrecargadas con transformadores de 50 kVA se sustituyeran por transformadores de 37,5 kVA.

De la figura 5.12 se puede apreciar que la cantidad de transformadores de 25 kVA sobrecargados por encima del 150% (37,5kVA) es bastante grande en comparación a los otros dos bloques de sobrecarga es decir que si las unidades de ese bloque se sustituyen por una unidad de 37,5 kVA ya desde un inicio ese transformador presentaría sobrecarga por lo que en casos en que el transformador de 25 kVA tenga una sobrecarga de entre el 100% y el 130% o de entre el 130% y el 150% se recomienda su sustitución por una unidad de 37,5 kVA en vez de ir directamente por un transformador de 50 kVA lo cual generaría un ahorro de 24,56% el valor de un transformador de 25 kVA. Cuando se presenta el caso de tener un transformador de 25 kVA con una carga mayor al 150% se vuelve necesario la utilización de una unidad de 50 kVA. Este tipo de sustituciones se van a requerir en mayor medida a partir del 10% de penetración de VE, la inclusión de VE en el circuito es un proceso que se va a ir dando paulatinamente por lo que de igual manera se van a ir alcanzando los porcentajes de penetración y no se espera una incorporación altamente masiva que haga avanzar muy rápidamente esos porcentajes de penetración por lo tanto los análisis y sustituciones se irán dando sucesivamente.

La sustitución de un transformador de 25 kVA por uno de 37,5 kVA en lugar de utilizar uno de 50 kVA, aunque genera un ahorro financiero añade solo un 50% más de potencia a la que se tenía inicialmente, mientras que el utilizar una unidad de 50 kVA añade el doble de potencia de la que se tenía en un inicio, sin embargo, el transformador de 37,5 kVA presenta menos pérdidas de energía en su núcleo y devanados debido a que es de menor potencia. El transformador de 37,5 kVA va a brindar un refuerzo de la red que puede que no sea suficiente en un mediano plazo si se mantiene una apresurada incursión de VE en el circuito, es decir podría darse el caso de que, en poco tiempo esa unidad de 37,5 kVA ya se encuentre con sobrecarga y deba ser sustituida por una de 50 kVA haciendo que el ahorro calculado en un inicio más bien se convierta en una pérdida y es que como muestra la figura 5.12 la cantidad de transformadores sobrecargados por encima de un 150%, es decir por encima de 37,5 kVA es predominante sobre los otros dos bloques de sobrecarga. Esta es una situación que debe analizarse de una manera más específica según los resultados de los estudios puntuales que se realicen a la hora de atender una solicitud de un transformador de 25 kVA con sobrecarga. A modo de buscar otras alternativas sobre la comparativa entre unidades de 50 kVA y de 37,5 kVA como alternativas para la sustitución de un transformador de 25 kVA con sobrecarga se conoce que los transformadores de 37,5 kVA y 50 kVA representan respectivamente el 150% y el 200% del transformador de 25 kVA, suponiendo que se aplicara esa relación de potencias al precio promedio de la tabla 6.1, el transformador de 37,5 kVA costaría el 150% de lo que cuesta el de 25 kVA es decir \$ 1 316,64, en lugar de eso cuesta \$ 1 059,70 lo que significa que 150% de la potencia original significa el 120,73% del precio original, dando una relación del cociente del aumento del precio sobre el aumento de potencia de 1,24. Aplicando la misma suposición para caso del transformador de 50 kVA costaría el 200% de lo

que cuesta el de 25 kVA lo que serían \$ 1 755,52, en lugar de eso cuesta \$ 1 275,28 lo que significa que 200% de la potencia original significa el 145,29% del precio original, dando una relación del cociente del aumento del precio sobre el aumento de potencia de 1,37.

De la tabla 6.1 también se puede obtener un valor que relacione el costo del transformador con su potencia nominal, es decir obtener una relación de \$/kVA donde se toma como referencia los precios promedio y para el transformador de 25 kVA de tendría un valor de 35,11 \$/kVA, para el transformador de 37,5 kVA se obtiene un valor de 28,26 \$/kVA, mientras que para el de 50 kVA se obtiene 25,51 \$/kVA.

La utilización de un transformador de 37,5 kVA o de uno de 50 kVA para sustituir uno de 25 kVA con sobrecarga depende de variables como la cantidad de sobrecarga que tiene el transformador y las proyecciones de crecimiento de demanda del circuito, cada caso debe ser estudiado con rigurosidad para llegar a una decisión adecuada, no obstante, desde el punto de vista de reforzamiento de la red, la utilización de un transformador de 50 kVA en lugar de uno de 37,5 kVA añade más potencia por menos precio lo que a la larga puede resultar más beneficioso especialmente en circuitos de rápido crecimiento de demanda como un circuito sometido a una acelerada incorporación de VE, sin embargo a su vez un transformador de 50 kVA tiene más pérdidas que uno de 37,5 kVA por lo que siempre se debe realizar un estudio específico y riguroso para cada unidad con sobrecarga que permita determinar cuál es la unidad más recomendada para sustituir la unidad que presenta sobrecarga.

Se vio que las gráficas de transformadores con sobrecarga y de buses de BT con niveles bajos de tensión muestran comportamientos bastante similares, esto debido a que al haber sobrecarga en las unidades de transformación, es esperable que se presenten caídas en los niveles de tensión de los secundarios de estos, por lo que las sustituciones o reforzamientos de unidades sobrecargadas expuestas anteriormente deberían también ir solucionando los problemas descubiertos de niveles bajos de tensión detectados en altos porcentajes de inclusión de VE en el circuito.

Los efectos de sobrecarga en los transformadores de 25 kVA y 50 kVA en el circuito, los cambios en las curvas de potencia demanda por los clientes y los niveles bajos de tensión en ramales de baja tensión, dependen de los porcentajes de penetración de VE, se vuelve válido recordar que se usa como base de 100% un total de 10900 VE, es decir que cuando se habla de una inclusión de 1% de VE se refiere a localizar en el circuito 109 vehículos. De la figura 5.14 se conocen las proyecciones de cantidad de VE a incorporarse en los diferentes niveles desde todo el país, el área de concesión de CNFL e incluso el circuito en estudio, con esto es posible entonces tener una idea sobre cuantos años deberían pasar para tener alguna de las condiciones presentadas según los porcentajes de inclusión de VE se presente en el circuito. En ese escenario la proyección propia del circuito estudiado mostrada en la figura 5.14, indica que para 2026 habría 97 clientes realizando recargas de VE es decir no se estaría alcanzando ni el 1% de penetración de vehículos eléctricos en el circuito, con esa tendencia sería hasta el año 2027 que se alcanzaría un 1% de inclusión de VE en el circuito. Con esto parecen estar muy lejanos los escenarios de altos porcentajes de incorporación de clientes con VE y con esto los efectos mostrados anteriormente.

