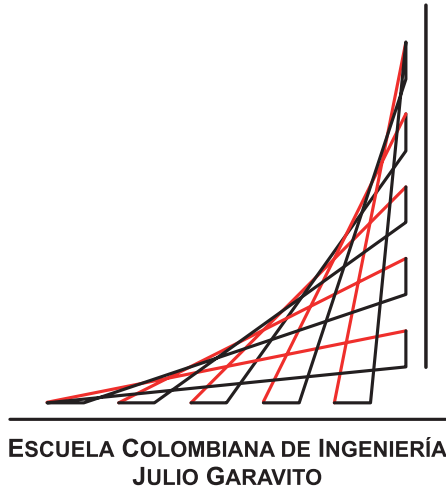


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Impacto producido en la calidad de potencia de una red de distribución eléctrica residencial debido a la recarga de vehículos eléctricos

Autor:

Ing. Sebastián Torres Franco

Director:

Ing. Iván Camilo Durán Tovar, PhD

Codirector:

Ing. Andrés Pavas, PhD

Bogotá D.C, Colombia

2019, junio

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Impacto producido en la calidad de potencia de una red de distribución eléctrica residencial debido a la recarga de vehículos eléctricos

Sebastián Torres Franco

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Recursos energéticos

Director:

Iván Camilo Durán Tovar, (PhD, MsC)

Codirector:

Andres Pavas, (PhD, MsC)

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

2019, junio

Aceptación del Jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Impacto producido en la calidad de potencia de una red de distribución eléctrica residencial debido a la recarga de vehículos eléctricos**, presentado por **Sebastián Torres Franco**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Recursos energéticos.

Director(a): Iván Camilo Durán,(PhD, MSc.)

Jurado: Andres Pávas,(PhD, MSc.)

Jurado: Agustín Marulanda Guerra,(PhD, MSc.)

Jurado: Jairo Quirós Tortós,(PhD.)

Jurado: Luis Ernesto Luna,(Msc, PhD.)

Bogotá D.C, Colombia - 2019, Septiembre

A Dios, a mi amada familia, a mi papá, mi mamá, mi hermano y mi primo, a mis amigos y compañeros, y a mi Escuela, que más que un sitio de trabajo siempre ha sido mi hogar.

Agradecimientos

Quiero agradecer antes que nada a Dios y mi familia; el apoyo de mi hermano, mi mamá, mi primo y mi papá fue el principal motor durante este año de trabajo. Sin su apoyo, amor, paciencia y toda la fortaleza que me brindaron, nada de esto no hubiera sido posible. Agradezco a los ingenieros Agustín, Andrés e Iván por sus constantes guías y consejos, y a la ingeniera Paula por su amable y siempre incondicionable apoyo. Gracias a los amigos y personas especiales que me apoyaron, que me escucharon en mis momentos de emoción y animaron en los momentos difíciles, a Daniel, David, y especialmente a Tatiana por sus constantes reclamos para terminar este trabajo, que finalmente dieron fruto. Finalmente y de todo corazón quiero agradecer a todas las personas en la Universidad de Costa Rica, que, con su infinita amabilidad, me hicieron sentir en casa durante mi estadía en su país. A Jessica, Jose, Johan, Manuel, a todo el equipo del EPER-LAB, y por sobretodo al ingeniero Jairo, a quien le estaré siempre agradecido por toda su ayuda y mentoría; sin él este trabajo no hubiera sido posible. A todos ellos: Pura vida Maes!

Resumen

El inminente incremento en la cantidad de vehículos eléctricos (EVs) a nivel mundial por ser una de las principales tendencias de desarrollo en el ámbito de las tecnologías sostenibles, ha sido motivo de interés por parte de los operadores de red, principalmente por los efectos de esta tecnología sobre la calidad de potencia de las redes eléctricas, es decir, sobre las características eléctricas de una red que permiten satisfacer las necesidades de los usuarios. Numerosos estudios presentan como uno de los principales puntos de afectación las redes residenciales, en las cuales los usuarios pueden conectar sus vehículos cuando estén en sus hogares. Con la finalidad de entender mejor los posibles efectos de los EVs sobre las redes eléctricas residenciales, se propuso el objetivo de evaluar desde un punto de vista normativo el impacto sobre la calidad de potencia de una red residencial eléctrica en baja tensión frente a diferentes grados de penetración de vehículos eléctricos.

Para la consecución del objetivo se empleó por un lado una metodología basada principalmente en la aplicación, desarrollo y articulación de modelos matemáticos y ajustes probabilísticos con Modelos Gaussianos Mixtos elaborados a partir de mediciones experimentales, para representar el comportamiento de las variables eléctricas de los vehículos durante su recarga y el efecto que tienen sus corrientes armónicas sobre el envejecimiento de transformadores de cabecera en sistemas desbalanceados. Por otro lado, se utilizaron encuestas locales para modelar los patrones aleatorios de los usuarios de los vehículos en cuanto a su estado de carga y hora de conexión a la red. Los resultados de los modelos se combinaron para elaborar perfiles de carga que representan el comportamiento promedio de las variables eléctricas de los vehículos a lo largo de cada momento del día. Finalmente se incorporaron estos perfiles con mediciones experimentales realizadas bajo estándares normativos de la calidad de potencia de una red eléctrica en baja tensión de un conjunto residencial tomado como caso de estudio, verificando el cambio de los diferentes indicadores reglamentarios asociados a las variables de calidad de potencia frente diferentes niveles de penetración de vehículos eléctricos.

Los resultados obtenidos bajo la metodología de evaluación de la norma NTC-2050 indican

que el impacto promedio de los EVs puede llegar a ser bajo, y que existe una fuerte relación entre su efecto sobre la red eléctrica y el estado de carga que tuvieron al momento de su conexión. Se encontró que el impacto sobre factor de potencia llega a ser despreciable, que las corrientes armónicas de la carga de los vehículos son de un orden de magnitud que no compromete la vida operativa del transformador de cabecera, y que el principal impacto sobre la red se da en términos de la cargabilidad del transformador y el desbalance de tensión. En contraste, normativamente los indicadores asociados a la distorsión armónica de la red pueden disminuir por la metodología de evaluación. Adicionalmente se obtuvo que a pesar de que el impacto promedio es bajo, pueden existir casos críticos donde los efectos sean significativamente superiores a los esperados, especialmente para el desbalance de tensión.

Abstract

The imminent increase in the Electric vehicles' (EVs) worldwide quantities by being one of the main development tendencies in the field of sustainable technologies has been a concern for the Network Operators, mainly because of the effects of this technology on the power quality of the electrical grids.

Various studies have pointed to residential grids as one of the main locations to be affected, since the Evs' users tend to recharge their vehicle when they are at home. With the purpose to get a better understanding of the effect of electric vehicles on residential grids, the objective of evaluate the effect of EVs on the power quality of a low voltage residential network from a normative scope the has been stated.

To achieve the previous objective, in one hand it was adopted a methodology based mainly on the implementation, development and articulation of mathematical and Gaussian Mixture Models elaborated from experimental data, that were used to characterize the electric variables of the EV charging process and header transformers' aging due to the harmonic currents of the electric vehicles in unbalanced systems. On the other hand, local surveys were carried out to determine and model the random patterns of the vehicles' users in terms of the moment and state of charge of the EV connection. The results of the models were combined to elaborate charging profiles that represent the mean behavior of the electric variables of the EV throughout each moment of the day. Finally, this profiles were incorporated to experimental data acquired form power quality measurements in a low voltage electric residential grid taken as case study, verifying the changes on the normative indexes associated with power quality evaluation.

The obtained results show that using the evaluation methodology presented in the standard NTC-2050, the mean impact of the EVs tends to be low, and that a strong relation exists between the vehicle's effects on the grid and the state of charge they had in the moment of the connection. It was also found that the impact on power factor is irrelevant, that harmonic currents have a magnitude order that do not compromise the operative life of the header transformer, and that the main impact on the grid is the effect on the the voltage unbalance. In opposite, the normative indexes of harmonic distortion can tend to decrease

due to the evaluation methodology. Additionally, it was obtained that despite that the mean effect is not relevant, there are cases where these impacts will increase significantly, specially for voltage unbalances.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VII
Abstract	IX
Contenido	IX
Lista de figuras	XVIII
Lista de tablas	XIX
Abreviaturas	XXIV
Lista de símbolos	XXIII
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Estado del arte	3
1.3. Objetivos	5
1.4. Alcance y limitaciones	6
1.5. Metodología	7
1.6. Organización del documento	8
2. Marco teórico	10
2.1. Tipos de vehículos eléctricos	10
2.1.1. Vehículos eléctrico de batería	11
2.1.2. Vehículos eléctricos híbridos	11
2.1.3. Vehículos eléctricos híbridos enchufables	13
2.1.4. Vehículos eléctricos con celdas de combustible	13
2.2. Cargadores eléctricos y su impacto sobre las redes	14
2.3. Norma colombiana sobre calidad de potencia	17
2.3.1. Caídas, elevaciones e interrupciones de tensión	17
2.3.2. Desbalances de tensión	17
2.3.3. Distorsiones Armónica de Corriente	18
2.3.4. Factor de Potencia	19

3. Modelos del sistema	21
3.1. Modelado Eléctrico del EV	22
3.1.1. Descripción del proceso de medición	22
3.1.2. Resultados de potencia activa, reactiva y corriente RMS	24
3.1.3. Resultados de corrientes armónicas - Magnitud	26
3.1.4. Resultados de corrientes Armónicas - Ángulo	30
3.1.5. Resultados de factor de Potencia	31
3.1.6. Estudio e implementación de modelos	32
3.1.7. Implementación del modelo probabilístico	33
3.1.8. Modelo del Proceso de Carga	37
3.2. Modelo Eléctrico de la Red de Estudio	38
3.2.1. Descripción del proceso de medición	39
3.2.2. Resultados de potencia activa, reactiva y cargabilidad del transformador	39
3.2.3. Resultados del espectro armónico de corriente	41
3.2.4. Resultados del factor de potencia	45
3.2.5. Resultados de desbalance de tensión	46
3.2.6. Resultados de niveles de tensión	47
3.2.7. Modelamiento en OpenDss	48
3.3. Modelado del envejecimiento del transformador	50
3.3.1. Aumento de temperatura por corrientes armónicas	50
3.3.2. Indicadores de envejecimiento	52
3.3.3. Estudio de modelos	53
3.3.4. Implementación y validación del modelo para sistemas desbalanceados	55
3.4. Hora y SoC de conexión	56
3.4.1. Modelo probabilístico de la hora de conexión	57
3.4.2. Modelado del estado de carga inicial del EV	57
3.4.3. Implementación del modelo	60
4. Casos de estudio	63
4.1. Descripción del caso de estudio	64
4.2. Aplicación del modelo de consumo	67
4.3. Creación de perfiles promedio	68
4.4. Resultados	70
4.4.1. Potencia activa y consumo energético	70
4.4.2. Distorsiones armónicas	72
4.4.3. Nivel de tensión	73
4.4.4. Desbalance de tensión	75

<i>CONTENIDO</i>	XI
4.4.5. Factor de potencia	76
4.4.6. Efectos sobre el transformador	77
5. Análisis de resultados	81
6. Conclusiones	85
6.1. Conclusiones generales	85
6.2. Aportes	87
6.3. Trabajos futuros	88
Referencias	89
Anexos	96
A. Tablas ajustes GMM	97
B. Pruebas de bondad de ajuste χ^2	108
C. SoC en otras rutas de prueba	114
D. Encuesta local de movilidad	116
E. Perfiles de carga	118
F. Resultados con perfiles de carga promedio	119
G. Resultados para el caso más desfavorable	130

Lista de Figuras

2.1.	Diagrama del funcionamiento de un BEV sin sistema auxiliar de combustión	11
2.2.	Diagrama de operación de un HVE configurado en serie	12
2.3.	Diagrama de operación de un HVE configurado en paralelo	13
2.4.	Diagrama de operación de un FCEV	14
3.1.	Esquema de conexión para medición de variables eléctricas EV	23
3.2.	Potencia Activa y Corriente rms a lo largo de la recarga del EV	24
3.3.	Potencias activa, reactiva, y corriente durante ciclos de recarga del EV	25
3.4.	Componentes armónicas durante el proceso de recarga del EV	27
3.5.	Magnitud de las componentes fundamentales en amperios durante la recarga del EV	28
3.6.	Distribuciones empíricas de las D_i del EV durante su recarga	29
3.7.	Distribución empírica acumulada del TDD durante las recargas del EV	30
3.8.	Ángulo de las componentes fundamental y armónicas h3 h5 y h7 durante la recarga del EV	30
3.9.	Factpr de potencia durante el ciclo de carga del EV	31
3.10.	Metodología para implementación de ajustes con modelos GMM	35
3.11.	Ajuste con modelo GMM para componente h3	37
3.12.	Proceso de carga durante fase de carga a corriente constante.	38
3.13.	Potencia activa, reactiva y cargabilidad del transformador durante la semana medida	41
3.14.	Magnitud de las componentes armónicas - Fase A	42
3.15.	Distorsión individual y Distorsión total de la demanda	44
3.16.	Comportamiento del factor de potencia en la red residencial durante la semana medida	45
3.17.	Desbalance de tensión a lo largo de la semana medida en la red residencial	46
3.18.	Tensiones línea-neutro medidas en las fases	47
3.19.	Diagrama unifilar asumido para simulaciones en OpenDSS.	48

3.20.	Diagrama de impedancias en <i>P.U</i> por fase de la red residencial	49
3.21.	Validación de resultados para el modelamiento de la red	49
3.22.	Resultados del modelo desbalanceado para temperaturas del transformador	56
3.23.	Ajuste probabilístico de la hora de llegada de usuarios a sus casas	57
3.24.	Perfil de velocidad ruta de prueba WMTC	61
3.25.	Variación del Soc en ruta de prueba ruta de prueba WMTC	62
4.1.	Puntos de desplazamiento típicos de los usuarios del conjunto	65
4.2.	Diagrama unifilar de la red residencial con vehículos eléctricos	66
4.3.	Diagrama de impedancias en <i>P.U</i> del caso de estudio	66
4.4.	Trayectos y perfiles de velocidad en las rutas del caso de estudio	67
4.5.	Metodología para la creación de perfiles promedio a partir de N simulaciones	69
4.6.	Perfiles de potencia a promedio de cada vehículo	70
4.7.	Potencia activa y consumo energético acumulado con el 100 % de nivel de penetración	71
4.8.	Distorsión total de la demanda con 100 % de penetración	72
4.9.	Resultados para la distorsión con un nivel de penetración del 100 %	74
4.10.	Tensión línea-neutro en <i>P.U</i> con nivel de penetración de 100 %	74
4.11.	Desbalance de tensión con un nivel de penetración de 100 %	76
4.12.	Factor de potencia con nivel de penetración del 100 %	77
4.13.	Cargabilidad del transformador con un nivel de penetración de 100 %	78
4.14.	Temperaturas del transformador y horas de vida acumuladas con nivel de penetración de 100 %	79
5.1.	Evolución de la potencia máxima demandada en función del nivel de penetración	81
5.2.	Evolución del nivel mínimo de tensión en función del nivel de penetración . .	82
5.3.	Evolución del percentil 99 del desbalance de tensión en función del nivel de penetración	82
5.4.	Evolución del percentil 95 de la distorsión total de la demanda en función del nivel de penetración	82
C.31.	Resultados SoC en ruta de prueba UDDS	114
C.31.	Resultados SoC en ruta de prueba HWFET	115
E.33.	Perfil promedio de potencia reactiva por vehículo	118
E.33.	Perfil de corrientes armónicas componentes h3 h5 y h7 por vehículo	118
F.33.	DEA del efecto promedio sobre la potencia activa trifásica con 25 % de nivel de penetración	119

F.33.Efecto promedio sobre el consumo energético acumulado con 25 % de nivel de penetración	119
F.33.DEA del efecto promedio sobre la potencia activa trifásica con 50 % de nivel de penetración	120
F.33.Efecto promedio sobre el consumo energético acumulado con 50 % de nivel de penetración	120
F.33.DEA del efecto promedio sobre la potencia activa trifásica con 75 % de nivel de penetración	120
F.33.Efecto promedio sobre el consumo energético acumulado con 75 % de nivel de penetración	121
F.33.DEA del efecto promedio en el 3er armónico de corriente con 25 % de nivel de penetración	121
F.33.DEA del efecto promedio en las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 25 % de nivel de penetración	121
F.33.DEA del efecto promedio en la distorsión total de la demanda con 25 % de nivel de penetración	122
F.33.DEA del efecto promedio en el 3er armónico de corriente con 50 % de nivel de penetración	122
F.33.DEA del efecto promedio en las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 50 % de nivel de penetración	122
F.33.DEA del efecto promedio en la distorsión total de la demanda con 50 % de nivel de penetración	123
F.33.DEA del efecto promedio en el 3er armónico de corriente con 75 % de nivel de penetración	123
F.33.DEA del efecto promedio en las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 75 % de nivel de penetración	123
F.33.DEA del efecto promedio en la distorsión total de la demanda con 75 % de nivel de penetración	124
F.33.DEA del efecto promedio en el desbalance de tensión con 25 % de nivel de penetración	124
F.33.DEA del efecto promedio en el desbalance de tensión con 75 % de nivel de penetración	124
F.33.DEA del efecto promedio en el desbalance de tensión con 50 % de nivel de penetración	125
F.33.DEA del efecto promedio en el factor de potencia con 25 % de nivel de penetración	125
F.33.DEA del efecto promedio en el factor de potencia con 50 % de nivel de penetración	125
F.33.DEA del efecto promedio en el factor de potencia con 75 % de nivel de penetración	126

F.33.Efecto promedio en tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración	126
F.33.DEA del efecto promedio en las tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración	126
F.33.Efecto promedio en tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración	127
F.33.DEA del efecto promedio en las tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración	127
F.33.Efecto promedio en tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración	127
F.33.DEA del efecto promedio en las tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración	127
F.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25 % de nivel de penetración	128
F.33.DEA del efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25 % de nivel de penetración	128
F.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50 % de nivel de penetración	128
F.33.DEA del efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50 % de nivel de penetración	129
F.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75 % de nivel de penetración	129
F.33.DEA del efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75 % de nivel de penetración	129
G.33.DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 25 % de nivel de penetración	130
G.33.Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 25 % de nivel de penetración	130
G.33.DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 50 % de nivel de penetración	131
G.33.Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 50 % de nivel de penetración	131
G.33.DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 75 % de nivel de penetración	131
G.33.Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 75 % de nivel de penetración	132
G.33.DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 100 % de nivel de penetración	132
G.33.Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 100 % de nivel de penetración	132
G.33.DEA del 3er armónico de corriente con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	133

G.33.DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	133
G.33.DEA de la distorsión total de la demanda con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	133
G.33.DEA del 3er armónico de corriente con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	134
G.33.DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	134
G.33.DEA de la distorsión total de la demanda con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	134
G.33.DEA del 3er armónico de corriente con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	135
G.33.DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	135
G.33.DEA de la distorsión total de la demanda con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	135
G.33.DEA del 3er armónico de corriente con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	136
G.33.DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	136
G.33.DEA de la distorsión total de la demanda con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	136
G.33.DEA del desbalance de tensión con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	137
G.33.DEA del desbalance de tensión con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	137
G.33.DEA del desbalance de tensión con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	137
G.33.DEA del desbalance de tensión con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	138
G.33.DEA del factor de potencia con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	138
G.33.DEA del factor de potencia con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	138
G.33.DEA del factor de potencia con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	139

G.33.DEA del factor de potencia con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	139
G.33.Efecto promedio en tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	139
G.33.DEA de tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	140
G.33.Efecto promedio en tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	140
G.33.DEA de tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	140
G.33.Efecto promedio en tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	141
G.33.DEA de tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	141
G.33.Efecto promedio en tensiones L-N con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	141
G.33.DEA de tensiones L-N con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	142
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	142
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	142
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	143
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	143
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	143
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	144
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	144
G.33.Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable	144

Lista de tablas

2.1.	Comparación de los tipos de cargadores	15
2.2.	Clasificación de las variaciones de tensión en estado estable	17
2.3.	Niveles de referencia para desbalances de tensión tomado de [19]	18
2.4.	Límites de referencia para distorsión armónica de corriente en voltajes nominales de 0.120 a 69 kV tomado de [19]	19
3.1.	Equipos Utilizados durante las mediciones	23
3.2.	Cantidad de mediciones de acuerdo al SoC inicial	24
3.3.	Estadísticos de corriente, potencia activa y reactiva durante fase de carga constante	25
3.4.	Duración del proceso de recarga del EV	26
3.5.	Estadísticos para componentes armónicas durante la recarga del EV - Fase de corriente constante.	27
3.6.	Estadísticos para componentes armónicas durante la recarga del EV - Fase de voltaje constante.	28
3.7.	Distorsiones individuales y totales de la demanda durante recarga del EV del EV	29
3.8.	Distorsiones individuales y totales de la demanda durante recarga del EV del EV	29
3.9.	Estadísticos para ángulos de corriente en fase de carga constante	31
3.10.	Estadísticos para el factor de potencia	31
3.11.	Resumen de las características del modelo circuital de la batería del EV	32
3.12.	Resumen de las características del modelo circuital dinámico del EV	33
3.13.	Resumen de las características del modelo probabilístico del EV	33
3.14.	Comparación valor AIC de los modelos GMM	36
3.15.	Parámetros de las componentes del ajuste GMM de la corriente fundamental	36
3.16.	Tabla prueba de bondad de ajuste χ^2	37

3.17. Estadísticos muestrales para el consumo de potencia activa, reactiva, y carga- bilidad del transformador en la red residencial	40
3.18. Corrientes de demanda máxima durante el periodo de medición.	43
3.19. D_i durante la semana medida en la red residencial	43
3.20. TDD durante la semana medida en la red residencial	44
3.21. Estadísticos muestrales para el factor de potencia	45
3.22. Estadísticos muestrales para el desbalance de tensión	46
3.23. Resultados de la distorsión total de la demandada y el consumo energético .	48
3.24. Resumen de las características del modelo dinámico térmico del transformador	53
3.25. Resumen de las características del modelo estático térmico del transformador	54
3.26. Datos técnicos del transformador de 31.5 [MVA]	56
3.27. Parámetros estadísticos del ajuste GMM para el momento de conexión . . .	57
3.28. Resumen de las características del modelo mecánico simplificado	58
3.29. Resumen de las características del modelo mecánico de potencia	58
3.30. Resumen de las características del modelo electromecánico	59
3.31. Tabla de valores implementados para el modelo de consumo	61
3.32. Comparación de los resultados del modelo con los datos presentados por INL y JRC	62
4.1. Datos técnicos típicos para transformador de 75 [kVA] tomado de [73]	64
4.2. Resultados del modelo de consumo para el caso de estudio.	68
4.3. Distribuciones uniformes del consumo energético en [Wh/km] por trayecto .	68
4.4. Estadísticos de la potencia total demandada y el consumo energético en los niveles de penetración	71
4.5. Estadísticos de distorsiones totales de la demandada en los niveles de penetración	73
4.6. Estadísticos de las distorsiones totales individuales en los niveles de penetración	73
4.7. Estadísticos de las tensiones línea-neutro por fase en los niveles de penetración	75
4.8. Resultados para el desbalance de tensión con un nivel de penetración de 100 %	75
4.9. Estadísticos del factor de potencia en los niveles de penetración	76
4.10. Estadísticos de la cargabilidad del transformador en los niveles de penetración	77
4.11. Resultados para las temperaturas y el envejecimiento del transformador con un nivel de penetración de 100 %	78
5.1. Resumen de los efectos sobre los indicadores	83
A.1. Parámetros estadísticos del ajuste GMM potencia activa [kW]	98
A.2. Parámetros estadísticos del ajuste GMM potencia reactiva en fase de carga a voltaje constante[kVAR]	99

A.3. Ajuste GMM para magnitud de componentes armónicas en fase de carga a corriente constante [A]	100
A.4. Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 0-10 minutos [A]	101
A.5. Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 10-20 minutos [A]	101
A.6. Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 20-30 minutos [A]	102
A.7. Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 30-40 minutos [A]	102
A.8. Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 40-50 minutos [A]	103
A.9. Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 50-60 minutos [A]	103
A.10. Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas fase de carga a corriente constante [Grados]	104
A.11. Ajuste GMM para ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 0-10 minutos [Grados]	104
A.12. Ajuste GMM para ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 10-20 minutos [Grados]	105
A.13. Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 20-30 minutos [Grados]	105
A.14. Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 30-40 minutos [Grados]	106
A.15. Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 40-50 minutos [Grados]	106
A.16. Ajuste GMM para ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 50-60 minutos [Grados]	107
B.17. Pruebas de bondad de ajuste para la potencia activa	108
B.18. Pruebas de bondad de ajuste para la potencia reactiva	108
B.19. Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga constante	109
B.20. Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 1 - 10 min	109
B.21. Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 10 - 20 min	110

B.22.Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 20 - 30 min	110
B.23.Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 30 - 40 min	110
B.24.Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 40 - 50 min	111
B.25.Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 50 - 60 min	111
B.26.Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 1-10 minutos	111
B.27.Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 10-20 minutos	112
B.28.Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 20-30 minutos	112
B.29.Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 30-40 minutos	112
B.30.Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 40-50 minutos	113
B.31.Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 50-60 minutos	113
D.32.Resultados para el nivel de penetración	117
D.33.Zonas de los destinos finales de los usuarios	117

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Descripción
AIC	Criterio de Información de Akaike
BEV	Vehículo Eléctrico de Batería
CE	Consumo energético
C_{TC}	Capacitancia de transitorio de corta duración
C_{TL}	Capacitancia de transitorio de larga duración
Dh	Distorsión Individual
DEA	Distribución empírica acumulada
Desb _V	Desbalance de tensión
EV	Vehículo Eléctrico de Batería
FAA	Factor de Envejecimiento Acelerado
FCC	Fase de carga a corriente constante
FVC	Fase de carga a voltaje constante constante
FCEV	Vehículo Eléctrico de Celda
FEQA	Factor de Envejecimiento Equivalente
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GMM	Modelo Gaussiano Mixto
HWFET	Highway Fuel Economy Test Cycle
HV	Horas de vida acumuladas del transformador
IL	Corriente de Carga
INL	Idaho National Laboratory
JRC	Joint Research Centre European Commission
MCI	Motor de Combustión Interna
ME	Motor Eléctrico
MF	Caso Menos Favorable
PCC	Punto de Conexión Común
Pi	Percentil i

P_{i2R}	Pérdidas por efecto Joule en el transformador
P_{EC}	Pérdidas por corrientes de eddy en el transformador
POS_L	Pérdidas por efectos misceláneos en el transformador
PHEV	Vehículo Eléctrico Enchufable
P_{LL}	Péridas con carga del transformador
P_{NL}	Péridas en vacío del transformador
P_{NL}	Péridas en vacío del transformador
PUL	Pérdida de Vida Útil del transformador
R_{int}	Resistencia interna de la batería
R_{TC}	Resistencia de transitorio de corta duración
R_{TL}	Resistencia de transitorio de larga duración
SoC	Estado de Carga del Ev
TDD	Distorsión Total de la Demanda
TGA	Tablero General de Acometidas
Th	Temperatura en el punto caliente del transformador
THD	Distorsión Total Armónica
Toil	Temperatura en el aceite del transformador
FP	Factor de Potencia
UDDS	Urban Dynamometer Driving Schedule
V_{oc}	Voltaje de circuito abierto
V_T	Voltaje en terminales de la batería
WMTC	World Motorcilce Test Cycle

Capítulo 1

Introducción

El cambio climático generado por la emisión de gases de efecto invernadero resultantes del uso de combustibles fósiles, se ha convertido en una de las mayores preocupaciones a nivel mundial debido a los impactos catastróficos que está causando sobre el ambiente, siendo los medios de transporte uno de los principales responsables al ser la segunda mayor fuente emisora de CO_2 a nivel mundial [1].

En el contexto colombiano, para el año 2012, de acuerdo al Inventario Nacional y Departamental de Gases de Efecto Invernadero publicado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) [2], se evidenció que los sistemas de movilidad aportaron un 11 % de la contaminación a nivel nacional, y a nivel local, en Bogotá, generaron un 57 % de la cantidad total de gases de efecto invernadero. Para el 2017, de acuerdo a un informe desarrollado por la Organización de las Naciones Unidas, los niveles de contaminación en Colombia crecieron al punto en el cual se constituyó como el sexto país con mayor emisión de CO_2 a nivel de Latinoamérica, únicamente superado por Chile, Venezuela, Argentina, México y Brasil [1].

La problemática anterior justifica a la movilidad eléctrica como uno de los focos de desarrollo tecnológico con los que se debe buscar migrar hacia alternativas más limpias y sostenibles, sin embargo, más allá de los beneficios ambientales que produce su creciente adopción, la aparición de uno de sus principales representantes, el vehículo eléctrico (EV por sus siglas en inglés), ha generado incertidumbre sobre si los sistemas eléctricos están en la capacidad técnica de soportar su adopción por parte de los usuarios, principalmente porque el proceso de recarga de algunos de ellos puede tener efectos sobre las redes de distribución, ocasionando aumentos del estrés eléctrico en el sistema, sobrecalentamientos y posible disminución de la vida operativa de los equipos y líneas, junto con otros impactos en calidad de potencia como lo son la inyección de corrientes armónicas y desbalances de tensión [3].

Trabajos relacionados han tomado los impactos producidos por los EVs sobre las redes eléctricas como objeto de estudio, en particular para las redes eléctricas residenciales por ser el principal punto de recarga para vehículos eléctricos [3]. En [4] se estudió el impacto de cargadores rápidos (nivel 3) sobre la distorsión armónica en redes de distribución, encontrando que las distorsiones individuales pueden incurrir en violaciones normativas. En [5] se realizó un estudio probabilístico sobre el efecto en el perfil de tensiones de un caso de estudio de una red residencial de 96 clientes, frente a diferentes niveles de penetración de vehículos eléctricos, obteniendo que se pueden incurrir en violaciones de los límites mínimos del nivel de tensión. En [6] se estudió el efecto de cargadores nivel 1 y 2 sobre el desbalance de tensión y la cargabilidad de transformadores en una red de distribución, concluyendo que el proceso de carga de los vehículos puede causar subtensiones y desbalances en los sistemas secundarios de las redes. La teoría asociada a los tipos de cargadores se tratará más adelante en la sección 2.2.

Teniendo en cuenta la relevancia que ha tenido el desarrollo de investigaciones destinadas a analizar el efecto de los EVs sobre la red, este trabajo presenta un estudio del impacto producido sobre la calidad de potencia de una red residencial eléctrica en baja tensión por diferentes grados de penetración de vehículos eléctricos con cargadores nivel 2. Para esto se ha organizado este primer capítulo de la siguiente forma: en la sección 1.1 se presenta la descripción del problema y los antecedentes del trabajo. En la sección 1.3 se presentan los objetivos del trabajo. En la sección 1.2 se presenta el estado de arte concerniente al desarrollo del trabajo. En la sección 1.4 se describen los alcances del proyecto; en la sección 1.5 se describe la metodología definida para el cumplimiento de los objetivos, y finalmente en la sección 1.6 se realiza la descripción de la memoria del trabajo.

1.1. Planteamiento del problema

A pesar de que como se mencionó anteriormente, a nivel mundial una gran variedad de trabajos recientes se enfocan en el estudio de los impactos de los EVs sobre las redes eléctricas, después de haber revisado los repositorios y revistas de ingeniería de: la Universidad de los Andes [7], Universidad del Norte [8], Universidad del Valle [9], Universidad Tecnológica de Pereira, Universidad Distrital Francisco José de Caldas [10], la Universidad Nacional de Colombia [11], Universidad Industrial de Santander [12], la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito [13], y publicaciones más especializadas como las presentadas en Scielo-Colombia y eventos como la versión del PEPQA organizada por IEEE, se encontró que este trabajo es una de las únicas investigaciones a nivel de Colombia destinadas a estudiar los impactos en la calidad de potencia sobre las redes residenciales por la presencia de automóviles eléctricos enchufables; un tema muy relevante si se considera que los puntos de

carga más comunes de EVs se situarán en las viviendas y conjuntos domésticos [14].

Se espera que este trabajo realice un aporte a responder interrogantes como: ¿Está la red eléctrica bogotana en la capacidad de asumir la penetración proyectada de vehículos eléctricos? ¿Se violarán los valores de referencia de las normativas nacionales para la calidad de potencia por la presencia de EVs? ¿Qué podría pasar en las redes de distribución residencial a medida que más y más usuarios decidan cargar sus vehículos en casa? ¿Cómo podrían verse afectados los equipos y líneas de la red?. Preguntas que toman especial relevancia si se considera por un lado el crecimiento del sector automotriz eléctrico en Colombia, el cual ha pasado de 324 unidades en el año 2012 a más de 2000 para el año 2019 [15], y por otro lado las proyecciones de crecimiento del BID, que sitúan las ventas anuales promedio de EVS en 6500 unidades para el año 2023 [16], y las de la UPME, que pronostican 78000 vehículos eléctricos en Colombia para el 2031 [17].

A partir del planteamiento anterior se genera la pregunta: **¿Cómo se afectará la calidad de potencia en una red de distribución eléctrica residencial por el proceso de recarga de vehículos eléctricos en distintos grados de penetración?**

1.2. Estado del arte

A continuación se presenta el estado del arte identificado en la línea investigativa de este trabajo:

- En el año 2006 se publica la tesis doctoral presentada en [18], donde se investigan los efectos de los armónicos sobre los transformadores, enfatizando en el incremento en las pérdidas de los equipos por corrientes armónicas. Como resultado de la investigación se determinó que los armónicos pueden incrementar la temperatura del punto caliente de los transformadores, disminuyendo su vida operativa respecto a la que tendría sin cargas no lineales, expresando la relación dinámica entre estas dos variables mediante una ecuación diferencial. En este trabajo dicha ecuación fue empleada y adaptada para sistemas desbalanceados como modelo para determinar el efecto de los EVs sobre la vida esperada de los transformadores de cabecera.
- En 2008 se publica la normativa colombiana NTC-5001 con el objetivo de establecer metodologías de evaluación y valores de referencia para los indicadores asociados a la calidad de potencia de las redes eléctricas en el punto de conexión común (PCC) entre los usuarios y el operador de red. Esta norma toma importancia en cuanto se

tomarán sus valores de referencia en la evaluación de los resultados obtenidos para los indicadores de calidad de potencia considerados en este trabajo [19].

- En el año 2014 se publica el artículo presentado en [3], donde se realizó una revisión de los principales impactos de los EVs sobre las redes eléctricas, enfatizando en términos económicos y de calidad de potencia. Como resultado de la investigación se determinó que los principales efectos sobre la calidad de potencia de la red se dan en la pérdida de vida operativa de transformadores, líneas, incremento de la corriente de falla, incremento de distorsiones armónicas, desbalances de tensión y sobrecarga de transformadores, postulando que gran parte de estos efectos se presentarán en redes eléctricas residenciales. El artículo permitió identificar los efectos principales que fueron estudiados en este trabajo, la importancia que puede tener sobre ellos el comportamiento aleatorio de los usuarios en cuanto a la hora de conexión, definir como el objeto de estudio las redes residenciales, y considerar la implementación de la simulación de Monte Carlo como parte de la metodología de este trabajo.
- En 2014 el artículo presentado en [20] estudió los impactos de las corrientes armónicas de cargadores nivel 1 sobre redes de baja tensión residencial al incorporar datos provenientes de mediciones de espectros armónicos de EVs a la red eléctrica. Sin embargo, aunque los resultados revelan que no se esperan efectos significativos sobre las distorsiones armónicas por el uso de cargadores nivel 1, el incremento en las potencias de los cargadores con el fin de la reducción de los tiempos de carga de los EVs, permite plantear el interrogante de si estos resultados se mantendrán con cargadores residenciales nivel 2.
- En el año 2015 se realiza la Encuesta de Movilidad de Bogotá [21], con la finalidad de realizar un diagnóstico de los patrones de movilidad que presentan los habitantes de Bogotá y de sus municipios aledaños. Como resultado de la encuesta se caracterizaron los trayectos típicos de los ciudadanos junto con las horas de salida y llegada a sus hogares. Estos datos proporcionaron un insumo importante para caracterizar el posible comportamiento aleatorio que tendrían los usuarios de EVs en lo referente a la hora de conexión de los vehículos.
- En 2015 el artículo presentado en [6] presenta una metodología para evaluar el impacto sobre el desbalance de tensión en redes de distribución por el uso de cargadores nivel 1 y 2 mediante simulaciones de Monte Carlo y el *Software* OpenDss, obteniendo resultados que indican que los cargadores nivel 2 pueden causar caídas y desbalances de tensión significativos en los nodos de la red. La importancia del artículo en este trabajo consistió en presentar una metodología clara para la realización de flujos de carga

en simulaciones de Monte Carlo, en mostrar a OpenDss como una herramienta útil y precisa para el cálculo de los desbalances de tensión, y en permitir definir a los cargadores nivel 2 como objeto de estudio.

- En 2016 el artículo mostrado en [22] presenta una metodología para el cálculo de la potencia consumida por EVs al considerar el perfil de velocidad del vehículo y el efecto del frenado regenerativo. El resultado del estudio presenta un modelo mecánico validado con datos experimentales que fue adaptado a perfiles de velocidad e inclinación de vías locales para determinar el estado de carga con el que probablemente se conectarán los EVs.
- En el año 2018 el artículo indicado en [23] usó modelos probabilísticos para estudiar el impacto en el perfil de demanda de potencia en redes de distribución por la presencia de vehículos eléctricos. Como resultado se obtuvo que la incorporación de los patrones aleatorios de los usuarios en temas de la hora y estado de carga al momento de la conexión, permite realizar un mejor planeamiento de la red evitando sobrestimar o subestimar los impactos. El estudio presenta la distribución Gaussiana Mixta (GMM) como una herramienta probabilística útil para caracterizar comportamientos aleatorios, junto con una metodología para la creación de perfiles de comportamiento promedio de las variables eléctricas de los EVs. Dicha metodología fue adaptada en este trabajo para modelar algunos patrones aleatorios de la movilidad de los usuarios de vehículos eléctricos, las variables eléctricas de los EVs, y sus perfiles de comportamiento promedio.

1.3. Objetivos

Como objetivo general del trabajo se ha definido evaluar el impacto sobre la calidad de potencia de una red de distribución eléctrica residencial en baja tensión frente a diferentes niveles de penetración de vehículos eléctricos.

Para la consecución del objetivo general se han definido a su vez los siguientes objetivos específicos:

- Implementar un modelo que caracterice el comportamiento del vehículo eléctrico durante el proceso de recarga.
- Modelar una red eléctrica de distribución residencial en baja tensión en cuanto a su comportamiento de demanda de potencia, energía y calidad de potencia.
- Analizar el comportamiento de la red en estudio para distintos grados de penetración de vehículos eléctricos, considerando la aleatoriedad en los patrones de movilidad de

los usuarios, y valorando desde el cumplimiento normativo su calidad de potencia en cuanto a desbalances de tensión, distorsiones armónicas de corriente, variaciones en el nivel de tensión, y el efecto sobre transformadores en términos de cargabilidad y envejecimiento por corrientes armónicas.

1.4. Alcance y limitaciones

El alcance contemplado para este proyecto consiste de:

- La ejecución de mediciones experimentales de la demanda de potencia, corriente, tensión, y espectros armónicos durante la recarga de un EV usando cargadores nivel 2.
- El modelamiento del estado de carga de las baterías de EVs en el momento de conexión del vehículo para recarga.
- La ejecución de mediciones experimentales de la demanda de energía y potencia, junto con la calidad de potencia, de una red de distribución residencial escogida como caso de estudio.
- Un estudio únicamente de los siguientes efectos sobre la calidad de la potencia: variaciones del nivel de tensión en estado estable, desbalances de tensión, distorsiones armónicas de corriente y factor de potencia. Se estudiarán también los efectos de los EVs sobre el transformador en cuanto a su envejecimiento por corrientes armónicas y cargabilidad, junto con los cambios en los perfiles de demanda de potencia de la red residencial en baja tensión escogida como caso de estudio por la inclusión de los vehículos.
- La consideración de que solo se usarán cargadores con nivel 2 de 240 V y 3.6-7.2 kW.
- Un análisis de cumplimiento normativo del comportamiento del sistema frente a diferentes niveles de penetración de EVs, con respecto las normas NTC -5001.

Por otro lado, este trabajo no contempló ni consideró: la integración de energías renovables con vehículos eléctricos en la red definida como caso de estudio. El impacto sobre la red de media tensión o diseño de puntos carga. Estudios de los impactos por uso de cargadores rápidos o ultrarápidos. No se realizó la formulación de un marco regulatorio para el uso de EVs. No se desarrollaron o implementaron técnicas de mitigación para impactos en la calidad de potencia por el uso de EVs. No se estudió o modeló la localización y hora de carga óptima, y no se consideraron opciones de modelado que requirieran información de la cual no se dispusiera.

1.5. Metodología

A continuación se presenta la metodología que se siguió para cumplir los objetivos propuestos en la sección 1.3.

Implementar un modelo que caracterice el comportamiento del vehículo eléctrico durante el proceso de recarga.

Para el cumplimiento del objetivo se determinó la necesidad de la adquisición de datos referentes a las variables de tensión, corriente, potencia reactiva, potencia activa, factor de potencia y espectro en magnitud y ángulo de corrientes y tensiones armónicas durante la recarga de vehículos eléctricos enchufables. Las mediciones se realizaron sobre ciclos de recarga un Nissan Leaf 2017 con batería de 30 kWh usando un cargador *Siemens Charge Station* nivel 2 de 240 V a 3.6-7.2 kW. Para las mediciones se usó un analizador de redes Circuitor de la serie MyEbox 1500 clase A, configurado con periodos de agregación de 1 minuto según la norma IEC 61000-4-30 [24] en conexión 2P+N(dos hilos y neutro). Las mediciones se realizaron sobre diez ciclos de recarga con estados de carga iniciales de 20-30 %, 45-55 %, y 70-85 %. Finalmente se realizó un análisis estadístico sobre las variables eléctricas medidas y se desarrollaron modelos probabilísticos mediante distribuciones GMM que describieran sus comportamientos.

Modelar una red eléctrica de distribución residencial en cuanto a su comportamiento de demanda de potencia, energía y calidad de potencia.