Los datos de VE en las redes de CNFL pueden presentar valores más bajos de los que se están teniendo en realidad, ya que durante el desarrollo del proyecto se identificó que resulta

bastante arduo relacionar un dueño de VE de la base de datos obtenida con un abonado de CNFL, por eso se obtienen pocos resultados, se presentaban casos como que el dueño registral del VE era una entidad financiera ya que probablemente el vehículo fue adquirido mediante un financiamiento tipo *Leasing* o están a nombre de una sociedad anónima.

También se pueden presentar casos en los que el vehículo esté realizando recargas en casa de un abonado de CNFL, pero la persona que se registra como abonada de ese servicio eléctrico no sea la misma que aparece como dueña registral de ese VE lo cual de hecho puede resultar bastante común, basta que en una casa viva una pareja, ya eso implica que hay un 50% de probabilidades de que se presente la situación descrita.

Por lo expuesto anteriormente es que se podría percibir que hay pocos VE en las redes de CNFL y que alcanzar los escenarios de sobrecarga no sea una situación que se presente en el corto plazo, sin embargo, se requiere una revisión constante de las condiciones del circuito que permitan actuar en caso de que los escenarios de sobrecarga se presenten en el corto plazo ya sea porque se tienen más VE en los circuitos de CNFL que los que se logran identificar o que exista una repentina aceleración en la incorporación de estos.

Se ha mostrado que la red del circuito de distribución se muestra bastante robusta ya que los conductores que la conforman están preparados para resistir los aumentos de carga debidos a una incorporación masiva de VE en el circuito, si se llegan a presentar problemas térmicos en conductores estos sucederían en porcentajes bajos del total de conductores que forman el circuito como en el caso de los de BT o en segmentos muy específicos como es el caso de los de MT. Los transformadores por su lado si se muestran más susceptibles a ser afectados por la incorporación de VE en el circuito y con esto se presenta afectación en los niveles de tensión de BT.

Sin importar cuál sea el elemento del circuito afectado, según el ritmo identificado de incorporación de VE en el circuito parecería que esos efectos aún están lejos de llegar a suceder, sin embargo, sirven para mostrar los escenarios posibles que podrían presentarse.

Independientemente de las afectaciones a los elementos del circuito que puedan ocurrir, o si estas se presentan en un corto, mediano o largo plazo, se ha demostrado el efecto de la inclusión de VE en un circuito representativo de la CNFL, eso representa un insumo sumamente importante para la empresa especialmente para el Área Planificación del Sistema de Distribución (APSD) ya que muestra una condición futura que puede presentarse en el circuito y que puede ser escalable a toda la red de la empresa. Los datos aquí obtenidos se pueden utilizar como una base para empezar a trabajar en acciones preventivas que permitan evitar sobrecargas en los transformadores, en lugar de tener que realizar acciones correctivas ya cuando estén presentes en el circuito.

En el Área Planificación del Sistema de Distribución se busca mantener la red de la CNFL en óptimas condiciones y preparada para cambios que puedan presentarse ante crecimientos en los flujos de potencia, es por eso que para el planeamiento de estrategias de modernización de la red se vuelve bastante valioso conocer los posibles escenarios futuros de respuesta del circuito ante incorporaciones de VE. Como se vio en el circuito no se presentan problemas de niveles de tensión en MT, se presentan particularidades de sobrecarga de elementos y bajos niveles de tensión en BT.

El método utilizado para mitigar situaciones de sobrecarga es el reforzamiento de la red que se considera más conveniente para estos casos (Quirós-Tortós, 2020) y que adicionalmente contribuye a seguir manteniendo la red robusta por más tiempo. La sustitución de transformadores de 25 kVA sobrecargados por unidades de 37,5 kVA o de 50 kVA y la división de secundarios en caso de transformadores sobrecargados de 50 kVA son acciones operativas de sustitución puntual de activos con sobrecarga alineados al método de reforzamiento de la red. Se pudo haber seleccionado un método alternativo como por ejemplo la gestión de VE por medio de redes inteligentes, pero eso implicaría la incorporación de elementos de control y monitoreo adicionales en el circuito, así como sistemas de gestión y un costo operativo asociado que hace que para redes de baja tensión la gestión de vehículos eléctricos sea mas cara que el refuerzo (Quirós-Tortós, 2020), adicionalmente aunque se puedan presentar reducciones en todos los costos operativos (gestión y control de datos) y de capital (instalación y sustitución de activos) sigue siendo la gestión de VE mas cara que el reforzamiento de la red (Quirós-Tortós, 2020). Es por esto que en este proyecto se toma la alternativa de reforzamiento de la red sustituyendo unidades de transformadores por otras de mayor potencia o dividiendo los circuitos secundarios de BT.

Los resultados obtenidos brindan importante información al Área Planificación del Sistema de Distribución ya que anteriormente no existía un estudio como este realizado en las redes propias de la Compañía y con información propia de clientes del país y del área servida de CNFL, los datos obtenidos pueden ser tomados en cuenta en futuros proyectos de planificación y permitir incluir en ellos el efecto de la incorporación de VE.

Se mostró también como la inclusión de VE afecta la curva de demanda de clientes de un circuito, para este caso al tener un circuito mayoritariamente residencial se podría obtener una idea de cómo sería la afectación de la curva total de demanda de energía de la CNFL, por lo que los resultados obtenidos también sirven de insumo para el Área Planificación del Sistema de Distribución a la hora de calcular las proyecciones de demanda de energía de la empresa, el incluir estos efectos sobre las proyecciones podría dar resultados más precisos y que permitan fundamentar mejor posibles opciones de inversión.

Los resultados de este proyecto buscan ser una herramienta para la CNFL y para el Área Planificación del Sistema de Distribución de modo que puedan ser consultados en cuando sean requeridos, ilustrando el efecto directo que tiene la incorporación masiva de VE en un circuito de la CNFL que incluso podría escalar a toda la red de la empresa, y que pueda mostrar con antelación como se presentarían los escenarios y cuales elementos serían los más afectados, con esto se pueden planificar acciones en busca de contrarrestar esas afectaciones de modo que incluso se podría evitar llegar a escenarios de sobrecarga de elementos que requieran tomar acciones correctivas en lugar de acciones preventivas.

Independientemente del momento a corto, mediano o largo plazo en que se presenten los escenarios expuestos, todos llevan una situación común y es el aumento de la demanda de potencia del circuito, lo cual a su vez lleva a un aumento en la energía consumida, esto presenta retos para la CNFL ya que debe estar preparada para afrontar esos cambios en la red mediante los métodos descritos anteriormente. El aumento de demanda de potencia y de energía representa también una oportunidad para la Compañía dado que a mayor demanda de energía de los clientes mayores ingresos podría registrar, y dado que se ha comprobado

que la demanda máxima se presentaría en horas de la noche, factores como la generación distribuida podrían no influir en esta oportunidad identificada, ya que al día de hoy es común que la mayoría de generadores distribuidos sean de tipo fotovoltaico sin almacenamiento, por lo que en las noches estarían consumiendo energía de la red.

La CNFL debe visualizar esta oportunidad y buscar la manera de sacarle beneficio, no solo mediante el eventual aumento de demanda de energía, si no también mediante la incorporación de negocios alternativos en los que pudiera incursionar como por ejemplo servicios de venta e instalación de cargadores para vehículos, diversificación de tarifas de recarga de VE o incluso instalación de medidores exclusivos para recargas de VE con el fin de que el cliente pueda tener información exacta de cuanto le está costando cargar su vehículo.

En la actualidad posiblemente la CNFL se vea limitada legalmente a realizar algunas de las oportunidades de negocio mencionadas, sin embargo, conforme se vayan presentando los escenarios descritos la legislación debería irse acoplando a esos cambios venideros y la CNFL debe ir analizando cuidadosamente esas oportunidades que se pueden presentar ante los eventuales aumentos de demanda de energía que se presentarían en los circuitos debido a la inclusión de VE.

Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

- Según registros obtenidos y accesos a bases de datos de inscripciones de vehículos, los últimos años en Costa Rica han estado incursionando una cantidad importante de vehículos eléctricos a la flota vehicular, esta incorporación se presenta de manera acelerada y con una tendencia creciente para los próximos años.
- Se encuentra que se vuelve bastante complejo poder acceder a una base de datos de VE que cuente con información adicional que permita relacionar un vehículo eléctrico con un cliente CNFL, incluso cuando se cuenta con esa información se vuelve tedioso lograr relacionar al dueño de un VE con un servicio CNFL, eso hizo que la muestra de VE con la que se desarrolló el proyecto fuera limitada.
- Se identifican dos tipos de medidores de energía de los cuales se extrae información, los convencionales y los inteligentes (AMI), aunque la mayoría son convencionales, es de los segundos de donde se obtiene la información más valiosa para el desarrollo del proyecto y se muestra la importancia de la incorporación de esta infraestructura de medición y del buen manejo de la información que estos brindan ya que es un insumo sumamente valioso para cualquier estudio que se realice.
- Se comprueba mediante el análisis en medidores convencionales y de los promedios de consumo antes de que la persona abonada adquiriera el VE que no existe relación entre un mayor consumo previo al VE, que podría indicar una mayor capacidad adquisitiva, y un aumento en la probabilidad de adquirir un VE, por lo que se deduce que toda persona abonada tiene la misma probabilidad de adquirir un VE.
- Se obtienen 26 curvas de carga de VE basadas en análisis de datos reales de clientes de CNFL que revelan que las horas predilectas de carga por las personas abonadas de CNFL son las horas de la noche y madrugada, se identifica que principalmente se realizan cargas de potencia cercana a los 2 kW y 7 kW.

- El uso de curvas típicas obtenidas de estudios del Área Planificación del Sistema de Distribución de la CNFL permite obtener la curva de demanda de los clientes del circuito, sin tomar en cuenta el consumo de luminarias ni las pérdidas no técnicas, se comprueba que el método da como resultado una curva de demanda muy similar a la de la subestación del circuito estudiado.
- La inclusión de VE en el circuito seleccionado genera una importante modificación en la curva de demanda máxima, ya que cuando se alcanza un 10% de penetración la cresta de máxima de demanda cambia la hora del día a la que se presenta, pasando de los alrededores del mediodía, como es común en circuitos mayoritariamente residenciales, a presentarse en los alrededores de las 8:00 pm en donde se mantiene para el resto de porcentajes de penetración de VE simulados.
- La infraestructura del circuito muestra soportar adecuadamente los aumentos de flujo de potencia provocados por la inclusión de VE en el circuito, incluso al 100% de penetración de VE los conductores de media tensión muestran una afectación mínima en una sola sección del circuito correspondiente al segmento de salida de la subestación, los de baja tensión muestran afectaciones en secciones específicas cuyas longitudes representan un bajo porcentaje del total presente en el circuito.
- Los transformadores de distribución de 25 kVA y 50 kVA son los elementos del circuito que muestran mayor afectación ante la inclusión de VE ya que evidencian importantes porcentajes de unidades con sobrecarga según aumenta el porcentaje de penetración de VE en el circuito.
- En media tensión se comprueba que no hay una afectación a los niveles de tensión del circuito independientemente del porcentaje de penetración de VE que se presente en el circuito, siempre el nivel de tensión se mantiene dentro de un rango de $\pm 5\%$ de la tensión nominal.
- En baja tensión se muestra una afectación a los niveles de tensión generando tensiones por debajo del 95% de la tensión nominal, estas afectaciones aumentan su incidencia conforme aumenta el porcentaje de penetración de VE en el circuito.

- El método seleccionado para enfrentar los escenarios de crecimiento de demanda en el circuito por la inclusión de VE es el que busca realizar un reforzamiento de los elementos que muestran sobrecargas, principalmente transformadores.
- Se muestra que para resolver problemas de sobrecarga en transformadores de 50 kVA se requiere realizar divisiones de secundarios e instalar un transformador adicional de una potencia que permita mover la carga que está sobrecargando al transformador de 50 kVA, ya que no es posible instalar un transformador de más de 50 kVA en un poste.
- Se identifica que para resolver problemas de sobrecarga en transformadores de 25 kVA se debe realizar la sustitución de la unidad por una de mayor potencia, siendo las disponibles comercialmente las de 37,5 kVA y 50 kVA las cuales se utilizan según el porcentaje de sobrecarga que se presente en el transformador de 25 kVA.
- Se expone como el transformador de 37,5 kVA es una buena opción para utilizar en casos de sobrecarga de transformadores de 25 kVA en lugar de usar inmediatamente transformadores de 50 kVA.
- Se determina que, al realizar sustituciones de transformadores con sobrecarga, eventualmente se estarían resolviendo a su vez problemas de tensión inferior al 95% de la tensión nominal en los circuitos de baja tensión.
- A partir de las bases de datos de VE a las que se tuvo acceso, mediante su análisis y segregación, se obtienen curvas de cantidad de VE actuales entre los años 2016 y 2020, así como proyecciones de cantidades futuras desde el año 2021 al 2026 a nivel país, nivel área servida CNFL y nivel circuito en estudio.
- Se identifica que, según las proyecciones de incorporación de VE al circuito, no se presentarían en el corto plazo los escenarios mostrados de sobrecarga principalmente en los transformadores de 25 kVA y 50 kVA.
- Para el Área Planificación del Sistema de Distribución de la CNFL es un insumo valioso el conocimiento de los escenarios futuros de sobrecarga de elementos del circuito y modificaciones de las curvas de demanda máxima debido a la inclusión de

VE, de modo que, esos escenarios y las implicaciones en los circuitos puedan ser tomados en cuenta para estudios de proyección de demanda o estudios específicos.