Para el cumplimiento de este ítem se tomó como objeto de estudio una red residencial localizada en la ciudad de Bogotá, sobre la cual se midió la demanda de potencia activa, reactiva, corriente, tensión de operación, espectro armónico en magnitud y ángulo de corrientes armónicas, además de los indicadores de distorsión total de la demanda (TDD), distorsiones armónicas individuales (D_i), Factor de potencia ($F.P$) y desbalance de tensión ($Desb_V$). Para las mediciones se utilizó un analizador de calidad de potencia PSL PQUBE-02 clase A, configurado con periodos de agregación de 10 minutos según norma IEC 61000-4-30 [24] en conexión estrella aterrizada (WYE). Se realizaron mediciones durante una semana, y se hizo un análisis estadístico sobre los resultados obtenidos junto con su respectiva valoración normativa. Finalmente se modeló la red eléctrica utilizando OpenDss.

Analizar el comportamiento de la red en estudio para distintos grados de penetración de vehículos eléctricos, considerando la aleatoriedad en los patrones

de movilidad de los usuarios, valorando desde el cumplimiento normativo su calidad de potencia en cuanto a desbalances de tensión, distorsiones armónicas de corriente, variaciones en el nivel de tensión, y el efecto sobre transformadores en términos de cargabilidad y envejecimiento por corrientes armónicas.

Con la finalidad de cumplir este objetivo, primero se modelaron las variables aleatorias relacionadas con la cantidad, hora y estado de carga en la conexión de los vehículos, tomando como población de estudio la ciudad de Bogotá. Por un lado para determinar la cantidad de vehículos a considerar junto con su estado de carga al momento de la conexión, se realizó una encuesta local aplicada en el conjunto en estudio, que permitió caracterizar algunos de los patrones aleatorios de movilidad de los habitantes. Esta información se usó para modelar el Estado de carga al momento de la conexión a partir del consumo energético estimado en los recorridos diarios típicos de los usuarios. Por otro lado, para modelar la hora de conexión, se utilizaron los resultados obtenidos de [21], donde, entre otros, se preguntó a los encuestados por su hora de vuelta a casa.

A partir de los resultados obtenidos se generaron perfiles del comportamiento promedio de las variables eléctricas de los vehículos a lo largo del día mediante una simulación de Monte Carlo de 1000 iteraciones. Estos perfiles se modelaron como cargas y se incorporaron a las medidas de la red residencial mediante flujos de potencia desarrollados en OpenDss, para posteriormente realizar un estudio normativo sobre los resultados.

En lo que respecta al envejecimiento de transformadores, se estudió el comportamiento del transformador de distribución de cabecera de la red residencial tomada como caso de estudio. Para esto se implementó el modelo térmico dinámico presentado en [18], y se adaptó para un sistema desbalanceado, donde la información de entrada proviene de los resultados de los flujos de potencia mencionados previamente.

1.6. Organización del documento

Los capítulos del documento se organizan de la siguiente forma: en el capítulo 1 se presenta la introducción del documento.

En el capítulo 2 se contextualiza el marco teórico concerniente a las tecnologías de vehículos eléctricos, la clasificación de cargadores para vehículos eléctricos y la normativa colombiana para la evaluación de la calidad de potencia.

En el capítulo 3 se presenta el estudio, implementación y validación de los modelos utilizados en el desarrollo del trabajo; la sección 3.1 presenta el modelado del comportamiento eléctrico del EV durante su recarga, la sección 3.2 presenta el modelado de la red eléctrica residencial en baja tensión tomada como caso de estudio, la sección 3.3 muestra la implemen-

tación de un modelo de envejecimiento de transformadores basado en pérdidas energéticas y espectros armónicos de corriente, y en la sección 3.4 se llevó a cabo el desarrollo de modelos probabilísticos y de consumo mecánico de potencia usados para caracterizar el comportamiento aleatorio de los EVs en cuanto a su hora y estado de carga de conexión.

En el capítulo 4 se desarrolló el caso de estudio, que consistió en la incorporación de vehículos en diferentes grados de penetración a la red residencial en baja tensión tomada como caso de estudio mediante la integración de los modelos desarrollados, valorando su efecto sobre los indicadores de calidad de potencia de la red. En el capítulo 5 se realizó el análisis de los resultados obtenidos, y, finalmente en el capítulo 6 se muestran las conclusiones del trabajo.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se contextualiza el estado del arte para este trabajo. Se inicia con la descripción de las tecnologías de vehículos eléctricos junto con sus modos de operación en la sección 2.1. Posteriormente en la sección 2.2 se realiza la descripción de los cargadores para EVs en términos de su clasificación y efectos sobre las redes eléctricas, y finalmente en la sección 2.3 se presentan los valores de referencia normativos asociados a la norma colombiana NTC-5001 para las variables eléctricas de la calidad de potencia que son objeto de estudio en este trabajo. Como resultado del capítulo se identificaron los principales aspectos, variables, y actividades a desarrollar para la identificación y construcción de modelos llevada a cabo en el capítulo 3.

2.1. Tipos de vehículos eléctricos

La clasificación de los vehículos se da principalmente en vehículos eléctricos y vehículos convencionales. Un vehículo se define como convencional si este utiliza únicamente un motor de combustión interna (MCI) para desarrollar su movimiento, y se considera como vehículo eléctrico si para el mismo fin hace uso total o parcial de un motor eléctrico (ME). Existen cuatro tipos principales de vehículos eléctricos [25]:

- Vehículos eléctricos de batería (BEV).
- Vehículos eléctricos híbridos (HEV).
- Vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV).
- Vehículos eléctricos con celdas de combustible (FCEV).

A continuación se realiza una descripción de cada uno de los anteriores tipos de EVs.

2.1.1. Vehículos eléctrico de batería

Los vehículos eléctricos de batería (BEVs) se caracterizan por usar únicamente un ME. Este motor es energizado a través de un sistema de baterías recargables cuya capacidad determina la distancia que puede recorrer el vehículo antes de necesitar una recarga. Esto último se conoce como la autonomía del vehículo, y puede pensarse como una analogía del tanque de gasolina de los vehículos convencionales. Un BEV de gama media puede tener una autonomía del orden de 100 a 200 km por carga, mientras que los modelos de punta como el modelo S de la empresa TESLA pueden tener autonomías del orden de 400 a 600 km [25].

Algunas de las principales dificultades que se han encontrado para la aceptación comercial de los BEVs han sido el elevado precio de sus baterías, que para que para el año 2017 estuvo en el orden de 350 , 600 o 750 \$/kWh, dependiendo de la gamma del auto [26]. También se tienen los comparativamente largos tiempos de carga frente a otras tecnologías, que dependiendo del tipo de cargador y la capacidad del sistema de almacenamiento del vehículo, puede ir desde 10 minutos cuando se utiliza un cargador de alta potencia (cargador rápido), hasta 36 horas al utilizar un cargador de muy baja potencia (cargador lento) [27]. Teniendo en cuenta además la baja autonomía de muchos modelos de BEVs, se ha implementado como principal medida el uso del freno regenerativo para extender la autonomía del vehículo [26]. La Figura 2.1 muestra los diagramas de funcionamiento y flujo de potencia de los BEVs.

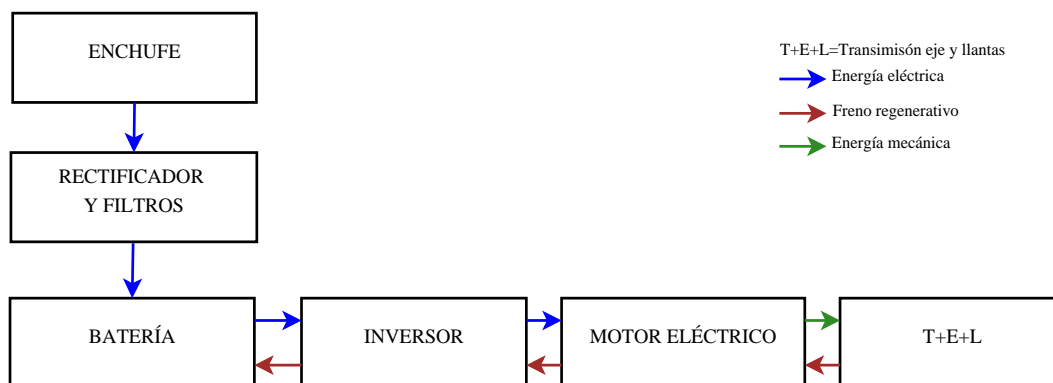


Figura 2.1: Diagrama del funcionamiento de un BEV sin sistema auxiliar de combustión

2.1.2. Vehículos eléctricos híbridos

El vehículo eléctrico híbrido (HEV) es una tecnología que mediante un sistema de control mezcla la tecnología de un BEV con la de un vehículo convencional, es decir, que toma la potencia de un ME, y de un MCI. La forma en que estos dos motores operan depende de la configuración del vehículo como se detallará más adelante, sin embargo, la filosofía del fun-

cionamiento de los HEV siempre será utilizar baterías con una capacidad lo suficientemente pequeña para que no se necesite hacer uso de la red eléctrica para recargarlas, sino que baste el uso del freno regenerativo y del MCI para hacer que el ME o un generador auxiliar cargue la batería del vehículo. Así, las baterías del HEV solo se cargan cuando el vehículo esta encendido, y su reserva eléctrica se usa principalmente con el fin de minimizar el consumo de combustible [25]

Dependiendo de la forma en que operen el MCI y el ME, un HEV se puede catalogar como configuración serie o paralelo. Por un lado los vehículos híbridos en serie (HEVs en serie) se caracterizan por usar el MCI exclusivamente para cargar las baterías y por tomar la potencia mecánica totalmente del ME [28]. De esta forma, una vez el sistema de almacenamiento está lo suficientemente cargado deja de utilizar el MCI y pasa a hacer uso completo de su reserva eléctrica. Cuando las baterías se descargan por debajo de un nivel específico, el MCI vuelve a operar repitiendo el ciclo, tal como se muestra en la Figura 2.2.

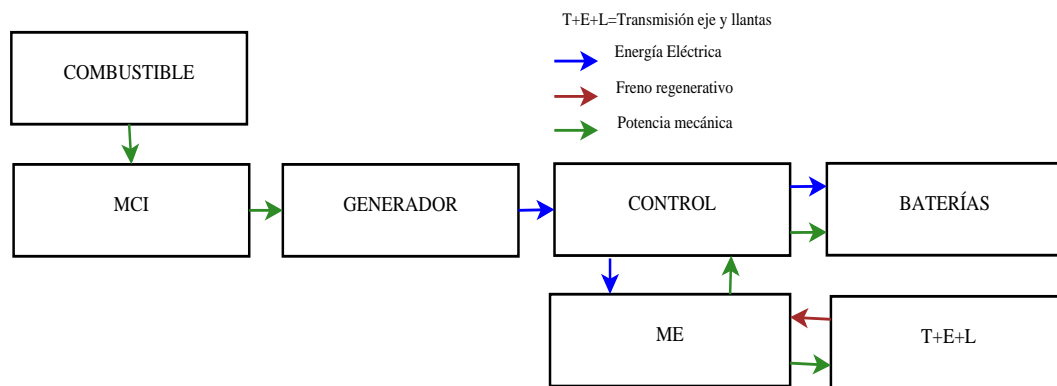


Figura 2.2: Diagrama de operación de un HVE configurado en serie

A diferencia de los anteriores, los vehículos eléctricos en paralelo (HEVs en paralelo) se diferencian en que la potencia transmitida al eje del automóvil puede ser tomada tanto del MCI como del ME, bien sea de forma alterna o simultánea.

En su forma más usual de operación, un HEV en paralelo utiliza principalmente el MCI para manejar condiciones de velocidad crucero, y hace uso auxiliar de las baterías y el ME para funciones muy específicas relacionadas principalmente con el ahorro de combustible, o frente a la necesidad de altas condiciones de par mecánico [25].

En la Figura 2.3 se muestra el esquema de operación de un vehículo eléctrico híbrido en paralelo en sus diferentes estados.

Comparativamente en términos ambientales, los vehículos híbridos emiten alrededor del 60% de los GEI de un vehículo convencional de combustión [29].

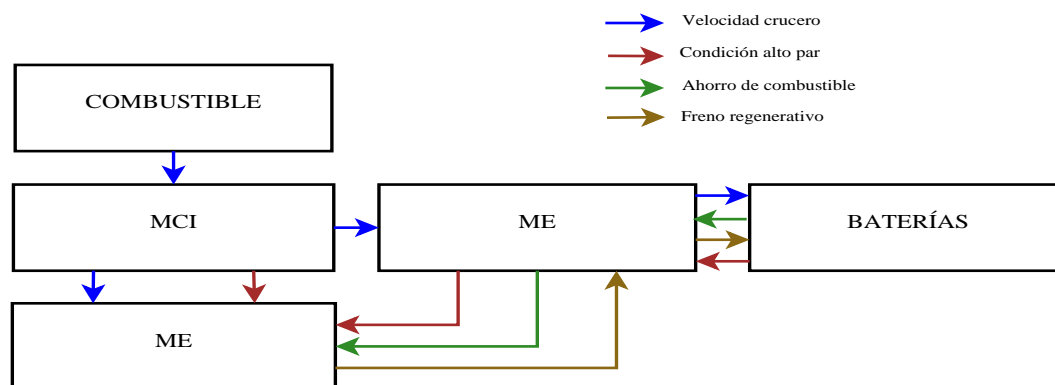


Figura 2.3: Diagrama de operación de un HVE configurado en paralelo

2.1.3. Vehículos eléctricos híbridos enchufables

Los vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) funcionan de forma muy similar a los híbridos previamente descritos, diferenciándose de ellos principalmente porque la capacidad de la batería de un PHEV es mucho mayor que la del HEV, obligándolo a utilizar la red como fuente externa de recarga mediante el uso de un cargador, y porque a diferencia de los HEV, la principal fuente de potencia del automóvil es el sistema eléctrico de las baterías y el freno regenerativo, no obstante, su funcionamiento es análogo en cuanto a los principios descritos en las figuras 2.3, 2.2, usando como fuente principal de potencia mecánica al ME, y empleando el MCI para las labores auxiliares de ahorro o desarrollo de par.

Más allá de las diferencias en su principio de operación, es claro que en cuanto a emisión de gases, los PHEV son comparativamente mejores a los HEV, reduciendo respecto a estos últimos las emisiones de NOx en un 25 a 55 %, y el consumo de gasolina en un 40 a 80 % [30].

No existen normas que estandaricen a partir de qué potencia del sistema de almacenamiento un vehículo debería ser considerado como HEV o PHEV, sin embargo algunos documentos como [30], definen a los vehículos eléctricos enchufables como aquellos con un sistema de almacenamiento superior a 4 kWh, y con una autonomía eléctrica superior a 16 km.

2.1.4. Vehículos eléctricos con celdas de combustible

Los vehículos eléctricos con celdas de combustibles (FCEV), utilizan celdas de hidrógeno a alta presión como fuente de energía, en las cuales, reacciones químicas generan la energía eléctrica entregada al ME. De la energía resultante del proceso químico, la que no es usada por el ME puede ser almacenada en baterías para su posterior uso como se muestra en la Figura 2.4 [25] [28]. Este tipo de vehículo presenta la particularidad de que el residuo resultante de

la reacción química es agua, y que la velocidad recarga es comparativamente mucho rápida que la de BEVs o PHEVs, debido a que sólo toma el tiempo de recargar las celdas, el cual es similar al de llenar un vehículo convencional de gasolina.

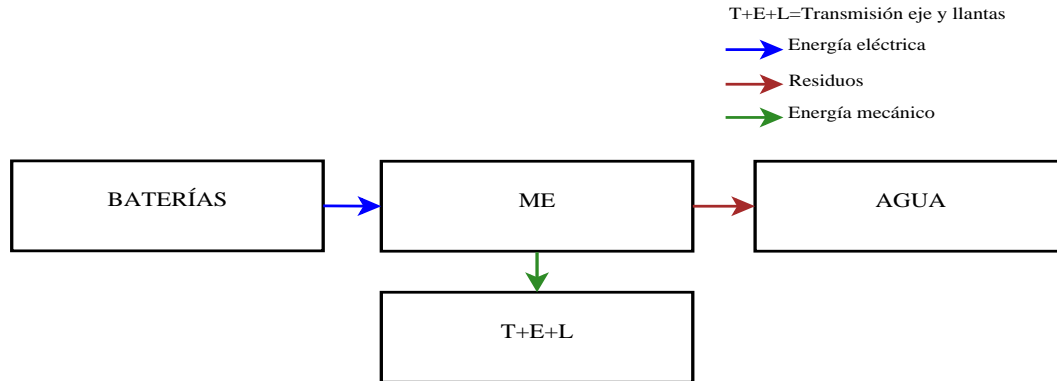


Figura 2.4: Diagrama de operación de un FCEV

En cuanto a sus ventajas ambientales, Tal y como los BEVs, los FCEVs son un medio de transporte completamente limpio al no producir GEI durante su operación, y adicionalmente resultan ser el tipo de vehículo eléctrico más eficiente [31]. Sin embargo, su costo resulta ser el más elevado de las tecnologías de EVs, las estaciones para su recarga escasas, y además existen preocupaciones respecto a la posibilidad de la explosión del vehículo en caso de incendio [32].

2.2. Cargadores eléctricos y su impacto sobre las redes

Como se describió en la sección 2.1, los BEVs y PHEVs toman a la red como fuente externa para cargar las baterías. Este proceso se realiza a través de los componentes conocidos como cargadores, que son dispositivos electrónicos destinados a convertir la corriente alterna de la red a corriente directa mediante el uso de un rectificador, para que pueda ser usada para cargar las baterías. Los cargadores se pueden clasificar de acuerdo a los siguientes aspectos:

- **La velocidad o potencia del cargador:** Se clasifican en lentos (nivel 1), semirápidos (nivel 2), rápidos (nivel 3), y como caso excepcional, como ultrarápidos siendo estos últimos exclusivamente para buses de transporte público. El principal factor que define la velocidad de carga del vehículo es la potencia que demanda en durante la conexión. En la tabla 2.1 se muestran algunos aspectos generales de los cargadores de acuerdo a su potencia y velocidad de carga [33].
- **La Dirección del flujo de potencia:** Un cargador puede ser unidireccional si sólo permite que el vehículo solo toma energía de la red, o bidireccional si permite que la

batería del vehículo inyecta energía a la red [27].

- **La Localización del cargador:** Se clasifican en *On-board* si el cargador está dentro del automóvil u *Off-board* si está fuera de él [27].
- **Según la conexión de fases:** Su conexión puede darse mediante una toma monofásica, bifásica o trifásica dependiendo del conector del cargador [34].
- **Según el Método de cargado:** Se clasifican en inductivo si el cargador transporta la energía a las baterías mediante inducción, o conductivo, si el cargador está en contacto directo con los bornes de la batería [34].

Tabla 2.1: Comparación de los tipos de cargadores

TIPO	UBICACIÓN Y FASES	SITIO	POTENCIA TÍPICA	HORAS DE RECARGA
Nivel 1 120 V_{ac}	On-board	CA	1.4 kW	4-11 para PHEV (5-15 kWh)
	L-N	OF	1.9 kW	11-36 para BEV (16-50 kWh)
Nivel 2 240 V_{ac}	On-board	CR	3-8 kW	1-4 para PHEV (5-15 kWh)
	L-L o 3ϕ	IP	8kW	2-6 para BEV (16-50 kWh)
		SDC	19.2kW	2-3 para BEV (3-50 kWh)
Nivel 3 208 - 600 V_{ac} o V_{dc}	Off-board 3ϕ	SDC	50-100 kW	0.2-1 para EVs(20-50 kWh)

CR = Conjuntos residenciales CA = Casa SCD = Sitios dedicados de carga
IP= Instalaciones privadas OF = Oficinas

El uso de cargadores puede ocasionar efectos negativos sobre la calidad de potencia de la red de distribución, entre los están las caídas de tensión en los nodos del sistema, el incremento en las pérdidas de las líneas, desbalances de tensión, sobrecarga de transformadores, el incremento de las corrientes armónicas y de falla [3], alteraciones sobre el perfil de demanda de redes residenciales [35] y la degradación transformadores por la presencia de corrientes armónicas. De acuerdo a [4] y [14], los principales causantes de los efectos anteriormente mencionados son:

- **La potencia demandada por el cargador:** La potencia de un cargador define la duración de la recarga del vehículo. Un aumento en la potencia implica una disminución en el tiempo de recarga, no obstante, el incremento en la potencia puede ocasionar sobrecarga y reducción de la vida operativa en activos como transformadores, líneas de distribución, a la vez que pueden ocasionar caídas de tensión en los nodos del sistema [6] [3].

- **Conexiones desbalanceadas:** Como se mostró en la tabla **2.1**, los cargadores para EVs pueden presentar configuraciones línea-neutro, línea-línea o trifásica dependiendo del nivel de potencia que manejen. En el caso de los cargadores monofásicos, la conexión línea neutro o línea-línea puede ocasionar desbalances de carga, resultando en desbalances de tensión en los nodos del sistema, que a su vez pueden causar reducción en la capacidad de motores conectados a la red, y la vida útil de aislamientos, entre otros [6] [19]. Los desbalances de carga aumentan si se incrementa el nivel de potencia del cargador, de esta forma los efectos serán más bruscos con cargadores nivel 2.
- **Corrientes armónicas:** La conmutación de elementos electrónicos dentro de los cargadores de los vehículos genera corrientes armónicas, que al interactuar con las impedancias del sistema ocasionan a su vez tensiones armónicas, resultando en distorsiones de las ondas de tensión y corriente en el PCC. Esto ocasiona una disminución en la eficiencia de la red, acelerando el proceso de envejecimiento de transformadores, y pudiendo ocasionar daños a equipos electrónicos sensibles. Al igual que en los desbalances de tensión, los armónicos aumentan de acuerdo a la velocidad de la recarga [36].
- **El SoC:** El estado de carga (SoC por sus siglas en inglés), es un indicador análogo a la cantidad de combustible que hay en el tanque, y para los vehículos eléctricos suele mostrarse como porcentaje de la capacidad nominal de su batería. La importancia de este parámetro radica en que por un lado define el tiempo que el vehículo estará conectado a la red, y por otro lado determina la magnitud tanto de la potencia demandada por el cargador como de las corrientes armónicas que este inyecta a la red [37]; un SoC bajo ocasiona demandas altas de potencia y bajas distorsiones armónicas, mientras que en un SoC alto el vehículo disminuye su demanda de potencia pero aumenta su porcentaje de distorsión en la onda de corriente.
- **Recargas simultáneas:** El impacto sobre la red eléctrica aumenta en función de la cantidad de vehículos que se conectan de forma simultánea. Entre más vehículos se conecten mayor será el efecto sobre la demanda de potencia de la red, las distorsiones armónicas, los desbalances de tensión, los consumos energéticos, entre otros. [38].
- **La hora de conexión:** Debido a que el comportamiento de los usuarios de EVs es de carácter aleatorio, la hora de conexión de los vehículos a la red puede darse en cualquier momento del día, sin embargo, estudios como [23] y [39] muestran que existe una mayor probabilidad de conexión en horas de la noche, precisamente cuando hay una mayor demanda de potencia por parte del sistema.

Para algunos de los efectos sobre la calidad de potencia de las redes previamente mencionados como caídas y desbalances de tensión, factor de potencia, y distorsiones armónicas,

existen normativas nacionales e internacionales que presentan rangos y valores de referencia. En el caso particular de Colombia, la norma NTC-5001 [19] establece los criterios de evaluación presentados en la sección 2.3.

2.3. Norma colombiana sobre calidad de potencia

En Colombia, los rangos dentro de los cuales se espera que operen los parámetros asociados a la calidad de potencia de las redes eléctricas están descritos en la norma NTC 5001 [19], que presenta los valores de referencia mostrados a continuación.

2.3.1. Caídas, elevaciones e interrupciones de tensión

En lo referente a los niveles de voltaje de operación (V_{op}) en estado estable, la norma NTC 5001 en los capítulos 7.3 ,7.4 y 7.7 define los valores deseables en un rango entre el 90 % y el 110 % de la tensión declarada por el Operador de Red en el punto de conexión (V_d). Si las tensiones de operación salen de estos límites normativos se considera el evento como una perturbación en el nivel de tensión, que se clasifica de acuerdo al nivel de tensión y la duración del evento, como se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Clasificación de las variaciones de tensión en estado estable

$\%V_d$	Duración	Clasificación
$V_{op} < 90 \%$	$< 1 \text{ min}$	Hundimiento
$V_{op} < 90 \%$	$> 1 \text{ min}$	Subtensión
$V_{op} < 10 \%$	$< 1 \text{ min}$	Interrupción de corta duración
$V_{op} < 10 \%$	$> 1 \text{ min}$	Interrupción de larga duración
$V_{op} > 110 \%$	$< 1 \text{ min}$	Elevación
$V_{op} > 110 \%$	$> 1 \text{ min}$	Sobretensión

De acuerdo a la norma, las mediciones para evaluar el estado de los niveles de tensión en una red deben realizarse en periodos de agregación mínimos de 10 minutos según la norma IEC-61000-4-30 [24] durante por lo menos una semana.

2.3.2. Desbalances de tensión

De acuerdo al capítulo 7.5 de [19] el desbalance de tensión se calcula mediante la Ecuación (2.1) como la relación entre la tensión de secuencia negativa y la tensión de secuencia positiva.

$$Desb_V = \frac{V^-}{V^+} \quad (2.1)$$

Los niveles de referencia para los desbalances de tensión dependen del nivel de tensión declarado en el PCC, siendo los valores de referencia aquellos mostrados en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Niveles de referencia para desbalances de tensión tomado de [19]

Nivel de tensión nominales	Valor máximo de referencia
$V_n < 69 \text{ kV}$	2,0 %
$V_n > 69 \text{ kV}$	1,5 %

En la metodología de evaluación de la norma, se especifica que para circuitos urbanos el 99 % de los valores medidos durante un periodo de una semana, con periodos de agregación de 10 minutos de acuerdo a [24] deben de estar dentro de los valores anteriormente mostrados.

2.3.3. Distorsiones Armónica de Corriente

En lo referente a contaminaciones por corrientes armónicas, los límites normativos en [19] dependen del orden del armónico (h), la corriente de corto (I_{SC}), y de la corriente máxima de demanda (I_L). Este último término se calcula por fase como el promedio de los valores máximos medidos por día de la corriente rms en componente fundamental, en periodos de agregación de 10 minutos, y durante un periodo de evaluación mínimo de una semana.

La metodología de [19] especifica como requisito mínimo para la evaluación de distorsiones armónicas la medición del espectro armónico de corriente durante por lo menos una semana con periodos de agregación de 10 minutos. A partir de los resultados de las mediciones se deben calcular por fase las distorsiones individuales (D_h), y la distorsión total de la demanda (TDD_i) a partir de las Ecuaciones (2.2) y (2.3) en cada periodo de agregación. Finalmente se debe evaluar el percentil 95 de los indicadores teniendo en cuenta que para ninguno de los dos puede exceder los valores de referencia que se presentan en la Tabla 2.3.3 para condiciones normales de operación.

$$D_h = I_h / I_L \quad (2.2)$$

$$TDD_i = \frac{\sqrt{\sum_2^{50} I_h^2}}{I_L} \quad (2.3)$$

Se recomienda por parte de la norma que la corriente máxima demandada (I_L) se calcule como el promedio del valor máximo de corriente rms en componente fundamental por día, de todas las fases, en periodos de agregación de 10 minutos, y durante un periodo de evaluación

Tabla 2.4: Límites de referencia para distorsión armónica de corriente en voltajes nominales de 0.120 a 69 kV tomado de [19]

R	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD
$R < 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < R < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < R < 100$	10	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < R < 1000$	12	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$R > 1000$	15	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Nota₁: Los armónicos pares están limitados a un 25 % de los impares presentados.

Nota₂: $R = I_{sc}/I_L$

mínimo de una semana. Por otro lado, el cálculo del término I_{SC} se debe manejar mediante la Ecuación (2.4).

$$I_{SC} = \frac{I_{nom}}{U_z} \quad (2.4)$$

Donde I_{nom} corresponde a la corriente nominal del transformador, y U_z representa la impedancia de cortocircuito del transformador medida en $P.U.$

2.3.4. Factor de Potencia

En [19] se estipula que el factor de potencia se define mediante la Ecuación (2.5) como el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, y que en el PCC se debe cumplir que el 95 % de los registros tomados en periodos de agregación de 10 minutos (según IEC 61000-4-30) durante una semana, sea mayor o igual a 0,9, independientemente de que el factor de potencia sea inductivo o en capacitivo.

$$FP = P/S \quad (2.5)$$

Es importante recordar que bajo condiciones de carga lineales la potencia aparente (S) se describe mediante la Ecuación (2.6) [40] [41]. Sin embargo, ante la presencia de cargas no lineales, la definición de la potencia aparente debe modificarse para incluir la potencia de distorsión (Q_D), introducida por las componentes armónicas. De esta forma, la nueva expresión de la potencia aparente S se define mediante la Ecuación (2.7) [42].

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.6)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + Q_D^2} \quad (2.7)$$

Capítulo 3

Modelos del sistema

Con la finalidad de modelar los efectos y factores que influyen en el impacto del EV sobre la red, se identificó la necesidad de implementar los siguientes modelos: un modelo que describa el comportamiento de las variables eléctricas del vehículo durante su recarga, otro que permita determinar el SoC con el que se conectará el vehículo. Un modelo que permita determinar la hora de conexión de los EVs, otro que represente el estado de la calidad de potencia de la red tomada como caso de estudio, y finalmente un modelo que describa el proceso de envejecimiento de los transformadores por el aumento en la demanda de potencia y la presencia de corrientes armónicas.

Las siguientes secciones muestran el estudio de alternativas, selección e implementación para los modelos previamente descritos de la siguiente manera: en la sección 3.1 se presentan los resultados obtenidos de las mediciones de demanda de potencia, corrientes, factor de potencia y espectro armónico en múltiples ciclos de recarga de un Nissan Leaf 2017 con un cargador nivel 2; se realiza un estudio estadístico de los datos obtenidos y se desarrollan modelos probabilísticos mediante distribuciones GMM para modelar su comportamiento.

En la sección 3.2 se realiza el estudio de la calidad de potencia de una red eléctrica residencial en baja tensión, localizada en la ciudad de Bogotá; se presentan los resultados de mediciones de calidad de potencia realizadas durante una semana, junto con el estudio estadístico y normativo de los datos obtenidos para las variables de factor de potencia, demanda de potencia, consumo energético, desbalances de tensión, cargabilidad de transformadores y distorsiones armónicas. En la sección 3.4 se implementan los modelos destinados a caracterizar el comportamiento aleatorio de los usuarios; por un lado se implementó un modelo para determinar el estado de carga de los vehículos al momento de su conexión mediante cálculos de consumo de potencia, usando como información de entrada los perfiles de velocidad de EVs en rutas de prueba, y por otro lado se modeló la hora de conexión mediante modelos GMM usando los resultados de la encuesta presentada en [21]. Finalmente en la sección 3.3 se modela el envejecimiento del transformador por corrientes armónicas adaptando el modelo presentado en [18] para sistemas eléctricos desbalanceados.

3.1. Modelado Eléctrico del EV

Los impactos del vehículo eléctrico sobre la red son consecuencia del comportamiento de sus parámetros eléctricos durante el proceso de recarga. Estos parámetros pueden variar de acuerdo al estado de carga del vehículo o a la calidad de potencia y la impedancia de la red a la cual se conecta [43] [44]. Para poder conseguir el objetivo de evaluar el posible impacto de los EVs en la ciudad de Bogotá, se decidió realizar múltiples mediciones sobre las variables eléctricas referentes a tensión, demanda de corriente, potencia activa y reactiva, y espectro armónico de tensión y corriente durante su proceso de recarga. Esta información se usó con la finalidad de implementar un modelo probabilístico que caracterice el comportamiento del vehículo durante su conexión a la red.

La sección se organiza como sigue: En la subsección 3.1.1 se presenta la descripción del sistema de mediciones, en la subsecciones 3.1.2 a 3.1.5 se presentan los resultados de las mediciones, y finalmente en la subsección 3.1.6 se presenta el resumen del estudio de los modelos considerados y la implementación del modelado seleccionado.

3.1.1. Descripción del proceso de medición

Para caracterizar las variables eléctricas del vehículo durante su recarga se realizaron trabajos en conjunto con el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica (UCR), para llevar a cabo mediciones en múltiples procesos de recarga de las variables eléctricas de un Nissan Leaf modelo 2017 con batería de 30 kWh. Se utilizó una estación de carga lenta Siemenes Charging Station de 240 V nominales a 3.6-7.2 kW, un analizador de redes MyEbox 1500 de la marca Circuitor, y un Dinamómetro SaenzDyno usado para descargar de forma acelerada el vehículo. Los equipos se muestran en la Tabla **3.1**.

Las siguientes son las especificaciones técnicas del analizador de redes Circuitor MyEbox 1500 relacionadas con la medición de calidad de potencia [45]:

- Frecuencia de muestreo de 64 [kHz].
- Periodo de agregación de 1 minuto.
- Clase de medida A para tensiones L-N según IEC-61000-4-30 [24], y clase 0.2 según IEC-61557-12 [46] para medida de corriente.
- Clase 0.5S para medida de potencia activa y clase 1 para potencia reactiva según IEC-62053-22 [47] y 62053-23 [48].

			
<p>Nissan Leaf - 2017</p>	<p>Siemens Charging Station</p>	<p>Analizador de Redes - MyEbox 1500</p>	<p>Dinamómetro SaenzDyno</p>

Tabla 3.1: Equipos Utilizados durante las mediciones

- Clase I para medida de armónicos de corriente de tensión y corriente según IEC-61000-4-7 [49] , y clase 0.5 para medida de factor de potencia según IEC-61557-12 [46].

La conexión definida para el analizador de redes fue del tipo 2P+N (2 fases y neutro), midiendo tensión y corriente en cada una de las fases y el neutro, de acuerdo con lo esquematizado en la Figura 3.1, donde las entradas U_i son los bornes para medir tensión del equipo, y los bornes I_i son para medir corriente.

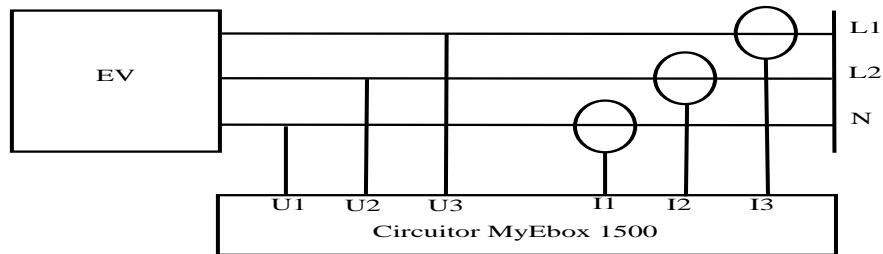


Figura 3.1: Esquema de conexión para medición de variables eléctricas EV

Las mediciones se realizaron con un periodo de agregación de un minuto según IEC-61000-4-30 [24], midiendo las variables correspondientes a potencia activa, reactiva, factor de potencia, magnitud y ángulo de los primeros 50 armónicos de corriente y tensión, magnitud y ángulo de la corriente y tensión fundamental, y corriente y tensión rms.

Los procesos de carga se realizaron partiendo de diferentes estados de carga hasta el 100 % de la capacidad de la batería. La Tabla 3.2 muestra la cantidad de recargas realizadas de acuerdo al SoC inicial.

A continuación se muestran los resultados y estadísticos muestrales calculados a partir de las mediciones para la demanda de potencia activa y reactiva, el espectro armónico de corriente y el factor de potencia.

Tabla 3.2: Cantidad de mediciones de acuerdo al SoC inicial

SoC inicial [%]	Cantidad de Mediciones
20	1
44-55	4
70-75	5

3.1.2. Resultados de potencia activa, reactiva y corriente RMS

La Figura 3.2 muestra el comportamiento de la potencia activa y la corriente rms de un proceso de recarga con SoC inicial de 50 %. Se puede observar que el sistema de gestión de la batería (*BMS*) realiza varios cortes de energía al final de la etapa de la recarga, de aproximadamente 5 minutos cada uno. Con la finalidad de obviar estos cortes de energía que introducirían ruido en los ajustes probabilísticos, se optó por relacionar estas y las variables eléctricas de las siguientes secciones, no con el tiempo de recarga, sino con el estado de carga de la batería, principalmente porque durante estos cortes de energía el SoC no se verá alterado. La Figura 3.1.2 muestra el comportamiento resultante de la potencia activa, corriente rms y potencia reactiva para varios ciclos de carga bajo esta consideración. Cabe resaltar que la potencia reactiva fue siempre inductiva en todas las mediciones. Los estadísticos muestrales de la fase de carga a corriente y potencia constante se muestran en la Tabla 3.3.

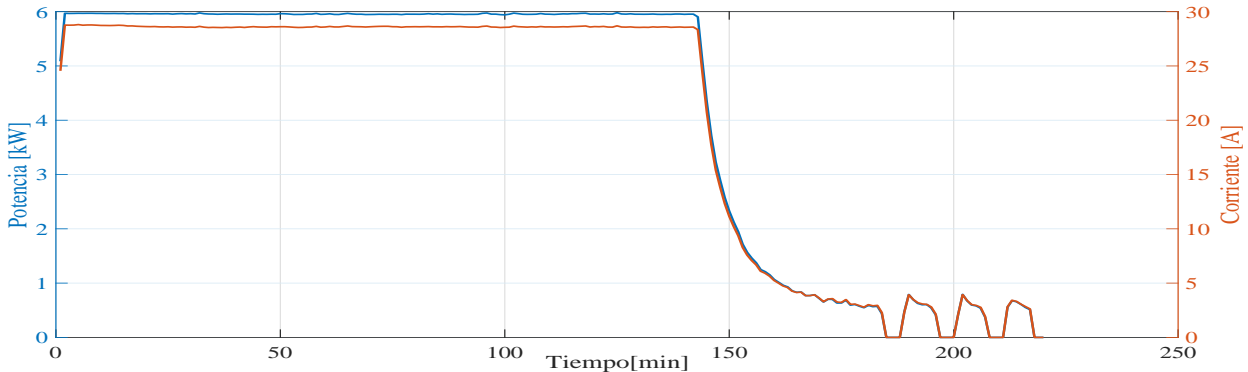


Figura 3.2: Potencia Activa y Corriente rms a lo largo de la recarga del EV

De acuerdo a lo presentado en la Tabla 3.3 es de resaltar que comparativamente la potencia promedio demandada por el vehículo durante su primera fase de carga está en el mismo orden de magnitud que la potencia instalada de una casa (de 3 a 6 kW). Esto permite suponer que dos de los mayores impactos por la presencia de EVs serán el incremento en la potencia demandada y los desbalances de tensión por su conexión línea línea.