- El circuito estudiado tiene una composición mayoritariamente residencial por lo que su curva de demanda máxima tiene la forma típica de un circuito con esa característica, la CNFL en su totalidad también tiene una composición mayoritariamente residencial con su característica curva de demanda máxima. Es por eso que los resultados obtenidos para el circuito representativo pueden ser escalados a nivel de toda el área de concesión de la CNFL.
- El eventual aumento de demanda de energía debido a la incorporación de VE en la red podría representar una oportunidad para la CNFL donde según se vayan presentando los escenarios, deberían identificarse oportunidades de negocio no tradicionales que permitan a la Compañía adaptarse a las necesidades futuras de los usuarios y a su vez aprovechar las oportunidades que puedan presentarse.

7.2 Recomendaciones

- Para conseguir acceso a una mayor cantidad de datos de VE es necesario poder construir una base de datos interna con información más detallada y puntual que permita conseguir una mejor asociación de personas dueñas de VE con medidores de CNFL.
- Se recomienda aumentar el porcentaje de cobertura de medidores AMI así como el porcentaje de posibilidad de acceso a datos de los medidores ya instalados, ya que estos brindan datos de suma importancia para el desarrollo de estudios como el aquí mostrado.
- Se sugiere la implementación de un algoritmo automatizado que permita identificar curvas de clientes que tengan VE, el cual puede ser alimentado y entrenado inicialmente por los tipos de curvas obtenidos en este proyecto, mismas que servirán también para comprobar su correcto funcionamiento, de esta manera se puede desligar la

identificación de un cliente con VE de la necesidad de relacionarlo con el dueño registral del mismo.

- Se recomienda ampliar la cantidad de curvas de recarga identificadas y con esto buscar conseguir probabilidades de ocurrencia de estas curvas para poder identificar cual prevalece sobre las demás y como eso podría afectar las simulaciones del circuito.
- Se puede valorar utilizar métodos alternativos para la recolección de datos, como pueden ser realizar consultas sobre tiempos y potencias de recarga en las computadoras a bordo de los VE a los cuales se logre tener acceso.
- El método implementado en el circuito estudiado podría ser aplicado a otros circuitos que no sean de naturaleza principalmente residencial para, por ejemplo, ver efectos en circuitos de tipo industriales ante la inclusión de VE de flotillas o predios de buses que incorporen unidades eléctricas.
- Los resultados obtenidos son en tiempos previos a la pandemia, por lo que se recomienda realizar una ampliación del estudio donde pudiera incluirse la época de pandemia y ver los efectos de esta en los resultados obtenidos.
- Se recomienda implementar el uso de transformadores de 37,5 kVA para sustitución de unidades de 25 kVA que lo requieran en lugar de ir inmediatamente por unidades de 50 kVA que pueden resultar muy sobredimensionadas.
- Se debe estar pendiente a las actualizaciones de datos sobre las existencias de VE en el país, para actualizar las gráficas de incorporación de VE en la red y en el circuito representativo de la CNFL. Esto podría hacer que el tiempo estimado de ocurrencia de las particularidades detectadas sea menor y estas se presentan en un plazo menor.
- La CNFL, desde el punto de vista comercial y de negocios debe estar pendiente de las oportunidades que aparezcan ante el aumento de demanda de energía producto de la incorporación de VE a la red y procurar adecuarse a las necesidades futuras de los usuarios que permita a su vez aprovechar las oportunidades presentadas.

BIBLIOGRAFÍA

Alegre, M. (2017). Modelado del Vehículo Eléctrico e Híbrido Paralelo por Medio de Matlab/Simulink y Planificación de Estaciones de Carga Mediante Sistemas de Información Geográfica y Algoritmos Genéticos. Universidad Nacional de Educación a Distancia, España.

Andrés, D. (2011). Estrategias de Control para Integración de Vehículos Eléctricos en la Red de Distribución. Universidad Carlos III de Madrid, España.

Araya, G. (2018). Introducción de Vehículos Eléctricos de uso particular en Costa Rica: costo total de posesión e impacto en la red eléctrica de distribución. Universidad de Costa Rica, Costa Rica.

Arias, D. (2015). Influencia del Vehículo Eléctrico Sobre La Fiabilidad de los Sistemas Eléctricos. Universidad Carlos III de Madrid, España.

ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos) (2015). Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Ávila, F. y González, F. (2016). Conexión de vehículos a la red eléctrica (V2G). Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile

Bloomberg New Energy Finance (2018). *Electric Vehicle Outlook 2018*.

Bloomberg New Energy Finance (2019). *Electric Vehicle Outlook 2019*.

Brenes, R. (2016). Ubicación y dimensionamiento de estaciones de recarga rápida de vehículos eléctricos en redes de distribución utilizando información GIS. Universidad de Costa Rica, Costa Rica.

Ceballos, J., Caicedo, E. y Ospina, S. (2016) *Una Propuesta Metodológica para Dimensionar el Impacto de los Vehículos Eléctricos sobre la Red Eléctrica*. Revista INGENIERIA, Vol.21, Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Chancusig, F. (2014). Análisis Técnico-Económico para la Inserción de Vehículos Eléctricos en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Ciuffo, B., Fontaras, G., y Valverde, V. (2018). The introduction of the WLTP into the European Type-Approval for light-duty vehicles, University of Belgrade, Belgrado.

Dugan, R. C. (2016). OpenDSS Manual. Electric Power Research Institute, (March):1-184.

EPERLab (Electric Power and Energy Research Laboratory) (2018). Propuesta de ubicación de la infraestructura de recarga rápida para vehículos eléctricos en Costa Rica.

Gobierno de la república, Costa Rica (2019). *Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050*.

Gobierno de la república, Costa Rica (2019). *Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030*.

González, R (2020). Actualización de estudio: Clasificación y curva demanda por cliente. Área Planificación del Sistema de Distribución, Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

Herrero, F. (2011). Análisis de la Influencia del Vehículo Eléctrico en la Demanda de Potencia. Universidad Pontificia Comillas, España.

ICE (Instituto Costarricense Electricidad) (2018). *Electromovilidad. San José, Costa Rica*.

IEA (International Energy Agency) (2018). *Global EV Outlook 2018, Towards cross-modal electrification*.

IEA (International Energy Agency) (2019). *Global EV Outlook 2019, Scaling up the transition to electric mobility*.

ITC (Instituto Tecnológico de Canarias) (2013). *Estudio para la implantación del Vehículo Eléctrico en Canarias*

Landau, D. P. y Binder, K. (2015). *A Guide to Monte Carlo Simulations in Statistical Physics*. Cambridge University Press, Cambridge, 4th edición.

Martínez, D. (2011). El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución. Universidad Politécnica de Cataluña, España.

Merchán, M. y Medina, S. (2016). Análisis del Impacto de Vehículos Eléctricos en las Redes del Cantón de Cuenca. Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador.

Meyer, N., Whittall, I., Christenson, M., y Loisel-Lapointe, A. (2012). *The Impact of Driving Cycle and Climate on Electrical Consumption & Range of Fully Electric Passenger Vehicles*. International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Los Angeles, California, May 6-9, 2012.

MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía) (2017). *Patrones y Percepciones Ciudadanas Sobre Medio Ambiente y Condiciones para el Cambio*.

MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía) (2018). *Programa de Adquisición de Vehículos Eficientes (PAVE), listado de vehículos 2018*.

Molina, B. (2018). Estudio de proyecciones de variables eléctricas y demográficas considerando aspectos adicionales a los datos históricos. Área Planificación del Sistema de Distribución, Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A, Costa Rica.

Morales, B. (2014). Modelo de Masificación de Vehículos Eléctricos en Bogotá D.C. Universidad Nacional de Colombia, Colombia.

ONU Ambiente (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) (2018). *Movilidad Eléctrica: Avances en América Latina y el Caribe y Oportunidades para la Colaboración Regional*.

Palomar, M. (2017). Análisis de la evolución y el impacto de los vehículos eléctricos en la economía española. Universidad de Sevilla, España.

Peña, C. (2011). Estudio de Baterías para Vehículos Eléctricos. Universidad Carlos III de Madrid Escuela Politécnica Superior, España.

Pernía, A. (2016). Impacto del Vehículo Eléctrico y la Generación Distribuida en una Red Urbana de BT. Universidad de Sevilla, España.

Proceso de Expansión del Sistema de Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE (Instituto Costarricense de Electricidad) (2018). Proyecciones de la Demanda Eléctrica de Costa Rica 2018 – 2040, Costa Rica.

Quirós-Tortós, J. Ochoa, L. y Butler, T. (2018). *How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned From One of the Largest Electric Vehicle Trials in The World*. IEEE power & energy magazine páginas 64-76.

Quirós-Tortós, J. Ochoa, L. (2020). *Multi-year planning of LV networks with EVs accounting for customers, emissions and techno-economics aspects: A practical and scalable approach*. IET Generation, Transmission & Distribution páginas 468-479.

Quirós-Tortós, J. Valverde, G. Arguello, A. y Ochoa, L. (2017). *Geo-Information Is Power*. IEEE power & energy magazine páginas 48-56.

Quirós-Tortós, J. Victor-Gallardo, L. y Ochoa, L. (2019). *Electric Vehicles in Latin America Slowly but Surely Toward a Clean Transport*. IEEE Electrification Magazine páginas 22-32.

Nam, E. (2009). *Drive Cycle Development and Real-world data in the United States*. Agencia de protección ambiental, Estados Unidos.

MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía) (2020). Lista actualizada del crecimiento de la flota Costarricense de Vehículos Eléctricos (<https://energia.minae.go.cr/?p=5634>).

Rosso, A. (2010). Evaluación del Impacto de los Vehículos Eléctricos en las Redes de Distribución. Universidad Pontificia Comillas, España.

RTV (Revisión Técnica Vehicular) (2016). *Anuario Revisión Técnica Vehicular 2016*.

RTV (Revisión Técnica Vehicular) (2017). *Anuario Revisión Técnica Vehicular 2017*.

RTV (Revisión Técnica Vehicular) (2018). *Anuario Revisión Técnica Vehicular 2018*.

RTV (Revisión Técnica Vehicular) (2019). *Anuario Revisión Técnica Vehicular 2019*.

Torres, J. (2015). Estudio de Viabilidad en la Implementación de Vehículos Eléctricos en la Ciudad de Cuenca. Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador.

Valverde, G. Arguello, A. González, R. y Quirós-Tortós, J. (2017). *Integration of open source tools for studying large-scale distribution networks*. IET Generation, Transmission & Distribution páginas 3106-3114.