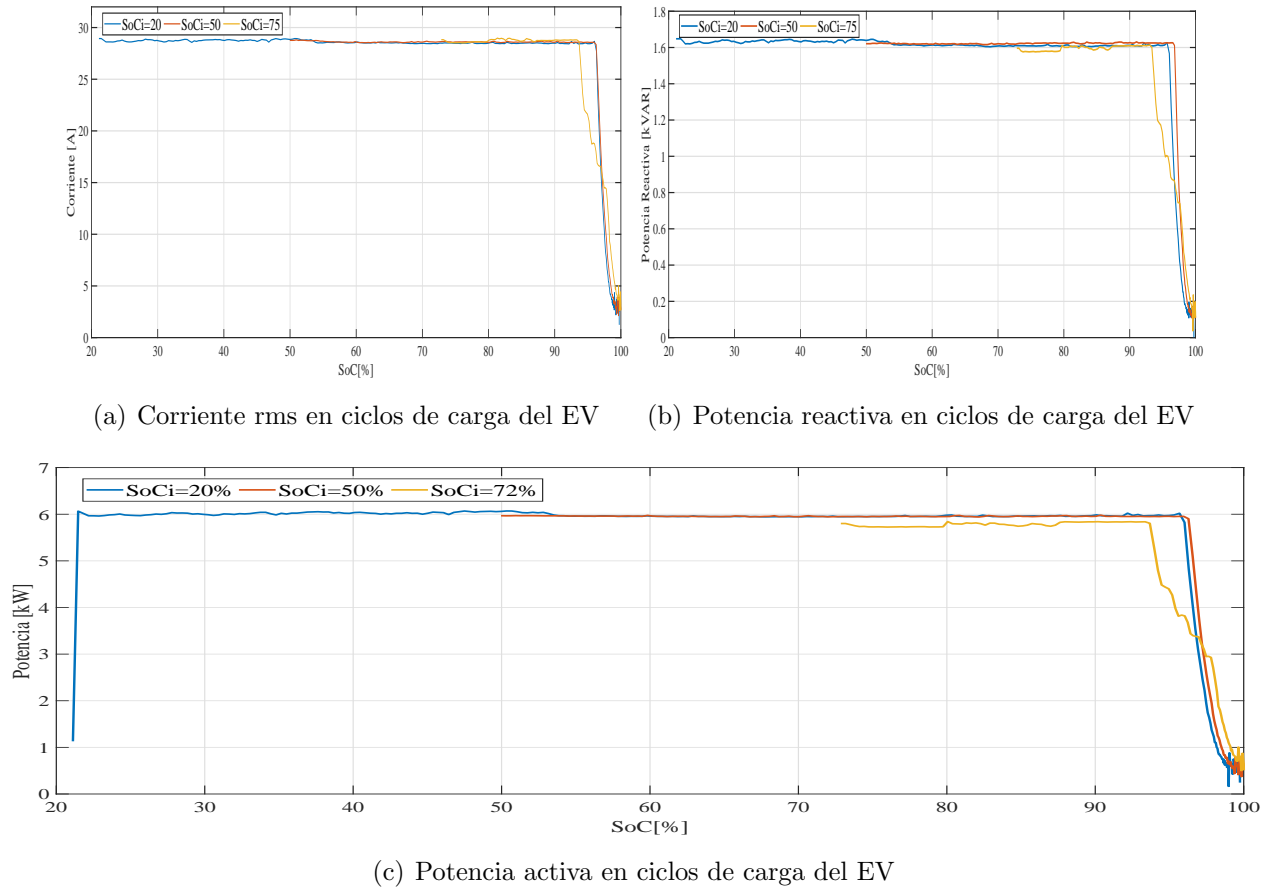


Figura 3.3: Potencias activa, reactiva, y corriente durante ciclos de recarga del EV

Tabla 3.3: Estadísticos de corriente, potencia activa y reactiva durante fase de carga constante

		Potencia activa [kW]	Corriente [A]	Potencia Reactiva [kVAR]
Percentiles	P25	5.850	28.757	1.610
	P50	5.952	28.689	1.619
	P75	5.963	28.805	1.628
	P95	6.033	28.889	1.637

Adicionalmente, al estudiar los ciclos de carga del vehículo, se pueden identificar claramente las fases de carga de corriente constante y voltaje constante. En la fase de carga a corriente constante, tanto la potencia como la corriente demandada por el cargador se mantienen prácticamente invariables, luego, cuando la batería adquiere un nivel de tensión aceptable, entra en la fase de voltaje constante, donde el voltaje en sus terminales se mantiene a medida que la potencia y corriente decrecen para protección de la batería [50]. En las

mediciones se obtuvo que la primera fase abarcó hasta el 96 % de la capacidad de la batería en 9 de de las 10 mediciones, con las duraciones mostradas en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Duración del proceso de recarga del EV

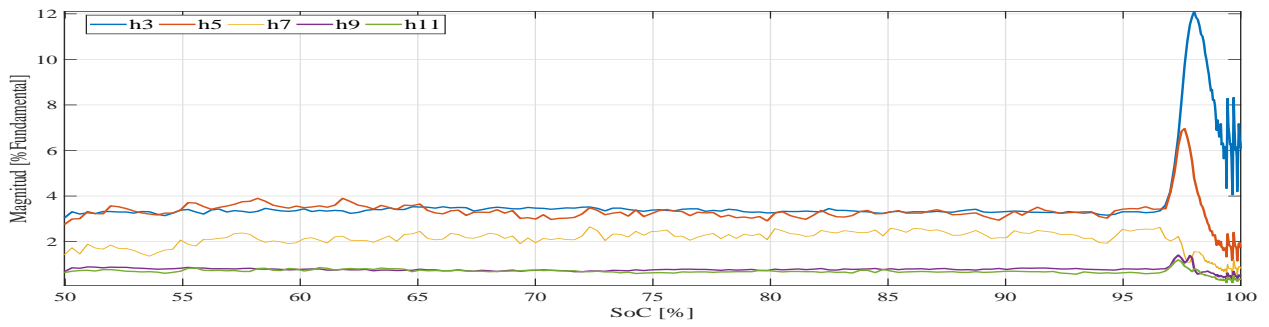
SoC_i [%]	Tiempo total de Carga $SoC_i - 100\%$	Fase corriente constante [min] ($SoC_i - 96\%$)	Fase voltaje constante [min] (96% - 100%)
20	270	180	90
45-50	210	120	90
70-75	150	60	90

3.1.3. Resultados de corrientes armónicas - Magnitud

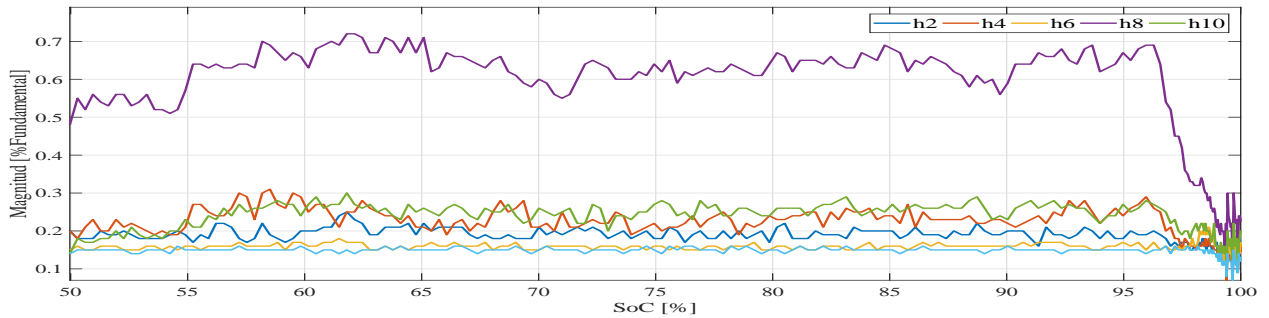
Tradicionalmente existen dos formas de cuantificar la magnitud de las componentes armónicas: como porcentaje de la onda fundamental de corriente, y en amperios. Tras analizar el espectro armónico de corriente del vehículo se encontró que tanto durante la fase de carga a corriente constante, como en la fase de voltaje constante, los armónicos de orden par no presentan una presencia significativa en la onda de corriente, siendo sus magnitudes generalmente menores al 1 % de la componente fundamental. Por otro lado, se encontró que de los armónicos impares las componentes $h3$, $h5$ y $h7$ son las que presentan el mayor aporte. La Figura 3.4 muestra la magnitud de las corrientes armónicas como porcentaje de la componente fundamental para un ciclo de recarga con SoC inicial de 50 %.

Se evidencia que en la fase de voltaje constante se presenta un aumento importante en la magnitud como porcentaje de algunas componentes impares. Esto era de esperar de acuerdo a lo mostrado en la Ecuación (2.2), ya que si la magnitud del denominador disminuye, la de la fracción debe aumentar. Con la finalidad de estudiar si el incremento en el porcentaje de distorsión es causa de un crecimiento en la magnitud en amperios de las componentes, se verificó el comportamiento de los armónicos impares más relevantes. La Figura 3.5 muestra el diagrama de barras de la magnitud en amperios de las componentes armónicas para el mismo ciclo de carga que la Figura 3.2.

Se puede observar que la magnitud en amperios de los armónicos no experimenta un cambio significativo, y que incluso tienden a disminuir luego de un pico de corriente, que para el caso de las componentes 3 y 5 (las más significativas) está alrededor de 1 a 1.3 A. De esto se concluye que el incremento de la distorsión individual no es producto de un crecimiento considerable en las corrientes armónicas sino de la disminución de la corriente fundamental.



(a) Componentes armónicas impares durante el proceso de recarga del EV



(b) Componentes armónicas pares durante el proceso de recarga del EV

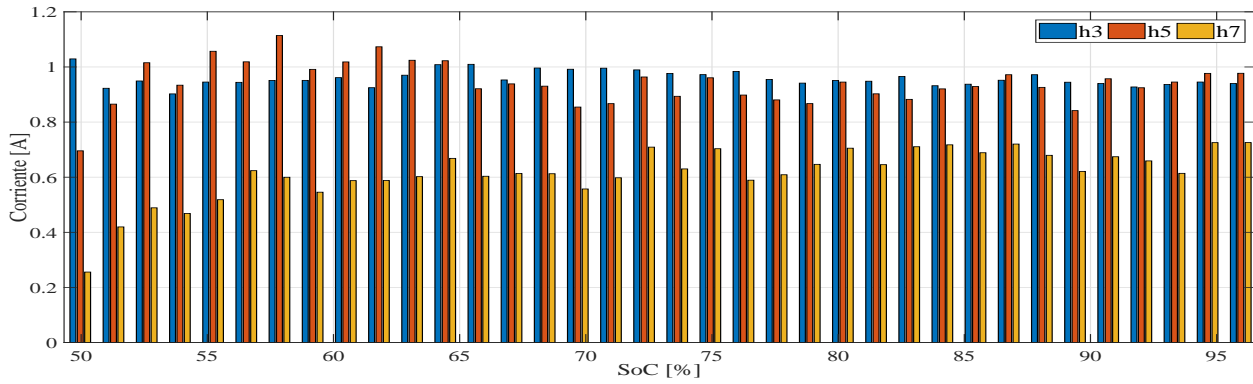
Figura 3.4: Componentes armónicas durante el proceso de recarga del EV

Los estadísticos muestrales para la fase de carga a corriente constante y la fase de voltaje constante se muestran en las Tablas 3.5 y 3.6 para los tres primeros armónicos impares, tanto en porcentaje como en amperios.

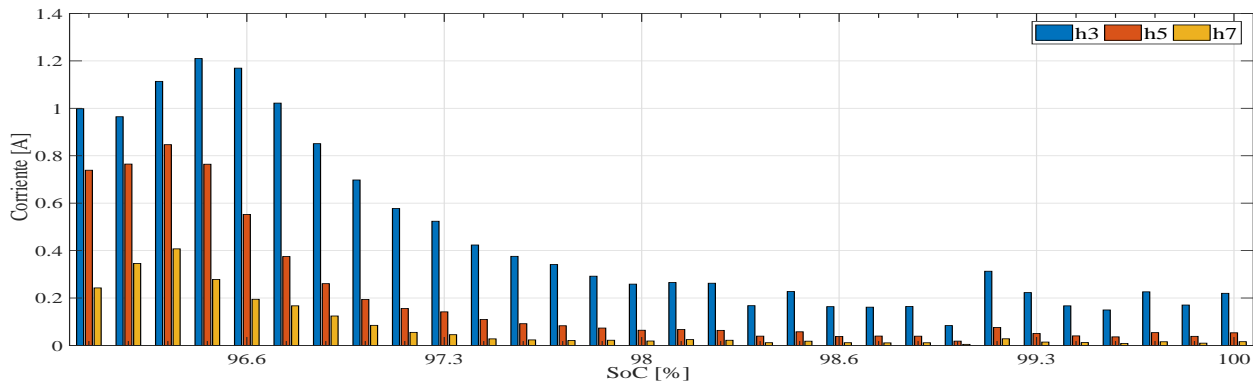
Tabla 3.5: Estadísticos para componentes armónicas durante la recarga del EV - Fase de corriente constante.

		% fundamental			Amperios [A]		
		h3	h5	h7	h3	h5	h7
Percentiles	P50	3.51	2.94	1.96	1.01	0.84	0.56
	P75	3.79	3.57	2.52	1.08	1.02	0.72
	P95	4.25	4.39	3.64	1.22	1.25	1.04

A partir de los resultados se puede concluir que la parte que más puede impactar sobre la red eléctrica es la fase de carga a corriente constante, principalmente porque durante esta etapa la potencia demandada es significativamente mayor que en la fase de voltaje constante, y a que, aunque las distorsiones armónicas se elevan sustancialmente durante la hacia el final del proceso, esto se debe a una disminución de la corriente fundamental, mas no a un



(a) Armónicos durante fase de carga a corriente constante del EV



(b) Armónicos durante fase de voltaje constante del EV

Figura 3.5: Magnitud de las componentes fundamentales en amperios durante la recarga del EV

Tabla 3.6: Estadísticos para componentes armónicas durante la recarga del EV - Fase de voltaje constante.

		h3	h5	h7	h3	h5	h7
Percentiles	$P50$	7.42	2.16	0.95	0.35	0.09	0.04
	$P75$	9.27	3.35	1.34	0.97	0.41	0.12
	$P95$	11.78	5.65	2.71	1.18	0.83	0.51

aumento de la magnitud en amperios de las componentes armónicas. Adicionalmente, con la finalidad de evaluar de forma preliminar el efecto que podrían tener los armónicos de corriente de los EVs sobre una red residencial, se tomaron los procesos de carga medidos y se evaluaron las distorsiones armónicas individuales y totales de acuerdo a [19], tomando como corriente de demanda máxima (I_L) la corriente fundamental máxima demandada en cada una de las recargas. Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas 3.7 y 3.8, que

muestraa el percentil 95 de las distorsiones individuales para las componentes más relevantes de los grupos de especificados en [19], junto con la distorsión total de demanda. Por otro lado, en las Figuras 3.6 y 3.7, se presentan las distribuciones empíricas de los resultados.

Tabla 3.7: Distorsiones individuales y totales de la demanda durante recarga del EV del EV

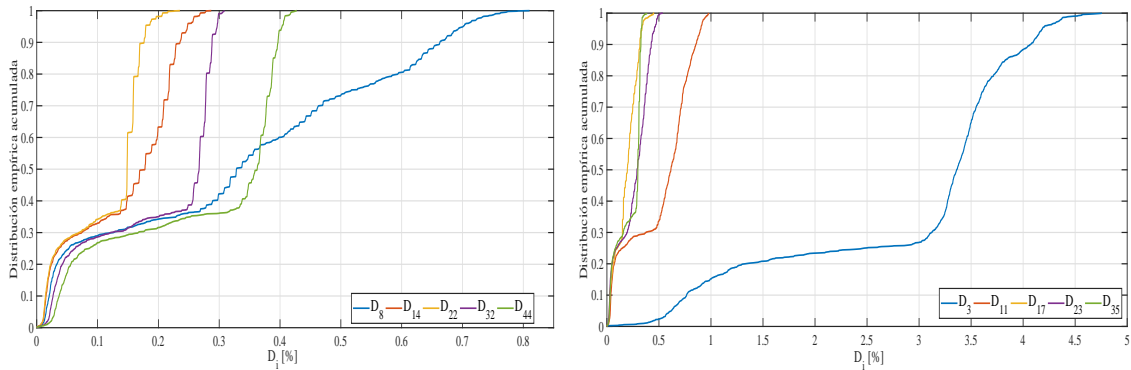
		Armónicos Impares			Armónicos Pares			
		D_i	Límite	Cumplimiento	D_i	Límite	Cumplimiento	
Percentil 95	$h3$	4.20	7.00	✓	$h8$	0.70	1.75	✓
	$h11$	0.91	3.50	✓	$h14$	0.25	0.87	✓
	$h17$	0.34	2.50	✓	$h22$	0.18	0.62	✓
	$h23$	0.46	1.00	✓	$h32$	0.30	0.25	×
	$h35$	0.33	0.50	✓	$h44$	0.40	0.13	×

(×) = Incumple norma

(✓) = Cumple Norma

Tabla 3.8: Distorsiones individuales y totales de la demanda durante recarga del EV del EV

	$P95$	Límite	Cumplimiento
TDD	6.20	8.00	✓



(a) Distorsiones individuales pares durante recarga del EV

(b) Distorsiones individuales Impares durante recarga del EV

Figura 3.6: Distribuciones empíricas de las D_i del EV durante su recarga

Se puede observar que algunos de los armónicos pares de orden alto como el 32 y 34 pueden presentar violaciones normativas, sin embargo, sus magnitudes son pequeñas y no resultan ser una significativa fuente de distorsión.

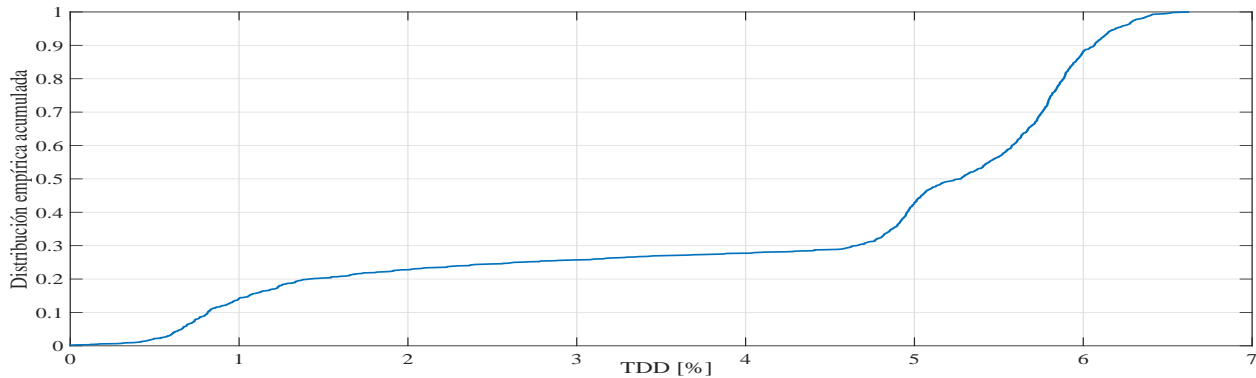


Figura 3.7: Distribución empírica acumulada del TDD durante las recargas del EV

3.1.4. Resultados de corrientes Armónicas - Ángulo

La Figura 3.8 muestra el comportamiento de los ángulos de la componente fundamental y de los tres primeros armónicos impares (h3 h5 h7) a lo largo de un ciclo de recarga con SoC inicial del 50 %.

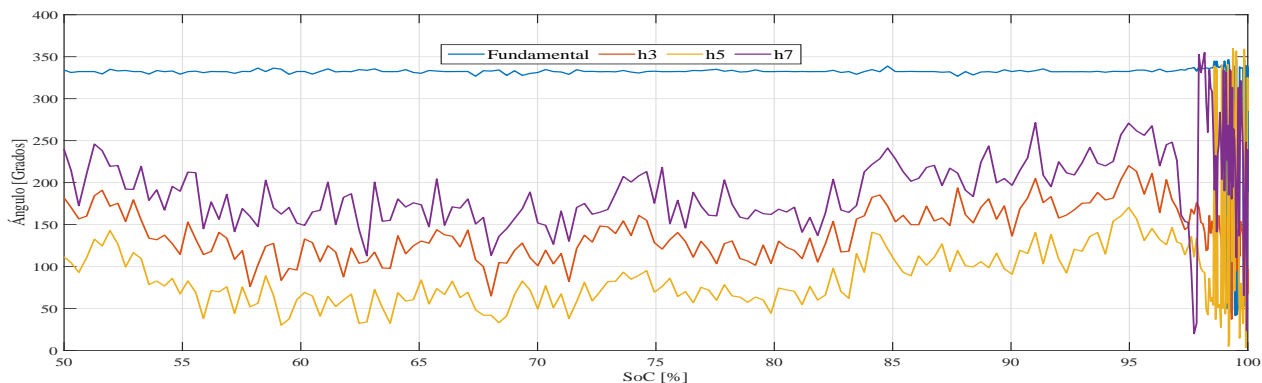


Figura 3.8: Ángulo de las componentes fundamental y armónicas h3 h5 y h7 durante la recarga del EV

Se puede observar que durante la fase de carga a corriente constante, el desfase de la onda fundamental permanece casi invariable en aproximadamente 330 grados, mientras que el ángulo de las componentes armónicas presentan un comportamiento mucho más aleatorio. Adicionalmente durante la fase de carga final se evidencia una variación mucho más amplia en el ángulo de las componentes. La Tabla 3.9 muestra los estadísticos de la onda fundamental y las tres primeras componentes armónicas impares únicamente durante la fase de carga a corriente constante. No se muestra la fase de voltaje constante por el comportamiento tan variable de los ángulos durante dicha fase.

Tabla 3.9: Estadísticos para ángulos de corriente en fase de carga constante

	[Grados]	h1	h3	h5	h7
Percentiles	<i>P</i> 25	331.9	78.5	105.35	90.75
	<i>P</i> 50	332.2	164.15	167.9	181.35
	<i>P</i> 75	332.6	266.95	254.15	263.2
	<i>P</i> 95	334.8	334.04	336.83	341.59

3.1.5. Resultados de factor de Potencia

La Figura 3.9 muestra el comportamiento del factor de potencia a lo largo de varios ciclos de carga.

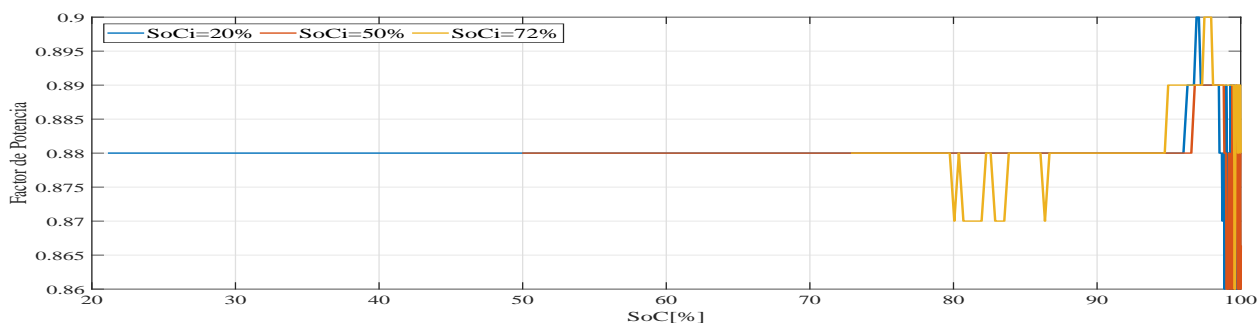


Figura 3.9: Factpr de potencia durante el ciclo de carga del EV

Debido a que el comportamiento de esta variable no presenta comportamiento significativamente diferentes a lo largo del proceso de carga, la Tabla 3.10 presenta los estadísticos muestrales indistintamente de la fase de carga del vehículo.

Tabla 3.10: Estadísticos para el factor de potencia

	Percentiles			
	<i>Perc</i> ,25	<i>Perc</i> ,50	<i>Perc</i> ,75	<i>Perc</i> ,95
FP	0.88	0.88	0.88	0.88

Teniendo en cuenta que normativamente el valor mínimo de referencia para el factor de potencia es de 0.9, se puede suponer que la llegada de vehículos no debería causar efectos significativos sobre el factor de potencia de las redes de baja tensión.

3.1.6. Estudio e implementación de modelos

Durante la fase de estudio de modelos se consideraron tres tipos de modelado para caracterizar el comportamiento del EV durante su recarga: los modelos circuitales, los modelos circuitales dinámicos, y los modelos probabilísticos. En las Tablas **3.11** a **3.13** se presenta el resumen de los modelos considerados, presentando su descripción general, sus ventajas, desventajas, y los esquemas de los modelos circuitales. Después de considerar las características de los anteriores modelos se optó por usar el probabilístico, principalmente porque se puede implementar directamente sobre las variables medidas, no requiere del desarrollo de esquemas circuitales, disminuye el gasto computacional, y no requiere de mediciones o información adicional compleja que si se requieren para los modelos circuitales. Adicionalmente, permite considerar el comportamiento aleatorio de las variables del vehículo durante su recarga, mientras que los otros modelos son de carácter estático.

Tabla 3.11: Resumen de las características del modelo circuitual de la batería del EV

Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Circuitual [51] [52] [53] [54]	<p>Caracterizan el vehículo eléctrico mediante un circuito equivalente RC de enésimo orden alimentado por el voltaje de circuito abierto de la batería.</p> <p>Se requiere realizar mediciones de la corriente de carga y el comportamiento dinámico del voltaje de circuito abierto de la batería, para distintos estados SoC, en procesos tanto de carga como de descarga.</p>	<p>Ventajas: Pueden incorporarse con otros modelos circuitales para representar varios aspectos eléctricos del vehículo.</p> <p>Desventajas: Presentan un alto gasto computacional. Pueden requerir mediciones y equipos especializados. Requieren largos procesos de medición. Son modelos estáticos que no consideran el comportamiento aleatorio de las variables</p>

Esquema:

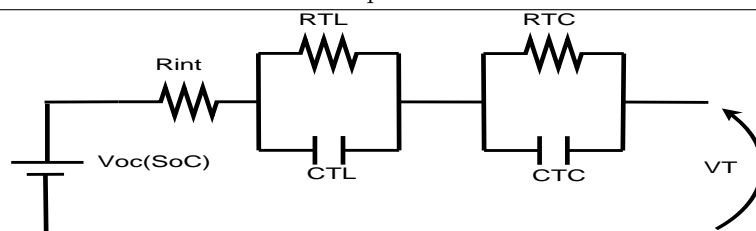


Tabla 3.12: Resumen de las características del modelo circuital dinámico del EV

Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Dinámico [44] [43]	<p>Son modelos circuitales especiales que consideran todos los aspectos dinámicos de la batería del vehículo, es decir, la relación entre el SoC y el voltaje de circuito abierto, el SoC y la corriente de la batería, los ciclos de carga, la temperatura, y la velocidad de carga.</p> <p>Se requiere medir el voltaje de circuito abierto de la batería y la corriente en ciclos de carga y descarga.</p> <p>Requieren largos procesos de medición.</p>	<p>Ventajas: Adicional a las ventajas inherentes a un modelo circuital, Representan con mayor exactitud el comportamiento de la batería comparados con los modelos circuitales básicos por tener en cuenta más aspectos técnicos de la misma.</p> <p>Desventajas: Presentan las mismas desventajas del modelo circuital básico. Requieren información adicional compleja de obtener como la cantidad de ciclos de carga y descarga.</p>
Esquema:		

Tabla 3.13: Resumen de las características del modelo probabilístico del EV

Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Probabilístico [23] [55] [6]	<p>Consiste en utilizar agregados de datos obtenidos a partir de mediciones para ajustar modelos que representen el comportamiento aleatorio de las variables estudiadas.</p> <p>Requieren de suficientes mediciones para poder obtener una muestra representativa del comportamiento de las variables y poder ajustar modelos que lo representen de forma confiable.</p>	<p>Ventajas: Permite implementar el modelo sin la necesidad de estimar parámetros circuitales. Considera el comportamiento aleatorio de las variables.</p> <p>Desventajas: Si no se dispone de suficientes mediciones puede que la muestra no sea representativa o que el modelo no represente de forma confiable el comportamiento aleatorio de los datos.</p>

3.1.7. Implementación del modelo probabilístico

Teniendo en cuenta que el ajuste probabilístico mediante funciones de densidad de probabilidad (PDFs) convencionales no resulta apropiado debido a la gran cantidad de variables seleccionadas, y a que algunas de ellas pueden presentar comportamientos que no se ajusten con facilidad a una función de probabilidad, se decidió implementar la metodología presen-

tada en [23] y [56], que consiste Ajuste Modelos Gaussianos Mixtos (GMM) a las variables aleatorias consideradas.

La función de densidad de probabilidad de un modelo GMM ($f(y)$), consiste en la suma ponderada de M distribuciones Gaussianas, como se muestra en la Ecuación (3.1).

$$f(y) = \sum_{i=1}^M \omega_i s f_{N(\mu_i, \sigma_i^2)}(y) \quad (3.1)$$

Donde μ_i y σ_i representan los parámetros estadísticos de la i -ésima componente Gaussiana, y ω_i corresponde a un factor de ponderación tal que $0 \leq \omega_i \leq 1$. La ecuación de la i -ésima función Gaussiana de la sumatoria puede describirse mediante la Ecuación (3.2).

$$f_{N(\mu_i, \sigma_i^2)}(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_i^2}} e^{-\frac{(y-\mu_i)^2}{2\sigma_i^2}} \quad (3.2)$$

Una de las principales dificultades a la hora de usar modelos GMM es determinar la cantidad M de componentes Gaussianas a implementar, principalmente porque utilizar un número alto de componentes para representar con mayor exactitud una serie de datos puede ocasionar problemas de convergencia en el modelo [56]. Una opción para determinar el número de componentes que mejor representa una serie de datos es el Criterio de Información de Akaike para la estimación del modelo (AIC) [57], que provee una medida de la calidad del modelo ajustado; de acuerdo a la teoría del criterio, si se busca comparar entre varios modelos cuál se ajusta mejor a una serie de datos se debería seleccionar el modelo para el cuál se obtuvo el menor AIC .

Hay diferentes métricas de calidad asociadas al criterio AIC . Entre ellos están el Criterio Primitivo (AIC), el Criterio Corregido para Pequeñas Muestras (AIC_c), el Criterio normalizado ($nAIC$), y el Criterio de Información Bayesiana (BIC). Los anteriores modelos son descritos en las Ecuaciones (3.3) a (3.6) respectivamente.

$$AIC = N \cdot \log(\det(\frac{1}{N} \sum_1^N N \epsilon(t, \hat{\theta})(\epsilon(t, \hat{\theta}_N))^T)) + 2n_p + N \cdot (n_y \cdot (\log(2\pi) + 1)) \quad (3.3)$$

$$AIC_c = AIC + 2n_p \cdot \frac{n_p + 1}{N - n_p - 1} \quad (3.4)$$

$$nAIC = \log(\det(\frac{1}{N} \sum_1^N \epsilon(t, \hat{\theta}_n)(\epsilon(t, \hat{\theta}_N))^T)) + \frac{2n_p}{N} \quad (3.5)$$

$$BIC = N \cdot \log(\det(\frac{1}{N} \sum_1^N N \epsilon(t, \hat{\theta})(\epsilon(t, \hat{\theta}_N))^T)) + N \cdot (n_y \cdot (\log(2\pi) + 1)) + n_p \cdot \log(N) \quad (3.6)$$

Donde N representa el número de valores de la serie, $\epsilon(t)$ es un vector fila de errores predictores, θ_N representa los parámetros estimados, n_p es el número de parámetros estimados, y n_y es el número de variables de salida del modelo.

Durante el proceso de ajuste de los modelos GMM se ajustaron modelos de una a ocho componentes Gaussianas, seleccionando el modelo que mejor se ajustara a los datos mediante el criterio primitivo AIC . Posteriormente como validación del modelo se aplicó el test de bondad de ajuste χ^2 con un nivel de significancia del 5% para verificar que la distribución representa de forma apropiada la serie de datos. En caso de que para algún ajuste no se llegase a ajustar a la serie de datos, se planteo la posibilidad de aumentar la cantidad de componentes hasta que se obtuviera un resultado favorable en la prueba χ^2 , sin embargo, esto no fue necesario en ningún caso.

La Figura 3.10 resume la metodología anteriormente descrita.

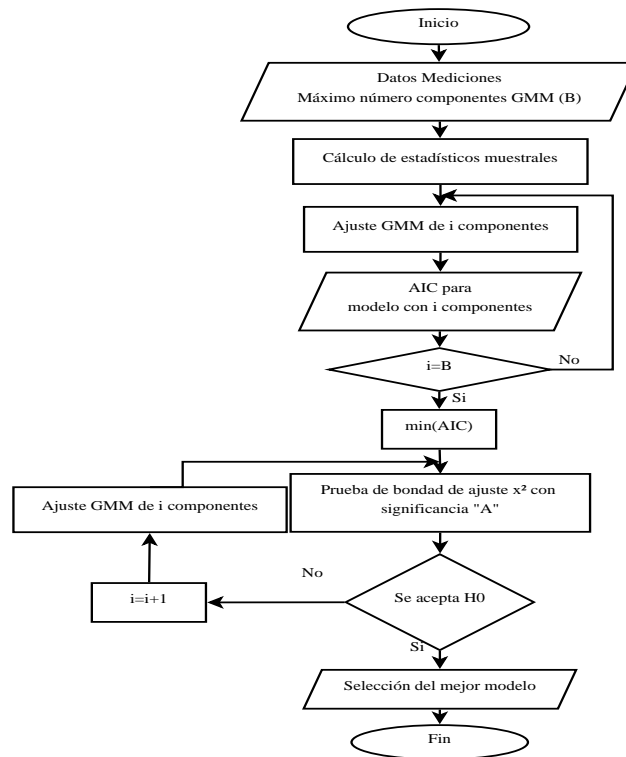


Figura 3.10: Metodología para implementación de ajustes con modelos GMM

Debido a que las fases de carga presentan comportamientos significativamente distintos para casi todas las variables eléctricas medidas, exceptuando el factor de potencia, se optó por ajustar los datos de la siguiente manera: para la fase de carga a corriente constante, puesto que el comportamiento de los parámetros es casi invariable, se agruparon todos los registros de las mediciones y se realizaron los ajustes probabilísticos sobre el agregado de cada variable.

En cambio, para la fase de voltaje constante, se decidió agrupar los datos de cada una de las variables estudiadas en periodos de 10 minutos, principalmente porque este es el periodo de agregación mínimo requerido por la norma nacional para estudios de calidad de potencia, y posteriormente se determinaron los ajustes GMM que representan dichas variables durante estos periodos.

A continuación se muestra un ejemplo de la metodología aplicada para la magnitud del tercer armónico como porcentaje de la fundamental. Los demás ajustes para las variables modeladas pueden ser encontrados en el capítulo anexos, en la sección A. Para la componente armónica mencionada se llegó a la convergencia de los modelos GMM de 1 a 5 componentes, cada uno con los valores AIC_i mostrados en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14: Comparación valor AIC de los modelos GMM

Cantidad de componentes	1	2	3	4	5
AIC	587.84	370.1352	370.322	355.000	336.5569
$\min(AIC) = 336,5569$					

De acuerdo a los resultados, el modelo que mejor se ajusta a los datos es un ajuste GMM con cinco componentes. Los estadísticos de cada una de las componentes G_i en los modelos ajustados fueron calculados utilizando la herramienta predeterminada de MATLAB para esta fin [57], obteniendo los resultados de la Tabla 3.15 y de la Figura 3.11.

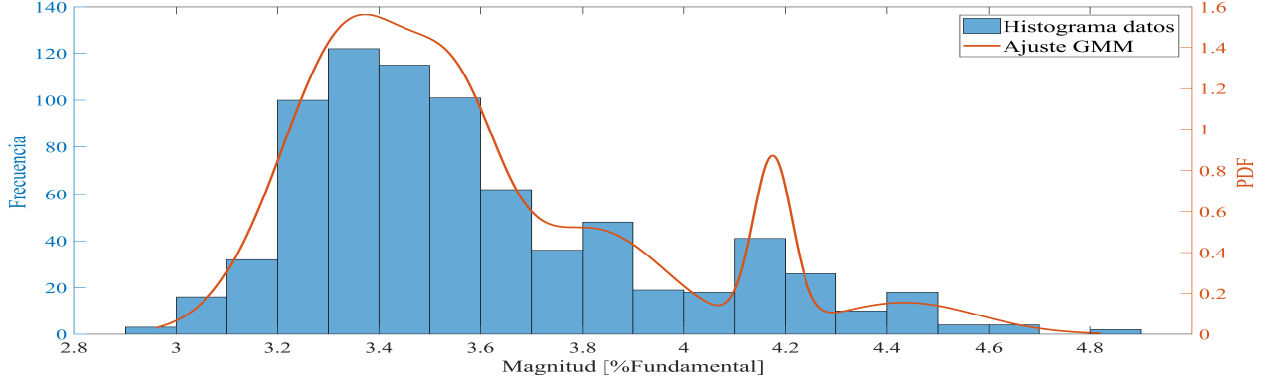
Tabla 3.15: Parámetros de las componentes del ajuste GMM de la corriente fundamental

G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
Promedio μ_i	3.5621	4.1746	4.4340	3.3521	3.8234
Desviación estándar σ_i	0.0070	0.0015	0.0208	0.0198	0.0203
Peso Componente ω_i	0.1472	0.0799	0.0561	0.5358	0.1812

Finalmente realiza la prueba de bondad de ajuste χ^2 con un grado de confiabilidad del 95 %, seleccionando los grados de libertad (ν) de acuerdo a la recomendación predeterminada del Software MATLAB. Los estadísticos de la prueba se muestran en la Tabla 3.16, donde se considera la hipótesis nula como la proposición de que los datos estudiados provienen de una distribución GMM con los estadísticos calculados con la herramienta predeterminada de MATLAB para el nivel de significancia especificado. Los demás resultados de las demás pruebas χ^2 pueden encontrarse en el capítulo anexos, en la sección B.

Una vez definida la metodología para la implementación de los ajustes probabilísticos fue necesario incorporarla para modelar de forma completa el proceso de carga del EV y el

Figura 3.11: Ajuste con modelo GMM para componente h3

Tabla 3.16: Tabla prueba de bondad de ajuste χ^2

		Valor de referencia	Estadístico del ajuste
v	α	χ^2	χ^2
14	0.05	23.68	15.08
Hipótesis nula aceptada			

comportamiento de sus variables eléctricas. Para esto se siguió el proceso presentado en la siguiente sección.

3.1.8. Modelo del Proceso de Carga

El estudio probabilístico de las variables eléctricas del vehículo se realizó en dos etapas, por un lado está la fase de carga a corriente constante, y por otro la fase de carga final. Al definir el valor κ como el estado de carga donde termina la fase de carga a corriente constante e inicia la fase de carga final, se definió la metodología resumida en la Figura 3.12, donde κ corresponde al SoC donde termina la primera fase de carga constante e inicia la fase de carga final. En esta metodología se asumió que el proceso final de carga tiene una duración máxima de 60 minutos, resultantes de tomar la duración promedio de esta fase y despreciar cortes de energía como los que se mostraron en la Figura 3.2. A su vez, la fase de carga final estará dividida en 6 intervalos, cada uno con una duración de 10 minutos para cumplir los requisitos de [19], y con sus respectivos ajustes probabilísticos para las variables eléctricas. Es decir, que durante cada intervalo de la fase de voltaje constante se sigue un proceso similar al de la Figura 3.12, con la excepción de que ahora el criterio de parada no será un estado de carga, sino un tiempo simulado de 10 minutos.

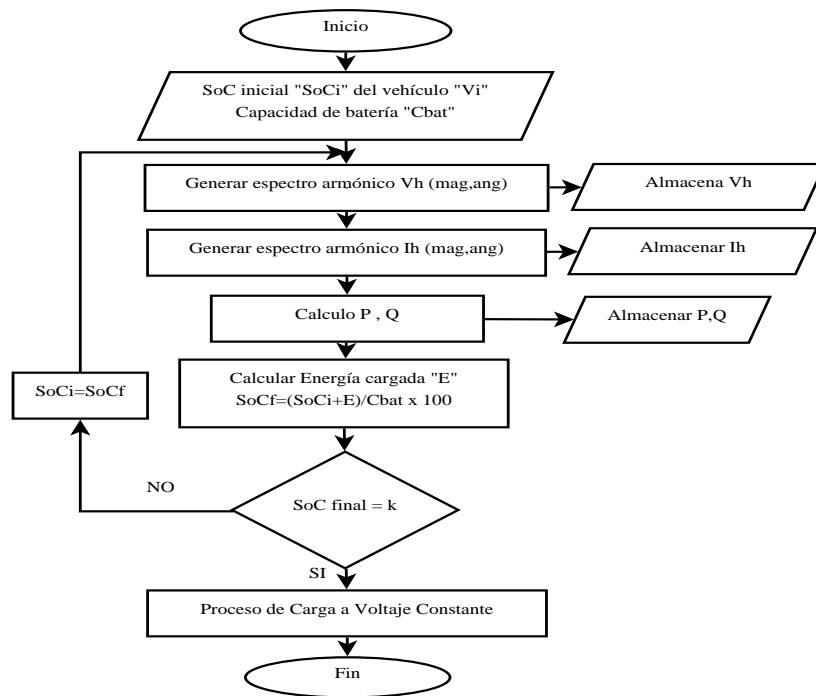
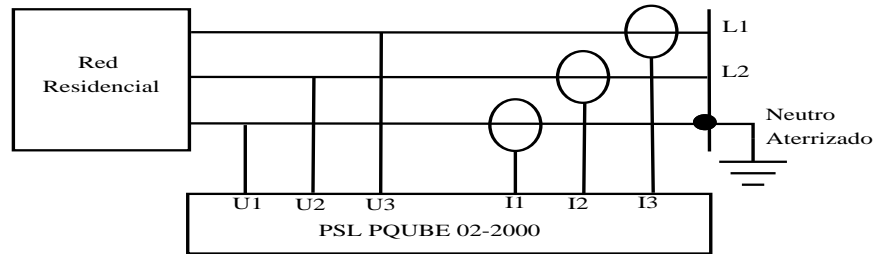


Figura 3.12: Proceso de carga durante fase de carga a corriente constante.

3.2. Modelo Eléctrico de la Red de Estudio

Para cumplir el objetivo propuesto de valorar desde un punto de vista normativo el comportamiento PQ de una red eléctrica residencial por la inclusión de EVs, es necesario caracterizar el estado de la calidad de potencia de la red previo a la incorporación de los vehículos, puesto que este constituye una limitante para el nivel de penetración máximo que se puede tener antes de presentar problemas técnicos. Esto significa que si los parámetros de calidad de potencia de la red están cerca de los niveles máximos permitidos por la norma, la cantidad de vehículos que se pueden conectar de forma simultánea antes de presentar problemas técnicos será menor al que se podría tener si los parámetros tuvieran una mayor holgura respecto a los límites normativos.

La sección se organiza como sigue: En la sección 3.2.1 se presenta la descripción del sistema de medida utilizado para la adquisición de datos de la red residencial, y se presentan los resultados obtenidos para las variables eléctricas en consideración junto con su análisis normativo respectivo, y posteriormente en la sección 3.2.7 se presentan el modelado circuital del sistema utilizando la herramienta OpenDSS junto con su respectiva validación.



3.2.1. Descripción del proceso de medición

Con el fin de dar cumplimiento a la norma NTC-5001 [19], se ha optado por modelar los parámetros eléctricos de la red de estudio a través de mediciones continuas con los periodos de agregación mínimos especificados en la sección 2.3 en un conjunto residencial localizado en la ciudad de Bogotá, y que cuenta con un transformador de 75 [kVA].

Las variables eléctricas de interés fueron potencia activa por fase, potencia reactiva por fase, espectro armónico de corriente por fase, desbalance de tensión, factor de potencia, que se midieron usando un analizador de calidad de potencia PSL PQUBE-02-2000 [58] con las siguientes características:

- Frecuencia de muestreo de 256 registros por ciclo.
- Periodo de agregación de 10 minutos y medida Clase A para medida de tensión según IEC 61000-4-30 [24].
- Medida Clase II para medida de magnitud y fase de armónicos de tensión y corriente según IEC 61000-4-7 [49].

La conexión definida para la medición fue 3p+N (3Fases y neturo) en configuración estrella aterrizada, según lo mostrado en la figura 3.2.1, donde las entradas U_i corresponden a los bornes para medida de tensión, y las entradas I_i a los bornes para medida de corriente. Las medidas fueron desarrolladas directamente sobre el devanado secundario del transformador.

En la siguiente subsección se presentan los comportamientos obtenidos de las mediciones para la potencia activa y reactiva, la cargabilidad del transformador, el espectro armónico de corriente, el factor de potencia, y los niveles de tensión de la red.