APÉNDICES

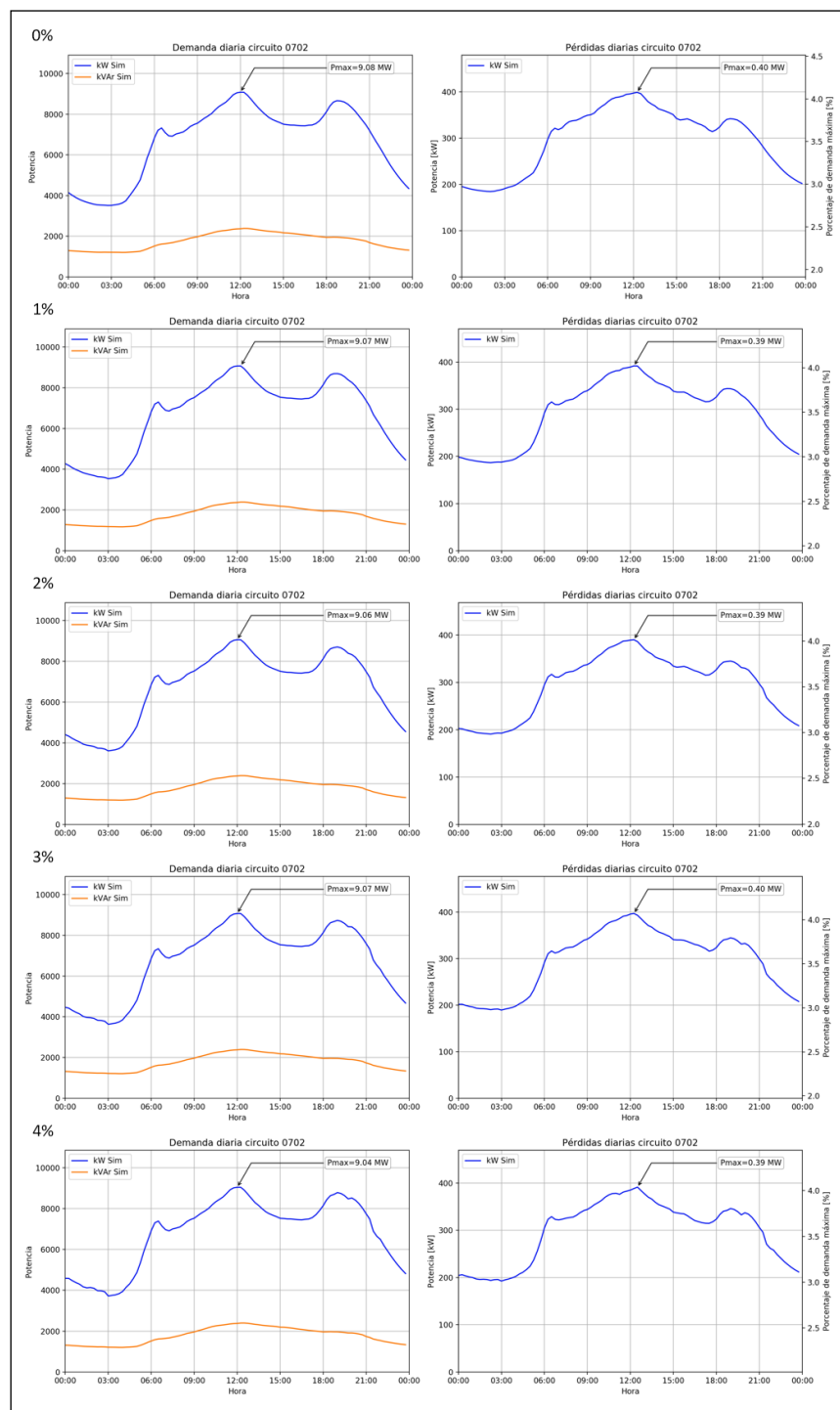


Figura A.1: Inclusión VE de 0% a 4%

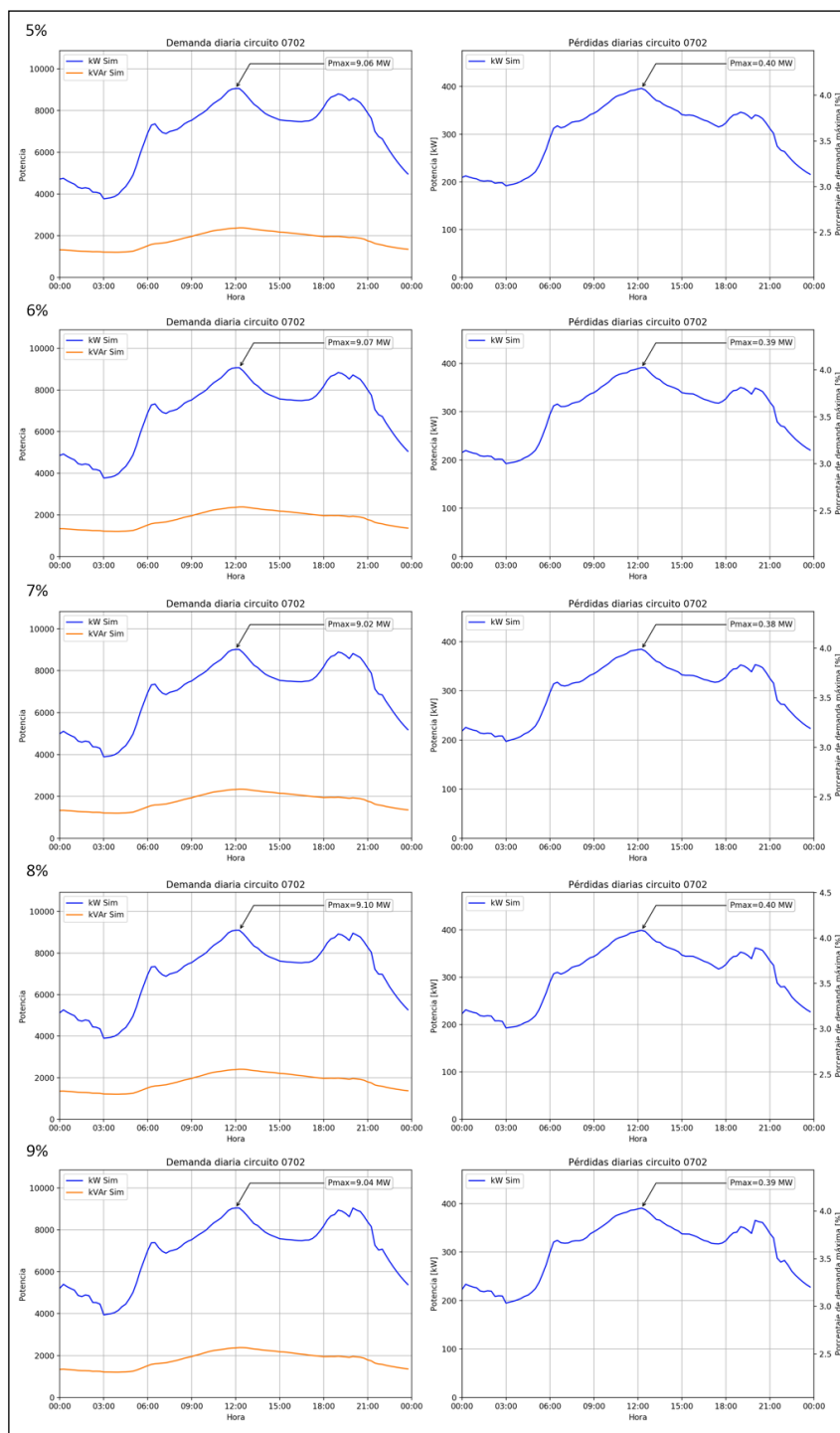


Figura A.2: Inclusión VE de 5% a 9%

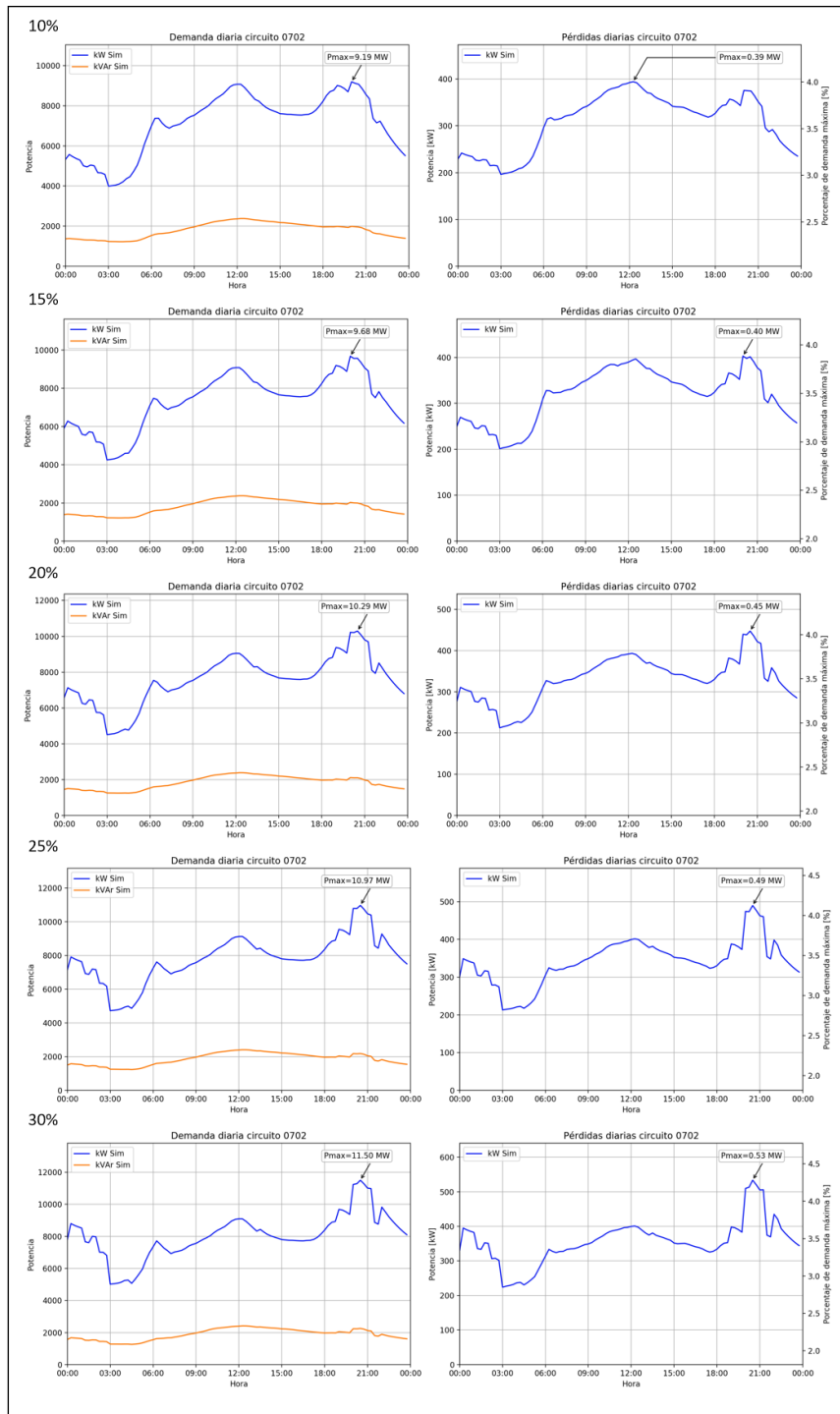


Figura A.3: Inclusión VE de 10% a 30%

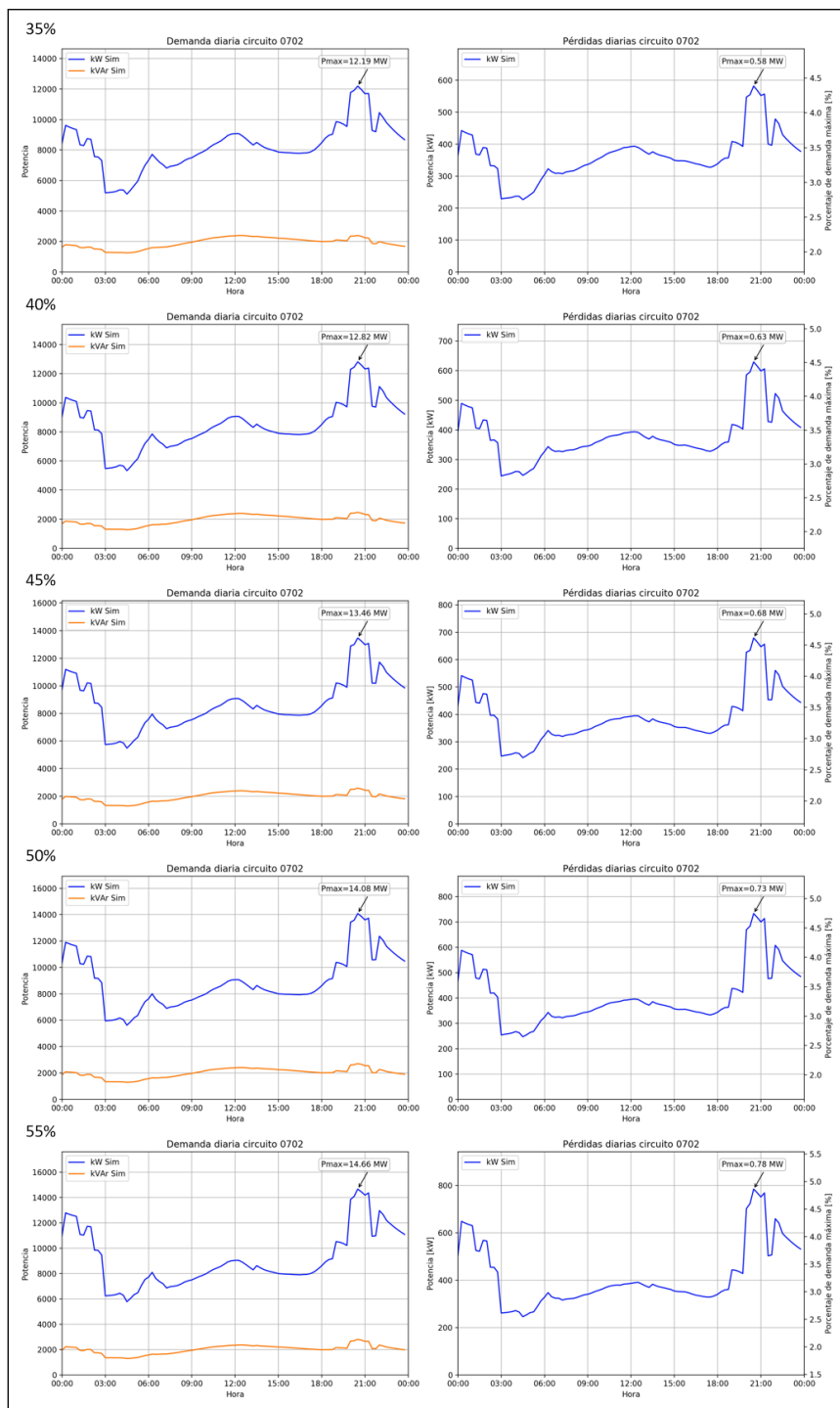


Figura A.4: Inclusión VE de 35% a 55%