3.2.2. Resultados de potencia activa, reactiva y cargabilidad del transformador

A continuación se presentan los resultados obtenidos tras aplicar el método de medición descrito en la sección 3.2.1 para las variables de potencia activa, reactiva y cargabilidad del

transformador. Cabe aclarar que se entiende la cargabilidad del transformador a partir de la Ecuación (3.7), como la relación entre la potencia aparente que suministra, y su potencia nominal de diseño. Puede expresarse tanto en sistema $P.U$ como en porcentaje, y da una idea del estrés eléctrico al cual está sometido el equipo; de esta forma, si la cargabilidad es superior a 1 (100 %) se dice que el equipo está sobrecargado, implicando suministra más de su potencia nominal, lo cual puede tener efectos negativos sobre el equipo, ya que, aunque este puede mantener una condición de sobrecarga, esto puede ocasionar que se acorte su vida útil respecto a la que tendría bajo condiciones de menor exigencia [59] [60].

$$Cargabilidad = \frac{S_{op}}{S_{nom}} \quad (3.7)$$

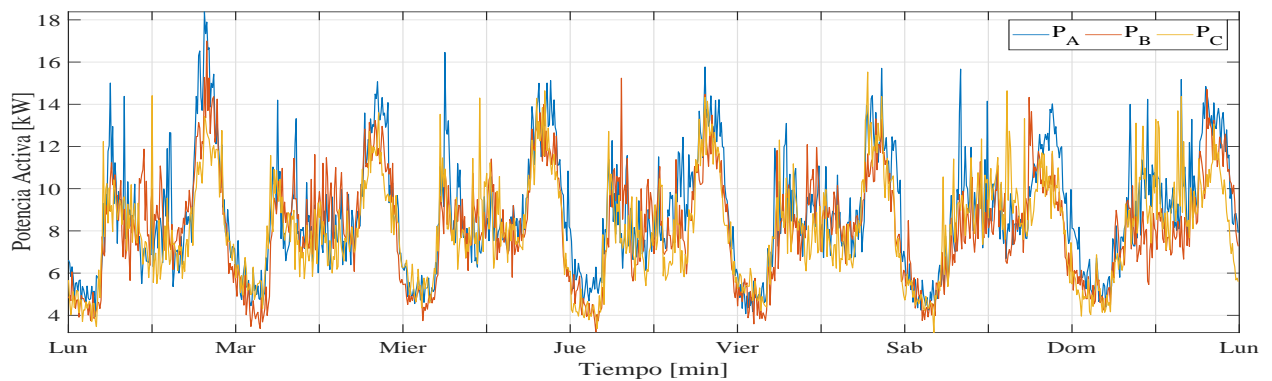
En la ecuación (3.7) S_{nom} representa la potencia aparente nominal del equipo, y S_{op} es la potencia aparente bajo la condición de operación del transformador.

La Figura 3.13 presenta el comportamiento por fase de la potencia activa y reactiva, junto con la cargabilidad del transformador durante la semana medida, y la Tabla 3.17 presenta los estadísticos muestrales de los datos recolectados.

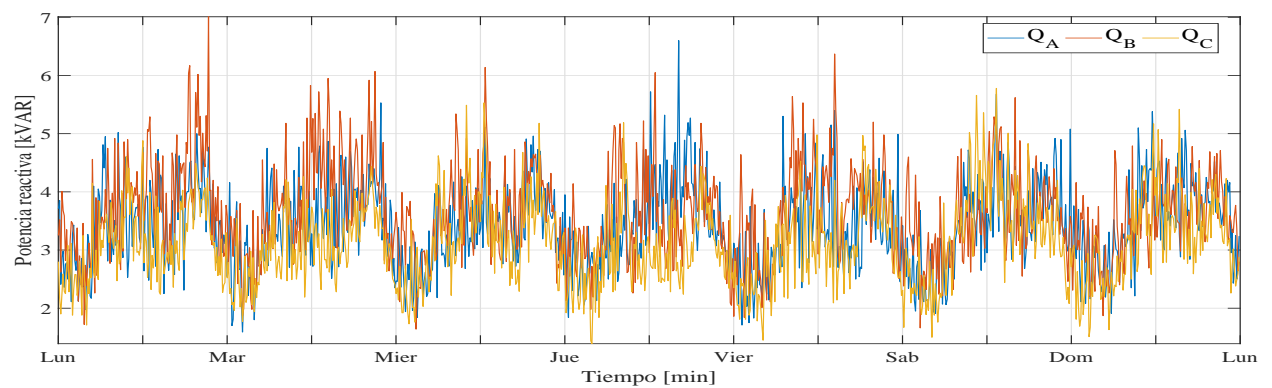
Tabla 3.17: Estadísticos muestrales para el consumo de potencia activa, reactiva, y cargabilidad del transformador en la red residencial.

	Percentiles			
	$P25$	$P50$	$P75$	$P95$
P_A	6.85	8.41	10.53	13.79
P_B	6.31	8.18	9.85	12.42
P_C	6.29	8.00	9.69	12.36
Q_A	2.90	3.35	3.91	4.70
Q_B	3.06	3.59	4.10	5.05
Q_C	2.59	3.09	3.59	4.40
Cargabilidad [%]	29.68	35.96	42.40	52.57

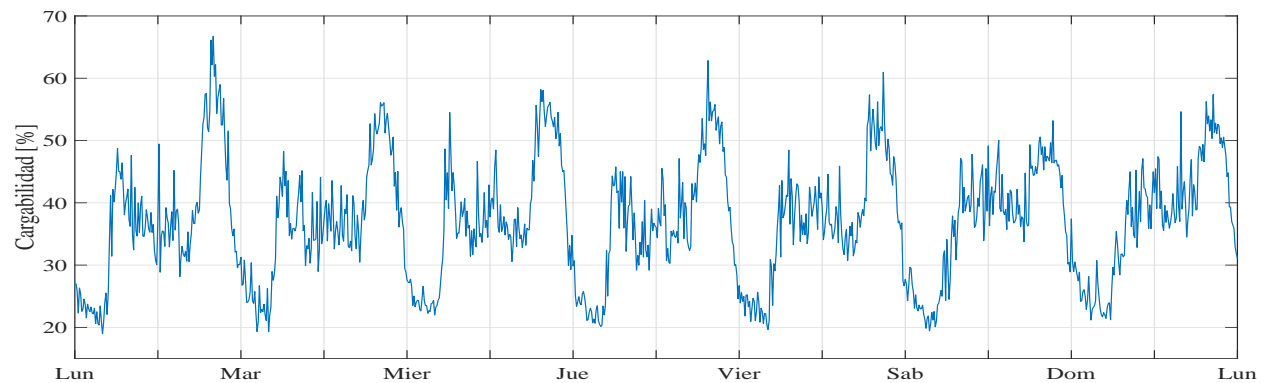
Para la potencia activa y reactiva se obtuvo el consumo máximo usualmente entre las 19:00 y 21:00 horas en cada uno de los días medidos, indicando que este sería el horario menos favorable para la conexión de los vehículos. Además se puede observar que el consumo de potencia activa es similar entre las fases. En cuanto a la cargabilidad del el percentil 95 indica que la cargabilidad del transformador estuvo generalmente por debajo del 53 % de la capacidad del equipo, y tras analizar el comportamiento del indicador no se encontró ningún momento en el cual el equipo operara en condiciones de sobrecarga.



(a) Potencia activa por fase en el TGA de la red residencial



(b) Potencia reactiva por fase en el TGA de la red residencial



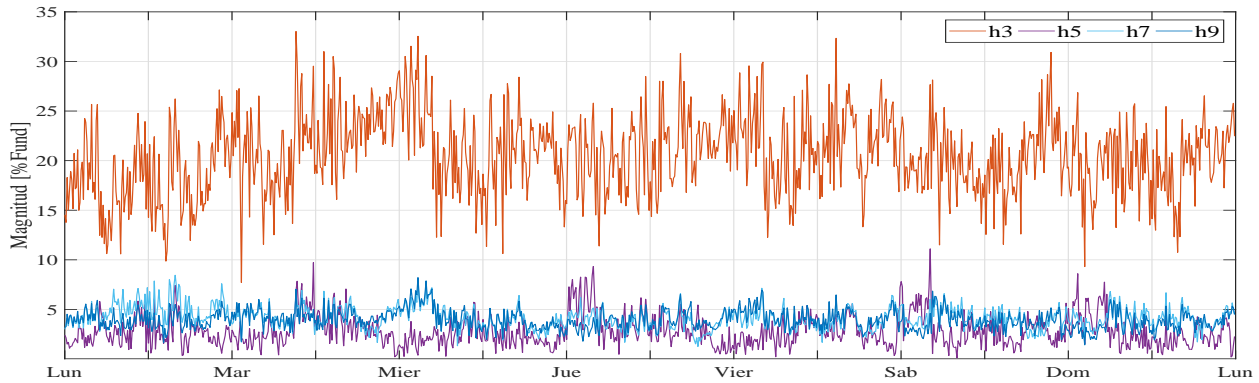
(c) Cargabilidad del transformador de cabecera de la red residencial

Figura 3.13: Potencia activa, reactiva y cargabilidad del transformador durante la semana medida

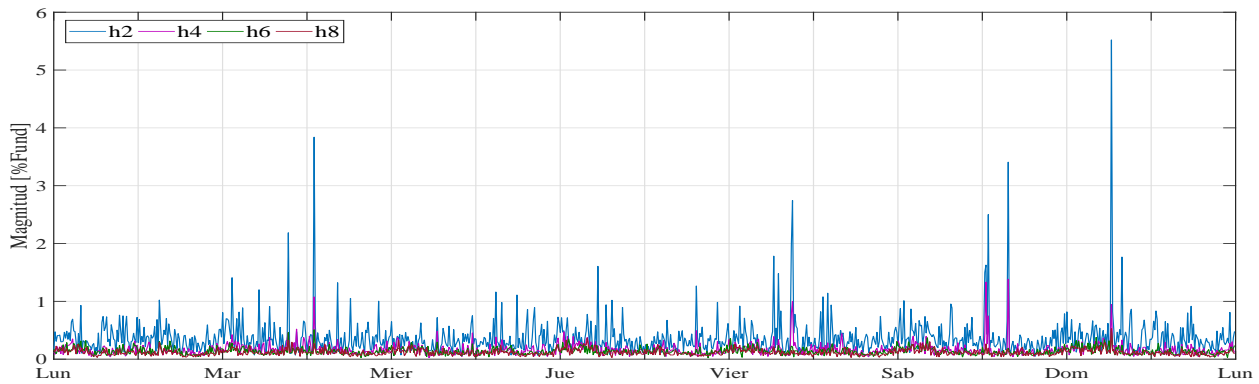
3.2.3. Resultados del espectro armónico de corriente

La Figura 3.14 muestra los resultados obtenidos para los primeras nueve componentes armónicas como porcentaje de la fundamental. Se muestran únicamente estas componentes

por ser las de mayor relevancia, y sólo para la fase A, principalmente porque todas presentan un comportamiento similar, pero la fase A presentó la distorsión total de la demanda (*TDD*) más crítica, como se mostrará más adelante.



(a) Componentes armónicas impares - fase A



(b) Componentes armónicas pares - fase A

Figura 3.14: Magnitud de las componentes armónicas - Fase A

A pesar de que los resultados muestran distorsiones altas respecto a los valores normativos presentados en [19], especialmente respecto al tercer armónico, y en momentos puntuales para el segundo armónico, es importante recordar que las distorsiones se deben evaluar teniendo en cuenta la corriente de carga máxima I_L , más no respecto a la onda fundamental. Con la finalidad de valorar el estado previo de la red en cuanto a distorsiones armónicas de corriente se aplicó el procedimiento presentado en el anexo E de [19] para el cálculo I_L y la corriente de corto I_{SC} para un transformador de 75 kVA.

Para la corriente nominal del equipo se obtiene:

$$I_{nom} = \frac{75}{\sqrt{0,208}} = 208,179A$$

Usando una impedancia de corto de 3.5 % en (2.4), tomado de acuerdo al valor estandar presentado en [62] se obtiene:

$$I_{SC} = \frac{208,179}{0,035} = 5947A$$

Para determinar la corriente I_L se buscó la máxima corriente de cada día por fase y posteriormente se realizó el promedio sobre dichos valores. La Tabla 3.18 presenta los resultados obtenidos.

Tabla 3.18: Corrientes de demanda máxima durante el periodo de medición.

	$MAX(I_A)$	$Max(I_B)$	$Max(I_C)$
Lunes	121.27	143.26	150.24
Martes	114.25	113.80	124.69
Miércoles	123.65	115.64	135.32
Jueves	119.74	124.68	130.32
Viernes	129.46	113.89	130.42
Sábado	120.14	120.32	128.38
Domingo	119.15	122.08	127.11
I_L	121.10	121.96	132.36

A partir de las corrientes I_L de cada fase se calcularon las distorsiones individuales de demanda (D_i), y las distorsiones totales de demanda (TDD), tomando los límites normativos respectivos para la relación R de la Tabla 2.3.3. La Figura 3.15 y las Tablas 3.19 y 3.20 presentan los estadísticos muestrales de la distorsión total de la demanda para todas las fases, y las distorsiones individuales para las componentes más significativas dentro de los grupos establecidos en [19]. Se presentan únicamente las distorsiones individuales de la fase A por ser la que presentó el mayor TDD [19].

Tabla 3.19: D_i durante la semana medida en la red residencial

		Armónicos Impares			Armónicos Pares			
		D_i	Límite	Cumplimiento	D_i	Límite	Cumplimiento	
Percentil 95	$h3$	17.66	7.00	×	$h2$	0.49	1.75	✓
	$h11$	1.05	3.50	✓	$h16$	0.10	0.87	✓
	$h17$	0.60	2.50	✓	$h22$	0.09	0.62	✓
	$h23$	0.41	1.00	✓	$h24$	0.09	0.25	✓
	$h35$	0.23	0.50	✓	$h48$	0.09	0.13	✓

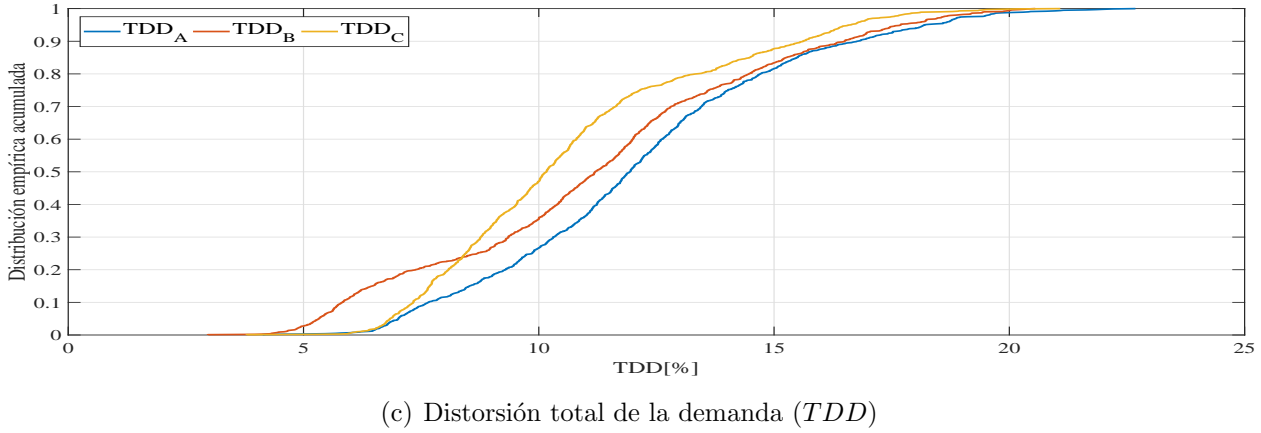
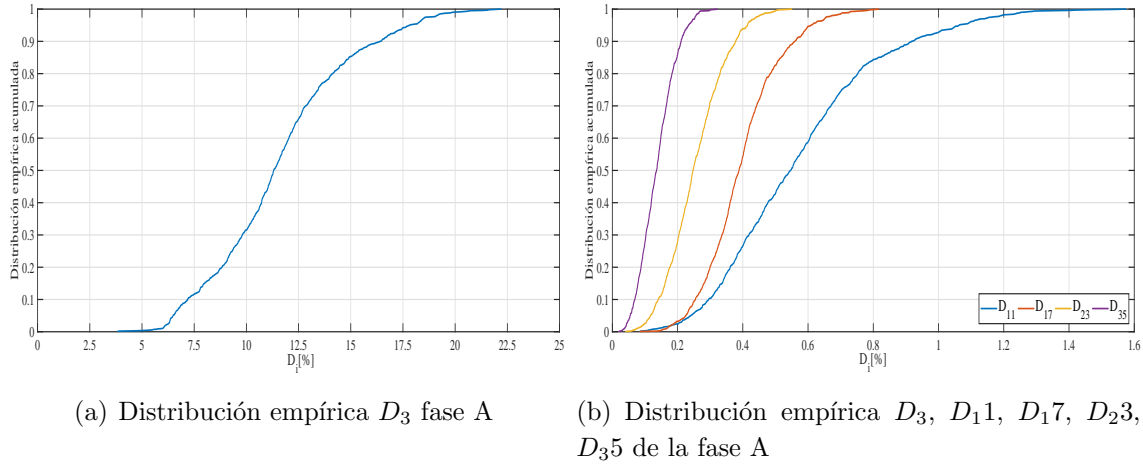


Figura 3.15: Distorsión individual y Distorsión total de la demanda

Tabla 3.20: TDD durante la semana medida en la red residencial

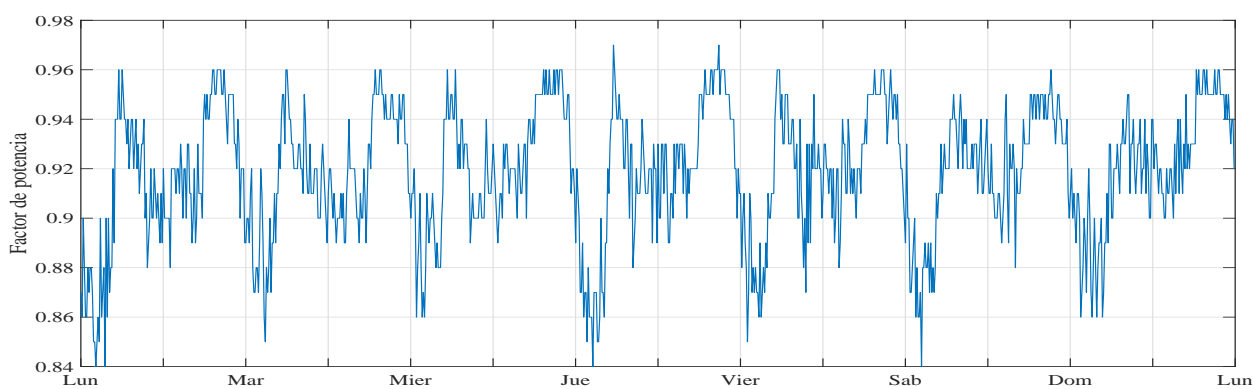
	Percentil 95		
	Calculado	Límite	Cumplimiento
TDD_A	18.20	8.00	×
TDD_B	17.69	8.00	×
TDD_C	16.64	8.00	×

En los resultados se observó que la única distorsión individual que presenta problemas normativos es la del tercer armónico, que supera ampliamente el límite establecido por la norma durante la mayor parte de los registros, ocasionando que la distorsión total de la demanda en cada fase también supere los valores de referencia. Debido a esto cuando se incorporen los EVs en el caso de estudio no se verificará si el indicador TDD o algunas de las distorsiones individuales estén dentro de los valores normativa, sino que no se vean

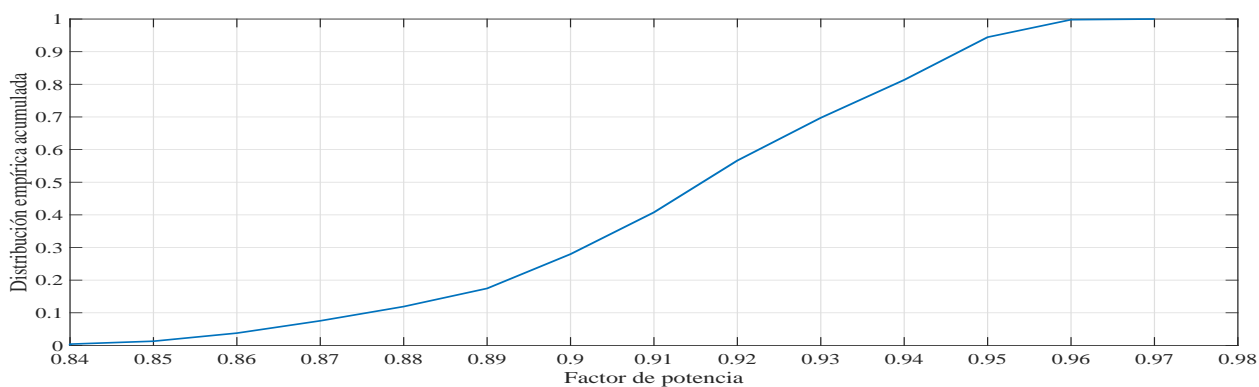
significativamente afectadas por la presencia de los vehículos.

3.2.4. Resultados del factor de potencia

De acuerdo a la teoría descrita en la sección 2.3.4, la Figura 3.16 y la Tabla 3.21 muestran el comportamiento del factor de potencia de la instalación a lo largo de la semana medida.



(a) Factor de potencia durante la semana medida en la red residencial



(b) Distribución empírica acumulada del factor de potencia durante la semana medida en la red residencial

Figura 3.16: Comportamiento del factor de potencia en la red residencial durante la semana medida

Tabla 3.21: Estadísticos muestrales para el factor de potencia

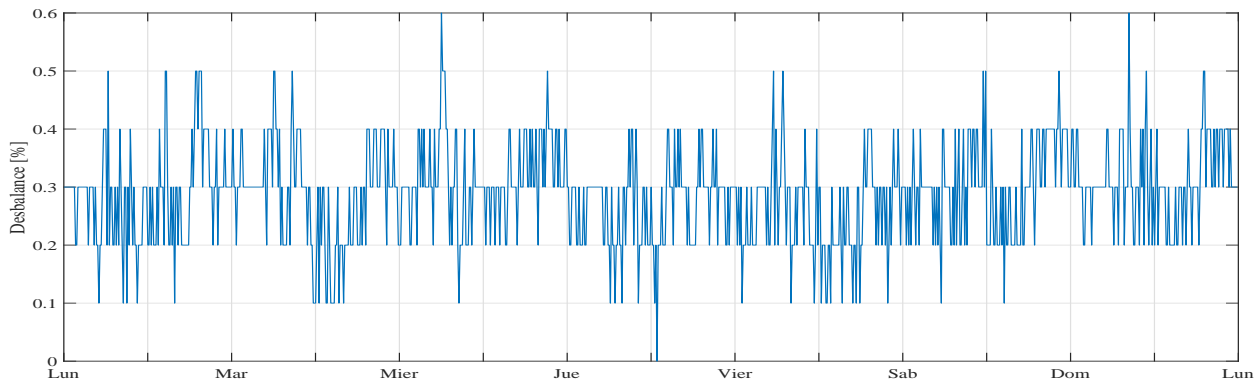
	Percentiles			
	P_{25}	P_{50}	P_{75}	P_{95}
Factor de potencia	0.90	0.920	0.940	0.96

De acuerdo a lo descrito en la sección 2.3 normativamente el percentil 95 del factor de potencia debería estar entre 0.9 y 1 tanto para factores de potencia inductivos como

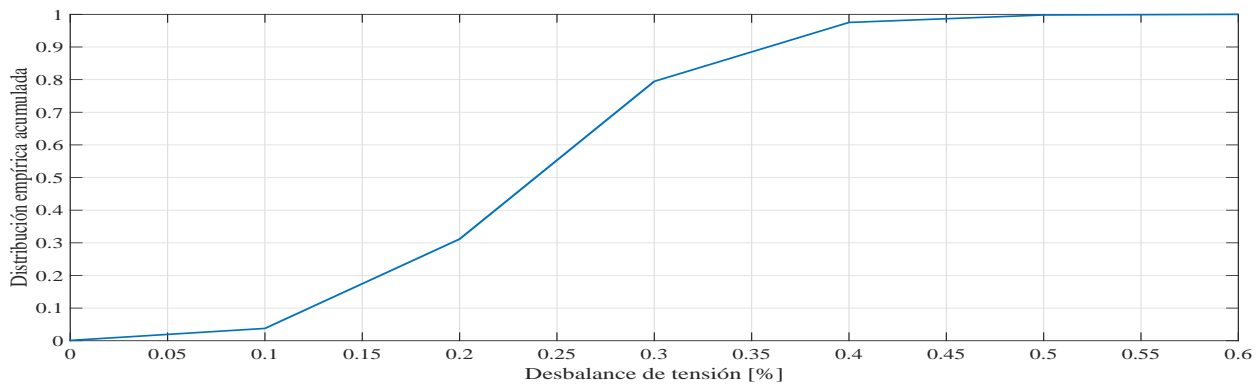
capacitivos. Para la instalación se obtuvo de acuerdo a la la Tabla 3.21 que el percentil 95 de los datos fue de 0.96, implicando que para el factor de potencia la red cumple con la normativa nacional.

3.2.5. Resultados de desbalance de tensión

La Figura 3.17 junto con la Tabla 3.22 muestran el comportamiento del desbalance de tensión ($Desb_V$) de la instalación a lo largo de la semana medida.



(a) Desbalance de tensión medido durante la semana en la red residencial



(b) Distribución empírica de probabilidad del Desbalance de tensión medido durante la semana en la red residencial

Figura 3.17: Desbalance de tensión a lo largo de la semana medida en la red residencial

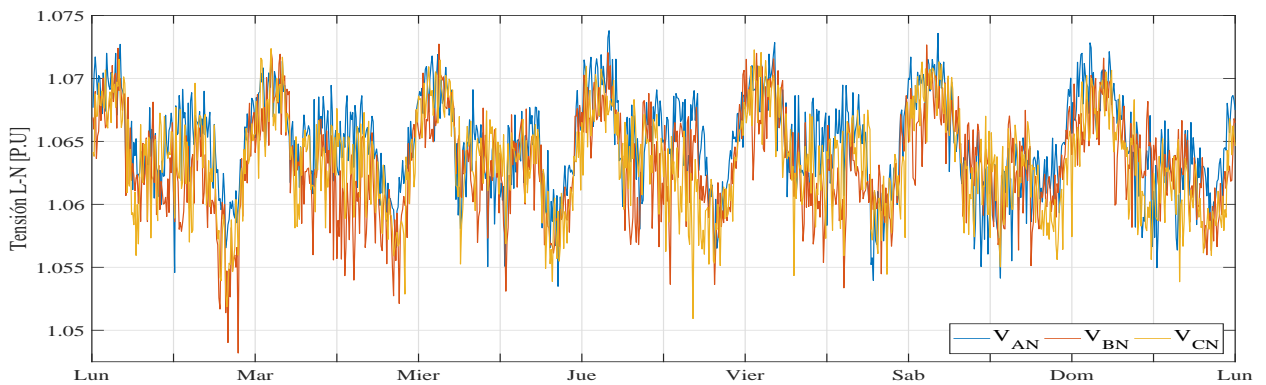
Tabla 3.22: Estadísticos muestrales para el desbalance de tensión

	Percentiles			
	P_{25}	P_{50}	P_{75}	P_{99}
$Desb_V$	0.20	0.30	0.30	0.50

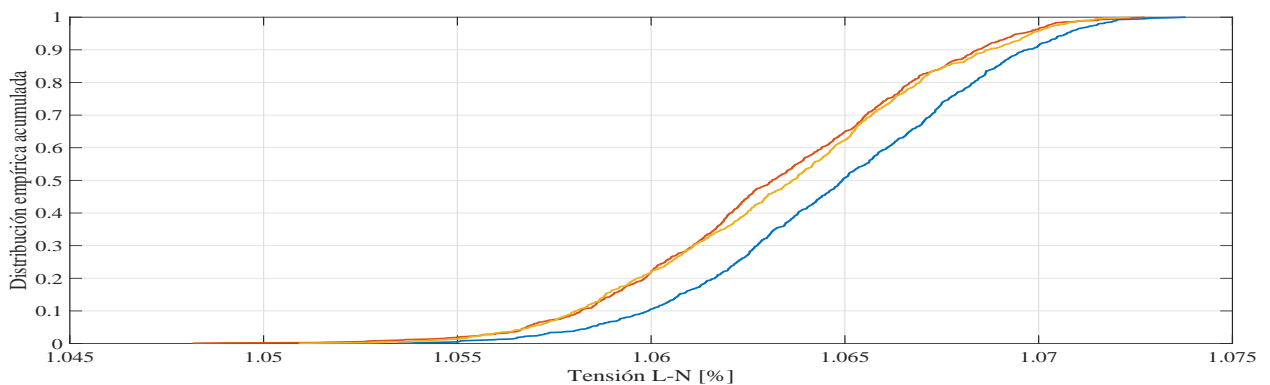
Considerando que de acuerdo a la sección 2.3 el percentil 99 de los datos medidos para el desbalance de tensión debe encontrarse por debajo del 2%, se puede concluir que la instalación cumple la normativa referente a desbalances de tensión, y que se trata de un sistema relativamente balanceado.

3.2.6. Resultados de niveles de tensión

Las Figura 3.18 y la Tabla 3.23 presentan el comportamiento de la tensión línea-neutro en $P.U$ para cada fase durante la semana medida, considerando como tensión base 120 V. De acuerdo a los resultados se observa que las tensiones línea-neutro de todas las fases se mantienen dentro de los límites normativos establecidos de 0.9-1.1 $P.U$ a lo largo de todo el periodo de medición, y que no se presentaron elevaciones, sobretensiones, caídas o cortes de tensión.



(a) Tensiones línea-neutro P.U durante la semana medida en la red residencial



(b) Distribuciones empíricas acumuladas de Tensiones línea-neutro P.U durante la semana medida en la red residencial

Figura 3.18: Tensiones línea-neutro medidas en las fases

Tabla 3.23: Resultados de la distorsión total de la demandada y el consumo energético

$V_{iN}[P.U]$	V_{AN}	V_{BN}	V_{CN}
$P50$	1.06	1.06	1.06
$P95$	1.07	1.07	1.07
$Min(V_{A,B,C-N})$	1.05	1.05	1.05
$Max(V_{A,B,C-N})$	1.07	1.07	1.07

3.2.7. Modelamiento en OpenDss

Para el modelado de la red residencial se utilizó el *software* OpenDSS, desarrollado por el *Electric Power Research Institute* (EPRI) [61]. Cada fase del sistema se como una carga monofásica de potencia constante conectada a tierra con las características obtenidas de las mediciones en cada periodo de agregación. La Figura 3.19 muestra el diagrama unifilar propuesto con esta finalidad. Se aclara que debido a que las mediciones se realizaron directamente sobre el TGA se despreciará la impedancia de los conductores del transformador al barraje.

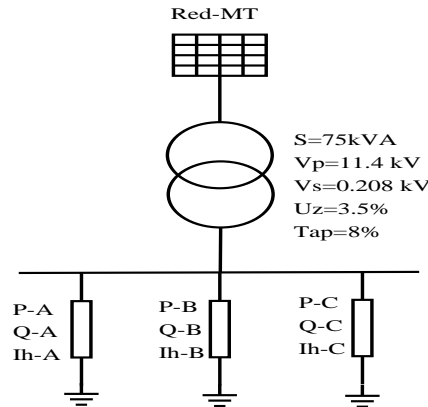


Figura 3.19: Diagrama unifilar asumido para simulaciones en OpenDSS.

Es importante señalar que debido a que las mediciones de calidad de potencia fueron realizadas directamente sobre el devanado secundario del transformador, no se tuvo en cuenta el efecto de regulación de tensión causado por las líneas. Por tanto, la caída de tensión que experimentan las cargas se debe únicamente a la impedancia trifásica del transformador (Uz), y a la impedancia equivalente de Thevenin de la red (Z_{Th}), tal y como se muestra en los diagramas de impedancias por fase en $P.U$ de la figura 3.20, donde V_{Th} representa la tensión equivalente de Thevenin en $P.U$ de la red, y los términos Z_A , Z_B Y Z_C son las impedancias definidas a partir de las mediciones realizadas en las secciones 3.2.2 a 3.2.3.

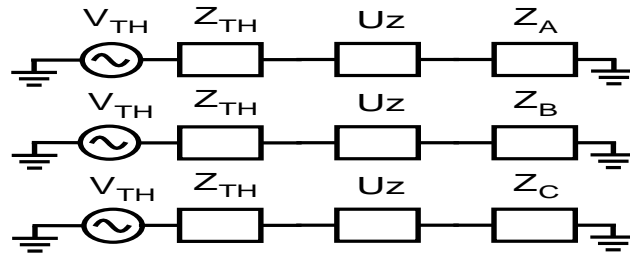
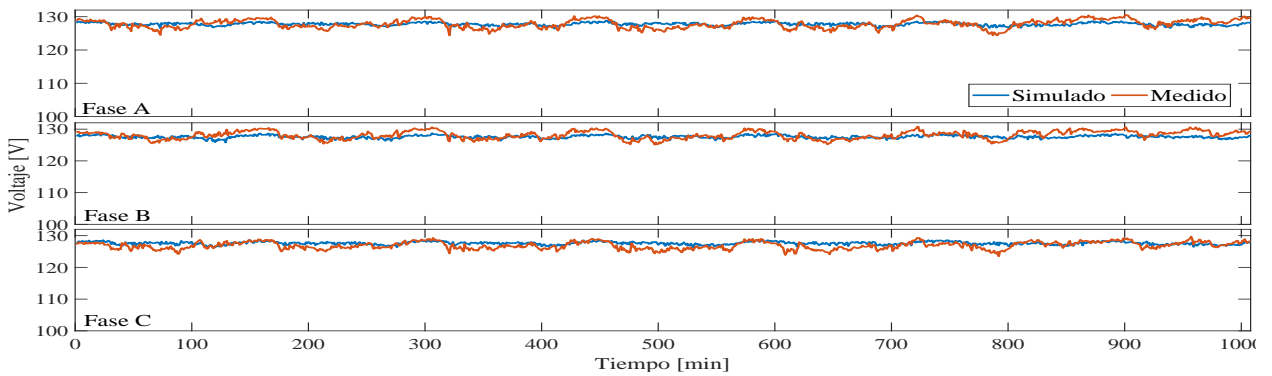
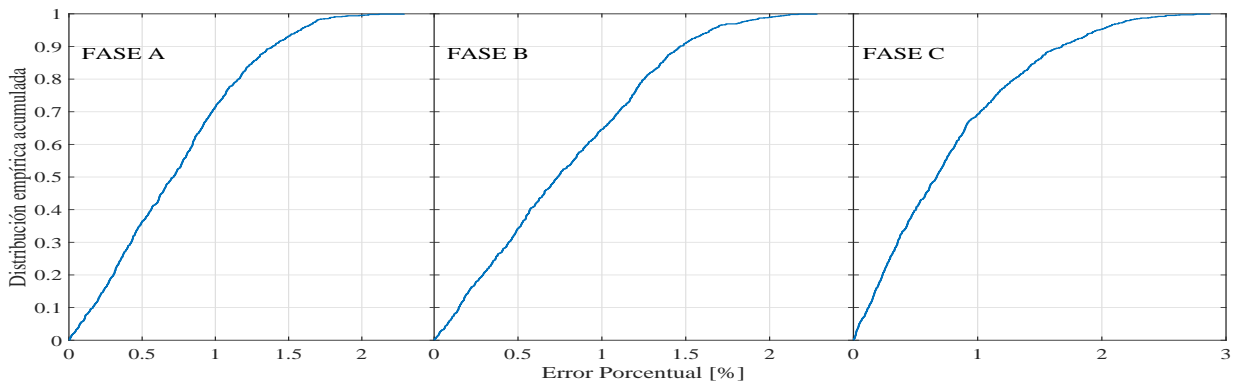


Figura 3.20: Diagrama de impedancias en $P.U$ por fase de la red residencial

Para la validación del modelo se realizó un flujo de potencia para cada periodo de agregación, verificando que la tensión línea-neutro del programa correspondiera con la tensión línea-neutro medida. La Figura 3.21 muestra los resultados obtenidos en la simulación con un TAP del 8 %, y la distribución empírica acumulada del error porcentual de los resultados, donde se puede observar que los errores en las tensiones de las fases son menores al 3 %.



(a) Resultado del modelo para las tensiones L-N



(b) Distribución empírica acumulada del error porcentual

Figura 3.21: Validación de resultados para el modelamiento de la red

Con el desarrollo de la anterior sección se cumple el objetivo **Modelar una red eléctrica de distribución residencial en cuanto a su comportamiento de demanda de potencia, energía y calidad de potencia.**

3.3. Modelado del envejecimiento del transformador

De acuerdo a la norma IEEE Std. C57.91 - 2011 [68], el envejecimiento del transformador hace referencia al desgaste en la celulosa del papel aislante del equipo, producido por el estrés térmico de sus condiciones operativas. Aunque el aislamiento interno de un transformador está constituido no solo por el papel, sino también por el aceite aislante, la función del aceite termina siendo incrementar la resistencia mecánica y rigidez dieléctrica del papel [69].

Dependiendo de las perturbaciones en la calidad de potencia de la red donde se conecte el transformador, su proceso de envejecimiento se puede ver acelerado con respecto al que tendría en condiciones de operación sin la presencia de estas perturbaciones [70]. En el caso particular de los contenidos armónicos, al aumentar las corrientes armónicas por cargas no sinusoidales, aumentan también las corrientes de eddy en los devanados del transformador, causando incrementos en las temperaturas de operación [71].

La sección se organiza de la siguiente forma: el efecto de las corrientes armónicas sobre la temperatura operativa del transformador se describe en la sección 3.3.1, los métodos para cuantificar la pérdida de vida útil del equipo se muestran en la sección 3.3.2, el estudio y selección de modelos para relacionar la temperatura con corrientes armónicas se desarrolla en la sección 3.3.3, y finalmente la implementación y validación del modelo se realiza en la sección 3.3.4.

3.3.1. Aumento de temperatura por corrientes armónicas

Como se mencionó anteriormente, la principal causa del envejecimiento de un transformador es el calentamiento que experimenta la celulosa de su papel aislante por las pérdidas energéticas de su condición operativa. En los casos en los cuales el transformador alimenta cargas no lineales, las corrientes armónicas aumentan la temperatura de los devanados, haciendo que el equipo experimente un aceleramiento en su proceso de envejecimiento respecto al que tendría alimentando cargas puramente lineales.

Las pérdidas energéticas se pueden clasificar en dos tipos: pérdidas en vacío (P_{NL}) y pérdidas con carga (P_{LL}). Las pérdidas en vacío están relacionadas con la histéresis del núcleo magnético, las corrientes de eddy, el flujo magnético en el entrehierro y la frecuencia de operación, mientras que las pérdidas con carga se asocian a corrientes de eddy, efecto Joule, y pérdidas misceláneas del equipo. De esta forma las pérdidas totales (P) del equipo

pueden expresarse mediante la Ecuación (3.8).

$$P = P_{NL} + P_{LL} \quad (3.8)$$

A su vez, las pérdidas bajo cargas no lineales del equipo se pueden expresar mediante la Ecuación (3.9).

$$P_{LL} = (P_{i2r} + F_{HL,EC} \cdot P_{EC} + F_{HL,OSL} \cdot P_{OSL}) \quad (3.9)$$

Donde P_{i2r} son las pérdidas I^2r , P_{LL} son las pérdidas del transformador bajo carga, P_{EC} representan las pérdidas por corrientes de eddy, $F_{HL,EC}$ y $F_{HL,OSL}$ son factores de incremento de pérdidas por presencia de armónicos, y P_{OSL} son las pérdidas misceláneas del equipo. Todas las anteriores variables se expresan en W .

Los términos P_{i2r} , P_{EC} y P_{OSL} se calculan de acuerdo a las Ecuaciones (3.10) a (3.12), de acuerdo a lo presentado en [73] y [72].

$$P_{i2r} = P_{i2r-R} \sum_{h=1}^{H_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 \quad (3.10)$$

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{H_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^2 \quad (3.11)$$

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{H_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^{0,8} \quad (3.12)$$

Donde: P_{i2r-R} son las pérdidas nominales por efecto Joule, P_{EC-R} son las pérdidas por nominales de la máquina por corrientes de eddy, P_{OSL-R} son las pérdidas misceláneas nominales, I_h corresponde a la magnitud del armónico de orden h , H_{max} es el máximo orden de armónico que se tiene en cuenta, I_R es la componente fundamental de la corriente bajo condiciones nominales. Para el desarrollo de las ecuaciones anteriores, acuerdo a la sección 5.2 de [74] se recomienda que el cálculo del término P_{i2r-R} se realice mediante la Ecuación (3.13).

$$P_{i2r-R} = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 \quad (3.13)$$

Donde I_1, I_2 son las corrientes del primario y secundario respectivamente, con R_1 y R_2 calculadas de acuerdo a la Ecuación (3.14).

$$R1; R2 = \begin{cases} 2/3(R_{dev}) & \text{si el devanado está conectado en } \Delta \\ 2/9(R_{dev}) & \text{si el devanado está conectado en } Y \end{cases} \quad (3.14)$$

Donde R_{dev} es la resistencia del respectivo devanado.

3.3.2. Indicadores de envejecimiento

La información de [68] presenta la pérdida de vida útil (PUL), el factor de envejecimiento acelerado (F_{AA}) y al factor de envejecimiento acelerado equivalente para un periodo de tiempo (F_{EQA}), como los principales indicadores para caracterizar el envejecimiento de un transformador.

La vida útil por unidad PUL es un indicador utilizado para relacionar la pérdida de vida del transformador en función de su temperatura mediante la teoría de reacción Arrhenius [68] [70] que se presenta en la Ecuación (3.15).

$$PUL = A \cdot e^{\left(\frac{B}{\Theta_H + 273}\right)} \quad (3.15)$$

Θ_H es el punto más caliente en el aislamiento del transformador medido en $^{\circ}C$, y A y B son constantes determinadas de forma experimental.

Por otro lado, el factor de envejecimiento acelerado F_{AA} , se usa como un indicador para determinar el envejecimiento de los materiales dieléctricos del transformador de acuerdo a la temperatura en el punto más caliente en el aislamiento y a una temperatura establecida como referencia. Puede interpretarse como la cantidad de horas operativas que gasta el transformador por cada hora de tiempo transcurrida. De esta forma, el indicador será mayor a 1 si la temperatura operativa supera la temperatura de referencia, y menor a 1 en caso contrario [68]. El cálculo del indicador se muestra en la Ecuación (3.16).

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{K}{383} - \frac{K}{273 + \Theta_H}\right)} \quad (3.16)$$

Donde Θ_H es el punto más caliente en el aislamiento del transformador medido en $^{\circ}C$, Θ_R es la temperatura de referencia, K es una constante determinada de forma experimental, Θ_H , Θ_R es la temperatura de referencia y Θ_H es la temperatura del punto más caliente en el aislamiento del transformador. A partir del indicador F_{AA} es posible calcular el envejecimiento acelerado equivalente F_{EQA} , que determina la rata de envejecimiento promedio en un intervalo $[t_0, t_f]$. El cálculo de este indicador se realiza mediante la Ecuación (3.17).

$$F_{EQA} = \frac{\int_{t_0}^{t_f} F_{AA}(t) dt}{\int_{t_0}^{t_f} dt} \quad (3.17)$$

Adicionalmente, las horas de vida acumuladas que ha gastado el equipo de su vida ope-

rativa en un intervalo de tiempo $[t_0, t_f]$ se pueden calcular usando la Ecuación (3.18).

$$HV = \int_{t_0}^{t_f} F_{AA}(t)dt \quad (3.18)$$

Donde HV corresponde a las horas de vida operativa gastadas por el equipo en el intervalo de tiempo.

3.3.3. Estudio de modelos

Existen diferentes modelos para relacionar las pérdidas del transformador con la temperatura de su punto caliente, que, como se describió en las secciones 3.3.1 y 3.3.2, resulta el primer causante de la degradación del aislamiento sólido del equipos fin. Por un lado están los modelos estáticos como el presentado en [72], y por otro están los modelos dinámicos como el mostrado en [18]. El resumen de las principales opciones de modelado consideradas en este trabajo se presenta en las Tablas 3.24 y 3.25.

Tabla 3.24: Resumen de las características del modelo dinámico térmico del transformador

Ecuaciones Principales		
Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Dinámico [18] [59] [73]	Relacionan mediante ecuaciones diferenciales el aumento en la temperatura en el punto caliente con la temperatura en el aceite y el espectro armónico de corriente. Se requieren mediciones del espectro armónico de corriente de la carga, y datos de fábrica del transformador relacionadas con sus pérdidas y temperaturas nominales de operación, y constantes de tiempo de elevación de temperatura.	Ventajas: Pueden representar el cambio en la temperatura del equipo a lo largo del tiempo y por tanto resultan muy exactos determinando las temperaturas del equipo. Desventajas: Requieren de algunos datos muy específicos como las pérdidas nominales por corrientes de eddy y constantes de tiempo de elevación de temperatura en aceite y en el punto caliente del equipo
Ecuaciones Principales		
$\left(\frac{P_{NL}+P_{LL}}{P_{NL-R}+P_{LL-R}}\right) (\Delta\Theta_{Oil-R})^{1/n} = \tau_{oil} \frac{d\Theta_{Oil-R}}{dt} [\Theta_{Oil} - \Theta_a]^{1/n}$ $\frac{I_{p.u}^2(1+P_{EC-R(p.u)})}{1+P_{EC-R(p.u)}} (\Theta_{H-R})^{1/m} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2}{I_R^2} + \left(\frac{P_{EC-R(p.u)}}{1+P_{EC-R(p.u)}} \sum_{h=1}^{h_{max}} \frac{I_h^2 h^2}{I_1^2} \right)$		

Tabla 3.25: Resumen de las características del modelo estático térmico del transformador

Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Estático [72]	Relacionan el aumento en la temperatura en el punto caliente con la temperatura en el aceite y el espectro armónico de corriente mediante ecuaciones ordinarias. Se requieren mediciones del espectro armónico de corriente de la carga, y datos de fábrica del transformador relacionadas con sus pérdidas y temperaturas nominales de operación.	Ventajas: Son sencillos de implementar. no precisan conocer las constantes de tiempo de elevación de temperatura en el aceite o punto caliente del transformador. Desventajas: No consideran el cambio en el tiempo que pueden tener las temperaturas del equipo y por tanto pueden resultar menos exactos.
Ecuaciones Principales		
$\Theta_{Oil} = \Theta_{Oil-R} \left(\frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)$ $\Theta_H = \Theta_{H-R} (1 + F_{HL} \times P_{EC-R-PU}) / (1 + P_{EC-R-PU})$		

Tras considerar las ventajas y desventajas de los modelos anteriores se escogió usar el modelo dinámico principalmente porque permite determinar el comportamiento de las temperaturas de punto caliente y de aceite con una mayor exactitud que el modelo estático, además de considerar la evolución de estas variables en el tiempo. El modelo se describe mediante las Ecuaciones (3.19) a (3.21).

$$\left(\frac{P_{NL} + P_{LL}}{P_{NL-R} + P_{LL-R}} \right) (\Delta\Theta_{Oil-R})^{1/n} = \tau_{oil} \frac{d\Theta_{Oil-R}}{dt} [\Theta_{Oil} - \Theta_a]^{1/n} \quad (3.19)$$

$$\frac{I_{p.u}^2 (1 + P_{EC-R(p.u)})}{1 + P_{EC-R(p.u)}} (\Theta_{H-R})^{1/m} = \tau_H \frac{d\Theta_H}{dt} (\Theta_H - \Theta_{oil})^{1/m} \quad (3.20)$$

$$\frac{I_{p.u}^2 (1 + P_{EC-R(p.u)})}{1 + P_{EC-R(p.u)}} (\Theta_{H-R})^{1/m} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2}{I_R^2} + \left(P_{EC-R(p.u)} \sum_{h=1}^{h_{max}} \frac{I_h^2 h^2}{I_1^2} \right) \quad (3.21)$$

Donde: el término P_{LL} se calcula mediante la suma de los resultados en las Ecuaciones (3.10) (3.11) y (3.12). Los términos τ_h , τ_{oil} son las constantes de tiempo de elevación de la temperatura del aceite y el punto caliente respectivamente, medidas en minutos. Θ_{H-R} , Θ_{Oil-R} Son los incrementos de temperatura nominales del punto caliente y del aceite respecto a la temperatura de ambiente. $d\frac{\Theta_H}{dt}$ y $d\frac{\Theta_{oil}}{dt}$ son los incrementos de la temperatura en el punto caliente y en el aceite por las condiciones operativas, Θ_H y Θ_{oil} son las temperaturas en el punto caliente y en el aceite del transformador, y $P_{EC-R(p.u)}$ son las pérdidas nominales por corrientes de eddy en por unidad, calculadas a partir de la Ecuación (3.22).

$$P_{EC-R} = \frac{2,8P_{EC-R}}{1,5(I_{2-R})^2} R_2 \quad (3.22)$$

3.3.4. Implementación y validación del modelo para sistemas desbalanceados

El modelo anteriormente implementado está desarrollado y pensado para sistemas trifásicos balanceados. Debido a que este trabajo considerará los desbalances de carga producidos por la conexión bifásica de los cargadores fue necesario adaptarlo para sistemas desbalanceados. Con este fin se tomaron las Ecuaciones (3.19) y (3.20) considerando tanto las pérdidas por carga como las pérdidas por corriente de eddy son el resultado de la suma de las pérdidas por fase, De acuerdo a esto se puede reescribir la parte izquierda de las Ecuaciones (3.19) y (3.20) como se muestra a continuación:

Para la Ecuación (3.19) se tiene ahora (3.23).

$$\left(\frac{P_{NL} + P_{LL}}{P_{NL-R} + P_{LL-R}} \right) (\Delta\Theta_{Oil-R})^{1/n} = \left(\frac{P_{NL} + P_{LL-A} + P_{LL-B} + P_{LL-C} + P_N}{P_{NL-R} + P_{LL-R}} \right) (\Delta\Theta_{Oil-R})^{1/n} \quad (3.23)$$

Donde P_N corresponde a las pérdidas por efecto Joule en el cable de neutro. Por otra parte, el cálculo de los términos P_{LL-A} , P_{LL-B} , P_{LL-C} se realiza mediante la Ecuación (3.9), teniendo en cuenta que nominalmente las pérdidas de cada fase son un tercio de las pérdidas nominales totales. De esta forma los términos de la ecuación las pérdidas nominales de las Ecuaciones (3.21) (3.22) pueden escribirse para la fase “ i ” mediante la Ecuación (3.24).

$$P_{EC-R-i} = \frac{P_{EC-R}}{3}. \quad (3.24)$$

Se realizaron varios ensayos del modelo para determinar la mejor forma de calcular el término $\sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2 I_R^2$; entre las opciones se consideró tomar el valor máximo por fase y algunos métodos de ponderación, entre ellos el promedio aritmético. Se llegó a que con los métodos de ponderación se obtienen resultados más coherentes que el valor máximo, sin embargo, debido a la falta de datos experimentales para transformadores desbalanceados no se pudo determinar el mejor método de ponderación, razón por la cual se optó por usar el promedio aritmético. Se validaron los resultados del modelo usando la información presentada en [18], donde se midió la temperatura de un transformador con las características presentadas en la Tabla 3.26 frente al espectro armónico y temperatura ambiente presentados en el capítulo 7.1.3 de [18]. Los resultados del modelo se presentan en la Figura

Tabla 3.26: Datos técnicos del transformador de 31.5 [MVA]

Potencia nominal[MVA]	31.5
Pérdidas en vacío [kW]	16.1
Pérdidas de carga nominales [kW]	146.3
Pérdidas misceláneas y eddy [kW]	22.4
Elevación nominal del aceite sobre ambiente [°C]	50.6
Elevación nominal del punto caliente sobre aceite [°C]	20.3
Constante de temperatura del aceite [min]	170
Constante de temperatura del punto caliente [min]	7
Exponente m , n	0.8 ; 0.9

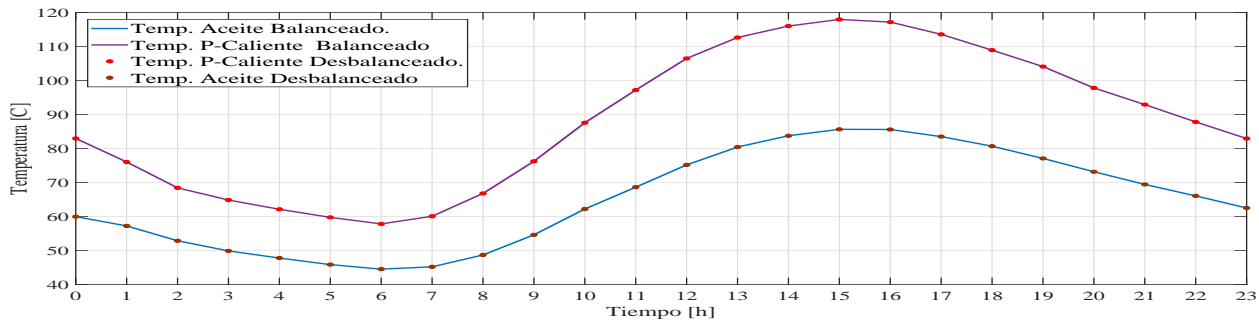


Figura 3.22: Resultados del modelo desbalanceado para temperaturas del transformador

3.4. Hora y SoC de conexión

El impacto de un cierto número de EVs sobre la red eléctrica dependerá en gran medida de cuántos de ellos se conecten de forma simultánea; es de esperar que el impacto sobre la calidad de potencia de la red se vuelva más significativo en cuanto hayan más conexiones durante un periodo. La simultaneidad en la conexión de los vehículos se define a través de varios factores, entre ellos los más relevantes son el estado de carga inicial junto con la hora y duración de la conexión[23].

Asociar estos aspectos al comportamiento aleatorio de una población particular requiere usualmente de la recopilación de agregados de datos para el desarrollo de modelos probabilísticos, por ejemplo, en[23] se realizaron estos modelos probabilísticos luego de tomar registros por más de cuatro meses el comportamiento de 221 usuarios de EVs en el Reino Unido.

Para cumplir el objetivo de valorar el impacto sobre efectos sobre la red de baja tensión por la inclusión de EVs teniendo en cuenta los patrones aleatorios de los usuarios, se implementaron los modelos de hora y SoC de conexión se presentados en la sección 3.4.1, donde se describe el modelamiento probabilístico mediante distribuciones GMM de la hora

de conexión, usando información de una encuesta de movilidad masiva desarrollada en la ciudad de Bogotá en el año 2015, y en la sección 3.4.2 se presenta el modelado del SoC al momento de la conexión elaborado a partir de un modelo de consumo mecánico que utiliza información de entrada relacionada al peso, eficiencias, y patrones de velocidad del vehículo para el consumo energético del mismo.

3.4.1. Modelo probabilístico de la hora de conexión

Para el modelado de la hora de conexión de los vehículos eléctricos se tomaron los datos resultantes de la Encuesta de Movilidad Bogotá - 2015 encontrados en [21], asumiendo que los usuarios se conectarán en el momento que vuelvan a sus hogares. Posteriormente se realizó el ajuste probabilístico de los resultados en forma de minuto mediante ajustes GMM obteniendo los resultados descritos en la Figura 3.23 y la Tabla 3.27.

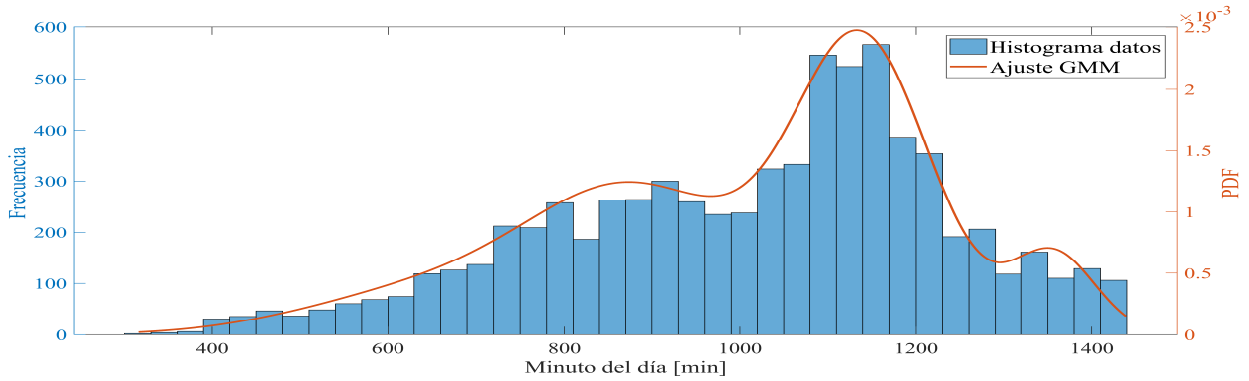


Figura 3.23: Ajuste probabilístico de la hora de llegada de usuarios a sus casas

Tabla 3.27: Parámetros estadísticos del ajuste GMM para el momento de conexión

Ajuste GMM para la hora de llegada					
G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
ω_i	0.1825	0.1166	0.4415	0.0785	0.1809
μ_i	906.3519	642.2501	1139.7	1356.4	869.371
σ_i	1.7841e+04	1.8742e+04	5.8264e+03	2.2733e+03	1.3224e+04

3.4.2. Modelado del estado de carga inicial del EV

El SoC del vehículo al momento de su conexión determina en parte el tiempo de conexión del vehículo; si es alto se espera que el EV dure poco tiempo conectado. En caso contrario,

si se encuentra muy descargado es de esperar que su proceso de recarga tome más tiempo, prolongando su efecto sobre la red.

A partir de la revisión bibliográfica se identificaron principalmente dos posibles tipos de modelos para determinar el SoC del vehículo en el momento de conexión: los modelos probabilísticos y los modelos de consumo. Dentro de los modelos de consumo que se estudiaron están los simplificados, el modelo mecánico, y el modelo electromecánico, y que son resumidos en las Tablas 3.28 a 3.30. El modelo probabilístico fue descartado debido a que requiere que estudiar una muestra conformada en su totalidad por vehículos eléctricos [23], condición que no es posible en este estudio.

Tabla 3.28: Resumen de las características del modelo mecánico simplificado

Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Mecánico simplificado [20]	Calcula el estado de carga del EV al final de un trayecto como una relación lineal entre el consumo del vehículo en Wh/km y la distancia recorrida en km . Requiere definir la distancia que recorre el vehículo mediante registros históricos o encuestas locales	Ventajas: Resulta sencillo de implementar y puede usarse como una primera aproximación para determinar un orden de magnitud de los resultados. Desventajas: Sus resultados son inexactos por despreciar las variables mecánicas del recorrido y del vehículo.
Ecuación principal		
$SoC_f = SoC_i - \frac{D \cdot \eta}{C} \times 100$		

Tabla 3.29: Resumen de las características del modelo mecánico de potencia

Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Mecánico de potencia [22]	Calcula el estado de carga del EV al final de un trayecto teniendo en cuenta la potencia desarrollada por el vehículo de acuerdo a su perfil de velocidad, de aceleración, y la inclinación de la vía. Requiere definir la distancia que recorre el vehículo mediante registros históricos o encuestas locales y un perfil de velocidad	Ventajas: Resulta mucho más exacto que el modelo simplificado por tener en cuenta las variables mecánicas del vehículo y el trayecto. Puede adaptarse para considerar efecto de frenado regenerativo Desventajas: La exactitud del modelo depende de la frecuencia de muestreo del perfil de velocidad.
Ecuación principal		
$P_{llantas} = (ma(t) + mg \cdot \cos(\theta)) \cdot \frac{C_r}{1000} (c_1 v(t) + c_2) + \frac{1}{2} \rho_{aire} \cdot A_f \cdot C_D v^2(t) + mg \cdot \sin(\theta) \cdot v(t)$		

Tabla 3.30: Resumen de las características del modelo electromecánico

Modelo	Descripción	Ventajas y Desventajas
Electromecánico [63]	Calcula de forma directa el consumo eléctrico a partir de la potencia desarrollada, las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas. Tiene los mismos requisitos del modelo mecánico de potencia, pero adicionalmente también hay que medir las corrientes eléctricas en los polos del motor.	Ventajas: Resulta mucho más exacto que el modelo mecánico simplificado por considerar directamente las variables eléctricas del motor. Desventajas: Presenta las mismas desventajas del modelo mecánico de potencia. Requiere de una inspección del motor y la medición de los valores de resistencia, flujo, y constante de armadura
Ecuación principal		
$P = \frac{r \cdot R^2}{K^2} (ma + kv^2 + f_{rl}mg + mgsin(\theta)) + v(kv^2 + f_{rl}mg + mgsin(\theta)) + mav$		

Después de haber considerado los diferentes tipos de consumo se escogió para el modelo mecánico de potencia, principalmente porque no se dispone de una muestra con EVs como lo requiere el modelo probabilístico, y porque los resultados del modelo presentan un nivel apropiado de exactitud (como se mostrará más adelante), sin la necesidad de realizar las mediciones eléctricas sobre el motor que requiere el modelo electromecánico.

Para la implementación del modelo primero se debe calcular la potencia desarrollada en las llantas del vehículo a partir de la Ecuación (3.25):

$$P_{llantas} = (ma(t) + mg \cdot \cos(\theta)) \cdot \frac{C_r}{1000} (c_1 v(t) + c_2) + \frac{1}{2} \rho_{aire} \cdot A_f \cdot C_D v^2(t) + mg \cdot \sin(\theta) \cdot v(t) \quad (3.25)$$

Donde m es la masa total del vehículo y los pasajeros medida en kg , $a(t)$ es la aceleración del vehículo en el instante t medida en m/s^2 , θ representa la inclinación de la vía, C_r , c_1 y c_2 son constantes de resistencia que dependen de la superficie del terreno y del material de las llantas (valores típicos de estas constantes pueden ser encontrados en [64]). $v(t)$ es la velocidad del vehículo en el instante t medida en m/s , ρ_{aire} es la densidad del aire a la altura y temperatura que se quiera implementar el modelo medida en kg/m^3 , A_f es el área frontal del vehículo medida en m^2 , y C_D es el coeficiente de arrastre del vehículo.

Una vez calculada la potencia en las llantas se debe determinar la potencia eléctrica consumida teniendo en cuenta las eficiencias del eje de transmisión, del motor, y de la batería. De existir un freno regenerativo también es necesario determinar el sentido del flujo de energía de acuerdo a los escenarios descritos en las Figuras 2.2 y 2.3, asumiendo que la potencia del motor es negativa en momentos de frenado. Para entornos urbanos se considera un supuesto válido asumir que se usa el freno regenerativo cuando la aceleración del vehículo es negativa,

en cambio para trayectos intermunicipales esto puede deberse no al uso del freno, sino a la fuerza de empuje del viento.

La expresión para la potencia eléctrica consumida en entornos urbanos se muestra en la Ecuación (3.26).

$$P_{cons} = \begin{cases} \frac{P_{llantas}}{\eta_{me} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{eje}} & \text{si } a > 0 \\ -P_{llantas} \cdot \eta_{me} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{eje} \cdot \eta_{fr} & \text{si } a < 0 \end{cases} \quad (3.26)$$

Donde P_{cons} es la Potencia eléctrica consumida, η_{me} la eficiencia del motor eléctrico, η_{bat} la eficiencia de la batería del vehículo, η_{eje} la eficiencia del eje de transmisión, η_{fr} y es la eficiencia del freno regenerativo.

En cuanto al freno regenerativo, a partir de mediciones, en [22] se determinó que su eficiencia se ajusta a un modelo exponencial que depende de la aceleración desarrollada por el vehículo. Esta relación se muestra en la Ecuación (3.27), donde α es una constante empírica.

$$\eta_{fr} = \begin{cases} \left(e^{\frac{\alpha}{|a(t)|}} \right)^{-1} & \text{si } a(t) < 0 \\ 0 & \text{si } a(t) > 0 \end{cases} \quad (3.27)$$

Finalmente se calcula la variación en el SoC para un momento t luego de N instantes a partir de la Ecuación (3.28) y (3.29)

$$SoC_f(t) = SoC_0 - \sum_{i=1}^N \Delta SoC_i(t) \quad (3.28)$$

Donde:

$$\Delta SoC_i(t) = SoC_{i-1} - \frac{P_{cons}}{3600 \cdot C_B} \quad (3.29)$$

Donde C_B representa la capacidad de la batería del vehículo.

Además se puede calcular el consumo energético del vehículo a lo largo de un trayecto mediante la Ecuación (3.30), donde CE es el consumo energético en $[\frac{Wh}{km}]$.

$$CE = \frac{\int_{t_f}^{t_f} P_{cons} \cdot dt}{3600 \cdot D} \quad (3.30)$$

3.4.3. Implementación del modelo

La implementación del modelo mecánico de potencia se llevó a cabo en MATLAB para el caso de un Nissan Leaf 2015, principalmente porque por un lado existe mucha información

referente a este vehículo por ser uno de los modelos más comercializados a nivel mundial, y por otro lado, varios centros especializados como el Laboratorio Nacional de Idaho (INL) y el Grupo de Investigación Conjunta de la Comisión Europea (JRC) han desarrollado pruebas de campo sobre este vehículo para determinar su consumo energético.

Basándose en la información presentada en [22] y [64], las constantes recomendadas para el modelo para el Nissan Leaf 2015 se muestran en la Tabla **3.31**.

Tabla 3.31: Tabla de valores implementados para el modelo de consumo

g [m/s ²]	m [kg]	c_1	c_2	ρ [kg/m ³]	A_f	C_D	η_{eje}	η_{me}	η_{bat}	C_{bat} [kWh]	α
9.806	1640	1.75	0.0328	4.575	1.2256	0.28	0.92	0.91	0.90	30	0.411

Adicionalmente se consideró el consumo energético de los servicios auxiliares, que tienen una potencia de aproximadamente 700 W, y un SoC inicial de 95 %.

Como método de validación se comparó el consumo energético promedio calculado a partir del modelo de consumo de potencia frente al medido por el INL en las rutas de prueba UDDS y HWFET , y por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (JRC) para la ruta de prueba WMTC de alta velocidad y WMTC de baja velocidad. A modo de ejemplo las Figuras **3.24** y **3.25** presentan los resultados de la variación del SoC obtenida en la ruta de prueba WMTC de alta velocidad, comparando los resultados al usar y al despreciar el efecto del freno regenerativo. Los resultados para las demás rutas de prueba utilizadas para validar el modelo pueden encontrarse en el capítulo de anexos C. La Tabla **3.32** presenta la validación de los resultados del modelo de consumo mecánico implementado frente a las mediciones presentadas en [65]. Los perfiles de velocidad de las rutas de prueba pueden encontrarse en [66] y [67].

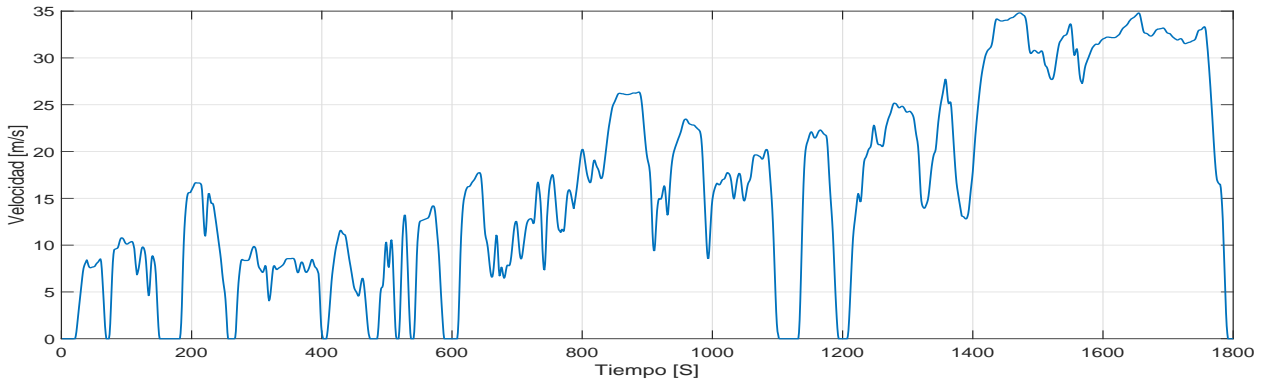


Figura **3.24:** Perfil de velocidad ruta de prueba WMTC

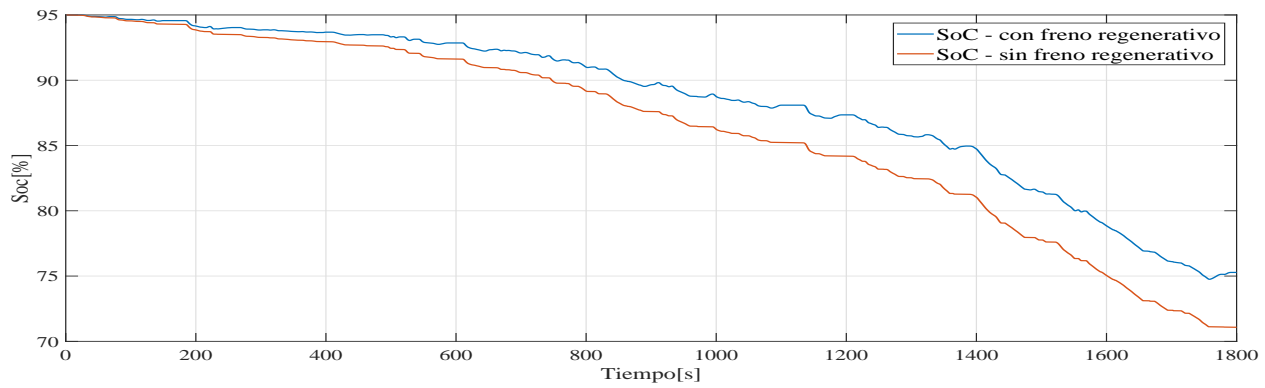


Figura 3.25: Variación del Soc en ruta de prueba ruta de prueba WMTC

Tabla 3.32: Comparación de los resultados del modelo con los datos presentados por INL y JRC

Ruta de Prueba	Duración [s]	Datos de la Ruta de Prueba		Consumo Energético		Error [%]
		Velocidad Promedio [km/h]	Distancia Recorrida [km]	Datos INL/JRC [Wh/Km]	Resultados Modelo [Wh/Km]	
WMTC B.V	600	24.39	4.06	158	153.99	8.88
WMTC A.V	1200	24.84	74.55	185.31	167.43	8.69
HWFET	765	48.21	16.51	149.6	135.24	9.23
UDDS	1369	19.57	11.91	125.1	126.14	0.9172

Capítulo 4

Casos de estudio

Con la finalidad de estudiar los efectos de los vehículos eléctricos sobre las redes eléctricas residenciales en baja tensión, se propuso el estudio un sistema de distribución de un conjunto de viviendas localizado en la ciudad de Bogotá. A esta red se incorporaron diferentes niveles de penetración de vehículos eléctricos definidos a partir de encuestas, y mediante la integración de los modelos implementados en el capítulo 3 se observaron los efectos sobre la red eléctrica de baja tensión en términos de desbalances de tensión, distorsiones armónicas de corriente, variaciones en el nivel de tensión, y el efecto sobre transformadores en términos de cargabilidad y envejecimiento por corrientes armónicas.

El capítulo se organiza como sigue: en la sección 4.1 se realiza la descripción del caso de estudio, del transformador de cabecera, del nivel de penetración, los supuestos, y de los patrones de movilidad de los usuarios. En la sección 4.2 se presenta la aplicación del modelo de consumo (ver sección 3.4.3) a los patrones de movilidad de los usuarios de la red residencial definidos a partir de encuestas. En la sección 4.3 se presenta una metodología para la creación de los perfiles comportamiento promedio de las variables eléctricas de los EV que se incorporarán a la red residencial. En la sección 4.4 se presentan los resultados obtenidos tras la incorporación de los EVs a la red residencial en varios grados de penetración, y finalmente en la sección 5 se realiza un análisis de los efectos en la red de acuerdo a la cantidad de vehículos considerados y a su SoC de conexión.

Los resultados obtenidos indican que el impacto promedio de los EVs depende del SoC de conexión del vehículo. De esta forma si el SoC es bajo el impacto es mayor que en el caso de tener un SoC alto. En lo referente a los indicadores de calidad de potencia, el principal impacto sobre la red es el desbalance de tensión, mientras que los efectos sobre las distorsiones armónicas y el factor de potencia son prácticamente despreciables. En el caso del transformador no se obtuvo un incremento significativo en la pérdida de vida operativa por las corrientes armónicas de los EVs u operaciones en sobrecarga. Sin embargo, el estudio

revela que pueden ocurrir casos críticos donde los efectos sean significativamente superiores a los esperados, especialmente para el desbalance de tensión.

4.1. Descripción del caso de estudio

Como caso de estudio se seleccionó la red eléctrica descrita en la sección 3.2, que corresponde al sistema de baja tensión de un conjunto residencial ubicado en la ciudad de Bogotá, donde el transformador de cabecera tiene las características mostradas en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Datos técnicos típicos para transformador de 75 [kVA] tomado de [73]

Potencia nominal	75[kVA]
Tensión del primario	11.4[kV]
Tensión del secundario	0.220[kV]
Grupo de conexión	Δ / Y
Resistencia CD devanado primario	2.023
Resistencia CD devanado secundario	0.0083
Pérdidas en vacío	687.7 [W]
Relación de pérdidas con carga a pérdidas en vacío	5.48
Pérdidas misceláneas y eddy	1.43 [kW]
Elevación nominal del aceite sobre ambiente	38.3[°C]
Elevación nominal del punto caliente sobre aceite	22[°C]
Temperatura ambiente	15[°C]
Constante de temperatura del aceite	210[<i>min</i>]
Constante de temperatura del punto caliente	10.02[<i>min</i>]
Exponente m , n	0.8 ; 0.8
Vida útil [años]	22.5

Para determinar el nivel de penetración esperado en la red se realizó la encuesta presentada en el capítulo el capítulo anexos, en la sección D, que tomó como muestra a los inquilinos del conjunto en estudio.

De los resultados de la encuesta se permitió identificar un nivel de máximo de 8 EVs, que se estudiará en escenarios de penetración del 25, 50, 75 y 100%. En lo que respecta a los patrones de movilidad de los usuarios, los resultados de la encuesta también permitieron identificar las áreas a las cuales se desplazan típicamente; estas áreas se muestran en el mapa de la Figura 4.1, donde los círculos corresponden a las áreas de desplazamiento, y los puntos corresponden a los destinos finales dentro de las correspondientes áreas. El punto **A** indica a



Figura 4.1: Puntos de desplazamiento típicos de los usuarios del conjunto

la ubicación del conjunto, y los puntos **B** y **C** señalan los destinos típicos identificados para los usuarios; de esta forma los trayectos que se manejarán serán **A-B**, **B-A**, **A-C** y **C-A**.

Para el caso de estudio se asume que:

- El comportamiento de la red eléctrica de baja tensión se mantendrá invariable para todos los escenarios.
- El TAP asignado para el transformador será de 8 % (ver sección 3.2).
- Cada vehículo tendrá su estación de carga bifásica doméstico asociado a dos fases fijas. Dichos cargadores se distribuirán de forma balanceada de acuerdo a lo que se muestra en la Figura 4.2.
- Los consumos energéticos en los trayectos de los usuarios encuestados dependen de la trayectoria, mas no de la hora o día de la semana en el cual se realice el recorrido.
- Los parámetros mecánicos del Nissan Leaf 2017 son los mismos que los del modelo 2015.
- Todos los vehículos se conectarán directamente al TGA donde se realizaron las mediciones de calidad de la red eléctrica de baja tensión, y el instante en el cuál se conecta está determinado por el modelo de hora de conexión descrito en la sección 3.4.1.
- El SoC de los vehículos al inicio del periodo en estudio se distribuye de manera uniforme entre 40 y 80 %. Además, teniendo en cuenta que los recorridos típicos de los usuarios

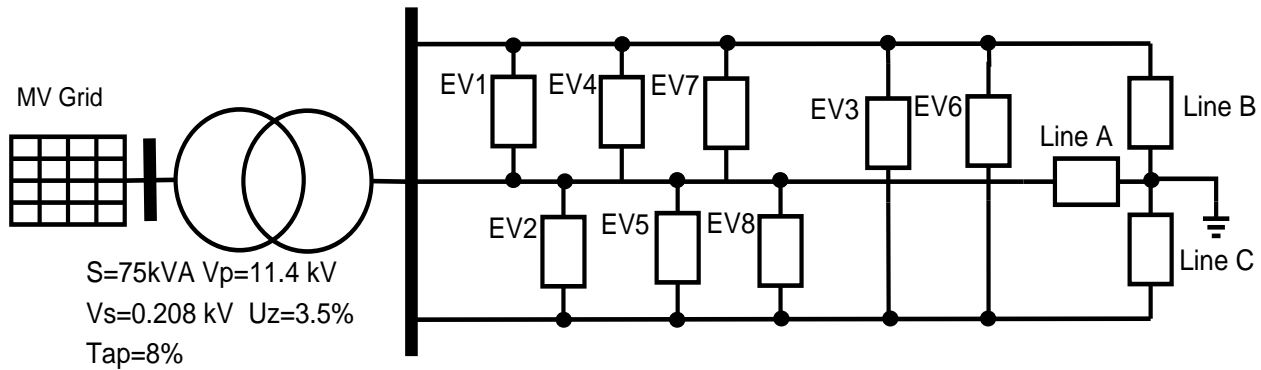


Figura 4.2: Diagrama unifilar de la red residencial con vehículos eléctricos

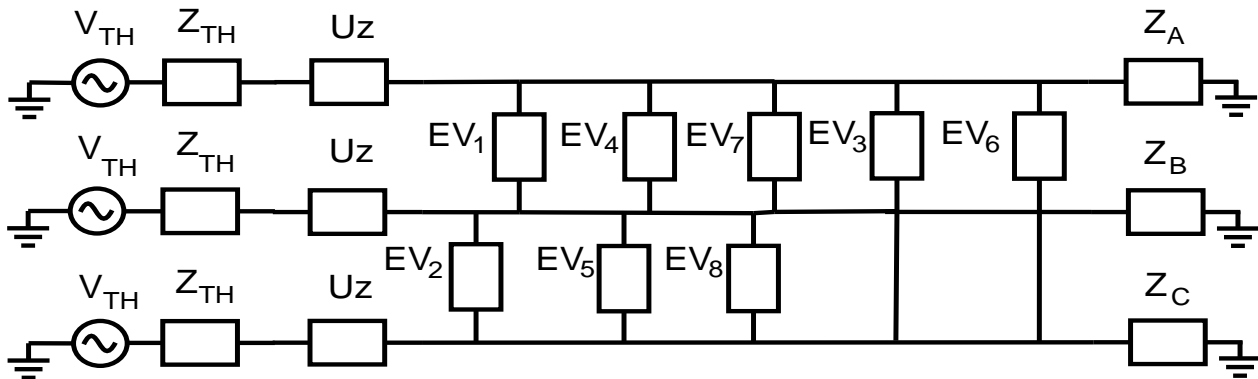


Figura 4.3: Diagrama de impedancias en $P.U$ del caso de estudio

encuestados son cortos, se modificaron las distancias al doble del recorrido para verificar de forma más clara la relación entre SoC de la batería y el efecto sobre la red.

- Cada vehículo se conectará como máximo una vez al día.

Cabe resaltar, de acuerdo a lo que se indicó en la sección 3.2.7 no se consideró la impedancia de las líneas debido a que las mediciones de la red residencial se realizaron directamente sobre el devanado secundario del transformador, por tanto, la caída de tensión se deberá única y exclusivamente a la impedancia U_z del transformador y la impedancia Z_{th} . De esta forma, el diagrama final de impedancias por fase en $P.U$ es el mostrado en la figura 4.3.

Ya realizada la descripción del caso de estudio se procede a mostrar en la sección 4.2 la implementación del modelo de consumo a los trayectos definidos para los usuarios en el caso de estudio.

4.2. Aplicación del modelo de consumo

Para aplicar el modelo de consumo mecánico en los trayectos definidos para los usuarios, se usó como información de entrada los perfiles de velocidad medidos con aplicación para Android *GPS Speed Pro*. Las mediciones se realizaron durante 5 días, donde los trayectos de ida (**A-B** y **A-C**) se midieron entre 07:00 a.m. y 08:00 a.m., mientras que los trayectos de vuelta (**B-A** y **C-A**) se midieron entre 05:00 p.m y las 06:00 p.m. La figura 4.4 muestra los trayectos recorridos junto con el perfil de velocidad de las rutas, mientras que la tabla 4.2 presenta los resultados obtenidos al aplicar el modelo de consumo mecánico a los perfiles de velocidad medidos. Con estos valores se implementaron distribuciones uniformes con parámetros a y b , mostradas en la Tabla 4.3, que corresponden al consumo mínimo y máximo en Wh/km registrado en cada trayecto para describir el gasto de energía de los usuarios en sus rutas.

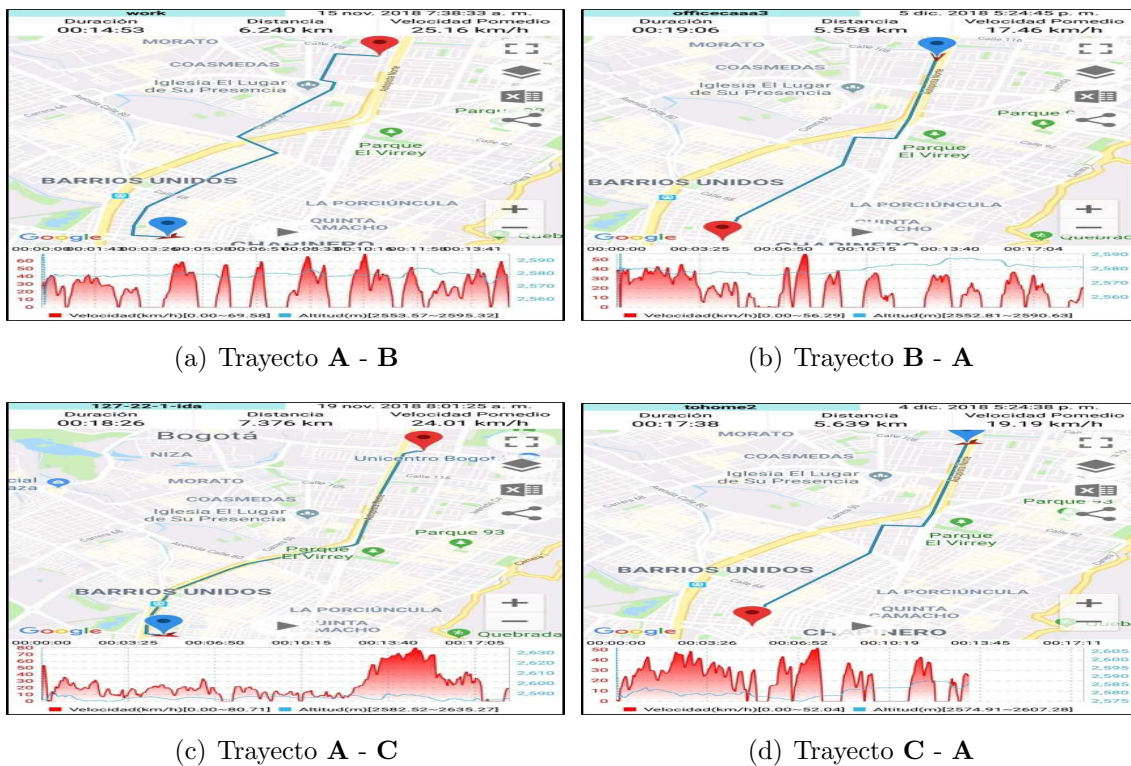


Figura 4.4: Trayectos y perfiles de velocidad en las rutas del caso de estudio

Una vez realizado el cálculo del SoC del EV al momento de la conexión mediante el modelo de consumo, se definió la metodología explicada en la Figura 4.5 de la sección 4.3 para la creación de los perfiles promedio de las variables eléctricas que se superpusieron a la red residencial.

Tabla 4.2: Resultados del modelo de consumo para el caso de estudio.

	A-B	A-C	B-A	C-A
Distancia [km]	6.24	5.58	5.63	7.37
Velocidad promedio ida [km/h]	20.3	23.2	16	19
Duración promedio del viaje [min]	20	15	16	19
Consumo promedio energético [Wh/km]	188.89	141.07	154	183
Consumo mínimo energético [Wh/km]	166	130	125	175
Consumo máximo energético [Wh/km]	205	160	191	170

Tabla 4.3: Distribuciones uniformes del consumo energético en [Wh/km] por trayecto

	Trayectos			
	A-B	A-C	B-A	C-A
<i>a</i>	166	130	175	125
<i>b</i>	205	160	191	170

4.3. Creación de perfiles promedio

Para incorporar los ajustes probabilísticos realizados con distribuciones GMM que describen el comportamiento de los parámetros eléctricos del vehículo (ver sección 3.1), y los modelos de hora de conexión (ver sección 3.4.1) y SoC de inicial al momento de la recarga (ver sección 4.2), se siguió la metodología propuesta en [55], que consiste en realizar una prueba de Montecarlo de N simulaciones para generar múltiples perfiles de las variables eléctricas del vehículo durante su recarga, y finalmente generar curvas promedio de su comportamiento a lo largo del día. Esta metodología se resume en la figura 4.5, y fue aplicada para las variables de potencia activa, reactiva, y espectro armónico de corriente, tanto en magnitud y ángulo, de cada uno de los vehículos considerados en los diferentes escenarios, generando 1000 perfiles de cada variable por cada vehículo.