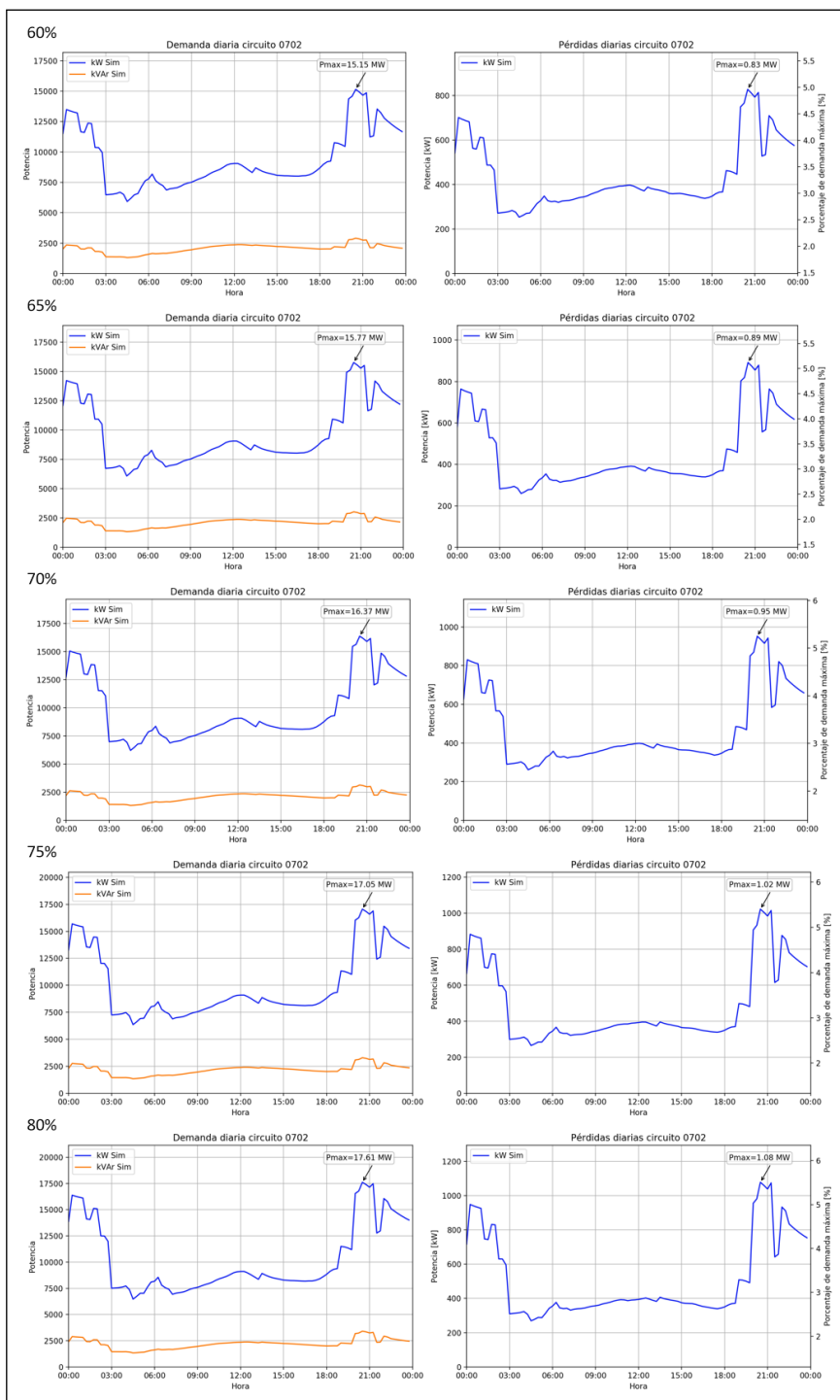


Figura A.5: Inclusión VE de 60% a 80%

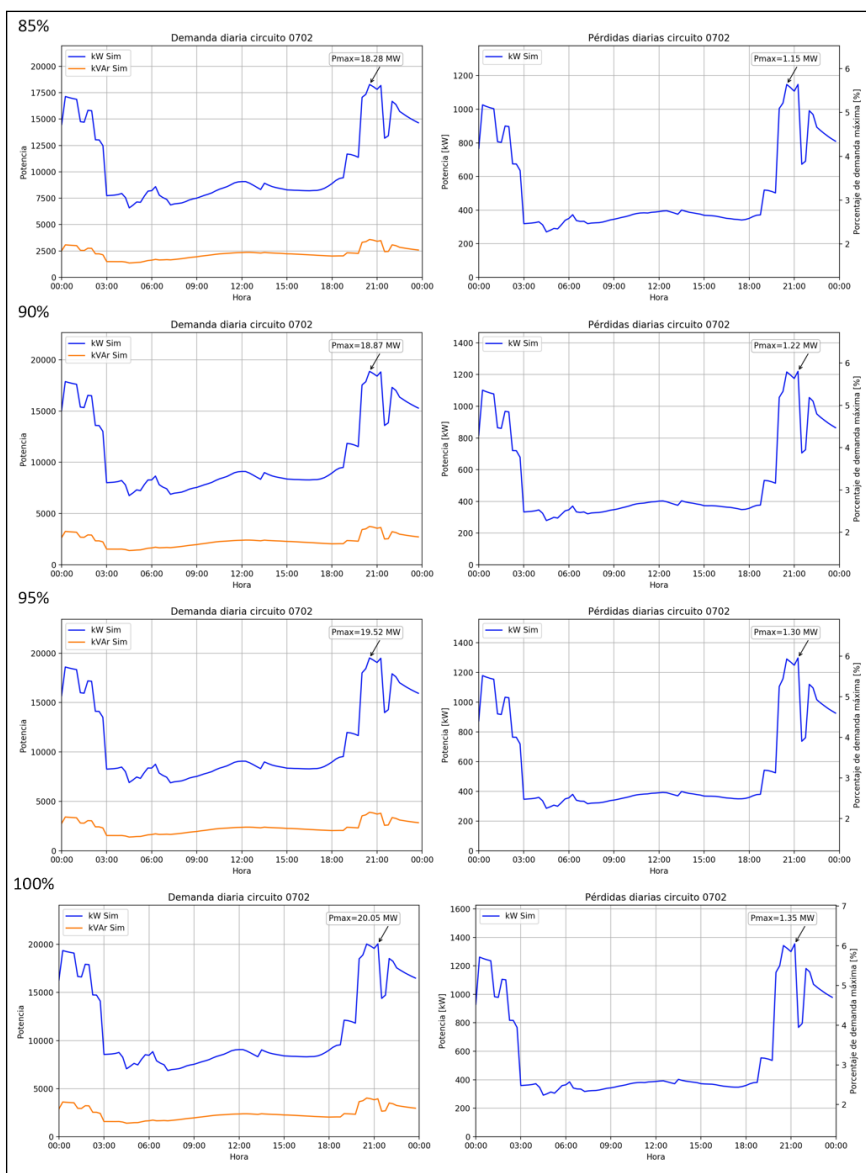


Figura A.6: Inclusión VE de 85% a 100%