Cabe mencionar que para este estudio fue necesario generar 1000 perfiles para cada EV debido a la poca cantidad de vehículos considerados. En otros estudios destinados a un mayor nivel de penetración, es posible generar un único perfil por vehículo y promediar el agregado total de los EVs.

Finalmente, las curvas del comportamiento promedio de las variables eléctricas de los vehículos se modelaron como cargas conectadas al TGA de la red eléctrica de baja tensión, realizando flujos de potencia en periodos de agregación de 10 minutos. En la figura 4.6 se muestran los perfiles de potencia promedio de uno de los 1000 escenarios simulados para úni-

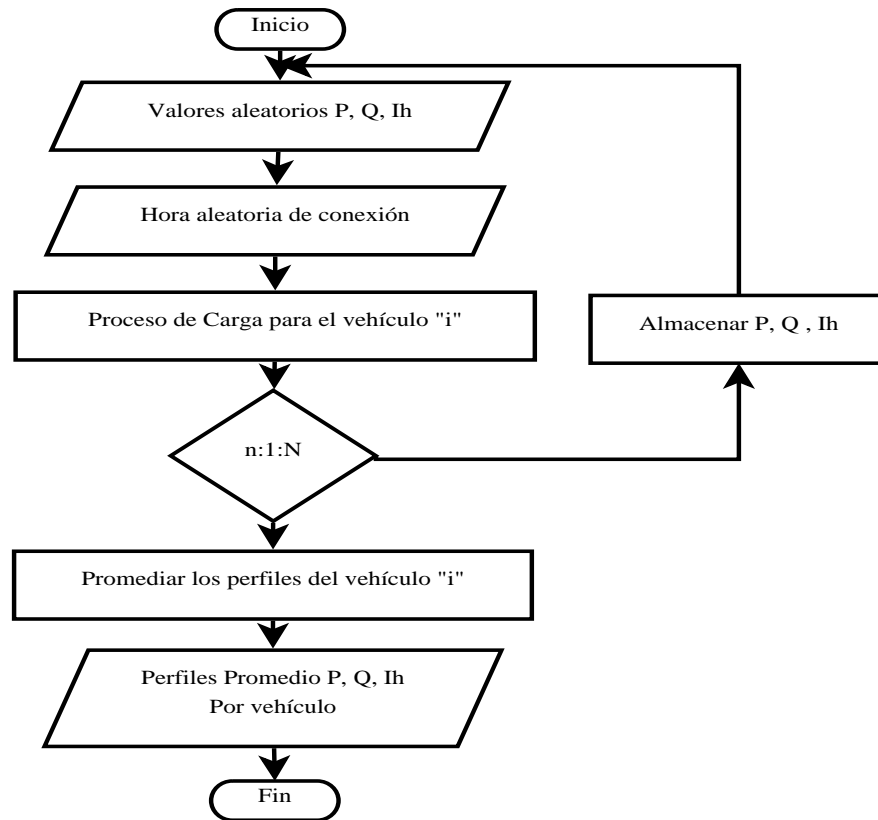
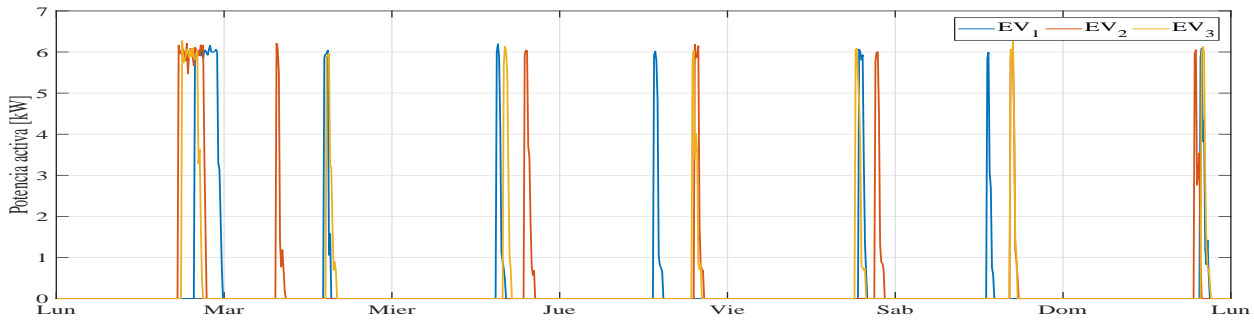
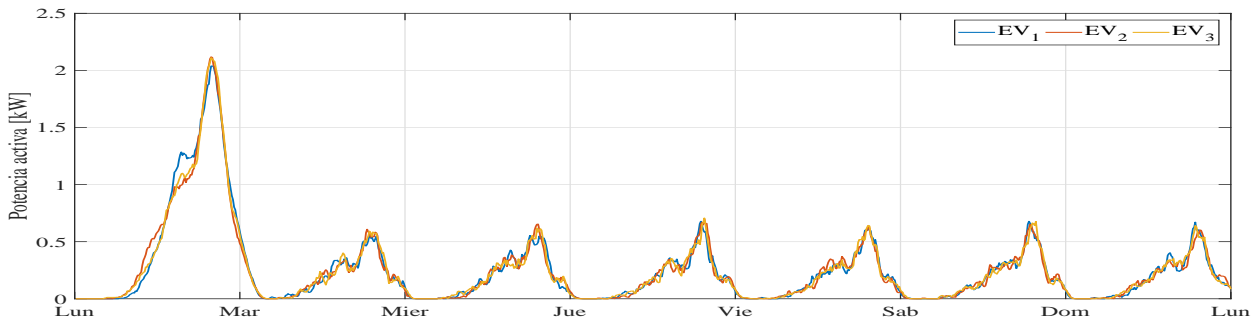


Figura 4.5: Metodología para la creación de perfiles promedio a partir de N simulaciones

camente 3 EVs; el resto de los vehículos exhiben un comportamiento similar en sus perfiles de comportamiento promedio. Los demás perfiles promedio de los vehículos pueden ser consultados en el capítulo anexos, en la sección E. Adicionalmente para cada nivel de penetración se seleccionó y analizó el caso más desfavorable (*M.D*) como aquel en el cual se registró el mayor consumo energético en el periodo de estudio a partir de las 1000 simulaciones.



(a) Perfil individual caso menos favorable



(b) Perfil de potencia individual de un escenario

Figura 4.6: Perfiles de potencia a promedio de cada vehículo

4.4. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos para los diferentes indicadores de calidad de potencia que son objeto de estudio en este proyecto. Por cuestión de espacio se muestran únicamente los resultados del escenario del 100 % de penetración utilizando los perfiles promedio de comportamiento. Los demás resultados gráficos se han remitido al capítulo de anexos, en la sección F se pueden encontrar los resultados usando los perfiles de comportamiento promedio, y en la sección G los resultados de los casos más desfavorables en cada nivel de penetración.

4.4.1. Potencia activa y consumo energético

La Figura 4.7 presenta los resultados obtenidos para la potencia activa trifásica demandada y el consumo energético acumulado con un nivel de penetración de 100 %, y la Tabla 4.4 presenta resultados y estadísticos muestrales obtenidos para en todos los niveles de presencia de vehículos.

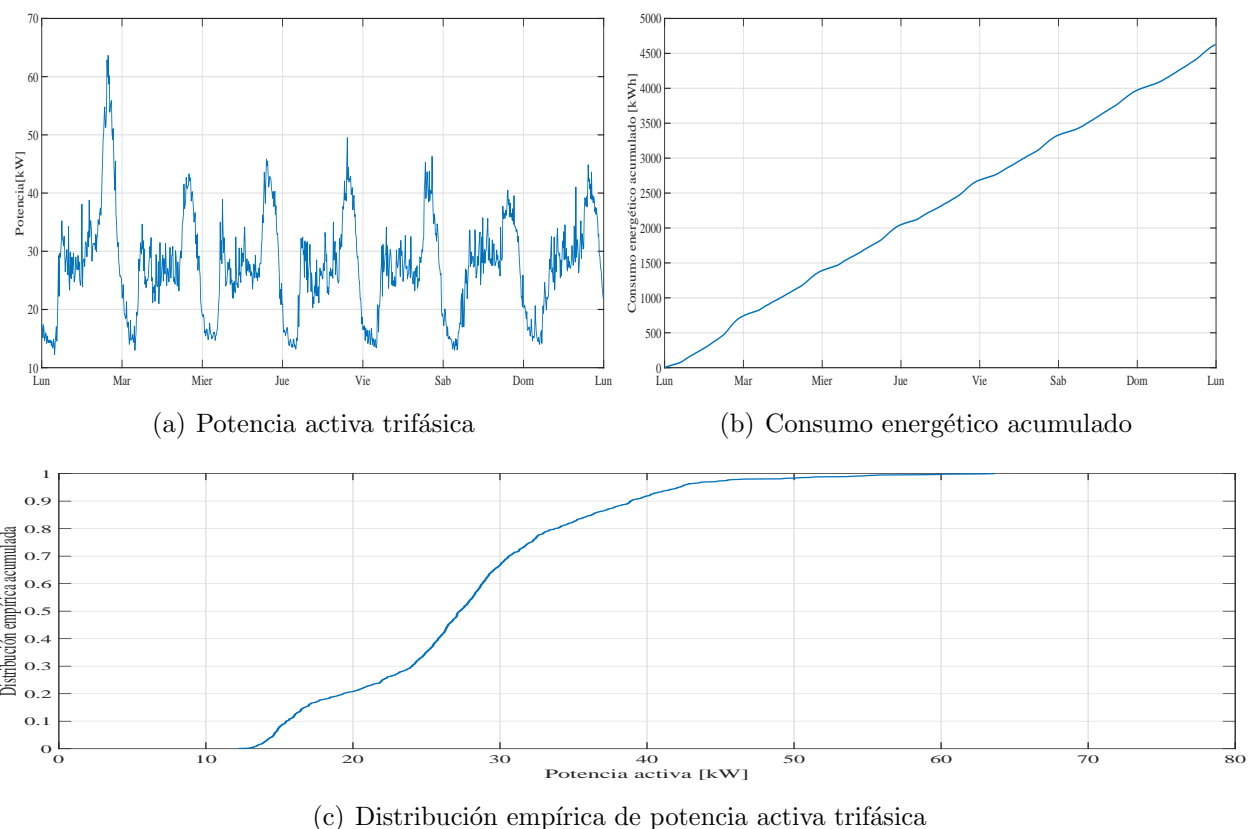


Figura 4.7: Potencia activa y consumo energético acumulado con el 100% de nivel de penetración

Tabla 4.4: Estadísticos de la potencia total demandada y el consumo energético en los niveles de penetración

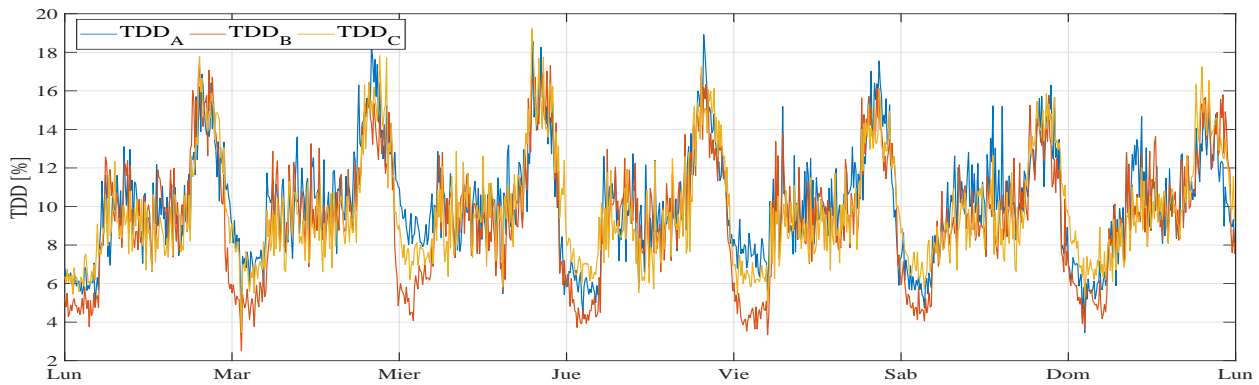
		Nivel de Penetración				
		C.Base	25 % R.P / R.M.D	50 % R.P / R.M.D	75 % R.P / R.M.D	100 % R.P / R.M.D
Potencia	<i>P</i> 50	24.75	25.97/25.64	26.50/26.12	26.99/26.98	27.28/26.62
	<i>P</i> 75	29.54	30.51/30.82	31.07/31.40	31.56/31.54	32.09/32.38
	<i>P</i> 95	37.47	39.21/39.97	40.20/41.31	41.13/41.13	42.19/44.06
Consumo [kWh]		4314.30	4396.40/4407.12	4478.10/4486.22	4554.60/4555.22	4626.30/4652.17

Se puede observar que en los escenarios de menos penetración no existe una diferencia significativa entre la potencia demandada y la energía consumida en el caso base, pero esta diferencia incrementa llegando hasta un 7.2% considerando un 100% de penetración.

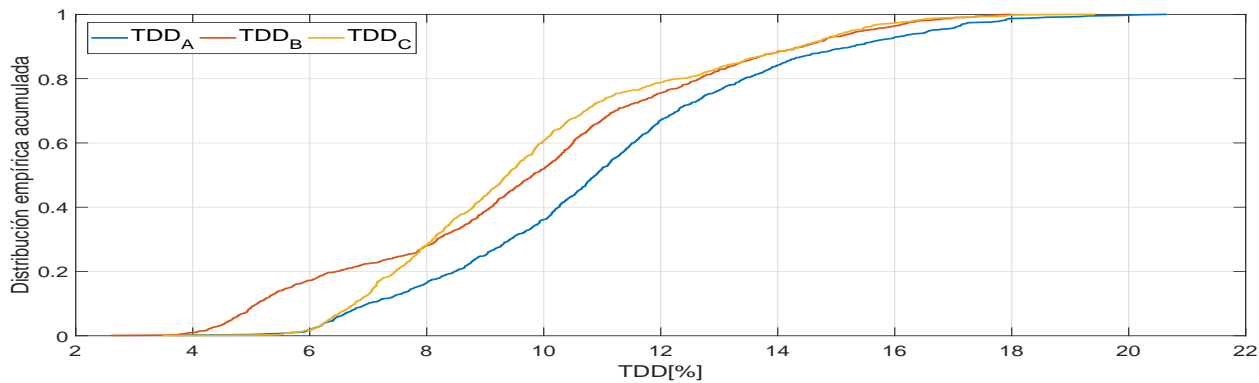
4.4.2. Distorsiones armónicas

A continuación se muestran los resultados obtenidos para los indicadores de calidad de potencia relacionados con corrientes armónicas. Se aclara que para el cálculo del indicador TDD de cada una de las fases se consideró el aporte de los armónicos de orden par, sin embargo, estos armónicos no se muestran en los resultados de las distorsiones individuales D_h , debido a que su magnitud resulta despreciable en comparación con la de los de orden impar.

La figura 4.8 muestra los resultados obtenidos para la distorsión total de la demanda (TDD) con un 100% de penetración, y la Tabla 4.5 presenta los estadísticos muestrales de todos los resultados para todos los niveles de presencia de vehículos.



(a) Comportamiento de TDD por fase



(b) Distribuciones empíricas acumuladas de TDD por fase

Figura 4.8: Distorsión total de la demanda con 100% de penetración

Después de analizar los resultados se concluye que tras la inclusión de los EVs en los diferentes escenarios se presentó no un aumento, sino una disminución de los índices TDD .

Tabla 4.5: Estadísticos de distorsiones totales de la demandada en los niveles de penetración

	TDD_i [%]	Nivel de penetración				
		C.Base	25 %	50 %	75 %	100 %
			R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D
Percentil 50	TDD_A	11.94	11.76/11.41	11.28/11.28	11.08/9.63	10.89/9.64
	TDD_B	11.20	10.71/9.71	10.43/10.44	10.21/9.198	9.81/8.74
	TDD_C	10.16	9.99/9.44	9.82/9.82	9.53/8.40	9.37/7.95
Percentil 95	TDD_A	18.38	17.94/17.42	17.22/15.49	16.91/14.68	16.62/14.69
	TDD_B	17.99	16.92/15.41	16.46/15.09	16.08/14.52	15.49/13.81
	TDD_C	16.72	16.31/15.41	16.04/14.74	15.56/13.72	15.29/12.92
Cumplimiento	(-)	×	× / ×	× / ×	× / ×	× / ×

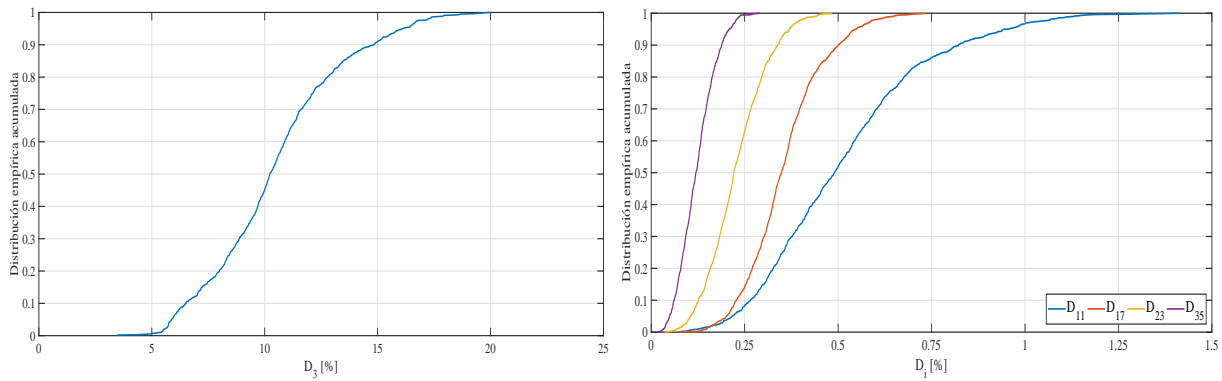
Esto se debe a que la contaminación armónica de corriente de los vehículos es baja, y a que el incremento en la potencia demandada causó que el aumento del término I_L fuera comparativamente superior al de la distorsión armónica; de acuerdo a lo descrito en la sección 2.3.3 esto explica la disminución de la distorsión total de la demanda. En las Figura 4.6 y la Tabla 4.6 se muestran los resultados para las distorsiones individuales (D_h), donde se puede apreciar que el indicador también disminuye al aumentar el nivel de penetración.

Tabla 4.6: Estadísticos de las distorsiones totales individuales en los niveles de penetración

	D_h [%]	Nivel de penetración				
		C.Base - Fase A	25 % - Fase A	50 % - Fase A	75 % - Fase C	100 % - Fase A
		R.P/R.M.D	R.P/R.M.D	R.P/R.M.D	R.P/R.M.D	R.P/R.M.D
Percentil 50	$h3$	11.19	11.03/10.70	10.58/9.55	10.39/9.05	10.22/9.05
	$h11$	0.54	0.53/0.52	0.51/0.46	0.50/0.44	0.49/0.43
	$h17$	0.38	0.39/0.37	0.36/0.33	0.36/0.31	0.35/0.31
	$h23$	0.24	0.24/0.23	0.23/0.21	0.23/0.20	0.22/0.20
	$h35$	0.13	0.13/0.13	0.13/0.11	0.12/0.11	0.12/0.11
Percentil 95	$h3$	17.66(×)	17.40(×)/16.89(×)	16.70(×)/15.00(×)	16.41(×)/14.22(×)	16.12(×)/14.14(×)
	$h11$	1.05(√)	1.04(√)/ 1.01(√)	0.99(√)/0.89(√)	0.98(√)/0.85(√)	0.95(√)/0.84(√)
	$h17$	0.60(√)	0.60(√)/0.57(√)	0.57(√)/0.51(√)	0.56(√)/0.48(√)	0.55/0.48(√)
	$h23$	0.41(√)	0.40(√)/0.39(√)	0.39(√)/0.35(√)	0.38(√)/0.33(√)	0.37(√)/0.33(√)
	$h35$	0.23(√)	0.23(√)/0.22(√)	0.22(√)/0.20(√)	0.21(√)/0.19(√)	0.21(√)/0.19(√)

4.4.3. Nivel de tensión

La Figura 4.10 muestra los niveles de tensión línea-neutro en $P.U$ obtenidos para un nivel de penetración de 100 %, y la Tabla 4.7 presenta los estadísticos muestrales de los resultados

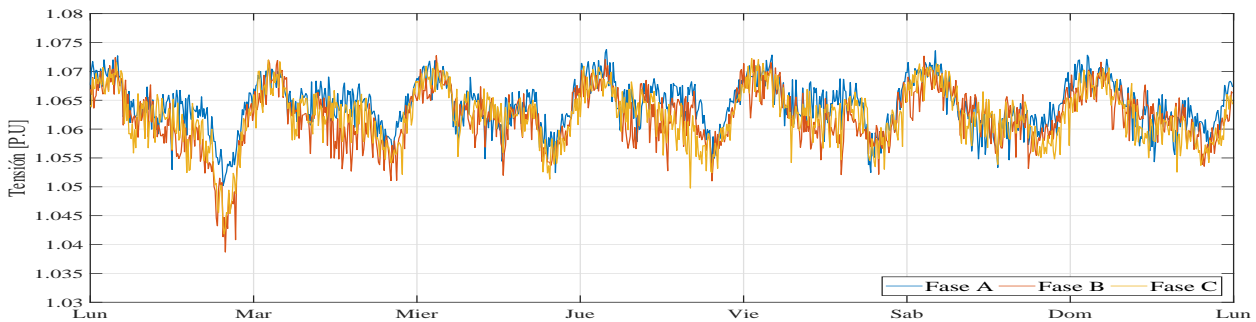


(a) Distribución empírica acumulada del tercer armónico (b) Distribución empírica acumulada de los armónicos 11, 17, 23 y 35

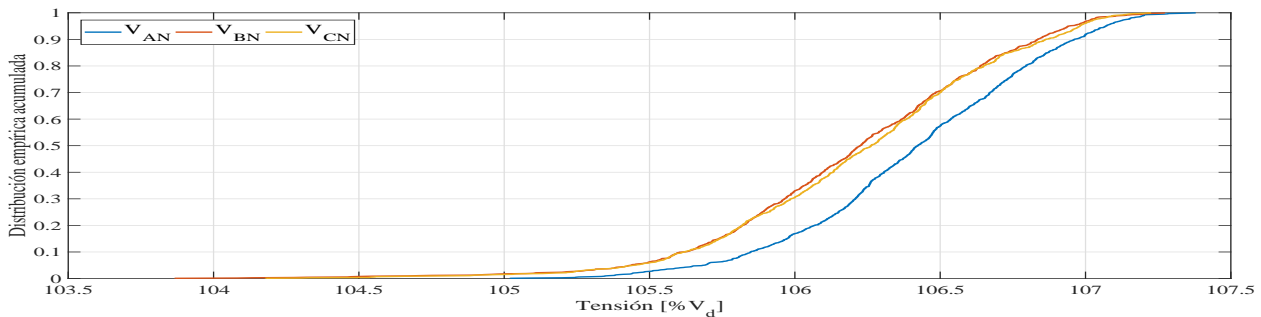
Figura 4.9: Resultados para la distorsión con un nivel de penetración del 100 %

para la tensión línea neutro en todos los niveles de presencia de vehículos.

Los resultados revelan que no se presentaron eventos relacionados con caídas, elevaciones, sobretensiones o interrupciones por la presencia de los EVs en ninguno de los escenarios, y que las caídas de tensión presentan una variación porcentual baja entre los escenarios.



(a) Comportamiento de la tensión línea neutro en $P.U$



(b) Comportamiento de la tensión línea neutro en $P.U$

Figura 4.10: Tensión línea-neutro en $P.U$ con nivel de penetración de 100 %

Tabla 4.7: Estadísticos de las tensiones línea-neutro por fase en los niveles de penetración

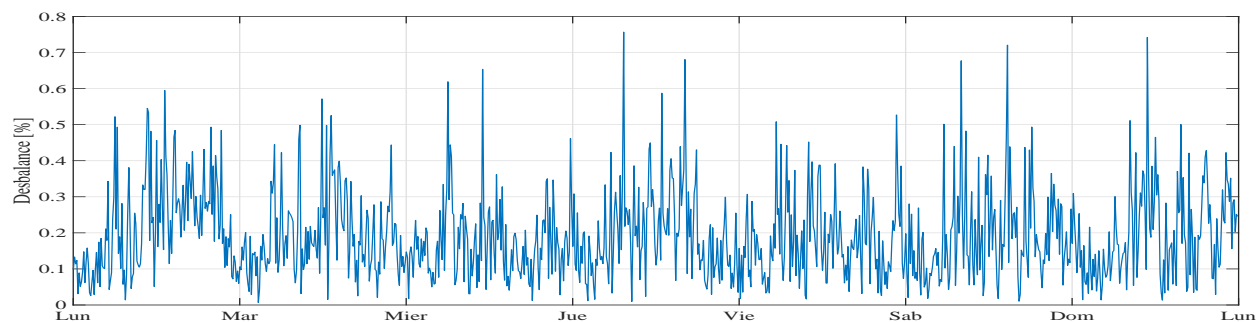
	$V_{iN}[P.U]$	Nivel de penetración				
		CC.Base	25 %	50 %	75 %	100 %
			R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D
Percentil 50	V_{AN}	1.065	1.065/1.065	1.065/1.065	1.064/1.065	1.064/1.064
	V_{BN}	1.063	1.063/1.063	1.062/1.062	1.062/1.062	1.062/1.062
	V_{CN}	1.064	1.063/1.064	1.063/1.063	1.063/1.063	1.063/1.063
Percentil 95	V_{AN}	1.071	1.071/1.071	1.071/1.071	1.071/1.071	1.071/1.071
	V_{BN}	1.070	1.070/1.070	1.069/1.070	1.069/1.069	1.069/1.069
	V_{CN}	1.070	1.070/1.070	1.070/1.070	1.070/1.070	1.070/1.070
<i>Min</i>	$V_{A,B,C-N}$	1.0481	1.045/1.038	1.042/1.038	1.042/1.036	1.038/1.031
Hundimientos Interrupciones	V_{AN}	No	No/No	No/No	No/No	No/No
	V_{BN}	No	No/No	No/No	No/No	No/No
	V_{CN}	No	No/No	No/No	No/No	No/No

4.4.4. Desbalance de tensión

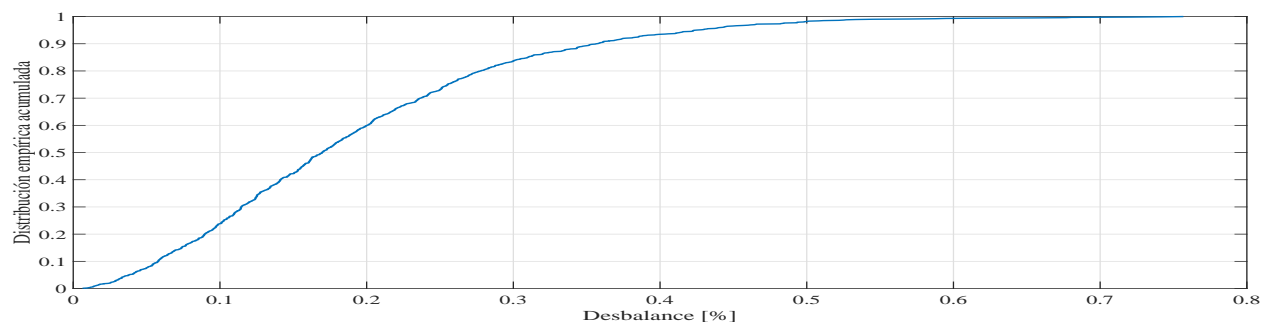
La figura 4.11 muestra los resultados obtenidos para el desbalance de tensión en el escenario de un 100 % de nivel de penetración, y la tabla 4.8 presenta lo estadísticos muestrales resultantes para todos los niveles de presencia de vehículos. Se puede observar que usando los perfiles promedio, los EVs no afectaron de forma significativa el balance de tensión en las fases.

Tabla 4.8: Resultados para el desbalance de tensión con un nivel de penetración de 100 %

%	Nivel de Penteración				
	C.Base	25 %	50 %	75 %	100 %
		R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D
Percentil 50	0.19	0.17/0.17	0.16/0.18	0.16/0.19	0.17/0.19
Percentil 75	0.12	0.25/0.28	0.25/0.29	0.25/0.32	0.25/0.35
Percentil 99	0.50	0.56/0.82	0.54/0.86	0.54/1.10	0.55/1.32
Cumplimiento	✓	✓	✓/✓	✓/✓	✓/✓



(a) Comportamiento del desbalance de tensión



(b) Distribución empírica acumulada del desbalance de tensión

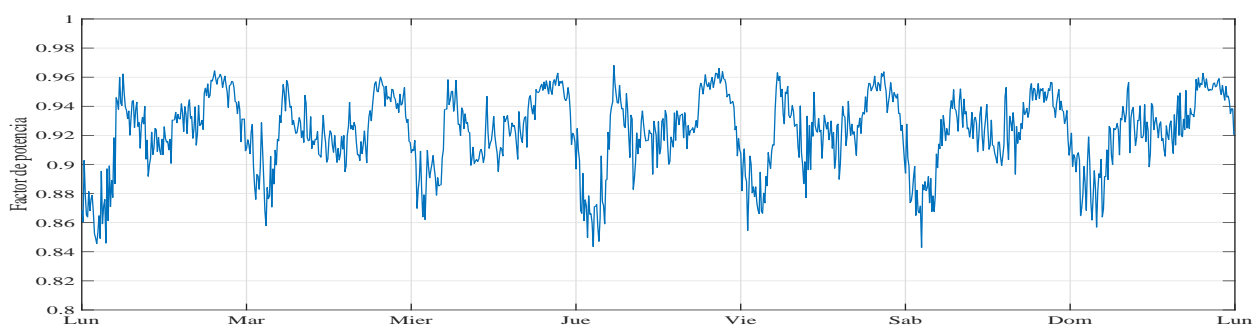
Figura 4.11: Desbalance de tensión con un nivel de penetración de 100 %

4.4.5. Factor de potencia

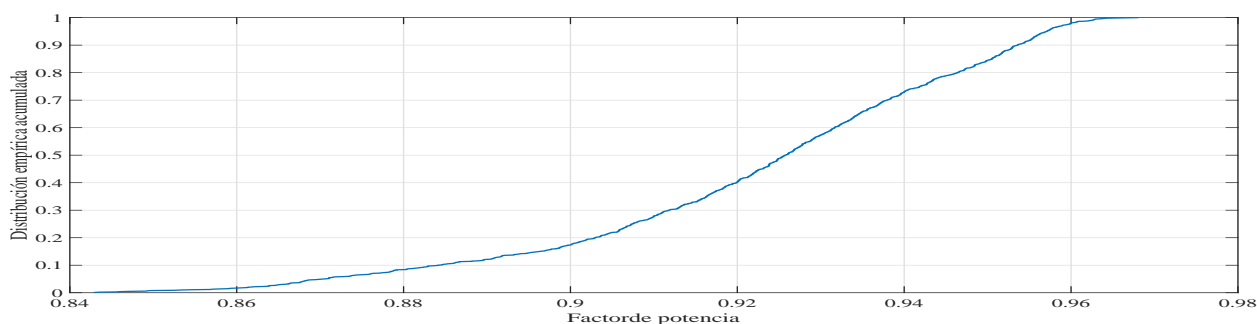
La figura 4.12 muestra los resultados obtenidos para el factor de potencia en el escenario 4, y la tabla 4.9 presenta los estadísticos muestrales resultantes para todos los niveles de presencia de vehículos. Se aprecia que en concordancia con lo que se había supuesto en un inicio cuando se analizó el comportamiento eléctrico de los EVs, los vehículos no afectaron de forma significativa el factor de potencia.

Tabla 4.9: Estadísticos del factor de potencia en los niveles de penetración

	Nivel de Penetración				
	C.Base	25 %	50 %	75 %	100 %
		R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D
Percentil 50	0.92	0.92/0.92	0.92/0.92	0.93/0.93	0.93/0.93
Percentil 95	0.96	0.96/0.96	0.96/0.96	0.96/0.96	0.96/0.96
Cumplimiento	√	√/√	√/√	√/√	√/√



(a) Comportamiento del factor de potencia



(b) Distribución empírica acumulada del factor de potencia

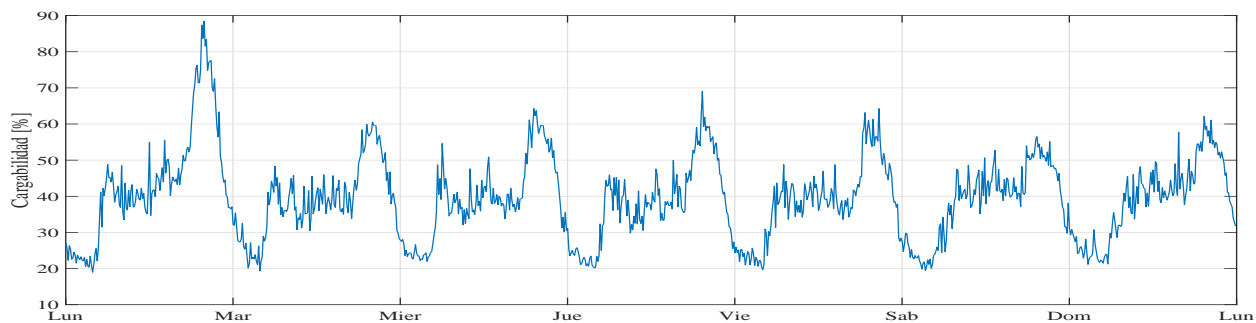
Figura 4.12: Factor de potencia con nivel de penetración del 100 %

4.4.6. Efectos sobre el transformador

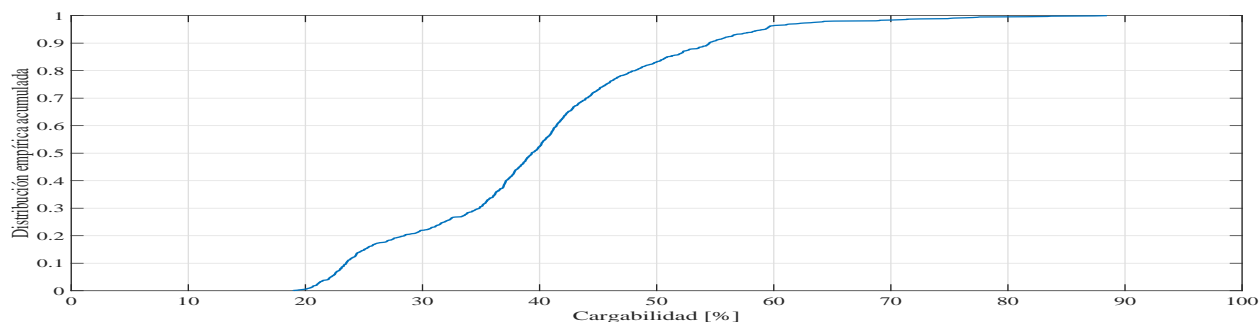
En la Figura 4.13 se muestran los resultados obtenidos para la cargabilidad del transformador en el escenario de un 100 % de penetración, y la Tabla 4.10 presenta los estadísticos muestrales calculados para todos los niveles de presencia de vehículos. Los resultados indican que aunque el transformador aumenta su nivel de carga conforme se incrementa el nivel de penetración, no se presentan periodos prolongados de sobrecarga que puedan comprometer la vida operativa del equipo.

Tabla 4.10: Estadísticos de la cargabilidad del transformador en los niveles de penetración

%	C.Base	Nivel de penetración			
		25 %	50 %	75 %	100 %
		R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D
Percentil 50	36.14	37.57/37.19	38.27/37.79	38.79/38.28	39.33/38.58
Percentil 95	52.56	54.96/56.10	56.49/57.95	57.82/60.47	59.20/61.66
<i>Max</i>	66.74	72.33/83.10	77.97/90.82	83.16/99.12	88.45/107.12



(a) Comportamiento de la cargabilidad del transformador



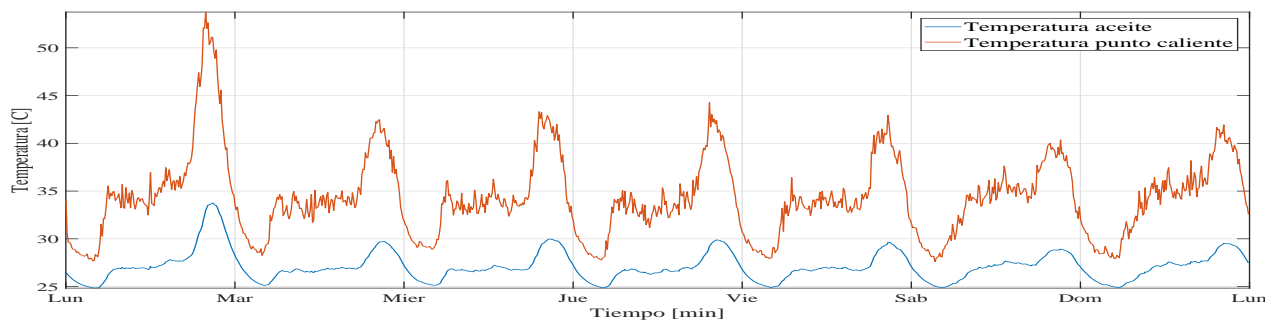
(b) Distribución empírica acumulada de la cargabilidad del transformador

Figura 4.13: Cargabilidad del transformador con un nivel de penetración de 100 %

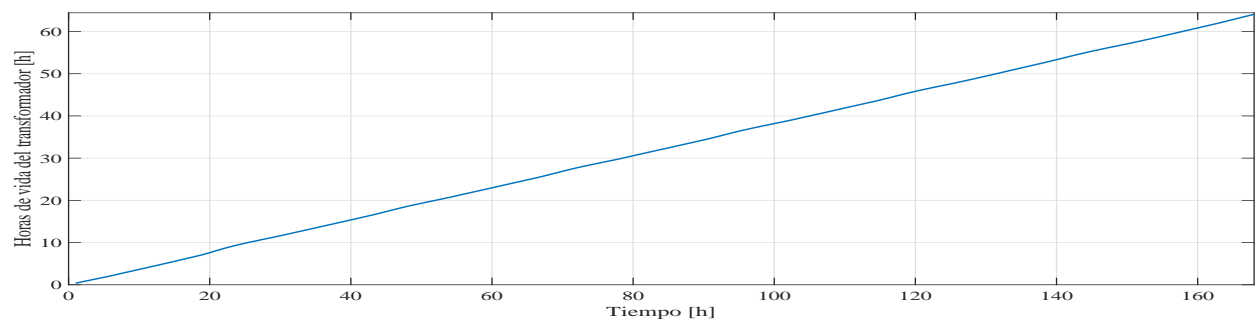
En lo que respecta al envejecimiento del equipo, la Figura 4.14 muestran el comportamiento de las temperaturas en el aceite y el punto caliente del transformador junto con las horas de vida acumuladas del equipo en el escenario de un 100 % de nivel de penetración, y la Tabla 4.11 presenta el envejecimiento equivalente del transformador junto con su pronóstico de vida operativa para cada uno de los niveles de presencia de vehículos, y donde se observa que no hubo mayor influencia sobre este aspecto.

Tabla 4.11: Resultados para las temperaturas y el envejecimiento del transformador con un nivel de penetración de 100 %

	Nivel de penetración				
	C.Base	25 %	50 %	75 %	100 %
		R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D	R.P / R.M.D
$P_{50}T_h [^{\circ}C]$	33.07	33.49/33.49	33.71/33.71	33.90/33.90	34.01/34.01
Max $T_h [^{\circ}C]$	42.77	45.98/50.2659	48.47/53.99	52.28/58.95	53.74/63.86
$FEQA$	0.37	0.38/0.38	0.38/0.38	0.38/0.38	0.38/0.38
Vida Pronosticada [años]	60	60/60	59/59	59/59	59/59



(a) Temperaturas del transformador



(b) Horas de vida acumuladas del equipo

Figura 4.14: Temperaturas del transformador y horas de vida acumuladas con nivel de penetración de 100 %

Capítulo 5

Análisis de resultados

A partir de los resultados obtenidos en el capítulo 4 se puede observar que para éste caso de estudio, en promedio los vehículos no presentaron mayores efectos negativos sobre los parámetros de calidad de potencia de la red, y que de ellos los cambios más significativos estuvieron asociados a los desbalances de tensión, cargabilidad del transformador y consumo energético. Algunos indicadores como la pérdida de vida operativa del transformador, el factor de potencia se mantuvieron prácticamente invariables respecto a las condiciones iniciales. En lo que respecta a las distorsiones individuales y totales de la demanda se presentó una disminución en los indicadores, explicada por el aumento de la corriente de carga I_L ante una magnitud en amperios casi constante de las componentes armónicas.

El cambio en el comportamiento de los indicadores más afectados en función del nivel de penetración se presenta en las Figuras 5.1 - 5.4, donde se muestran los efectos promedios y críticos esperados sobre la red conforme crece la cantidad de vehículos conectados; los efectos críticos se consideraron con respecto al caso más desfavorable (*M.D*) de cada escenario de penetración.

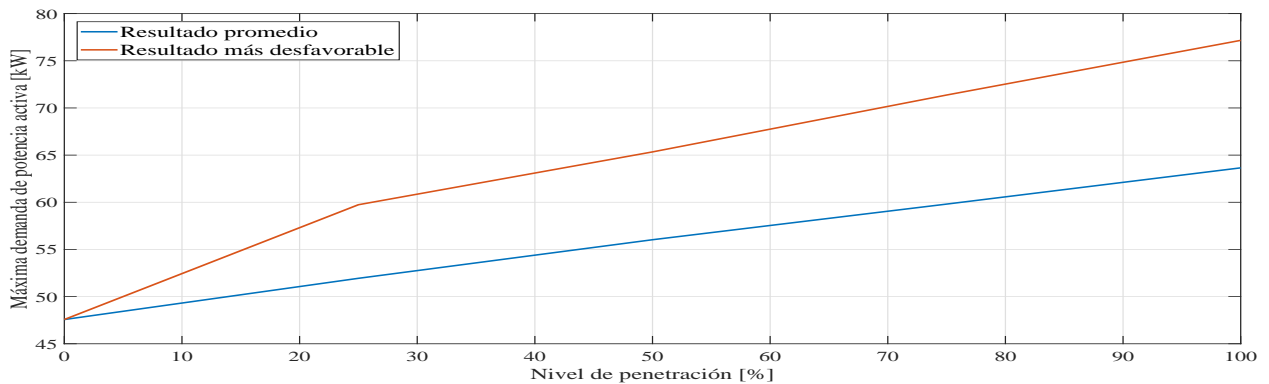


Figura 5.1: Evolución de la potencia máxima demandada en función del nivel de penetración

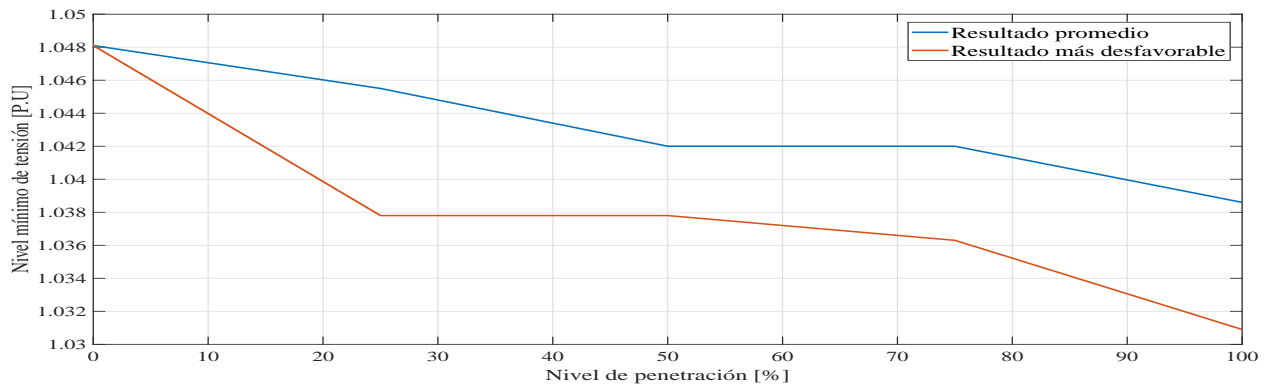


Figura 5.2: Evolución del nivel mínimo de tensión en función del nivel de penetración

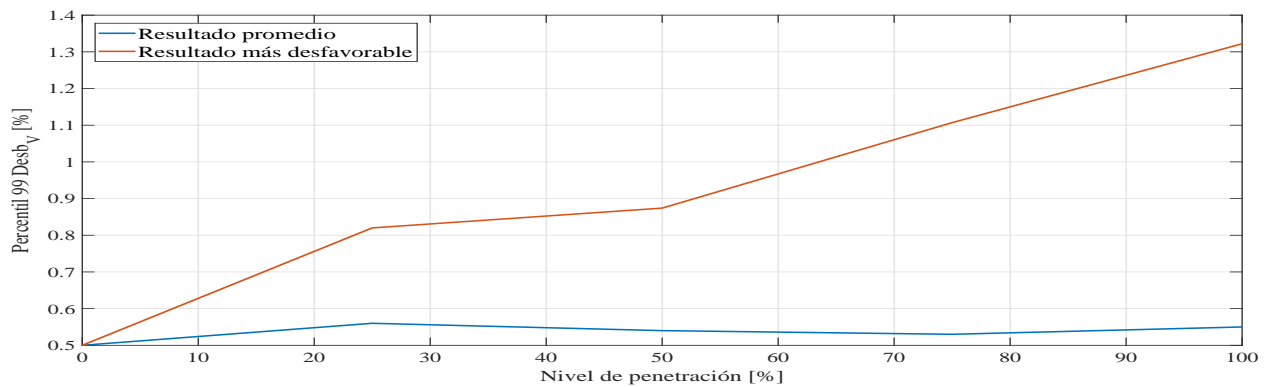


Figura 5.3: Evolución del percentil 99 del desbalance de tensión en función del nivel de penetración

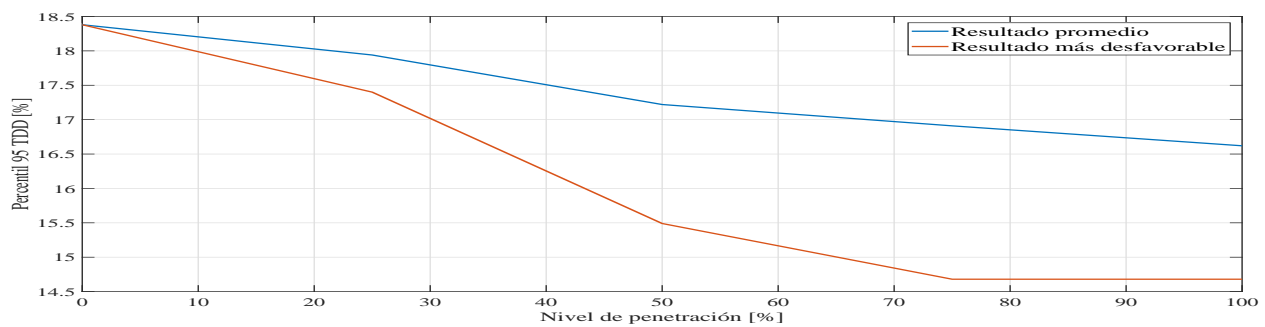


Figura 5.4: Evolución del percentil 95 de la distorsión total de la demanda en función del nivel de penetración

Por otro lado, la Tabla 5.1 presenta de forma resumida el impacto observado sobre los indicadores estudiados.

Tabla 5.1: Resumen de los efectos sobre los indicadores

Indicador	Resumen del resultado observado
Factor de potencia	El efecto promedio de los vehículos sobre el factor de potencia de la red resultó despreciable para todos los niveles de penetración
Distorsiones armónicas	La inclusión de los vehículos causó en promedio una disminución en los indicadores TDD y D_h al ocasionar que el incremento en la corriente máxima de demanda I_L fuera mayor que el crecimiento en las distorsiones de corriente.
Desbalances de tensión	Aunque el efecto promedio puede ser bajo, pueden haber casos críticos donde el desbalance de tensión se vea significativamente afectado. Si la red en baja tensión exhibiera un nivel más alto de desbalance posiblemente se habrían presentado violaciones normativas en el caso más desfavorable para 8 EVs.
Perturbaciones en el nivel de tensión	Ni en los efectos promedio o en los casos críticos se presentaron elevaciones, hundimientos o interrupciones de tensión.
Demanda de potencia activa y consumo energético	La máxima potencia activa demandada de la red y el consumo energético crecieron de forma casi lineal respecto al nivel de penetración.
Cargabilidad del transformador	Los crecimientos en la cargabilidad del transformador se dieron de forma casi lineal tanto en los efectos promedios como en los casos críticos. A pesar de que en el caso crítico con 8 evs hubo un lapso de operación a sobrecarga, este periodo no es lo suficientemente largo como para comprometer de forma significativa la vida operativa del equipo.

Con los resultados del capítulo 4 junto con el análisis presentado en este capítulo se cumple el objetivo: **Analizar el comportamiento de la red en estudio para distintos grados de penetración de vehículos eléctricos, considerando la aleatoriedad en los patrones de movilidad de los usuarios, valorando desde el cumplimiento normativo su calidad de potencia en cuanto a desbalances de tensión, distorsiones armónicas de corriente, variaciones en el nivel de tensión, y el efecto sobre transformadores en términos de cargabilidad y envejecimiento por corrientes armónicas.**

Capítulo 6

Conclusiones

En este trabajo se evaluó el impacto sobre la calidad de potencia de una red eléctrica de un conjunto residencial en baja tensión ante distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos. Para esto se caracterizó el comportamiento eléctrico del vehículo a partir de Modelos Gaussianos Mixtos derivados de la medición de múltiples ciclos de recarga, y se elaboraron perfiles promedio para representar su comportamiento a lo largo del día. Adicionalmente se caracterizó la calidad de potencia de la red tomada como caso de estudio, y se modelaron probabilísticamente los patrones de movilidad típicos de los habitantes del conjunto mediante resultados de encuestas. Finalmente se incorporaron los anteriores modelos usando MATLAB y OpenDSS para analizar los impactos sobre los indicadores de calidad de potencia.

6.1. Conclusiones generales

Se evaluó el impacto sobre la calidad de potencia de una red eléctrica de un conjunto residencial en baja tensión ante distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos. Los resultados encontrados indican que **el efecto promedio sobre la red es bajo en general para todos los indicadores estudiados debido a que los EVs no son una carga constante a lo largo del día, sino que manejan una hora y duración aleatoria de conexión**. Sin embargo, los impactos puntuales sobre la red pueden ser significativamente superiores a los promedio, especialmente para el desbalance de tensión.

Se realizó el modelado de las variables eléctricas del EV durante su recarga mediante la recopilación de datos experimentales en múltiples ciclos de recarga y el uso de Modelos Gaussianos Mixtos mediante la herramienta computacional MATLAB. Se encontró que el uso de distribuciones GMM para el modelado probabilístico de los parámetros eléctricos del vehículo resulta bastante apropiada debido a la versatilidad que tiene este tipo de distribución para ajustarse a casi cualquier histograma de datos.

El estudio del comportamiento del EV durante su recarga reveló que **la fase de carga a corriente constante resulta mucho más crítica que la fase de carga a voltaje constante**, principalmente porque hay una mayor demanda de potencia y porque a pesar de que la distorsión armónica se eleva hacia el final del proceso, el incremento ocurre sólo cuando se mide la magnitud como porcentaje de la onda fundamental, más no propiamente sobre la medida en amperios, la cual se mantiene prácticamente constante. Adicionalmente, se encontró que sus corrientes armónicas son de un orden lo suficientemente pequeño como para no comprometer normativamente la distorsión armónica de una red residencial en baja tensión.

Se realizó la medición y análisis normativo del estado de la calidad de potencia de una red eléctrica residencial en baja tensión según los requisitos de la norma colombiana NTC-5001 [19], realizando posteriormente su modelamiento eléctrico mediante la herramienta computacional OpenDSS. Tras realizar el análisis y modelamiento de la red se encontró que el estado de la calidad de potencia de la misma constituye un limitante para la cantidad de vehículos que pueden conectarse de forma simultánea antes de presentar problemas técnicos; **si los indicadores asociados a la calidad de potencia de la red están cerca de infringir sus límites normativos (exceptuando el factor de potencia y las distorsiones armónicas de corriente), se podrán conectar menos vehículos que si estos presentan una mayor holgura frente a dichos valores**. Esto aplica especialmente para los desbalances de tensión.

Se llevó a cabo el estudio de los efectos en la calidad de potencia de una red eléctrica residencial en baja tensión tras la inclusión de vehículos en distintos grados de penetración. Para esto se implementó un modelo probabilístico para la hora de conexión de los vehículos, y un modelo de consumo de potencia mecánica para el SoC al momento de la conexión. Los resultados del caso de estudio mostraron que bajo los escenarios considerados, el impacto promedio sobre los indicadores de calidad de la red en general no resultó significativo al no presentarse incumplimientos normativos o cambios bruscos en las variables estudiadas. Se obtuvo para los efectos promedios que por cada vehículo que se incorporó la cargabilidad máxima del transformador aumentó en promedio 2.71 %, la tensión cayó 0.1 %, y el desbalance de tensión aumentó un 0.06 %. Por otra parte, en los escenarios críticos, por cada vehículo se observó un aumento de 5.04 % en la cargabilidad del transformador, una caída de 0.215 % en el nivel de tensión, y un crecimiento de 0.1 % en el desbalance de tensión.

En el caso de estudio el bajo impacto de los vehículos se debió a principalmente al alto SoC en el momento de la conexión, que estuvo alrededor de un 80 %, explicado a su vez por

el bajo consumo energético en los trayectos considerados. Sin embargo, los resultados para la primera recarga de la semana donde el SoC fue más bajo que para el resto de los días simulados por asumirse como una distribución uniforme entre 40 y 80 %, indican que al disminuir el estado de carga al momento de la conexión el efecto sobre las variables eléctricas de la red puede acrecentarse considerablemente. **Esto demuestra que el comportamiento aleatorio de los usuarios es un factor crítico en la evaluación del impacto de los vehículos sobre la red.**

Los resultados obtenidos en los casos menos favorables revelan que **el indicador que más se puede ver afectado por la presencia de los EVs es el desbalance de tensión**. Si la condición de desbalance de la red llega a ser lo suficientemente alta, pueden darse condiciones en las cuales se supere el límite establecido por norma. En contraste con lo anterior, tanto en los resultados con los perfiles de carga promedio como en los casos menos favorables, **para las distorsiones armónicas se obtuvo que un incremento en el nivel de penetración puede causar una disminución de los indicadores D_i y TDD** ; esto se explica porque el crecimiento de la corriente de carga (I_L) causado por los vehículos es mayor que el de la distorsión armónica que introducen a la red.

6.2. Aportes

Los aportes realizados en este trabajo consistieron en:

- Establecer una metodología compacta para evaluar el impacto sobre la calidad de potencia de redes eléctricas en baja tensión por la presencia de EVs, considerando los patrones aleatorios de movilidad de los usuarios. Es importante resaltar que si se dispusiera de perfiles de velocidad promedio de la ciudad de Bogotá, la metodología resultaría factible para estudiar los efectos de los vehículos en sistemas eléctricos de mayor tamaño.
- Identificar que para estudios de calidad de potencia es posible considerar únicamente la fase de carga a corriente constante del vehículo.
- Identificar al desbalance de tensión como la variable más afectada en redes eléctricas en baja tensión por la presencia de EVs, y como el principal limitante para la cantidad máxima de vehículos que se pueden conectar de forma simultánea antes de presentar problemas técnicos
- Determinar que las contaminaciones armónicas de corriente de los EVs no constituyen un problema técnico para las redes eléctricas en baja tensión. Se presenta la salvedad de

que esto no aplica a vehículos o automóviles cuyos cargadores no presenten estándares de calidad apropiados.

- La publicación de una investigación asociada a este trabajo, donde se estudió el efecto de los espectros armónicos de instalaciones solares *Grid-Tied* y estaciones de carga nivel 2 sobre la tasa de falla de transformadores de distribución, tomando como caso de estudio el transformador de un edificio educativo.

6.3. Trabajos futuros

Como trabajos futuros se tiene:

- El estudio de mediciones agregadas de vehículos de diferentes marcas para el desarrollo de un modelo probabilístico general del comportamiento de un punto de carga residencial.
- La implementación de la metodología desarrollada para el estudio de los impactos de EVs en redes de distribución considerando localización óptima de cargadores.
- La investigación y validación de la metodología propuesta para determinar el envejecimiento de transformadores en sistemas desbalanceados.

Referencias

- [1] J. Olivier, K. Schurea, and J. Peters, “Trends in global co2 and total greenhouse gas emissions: 2017 report,” Tech. Rep. 2674, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Dec. 2017, <http://www.pbl.nl/en/publications/trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions-2017-report>.
- [2] A. D. Pulido, J. D. Turriago, R. Jiménez, C. F. Torres, A. Rojas, N. Chaparro, E. Y. Ortiz, S. Granados, J. Rodríguez, V. Berrío, I. C. Figueroa, Ángela Viviana Bohórquez, S. Rojas, and J. A. López, “Inventario nacional y departamental de gases efecto invernadero - colombia,” Tech. Rep. 3, IDEAM, Nov. 2016, <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf>
- [3] H. Xiao, Y. Huimei, W. Chen, and L. Hongjun, “A survey of influence of electric vehicle charging on power grid,” in *2014 9th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, pp. 121–126, June 2014. doi: 10.1109/ICIEA.2014.6931143.
- [4] A. Lucas, F. Bonavitacola, E. Kotsakis, and G. Fulli, “Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging,” *Electric Power Systems Research*, vol. 127, pp. 13 – 21, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.012>
- [5] N. B. M. Shariff, M. Al Essa, and L. Cipcigan, “Probabilistic analysis of electric vehicles charging load impact on residential distributions networks,” in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, pp. 1–6, Apr. 2016, doi: 10.1109/ENERGYCON.2016.7513943
- [6] M. K. Gray and W. G. Morsi, “Power quality assessment in distribution systems embedded with plug-in hybrid and battery electric vehicles,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, pp. 663–671, Mar. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2332058
- [7] Universidad de los Andes, “Séneca repositorio institucional.” En línea, <https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/29>

- [8] Universidad del Norte, “Repositorio institucional universidad del norte.” En línea, <http://manglar.uninorte.edu.co/>
- [9] Universidad del Valle, “Biblioteca digital universidad del valle.” En línea, <http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/handle/10893/99>
- [10] Universidad Distrital Francisco José de Caldas, “Repositorio institucional.” En línea, <http://repository.udistrital.edu.co/>
- [11] Universidad Nacional de Colombia, “Repositorio institucional un.” En línea, <http://bdigital.unal.edu.co/>
- [12] Universidad Industrial de Santander, “Repositorio institucional uis.” En línea, <http://tangara.uis.edu.co/>
- [13] Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, “Repositorio institucional.” En línea, <https://repositorio.escuelaing.edu.co/>
- [14] P. S. Moses, S. Deilami, A. S. Masoum, and M. A. S. Masoum, “Power quality of smart grids with plug-in electric vehicles considering battery charging profile,” in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, pp. 1–7, Oct 2010. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638983.
- [15] Asociación Nacional de Movilidad Sostenible, “Informe vehículos híbridos y eléctricos agosto 2019,” tech. rep., Asociación Colombiana de Vehículos Automotores, Ago. 2019, <https://www.andemos.org/index.php/2019/09/10/agosto-7/>
- [16] Banco Interamericano de Desarrollo, “The incorporation of electric cars in latin america,” Rep.Tec., Banco Interamericano de Desarrollo, 2016, <https://publications.iadb.org/handle/11319/7854>
- [17] Unidad de Planeación Minero-Energética, “Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2017-2031,” tech. rep., Unidad de Planeación Minero Energética, Feb. 2017, http://www1.upme.gov.co/Documents/Energia%20Electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf
- [18] A. A. Elmoundi, *Evaluation of power system harmonic effects on transformers*. phd-thesis, Helsinki University of Technology, Apr. 2006, <https://core.ac.uk/download/pdf/80701678.pdf>

- [19] Instituto Colombiana de Normas Técnicas y Certificación, “Norma ntc-5001: Calidad de la potencia eléctrica. límites y metodología de evaluación en punto de conexión común,” 2008, <https://tienda.icontec.org/categoria-producto/minero-energetico/29-ingenieria-electrica/?v=42983b05e2f2>
- [20] C. Jiang, R. Torquato, D. Salles, and W. Xu, “Method to assess the power-quality impact of plug-in electric vehicles,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, pp. 958–965, Apr. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2283598.
- [21] Secretaría de Movilidad, “Encuesta de movilidad de bogotá 2015,” resreport 1, Alcaldía Mayor de Bogotá, 2015, <http://www.movilidadbogota.gov.co/web/?q=node/1654>.
- [22] C. Fiori, K. Ahn, and H. A. Rakha, “Power-based electric vehicle energy consumption model: Model development and validation,” *Applied Energy*, vol. 168, pp. 257–268, 2016, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191630085X>.
- [23] J. Quirós-Tortos, A. Navarro-Espinosa, L. Ochoa, and T. Butler, “Statistical representation of ev charging: Data analysis and applications,” in *PSSCC proceeding*, 2018, doi: 10.23919/PSCC.2018.8442988.
- [24] IEC, Std, “Electromagnetic compatibility (emc) - part 4-30: Testing and measurement techniques - power quality measurement methods.”, doi: <https://webstore.iec.ch/publication/22270#additionalinfo>.
- [25] F. Un-Noor, S. Padmanaban, L. Mihet-Popa, M. N. Mollah, and E. Hossain, “A comprehensive study of key electric vehicle (ev) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development,” *Energies*, vol. 10, Oct. 2017. doi: 10.3390/en10081217.
- [26] A. M. Andwari, A. Pesiridis, S. Rajoo, R. Martinez-Botas, and V. Esfahanian, “A review of battery electric vehicle technology and readiness levels,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 414 – 430, 2017. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.138>.
- [27] M. Yilmaz and P. T. Krein, “Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 2151–2169, May 2013. doi: 10.1109/TPEL.2012.2212917.
- [28] J. Larminie and J. Lowry, *Electric Vehicle Technology Explained*, vol. 1. John Wiley & Sons, 2 ed., Sept. 2012, doi: <https://www.wiley.com/en-us/Electric+Vehicle+Technology+Explained%2C+2nd+Edition-p-9781119942733>.

- [29] E. A. Nanaki and C. J. Koroneos, “Comparative economic and environmental analysis of conventional, hybrid and electric vehicles – the case study of greece,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 53, pp. 261 – 266, 2013. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.04.010>.
- [30] A. Poullikkas, “Sustainable options for electric vehicle technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1277 – 1287, 2015. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.016>.
- [31] H. S. Das, C. W. Tan, and A. Yatim, “Fuel cell hybrid electric vehicles: A review on power conditioning units and topologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 268 – 291, 2017. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.056>.
- [32] C. C. Chan, “The state of the art of electric and hybrid vehicles,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 90, pp. 247–275, Feb 2002. doi: 10.1109/5.989873.
- [33] C. Botsford and A. S. , “Fast charging vs. slow charging: Pros and cons for the new age of electric vehicles,” May 2009, doi: <https://www.evs24.org/reg/author.html>.
- [34] A. Khaligh and S. Dusmez, “Comprehensive topological analysis of conductive and inductive charging solutions for plug-in electric vehicles,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 61, pp. 3475–3489, Oct 2012. doi: 10.1109/TVT.2012.2213104.
- [35] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, “The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 371–380, Feb 2010. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036481.
- [36] Pengxin and Z. Zhebo, “Analysis of electric vehicles’ impact to the electric grid,” in *2012 China International Conference on Electricity Distribution*, pp. 1–5, Sept 2012. doi: 10.1109/CICED.2012.6508474.
- [37] A. Ul-Haq, C. Cecati, A. Ehsan, and K. Strunz, “Impact of electric vehicles on voltage profile and harmonics in a distribution network,” in *2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, pp. 1–6, March 2015. doi: 10.1109/SGRE.2015.7208724.
- [38] M. Yilmaz and P. T. Krein, “Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 5673–5689, Dec 2013. doi: 10.1109/TPEL.2012.2227500.

- [39] R. Leou, C. Su, and C. Lu, “Stochastic analyses of electric vehicle charging impacts on distribution network,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 1055–1063, May 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2291556.
- [40] A.Pavas, “Study of responsibilities assignment methods in power quality,” PhD. Thesis, Universidad Nacional de Colombia - Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Dic. 2019 vol. 29, pp. 1055–1063, May 2014, <http://bdigital.unal.edu.co/11603/1/298276.2012.pdf>.
- [41] A.Pavas, A. Blanco, E. Parra. “Applying FBD-power theory to analysing effective lighting devices’ impact on power quality and electric grid efficiency”. Ing. Investig. [En Línea]. 2011, vol.31, http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-56092011000500017&lng=en&nrm=iso
- [42] A. Pavas, V. Staudt and H. Torres-Saanchez, “Experimental investigation of existing methodologies for the Responsibilities Assignment Problem,” 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, 2009, pp. 1-8. doi: 10.1109/PTC.2009.5281856
- [43] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, “Experimental validation of a battery dynamic model for ev applications,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, pp. 289–299, May 2009, <https://www.evs24.org/wevajournal/volumes/volume.php>.
- [44] M. Chen and G. A. Rincon-Mora, “Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and i-v performance,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, pp. 504–511, June 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.874229.
- [45] Circutor, *Manual Circutor MyEbox 1500*. <http://circutor.es/es/productos/medida-y-control/analizadores-de-redes-portatiles/analizadores-de-redes-portatiles-port/kit-myebox-1500-detail>.
- [46] IEC, Std, “Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V AC and 1 500 V DC - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures - Part 12: Power metering and monitoring devices (PMD)”, <https://webstore.iec.ch/publication/30065>.
- [47] IEC, Std, “Electricity metering equipment (a.c.) - Particular Requirements - Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)”, <https://webstore.iec.ch/publication/26238>.
- [48] IEC, Std, “Electricity metering equipment (a.c.) - Particular requirements - Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)”, <https://webstore.iec.ch/publication/6384>.

- [49] IEC, Std, “Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3)”, <https://webstore.iec.ch/publication/4228>.
- [50] E. Inoa and J. Wang, “Phev charging strategies for maximized energy saving,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 60, pp. 2978–2986, Sept. 2011, doi: 10.1109/TVT.2011.2162085.
- [51] S. Abu-Sharkh and D. Doerffel, “Rapid test and non-linear model characterisation of solid-state lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 130, no. 1, pp. 266 – 274, 2004, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2003.12.001>.
- [52] L. Lam, P. Bauer, and E. Kelder, “A practical circuit-based model for li-ion battery cells in electric vehicle applications,” in *2011 IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pp. 1–9, Oct. 2011, doi: 10.1109/INTLEC.2011.6099803.
- [53] V. Sangwan, A. Sharma, R. Kumar, and A. K. Rathore, “Equivalent circuit model parameters estimation of li-ion battery: C-rate, soc and temperature effects,” in *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pp. 1–6, Dec. 2016, doi: 10.1109/PEDES.2016.7914369.
- [54] C. Zhang, W. Allafi, Q. Dinh, P. Ascencio, and J. Marco, “Online estimation of battery equivalent circuit model parameters and state of charge using decoupled least squares technique,” *Energy*, vol. 142, pp. 678 – 688, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.043>.
- [55] R. B. Brenes, “Ubicacion y dimensionamiento de estaciones de recarga rapida de vehuclos electricos en redes de distribucion utilizando informacion gis,” mathesis, Universidad de Costa Rica, Dec. 2016, <http://www.inii2.ucr.ac.cr/RIINII/pdf/IE/IE-7882.pdf>.
- [56] R. Singh, B. C. Pal, and R. A. Jabr, “Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 29–37, Feb. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030271.
- [57] MATLAB, *Statistics and Machine Learning Toolbox User’s Guide*. MathWorks, <https://la.mathworks.com/help/ident/ref/aic.html#buy6619-2>.
- [58] Power Standards Lab, Manual, *PSL PQube-02-000 datasheet*, <https://www.powermeterstore.com/pdfs/cache/www.powermeterstore.com/pqube-02-0000/datasheet/pqube-02-0000-datasheet.pdf>.

- [59] M. Savaghebi, A. Gholami, and H. Hooshyar, "Loading capability of transformer in over-excitation condition," in *2007 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa - PowerAfrica*, pp. 1–3, July 2007, doi: 10.1109/PESAfr.2007.4498073.
- [60] C. R. T. Castro, S. R. Barbosa, H. L. Ferreira, L. E. Samico, I. J. S. Lopes, and S. R. Silva, "Power transformer loading studies considering overexcitation," in *2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE Cat. No. 04EX956)*, pp. 651–656, Nov 2004, doi: 10.1109/TDC.2004.1432456.
- [61] Electric Power Research Institute, *Software "OpenDss Simulation Tool"*, : <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>.
- [62] ENEL-CODENSA, "Transformador de distribución trifásico ocasionalmente sumergible,potencia menor a 500 kva., ET 009' En Línea, Apr. 2013, https://likinormas.micodensa.com/Especificacion/transformadores/et009_transformador_distribucion_trifasico_ocasionalmente_sumergible_potencia_500_kva#heading_14.
- [63] X. Wu, D. Freese, A. Cabrera, and W. A. Kitch, "Electric vehicles' energy consumption measurement and estimation," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 34, pp. 52,67, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2014.10.007>.
- [64] H. A. Rakha, K. Ahn, K. Moran, B. Saerens, and E. V. den Bulck, "Virginia tech comprehensive power-based fuel consumption model: Model development and testing," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 16, no. 7, pp. 492 – 503, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2011.05.008>.
- [65] Idaho National Laboratory, "2013 nissan leaf advanced vehicle testing - baseline testing results," techreport, U.S Department of Energy, 2015, <https://avt.inl.gov/sites/default/files/pdf/fsev/fact2013nissanleaf.pdf>.
- [66] United Nations Economic Commission, "Draft global technical regulation," Rep.Tec., United Nations, May 2003, <https://www.unece.org/fileadmin/DAM/trans/doc/2003/wp29grpe/TRANS-WP29-GRPE-46-inf15e.pdf>.
- [67] GlobalAutoRegs, "Global regulations," Rep.Tec., Global Automobile Regulations, 2018, <https://globalautoregs.com/rules/2/documents>.
- [68] IEEE, std, "IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators," Mar. 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6166928.

- [69] J. S. N'cho, I. Fofana, Y. Hadjadj, and A. Beroual, "Review of physicochemical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *Energies*, vol. 9, no. 5, 2016, doi: 10.3390/en9050367.
- [70] H. F. M. Mantilla, A. Pavas, and I. C. Durán, "Aging of distribution transformers due to voltage harmonics," in *2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, pp. 1–5, May 2017, doi: 10.1109/PEPQA.2017.7981649.
- [71] A. Pavas, A. Marulanda, I. C. Durán, S.T. Franco "Influence of Grid Tied PV Systems and EV Charging Stations on Power Transformers Failure Rate Behavior" in *2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*. A espera de Publicación.
- [72] IEEE, Std, "IEEE recommended practice for establishing liquid-filled and dry-type power and distribution transformer capability when supplying nonsinusoidal load currents." En Línea, Mar. 2008, <https://ieeexplore.ieee.org/document/4601586>.
- [73] H. F. M. Mantilla, M. A. S. Merchán, A. Pavas, and I. C. D. Tovar, "Modeling of a distribution transformer performance operating under harmonic polluted conditions," in *2015 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, pp. 1–6, June 2015, doi: 10.1109/PEPQA.2015.7168231.
- [74] IEEE, Std, "Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems," 2014, <https://standards.ieee.org/findstds/standard/519-2014.html>.

Anexos

A. Tablas ajustes GMM

A continuación se presentan las tablas de los parámetros estadísticos de las distribuciones GMM utilizadas para modelar la potencia activa demandada por el vehículo, la potencia reactiva, y su perfil armónico. Las tablas muestran los ajustes tanto para la fase de carga constante como para la de carga final.

A.1 Potencia activa

Los siguientes son los ajustes GMM empleados para modelar la potencia activa demandada por el vehículo durante su recarga.

A.2 Potencia reactiva

Los siguientes son los ajustes GMM empleados para modelar la potencia reactiva demandada por el vehículo durante su recarga.

Tabla A.2: Parámetros estadísticos del ajuste GMM potencia reactiva en fase de carga a voltaje constante[kVAR]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
FCC	ω_i	0.099	0.563	0.048	0.289	(-)
	μ_i	1.602	1.627	1.5788	1.611	(-)
	σ_i	0.108	0.056	0.002	0.006	(-)
0-10min	ω_i	0.047	0.1918	0.7615	(-)	(-)
	μ_i	1.567	564.627	1.048	(-)	(-)
	σ_i	0.134	9.2760	39.698	(-)	(-)
10-20min	ω_i	0.528	0.2873	0.0.1847	(-)	(-)
	μ_i	0.298	0.823	0.472	(-)	(-)
	σ_i	3.4311	5.0786	8.8233	(-)	(-)
20-30min	ω_i	0.6358	0.3642	(-)	(-)	(-)
	μ_i	0.180	0.390	(-)	(-)	(-)
	σ_i	0.504	19.645	(-)	(-)	(-)
30-40min	ω_i	0.6789	0.3211	(-)	(-)	(-)
	μ_i	0.141	0.219	(-)	(-)	(-)
	σ_i	0.238	1.6929	(-)	(-)	(-)
40-50min	ω_i	0.3262	0.6738	(-)	(-)	(-)
	μ_i	0.217	0.141	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1.7439	0.235	(-)	(-)	(-)
50-60min	ω_i	1	(-)	(-)	(-)	(-)
	μ_i	0.134	(-)	(-)	(-)	(-)
	σ_i	0.845	(-)	(-)	(-)	(-)

A.3 Corrientes armónicas

Los siguientes son los ajustes GMM empleados para modelar el perfil armónico del vehículo durante su recarga tanto en magnitud como en ángulo, mostrando únicamente las componentes h3 h5 h7 h9 y h11 por ser las que más aportan a la distorsión de la onda. Adicionalmente se aclara que el ajuste sobre la magnitud de las componentes se realizó en amperios y no como porcentaje de la fundamental debido a que esto facilita la convergencia del modelo.

Tabla A.3: Ajuste GMM para magnitud de componentes armónicas en fase de carga a corriente constante [A]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	G_6	G_7	G_8
h1	ω_i	0,356	0,182	0,036	0,071	0,354	0	0	0
	μ_i	28,785	28,89	28,533	28,44	28,562	0	0	0
	σ_i	0,002	0,001	0,016	0	0,003	0	0	0
h3	ω_i	0,196	0,486	0,319	0,051	0	0	0	0
	μ_i	1,201	0,958	1,039	1,126	0	0	0	0
	σ_i	0,003	0,002	0,002	0,003	0	0	0	0
h5	ω_i	0,173	0,176	0,177	0,331	0,143	0	0	0
	μ_i	0,437	1,213	0,713	0,976	0,321	0	0	0
	σ_i	0,002	0,005	0,002	0,005	0,007	0	0	0
h7	ω_i	0,441	0,168	0,34	0,051	0	0	0	0
	μ_i	0,339	0,87	0,633	1,126	0	0	0	0
	σ_i	0,005	0,006	0,006	0,003	0	0	0	0
h9	ω_i	0,363	0,292	0,17	0,067	0,108	0	0	0
	μ_i	0,22	0,193	0,144	0,276	0,261	0	0	0
	σ_i	1.505E-4	4.749E-4	7.35E-5	0	0,001	0	0	0
h11	ω_i	0,162	0,133	0,149	0,555	0	0	0	0
	μ_i	0,158	0,201	0,259	0,197	0	0	0	0
	σ_i	1.444E-4	5,06E-05	1.493E-4	9.882E-4	0	0	0	0

Tabla A.4: Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 0-10 minutos [A]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	
ticolumn1c	ω_i	6,771E-02	8,477E-02	1,608E-01	6,867E-01	(-)	
	h1	μ_i	2,823E+01	2,852E+01	1,053E+01	1,878E+01	(-)
		σ_i	3,058E-01	1,332E-04	2,623E+00	1,390E+01	(-)
h3	ω_i	1,075E-01	7,585E-02	5,546E-01	2,620E-01	(-)	
	μ_i	1,316E+00	8,748E-01	9,963E-01	1,149E+00	(-)	
	σ_i	1,554E-03	5,328E-04	7,884E-04	2,301E-03	(-)	
h5	ω_i	1,693E-01	1,050E-01	9,782E-02	6,279E-01	(-)	
	μ_i	1,094E+00	7,812E-01	9,598E-01	5,473E-01	(-)	
	σ_i	1,542E-02	2,223E-03	1,017E-04	9,176E-03	(-)	
h7	ω_i	8,454E-01	1,546E-01	(-)	(-)	(-)	
	μ_i	4,473E-01	1,666E-01	(-)	(-)	(-)	
	σ_i	1,453E-02	1,008E-03	(-)	(-)	(-)	
h9	ω_i	2,978E-01	2,456E-01	5,426E-02	3,099E-01	9,234E-02	
	μ_i	1,644E-01	2,187E-01	7,518E-02	2,545E-01	2,562E-01	
	σ_i	9,230E-04	2,255E-05	2,325E-04	2,978E-04	3,338E-06	

Tabla A.5: Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 10-20 minutos [A]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	5,497E-01	2,751E-01	1,753E-01	(-)	(-)
	μ_i	6,071E+00	1,576E+01	9,279E+00	(-)	(-)
	σ_i	1,103E+00	1,507E+00	2,874E+00	(-)	(-)
h3	ω_i	5,806E-01	4,194E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	6,754E-01	1,064E+00	(-)	(-)	(-)
	σ_i	2,832E-02	4,778E-03	(-)	(-)	(-)
h5	ω_i	4,829E-01	1,892E-01	3,280E-01	(-)	(-)
	μ_i	1,936E-01	3,532E-01	6,956E-01	(-)	(-)
	σ_i	3,471E-03	1,076E-02	3,034E-03	(-)	(-)
h7	ω_i	1,978E-01	1,528E-01	5,272E-01	1,222E-01	(-)
	μ_i	5,313E-02	3,890E-01	9,641E-02	4,849E-01	(-)
	σ_i	1,021E-04	6,212E-04	9,746E-04	3,818E-04	(-)
h9	ω_i	5,169E-01	2,750E-01	9,007E-02	1,180E-01	(-)
	μ_i	3,769E-02	2,626E-01	1,401E-01	7,210E-02	(-)
	σ_i	4,467E-05	2,258E-04	1,580E-04	4,071E-04	(-)

Tabla A.6: Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 20-30 minutos [A]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	6,558E-01	3,442E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	3,940E+00	7,910E+00	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1,796E-01	6,923E+00	(-)	(-)	(-)
h3	ω_i	5,886E-01	2,238E-01	6,713E-02	1,205E-01	(-)
	μ_i	3,097E-01	8,531E-01	1,200E+00	4,671E-01	(-)
	σ_i	2,538E-03	3,342E-02	5,520E-04	1,786E-03	(-)
h5	ω_i	5,943E-01	7,495E-02	2,430E-01	8,772E-02	(-)
	μ_i	8,210E-02	6,446E-01	2,477E-01	1,345E-01	(-)
	σ_i	2,250E-04	9,174E-03	7,020E-03	6,412E-05	(-)
h7	ω_i	2,244E-01	5,090E-02	2,115E-01	5,132E-01	(-)
	μ_i	2,441E-02	2,422E-01	8,320E-02	4,261E-02	(-)
	σ_i	1,351E-05	4,664E-03	4,480E-05	9,850E-05	(-)
h9	ω_i	8,413E-01	1,587E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	2,472E-02	1,268E-01	(-)	(-)	(-)
	σ_i	4,608E-05	1,762E-03	(-)	(-)	(-)

Tabla A.7: Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 30-40 minutos [A]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	5,882E-01	4,118E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	3,173E+00	4,207E+00	(-)	(-)	(-)
	σ_i	7,488E-02	1,371E+00	(-)	(-)	(-)
h3	ω_i	5,848E-01	4,152E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	2,140E-01	3,763E-01	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1,160E-03	2,641E-02	(-)	(-)	(-)
h5	ω_i	6,002E-01	3,998E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	5,512E-02	1,026E-01	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1,088E-04	2,160E-03	(-)	(-)	(-)
h7	ω_i	7,810E-01	2,190E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	2,401E-02	5,414E-02	(-)	(-)	(-)
	σ_i	8,546E-05	5,731E-05	(-)	(-)	(-)
h9	ω_i	2,268E-01	1,153E-01	2,409E-02	6,337E-01	(-)
	μ_i	2,584E-02	3,308E-02	1,038E-03	1,428E-02	(-)
	σ_i	1,323E-05	4,794E-07	1,021E-06	6,823E-06	(-)

Tabla A.8: Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 40-50 minutos [A]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	1,000E+00	(-)	(-)	(-)	(-)
	μ_i	3,225E+00	(-)	(-)	(-)	(-)
	σ_i	5,007E-01	(-)	(-)	(-)	(-)
h3	ω_i	8,524E-01	1,476E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	2,364E-01	1,846E-01	(-)	(-)	(-)
	σ_i	8,041E-03	1,387E-05	(-)	(-)	(-)
h5	ω_i	1,000E+00	(-)	(-)	(-)	(-)
	μ_i	5,806E-02	(-)	(-)	(-)	(-)
	σ_i	4,907E-04	(-)	(-)	(-)	(-)
h7	ω_i	1,000E+00	(-)	(-)	(-)	(-)
	μ_i	2,407E-02	(-)	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1,198E-04	(-)	(-)	(-)	(-)
h9	ω_i	6,355E-01	3,645E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	1,263E-02	2,221E-02	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1,808E-05	5,966E-06	(-)	(-)	(-)

Tabla A.9: Ajuste GMM para magnitud componentes armónicas fase de carga a voltaje constante 50-60 minutos [A]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	7,547E-01	1,016E-01	1,437E-01	(-)	(-)
	μ_i	2,968E+00	4,012E+00	1,733E+00	(-)	(-)
	σ_i	1,161E-01	4,738E-02	6,635E-01	(-)	(-)
h3	ω_i	1,733E-01	7,500E-01	7,667E-02	(-)	(-)
	μ_i	2,992E-01	1,744E-01	2,364E-02	(-)	(-)
	σ_i	1,465E-03	1,485E-03	3,354E-04	(-)	(-)
h5	ω_i	1,769E-01	7,652E-02	7,466E-01	(-)	(-)
	μ_i	7,551E-02	5,535E-03	4,464E-02	(-)	(-)
	σ_i	1,716E-04	1,723E-05	1,163E-04	(-)	(-)
h7	ω_i	7,080E-02	9,292E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	4,039E-02	1,726E-02	(-)	(-)	(-)
	σ_i	2,320E-06	6,398E-05	(-)	(-)	(-)
h9	ω_i	7,516E-02	1,566E-01	7,682E-01	(-)	(-)
	μ_i	1,446E-03	2,203E-02	1,260E-02	(-)	(-)
	σ_i	1,126E-06	3,577E-06	8,751E-06	(-)	(-)

Tabla A.10: Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas fase de carga a corriente constante [Grados]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	4,896E-01	6,405E-03	5,040E-01	(-)	(-)
	μ_i	3,322E+02	3,514E+02	3,322E+02	(-)	(-)
	σ_i	4,390E+00	1,948E+01	4,791E-02	(-)	(-)
h3	ω_i	8,401E-02	4,414E-01	2,591E-01	2,155E-01	(-)
	μ_i	1,519E+01	1,868E+02	7,242E+01	3,138E+02	(-)
	σ_i	8,733E+01	3,533E+03	9,767E+02	5,363E+02	(-)
h5	ω_i	8,158E-02	3,539E-01	6,007E-02	1,332E-01	3,713E-01
	μ_i	2,311E+01	2,078E+02	3,433E+02	2,967E+02	1,121E+02
	σ_i	1,761E+02	2,596E+03	1,010E+02	5,026E+02	1,711E+03
h7	ω_i	7,557E-02	1,258E-01	2,335E-01	4,837E-01	8,151E-02
	μ_i	1,668E+01	2,972E+02	7,383E+01	1,966E+02	3,427E+02
	σ_i	8,692E+01	4,629E+02	8,598E+02	2,929E+03	1,090E+02
h9	ω_i	1,036E-01	2,303E-01	3,083E-01	2,873E-01	7,056E-02
	μ_i	2,901E+02	4,713E+01	1,118E+02	2,109E+02	3,409E+02
	σ_i	3,373E+02	6,604E+02	1,548E+03	1,757E+03	1,196E+02

Tabla A.11: Ajuste GMM para ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 0-10 minutos [Grados]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	7,501E-01	2,499E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	μ_i	3,340E+02	3,334E+02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	σ_i	9,066E-01	1,169E+01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
h3	ω_i	2,825E-01	1,783E-01	6,877E-02	4,704E-01	0,000E+00
	μ_i	2,516E+02	3,393E+02	1,631E+01	1,269E+02	0,000E+00
	σ_i	5,292E+02	1,159E+02	7,268E+01	1,884E+03	0,000E+00
h5	ω_i	2,909E-01	4,145E-01	9,237E-02	2,022E-01	0,000E+00
	μ_i	3,332E+02	1,539E+02	2,451E+01	2,742E+02	0,000E+00
	σ_i	3,250E+02	2,171E+03	1,698E+02	5,124E+02	0,000E+00
h7	ω_i	1,276E-01	1,235E-01	8,114E-02	4,034E-01	2,644E-01
	μ_i	3,302E+02	1,580E+01	3,555E+02	9,567E+01	2,042E+02
	σ_i	2,387E+02	7,120E+01	2,664E+00	1,165E+03	3,753E+03
h9	ω_i	5,118E-01	4,882E-01	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	μ_i	2,870E+02	1,178E+02	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	σ_i	1,335E+03	3,475E+03	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00

Tabla A.12: Ajuste GMM para ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 10-20 minutos [Grados]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	2,500E-02	9,750E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	3,448E+02	3,356E+02	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1,000E-02	3,886E+00	(-)	(-)	(-)
h3	ω_i	3,286E-01	1,956E-01	4,758E-01	(-)	(-)
	μ_i	2,859E+02	2,266E+01	1,313E+02	(-)	(-)
	σ_i	1,008E+03	2,064E+02	2,669E+03	(-)	(-)
h5	ω_i	3,667E-02	1,625E-01	1,187E-01	2,267E-01	4,554E-01
	μ_i	2,514E+02	3,249E+02	2,897E+01	1,971E+02	1,241E+02
	σ_i	8,943E+01	2,885E+02	1,578E+02	8,571E+01	1,275E+03
h7	ω_i	4,804E-01	5,196E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	6,431E+01	2,498E+02	(-)	(-)	(-)
	σ_i	1,335E+03	3,105E+03	(-)	(-)	(-)
h9	ω_i	4,314E-01	1,464E-01	1,090E-01	9,685E-02	2,163E-01
	μ_i	6,980E+01	1,734E+02	3,452E+02	1,248E+02	2,691E+02
	σ_i	1,066E+03	1,685E+02	1,377E+02	1,675E+01	5,476E+02

Tabla A.13: Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 20-30 minutos [Grados]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	8,095E-01	1,905E-01	(-)	(-)	(-)
	μ_i	3,370E+02	3,455E+02	(-)	(-)	(-)
	σ_i	7,417E+00	5,944E+00	(-)	(-)	(-)
h3	ω_i	1,182E-01	1,957E-01	6,861E-01	(-)	(-)
	μ_i	2,266E+02	3,138E+02	1,165E+02	(-)	(-)
	σ_i	7,422E+01	8,562E+02	2,989E+03	(-)	(-)
h5	ω_i	5,590E-01	2,733E-01	1,677E-01	(-)	(-)
	μ_i	1,359E+02	3,234E+02	1,615E+01	(-)	(-)
	σ_i	2,934E+03	3,750E+02	1,038E+02	(-)	(-)
h7	ω_i	5,729E-01	1,041E-01	2,779E-01	4,512E-02	(-)
	μ_i	1,292E+02	2,339E+02	3,181E+02	2,945E+00	(-)
	σ_i	3,866E+03	1,185E+01	7,411E+02	6,762E+00	(-)
h9	ω_i	3,577E-01	1,187E-01	2,265E-01	2,970E-01	(-)
	μ_i	5,030E+01	2,431E+02	1,702E+02	2,998E+02	(-)
	σ_i	5,277E+02	2,993E+01	2,449E+03	8,619E+02	(-)

Tabla A.14: Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 30-40 minutos [Grados]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	3,286E-01	2,289E-01	4,425E-01	(-)	(-)
	μ_i	3,421E+02	4,091E+02	3,372E+02	(-)	(-)
	σ_i	3,098E+01	3,174E+01	1,267E+00	(-)	(-)
h3	ω_i	2,483E-01	1,345E-01	4,363E-01	1,809E-01	(-)
	μ_i	2,381E+02	1,411E+01	9,799E+01	3,248E+02	(-)
	σ_i	4,726E+02	5,761E+00	2,139E+03	4,612E+02	(-)
h5	ω_i	1,930E-01	2,046E-01	1,451E-01	4,573E-01	(-)
	μ_i	3,323E+02	3,210E+01	1,054E+02	2,272E+02	(-)
	σ_i	1,352E+02	2,000E+02	1,291E+02	2,767E+03	(-)
h7	ω_i	3,849E-01	1,209E-01	7,817E-02	4,160E-01	(-)
	μ_i	1,245E+02	3,509E+02	1,131E+01	2,915E+02	(-)
	σ_i	2,397E+03	7,858E+01	3,811E+01	1,103E+03	(-)
h9	ω_i	9,378E-02	1,234E-01	4,989E-01	2,839E-01	(-)
	μ_i	3,488E+02	1,761E+01	2,446E+02	1,114E+02	(-)
	σ_i	4,337E+01	1,399E+02	2,798E+03	1,222E+03	(-)

Tabla A.15: Ajuste GMM para ángulo componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 40-50 minutos [Grados]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
h1	ω_i	5,869E-01	1,696E-01	1,082E-01	7,023E-02	6,511E-02
	μ_i	3,388E+02	5,377E+01	4,439E+01	3,481E+02	4,942E+01
	σ_i	5,298E+00	1,881E+01	4,037E+00	1,873E+00	2,188E-02
h3	ω_i	2,673E-01	3,065E-01	3,577E-01	6,850E-02	(-)
	μ_i	2,191E+02	7,307E+01	3,012E+02	1,343E+02	(-)
	σ_i	3,476E+02	1,878E+03	1,392E+03	1,242E+01	(-)
h5	ω_i	4,628E-01	4,016E-01	6,287E-02	7,274E-02	(-)
	μ_i	1,304E+02	3,114E+02	2,210E+01	2,445E+02	(-)
	σ_i	2,610E+03	6,613E+02	2,556E+01	4,441E+01	(-)
h7	ω_i	3,727E-01	2,143E-01	1,229E-01	2,901E-01	(-)
	μ_i	7,899E+01	3,155E+02	1,545E+02	2,307E+02	(-)
	σ_i	1,239E+03	4,192E+02	9,890E+01	6,901E+02	(-)
h9	ω_i	4,838E-02	1,109E-01	1,582E-01	5,383E-01	1,443E-01
	μ_i	2,999E+02	1,804E+01	8,043E+01	2,090E+02	3,441E+02
	σ_i	3,673E+00	1,002E+02	3,881E+02	3,399E+03	6,890E+01

Tabla A.16: Ajuste GMM para ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 50-60 minutos [Grados]

	G_i	G_1	G_2	G_3	G_4	G_5
	ω_i	2,413E-01	2,541E-01	5,974E-02	7,209E-02	3,727E-01
h1	μ_i	4,688E+01	3,443E+02	5,952E+01	5,343E+01	3,378E+02
	σ_i	6,451E+00	1,572E+01	3,010E+00	9,029E-02	1,831E+00
	ω_i	6,919E-02	4,237E-01	5,071E-01	(-)	(-)
h3	μ_i	3,489E+02	1,140E+02	2,455E+02	(-)	(-)
	σ_i	4,270E+00	3,749E+03	2,685E+03	(-)	(-)
	ω_i	4,092E-01	4,529E-01	1,379E-01	(-)	(-)
h5	μ_i	8,207E+01	2,252E+02	3,426E+02	(-)	(-)
	σ_i	1,528E+03	2,012E+03	1,247E+02	(-)	(-)
	ω_i	4,185E-02	1,492E-01	3,355E-01	4,734E-01	(-)
h7	μ_i	9,691E+00	3,247E+02	1,073E+02	2,538E+02	(-)
	σ_i	2,695E+00	6,852E+01	2,552E+03	1,287E+03	(-)
	ω_i	2,813E-01	5,727E-01	1,460E-01	(-)	(-)
h9	μ_i	2,382E+02	8,697E+01	3,429E+02	(-)	(-)
	σ_i	9,660E+02	2,527E+03	1,386E+02	(-)	(-)

B. Pruebas de bondad de ajuste χ^2

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las pruebas de bondad de ajuste χ^2 aplicadas a los modelos de la sección 3.1.7. Los resultados se muestran para la fase de carga constante y la fase de carga a voltaje constante.

B,1 Potencia activa

Los siguientes fueron los resultados al aplicar la prueba de bondad de ajuste a los modelos GMM usados para modelar la potencia activa demandada por el vehículo durante su recarga.

Tabla B.17: Pruebas de bondad de ajuste para la potencia activa

	Est. ajuste	Est. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
P- F.C.C	11.1715	19.675	11	Aceptada
P- F.C.C-10 min	0.350	9.488	4	Aceptada
P- F.C.C-20 min	1.606	11.070	5	Aceptada
P- F.C.C-30 min	1.418	7.815	3	Aceptada
P- F.C.C-40 min	0.716	7.815	3	Aceptada
P- F.C.C-50 min	1.922	9.487	4	Aceptada
P- F.C.C-60 min	2.834	7.815	3	Aceptada

B.2 Potencia reactiva

Los siguientes fueron los resultados al aplicar la prueba de bondad de ajuste a los modelos GMM usados para modelar la potencia reactiva demandada por el vehículo durante su recarga.

Tabla B.18: Pruebas de bondad de ajuste para la potencia reactiva

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
Q- F.C.C	7.4453	21.026	12	1
Q- F.C.C-10 min	0.752	11.070	5	Aceptada
Q- F.C.C-20 min	0.456	7.815	3	Aceptada
Q- F.C.C-30 min	0.427	9.488	4	Aceptada
Q- F.C.C-40 min	0.286	9.488	4	Aceptada
Q- F.C.C-50 min	0.286	9.488	4	Aceptada
Q- F.C.C-60 min	2.482	5.991	2	Aceptada

B.3 Corrientes armónicas

Los siguientes fueron los resultados al aplicar la prueba de bondad de ajuste a los modelos GMM usados para modelar la el perfil armónico del vehículo durante su recarga, tanto en magnitud como en ángulo

Tabla B.19: Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga constante

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	2.085	14.067	7	Aceptada
h3	18.556	21.026	12	Aceptada
h5	1.435	14.067	7	Aceptada
h7	0.997	12.591	6	Aceptada
h9	0.529	11.071	5	Aceptada
h11	7.334	21.026	12	Aceptada

Tabla B.20: Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 1 - 10 min

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	0.376	9.487	7	Aceptada
h3	1.123	11.070	12	Aceptada
h5	0.150	7.814	7	Aceptada
h7	0.663	11.070	6	Aceptada
h9	0.469	9.487	5	Aceptada
h11	0.439	9.487	12	Aceptada

Tabla B.21: Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 10 - 20 min

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	0.533	9.487	4	Aceptada
h3	0.729	7.814	3	Aceptada
h5	0.233	7.814	3	Aceptada
h7	2.038	7.814	3	Aceptada
h9	0.1516	5.991	2	Aceptada
h11	0.04	5.991	2	Aceptada

Tabla B.22: Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 20 - 30 min

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	0.664	9.487	4	Aceptada
h3	0.476	9.487	4	Aceptada
h5	0.393	9.487	4	Aceptada
h7	0.145	3.841	1	Aceptada
h9	0.342	5.991	2	Aceptada
h11	0.643	7.814	3	Aceptada

Tabla B.23: Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 30 - 40 min

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	3.441	7.814	4	Aceptada
h3	0.531	9.487	4	Aceptada
h5	1.340	9.487	4	Aceptada
h7	1.522	9.487	4	Aceptada
h9	0.330	9.487	4	Aceptada
h11	2.403	9.487	4	Aceptada

Tabla B.24: Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 40 - 50 min

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	2.166	9.487	4	Aceptada
h3	4.368	9.487	4	Aceptada
h5	0.744	7.814	3	Aceptada
h7	1.829	7.814	3	Aceptada
h9	3.219	9.487	4	Aceptada
h11	5.671	11.070	5	Aceptada

Tabla B.25: Prueba de bondad de ajuste - magnitud de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante 50 - 60 min

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	0.757	7.814	3	Aceptada
h3	0.583	11.070	5	Aceptada
h5	0.295	7.814	3	Aceptada
h7	1.220	7.814	3	Aceptada
h9	0.351	9.487	4	Aceptada
h11	1.715	9.487	4	Aceptada

Tabla B.26: Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 1-10 minutos

	Estad. ajuste	Estadístico prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	1.0026	7.814	3	Aceptada
h3	0.151	7.814	3	Aceptada
h5	0.366	7.814	3	Aceptada
h7	0.309	7.814	3	Aceptada
h9	0.071	7.814	3	Aceptada
h11	0.108	7.814	3	Aceptada

Tabla B.27: Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 10-20 minutos

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	4.168	7.814	3	Aceptada
h3	0.207	7.814	3	Aceptada
h5	0.637	11.070	5	Aceptada
h7	1.761	7.814	3	Aceptada
h9	0.182	7.814	3	Aceptada
h11	0.726	7.814	3	Aceptada

Tabla B.28: Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 20-30 minutos

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	1.325	11.070	5	Aceptada
h3	0.189	7.814	3	Aceptada
h5	0.746	7.814	3	Aceptada
h7	1.254	7.814	3	Aceptada
h9	0.034	7.814	3	Aceptada
h11	0.0.110	7.814	3	Aceptada

Tabla B.29: Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 30-40 minutos

	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	1.150	5.991	2	Aceptada
h3	0.379	7.814	3	Aceptada
h5	1.063	7.814	3	Aceptada
h7	0.515	7.814	3	Aceptada
h9	0.763	7.814	3	Aceptada
h11	0.221	7.814	3	Aceptada

Tabla B.30: Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 40-50 minutos

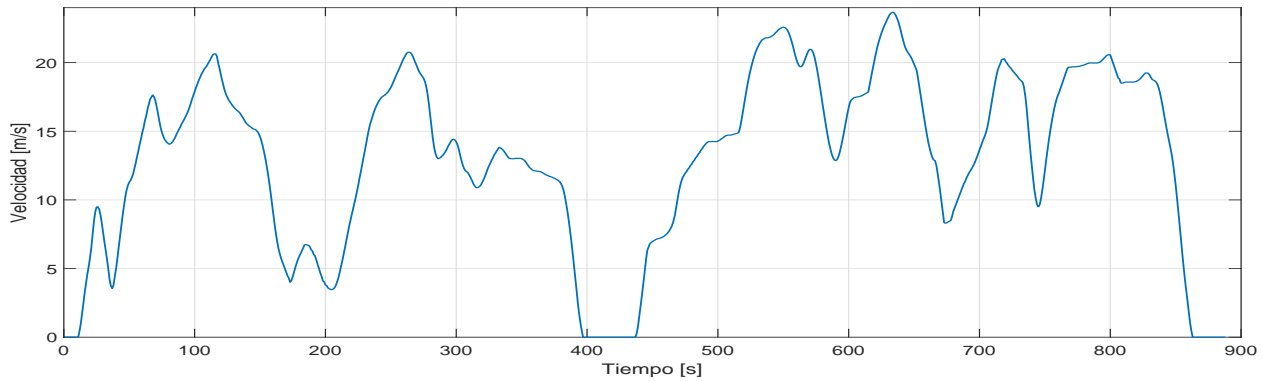
	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	1.180	5.991	2	Aceptada
h3	0.179	7.814	3	Aceptada
h5	0.943	7.814	3	Aceptada
h7	0.139	7.814	3	Aceptada
h9	0.114	7.814	3	Aceptada
h11	0.267	7.814	3	Aceptada

Tabla B.31: Prueba de bondad de ajuste - ángulo de componentes armónicas en fase de carga a voltaje constante, 50-60 minutos

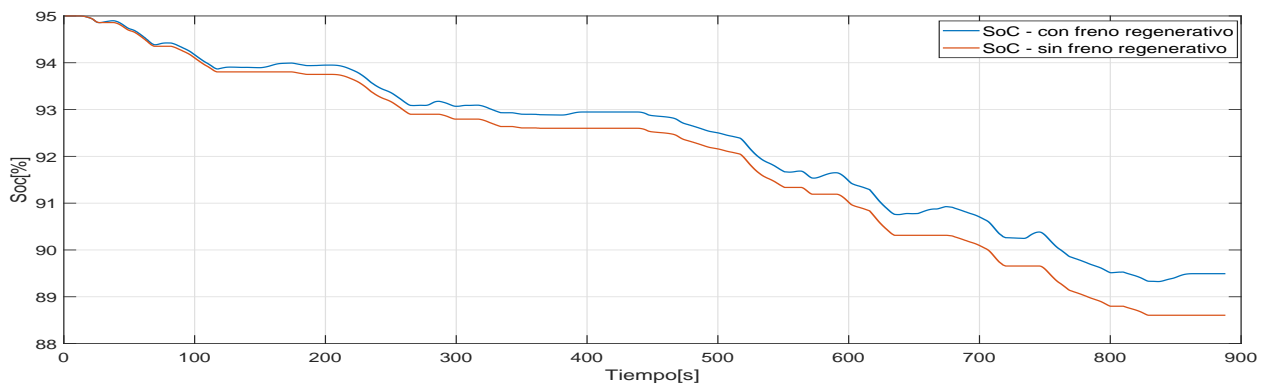
	Estad. ajuste	Estad. prueba	Grad. libertad	Hip. nula
h1	1.180	5.991	2	Aceptada
h3	0.138	7.814	3	Aceptada
h5	0.199	7.814	3	Aceptada
h7	0.1917	7.814	3	Aceptada
h9	0.045	7.814	3	Aceptada
h11	0.130	7.814	3	Aceptada

C. SoC en otras rutas de prueba

A continuación se presentan los resultados obtenidos de aplicar el modelo de consumo de potencia mecánica a los perfiles de velocidad UDDS y HWFET.

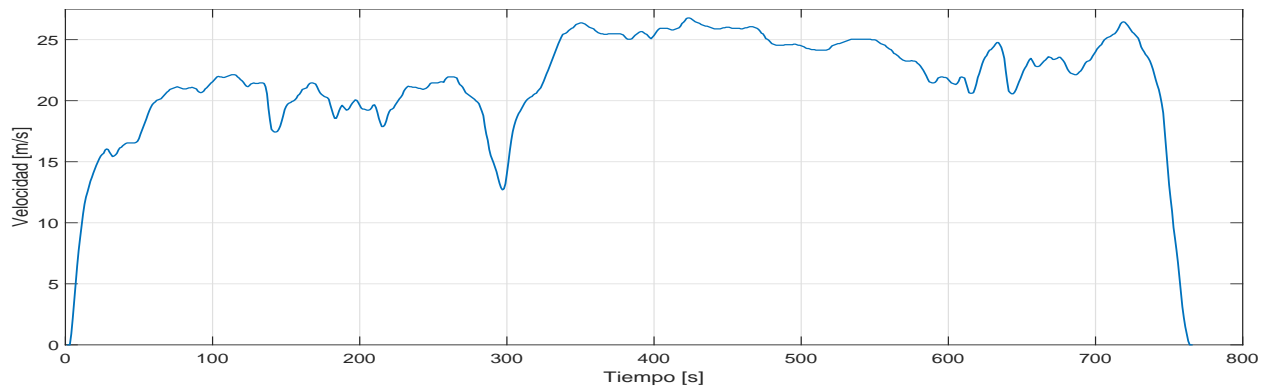


(a) Perfil de velocidad ruta UDDS

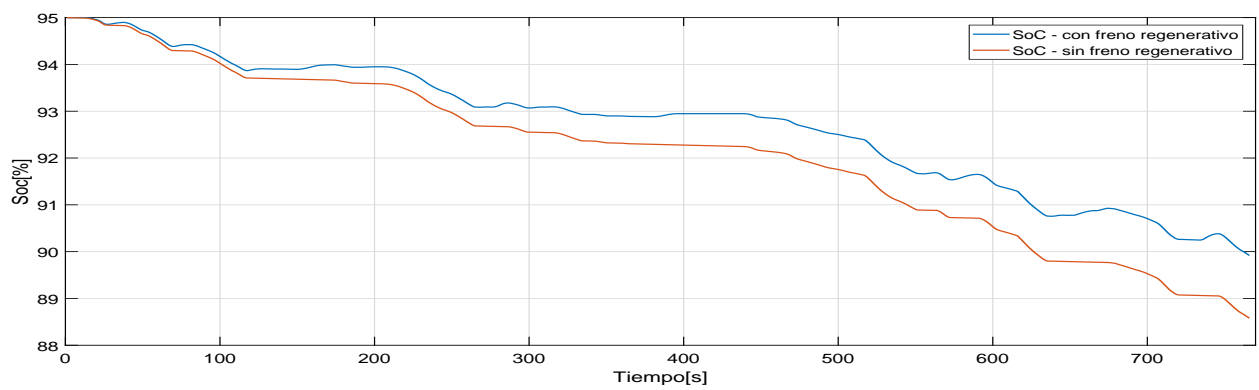


(b) Variación SoC ruta UDDS

Figura C.31: Resultados SoC en ruta de prueba UDDS



(a) Perfil de velocidad ruta HWFET



(b) Variación SoC ruta HWFET

Figura C.31: Resultados SoC en ruta de prueba HWFET

D. Encuesta local de movilidad

La siguiente fue la encuesta aplicada al conjunto residencial tomado como caso de estudio para determinar los patrones de movilidad de los usuarios.



ESCUELA
COLOMBIANA
DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO

Encuesta de movilidad

[Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito]

Encuestador: Sebastián Torres Franco
 Dirección de contacto: Cl 63 # 24 44 Apto 102 (Edificio Ana Virginia II)
 Número de celular: 3132756177
 Correo electrónico: sebastian.torres@mail.escuelaing.edu.co

Presentación

Buenos días/tardes,

Mi nombre es Sebastián Torres Franco. Actualmente Curso la Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, y desarrollo mi tesis en el estudio de cómo la recarga de vehículos eléctricos afecta la calidad de potencia en la red eléctrica en edificios residenciales. Como caso de estudio he tomado el edificio ANA VIRGINIA II, y con esta encuesta pretendo caracterizar algunos parámetros básicos referentes a los patrones de movilidad de los residentes del edificio.

- La encuesta consta de 5 preguntas muy breves.
- **Por favor, diligencie la encuesta únicamente si usted sale de su casa normalmente por motivos de estudio o trabajo.**

De antemano agradezco su muy amable colaboración.

MOTIVO DE SU DESPLAZAMIENTO

1. ¿Cuál es la principal razón por la cual usted sale de su casa?
- Estudio Trabajo

DESCRIPCIÓN DEL RECORRIDO

2. ¿Cuál es la dirección del sitio al que se dirige una vez sale de su casa?

Dirección:

3. Indique la duración aproximada del recorrido desde su casa hasta su lugar de trabajo/estudio
- _____ Hora(s), con _____ Minutos

4. ¿Indique la duración aproximada del recorrido desde su lugar de trabajo/estudio hasta su casa?
- _____ Hora(s), con _____ Minutos

5. ¿Consideraría usted comprar un vehículo eléctrico en los próximos 10 años?
- SI NO

Muchas gracias por su amabilidad y por el tiempo dedicado a contestar esta encuesta

La Tabla D.33 resume los resultados de la encuesta. Aunque 12 personas indicaron que comprarían EVs en los próximos 10 años, 5 de ellas trabajan en zonas tan cercanas al edificio que no necesitan del uso de medios de transporte para llegar a sus destinos. Por este motivo se definió el nivel máximo de penetración de 8 EVs.

Tabla D.32: Resultados para el nivel de penetración

Total de encuestados	20
Personas que comprarían EVs en los siguientes 10 años	12

Tabla D.33: Zonas de los destinos finales de los usuarios

Zonas	Cantidad de usuarios
Cll 108-45	4
Cll 127-45	4
Zonas cercanas al edificio	4

E. Perfiles de carga

A continuación se presentan los perfiles resultantes de aplicar la metodología de la sección 4.3 a los 8 vehículos definidos como el 100 % del nivel de presentación. Se presentan los perfiles de la potencia reactiva y el perfil armónico de corriente.

E.1 Potencia reactiva

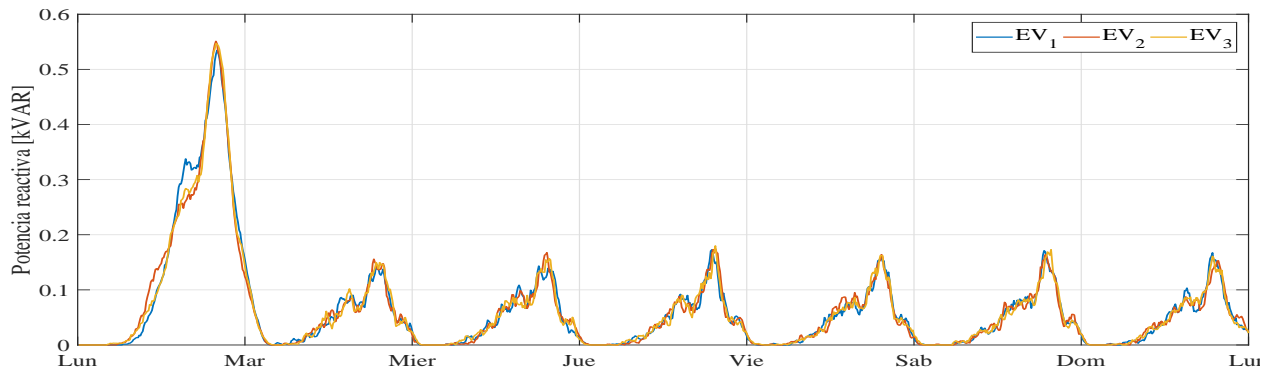


Figura E.33: Perfil promedio de potencia reactiva por vehículo

E.2 Corrientes armónicas

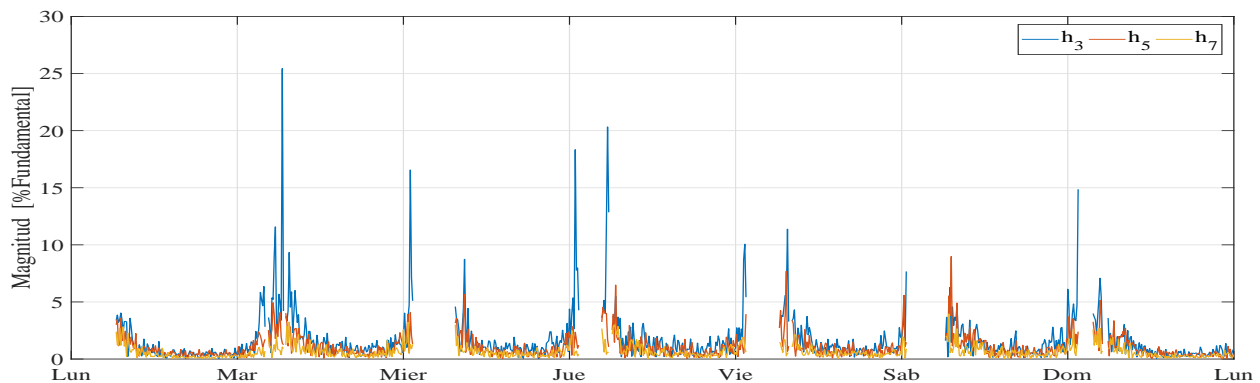


Figura E.33: Perfil de corrientes armónicas componentes h3 h5 y h7 por vehículo

Nota1: Se muestran únicamente las componentes 3 5 y 7 por ser las más relevantes. Nota2: Se muestra el perfil únicamente para un vehículo por temas de espacio.

F. Resultados con perfiles de carga promedio

A continuación se muestran las gráficas de los resultados obtenidos para los escenarios 25 a 75% al utilizar los perfiles de comportamiento promedio definidos en la sección E.

F.1 Potencia activa y consumo energético

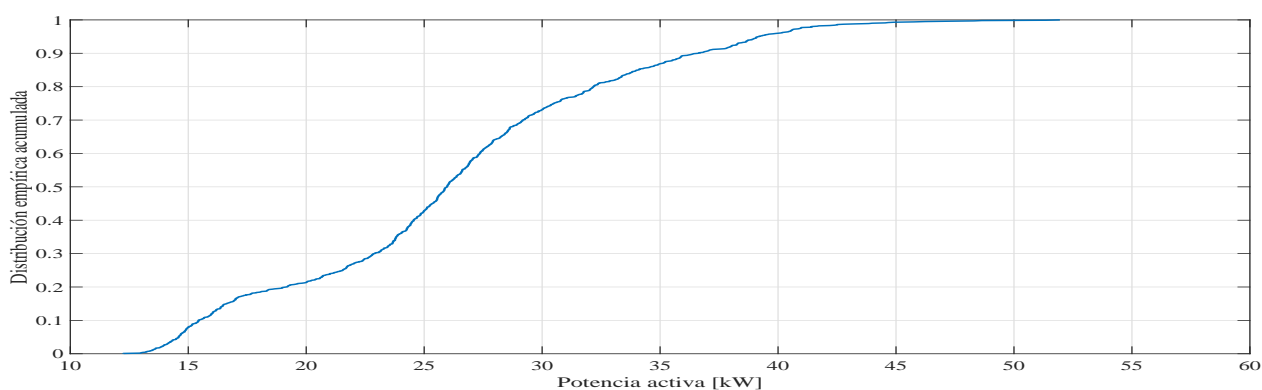


Figura F.33: DEA del efecto promedio sobre la potencia activa trifásica con 25% de nivel de penetración

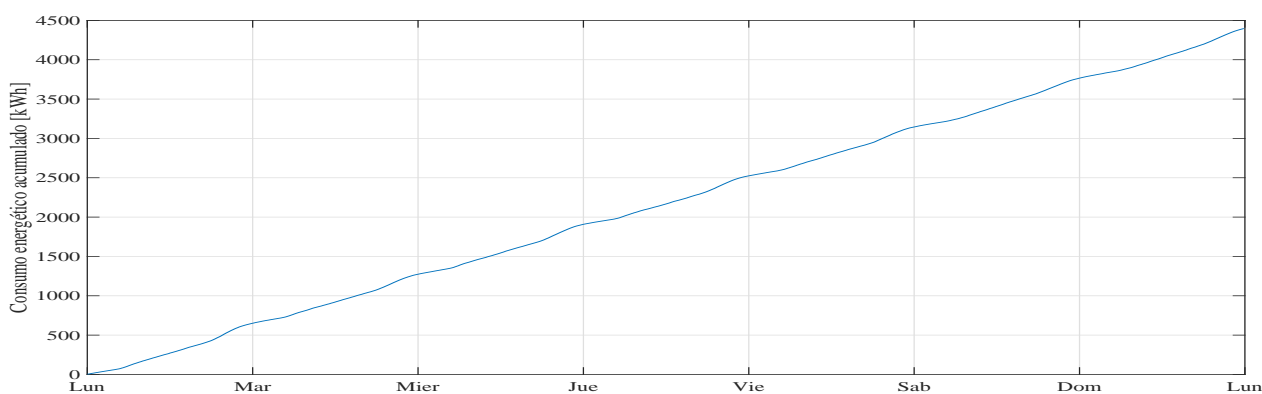


Figura F.33: Efecto promedio sobre el consumo energético acumulado con 25% de nivel de penetración

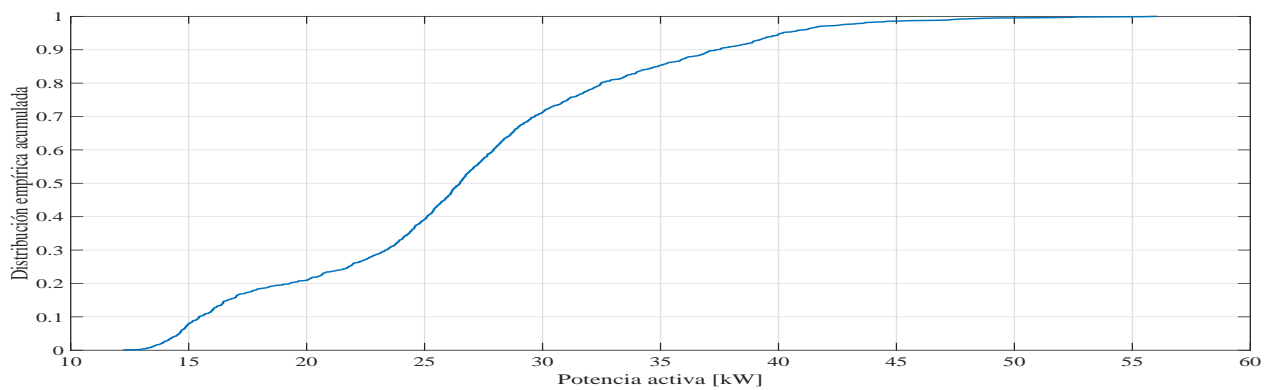


Figura F.33: DEA del efecto promedio sobre la potencia activa trifásica con 50 % de nivel de penetración

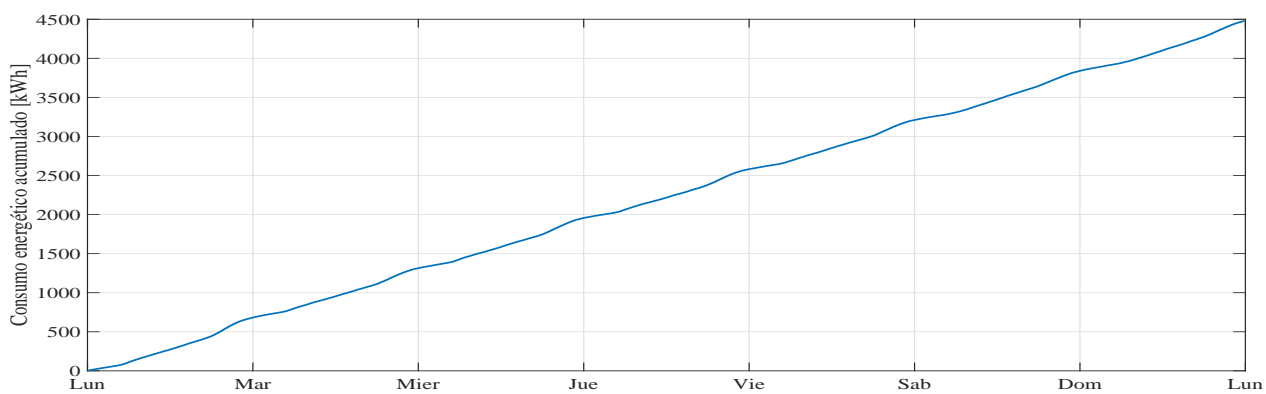


Figura F.33: Efecto promedio sobre el consumo energético acumulado con 50 % de nivel de penetración

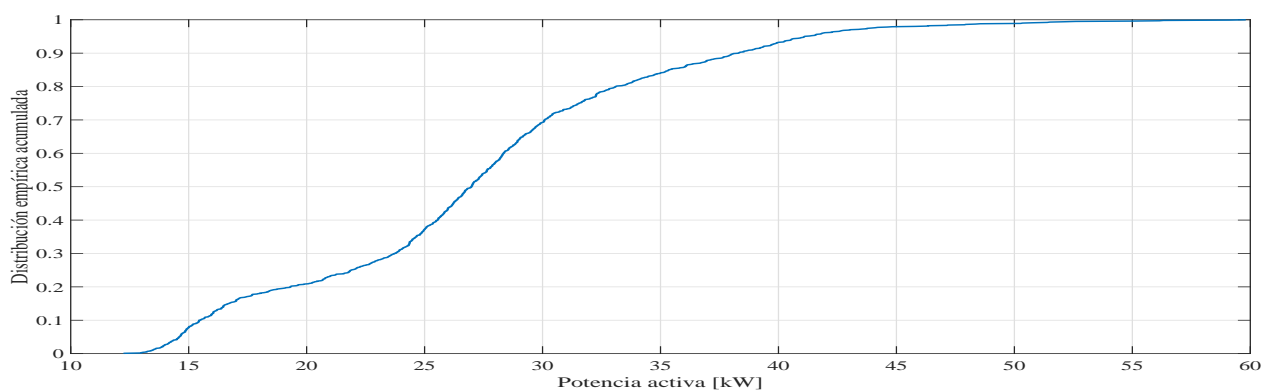


Figura F.33: DEA del efecto promedio sobre la potencia activa trifásica con 75 % de nivel de penetración

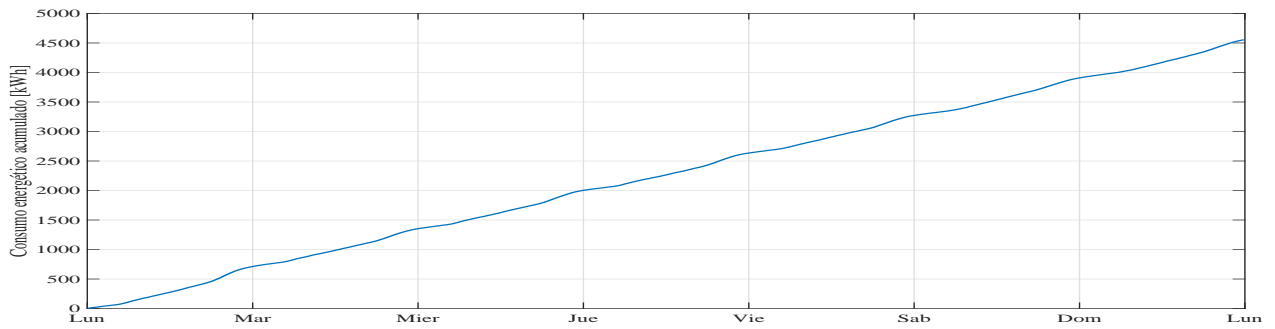


Figura F.33: Efecto promedio sobre el consumo energético acumulado con 75 % de nivel de penetración

F.2 Corrientes armónicas

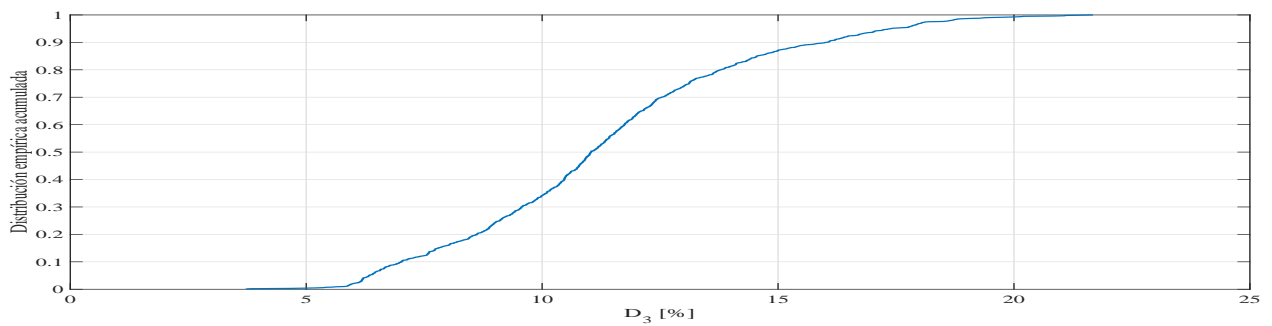


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el 3er armónico de corriente con 25 % de nivel de penetración

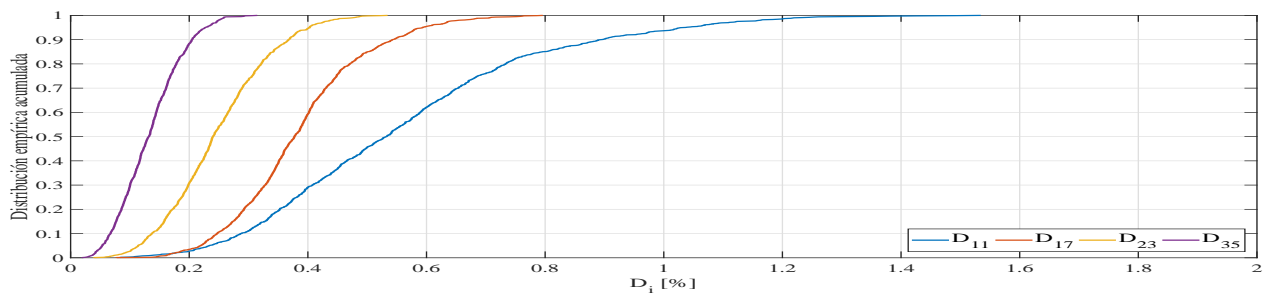


Figura F.33: DEA del efecto promedio en las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 25 % de nivel de penetración

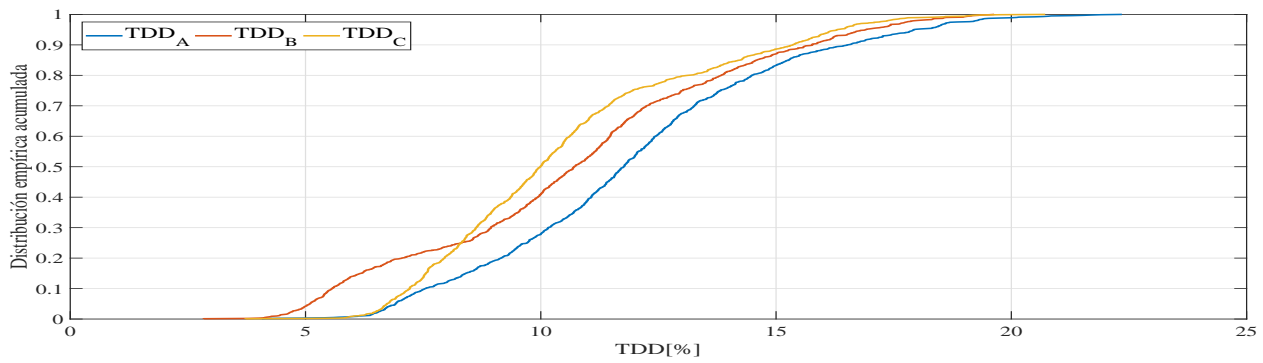


Figura F.33: DEA del efecto promedio en la distorsión total de la demanda con 25 % de nivel de penetración

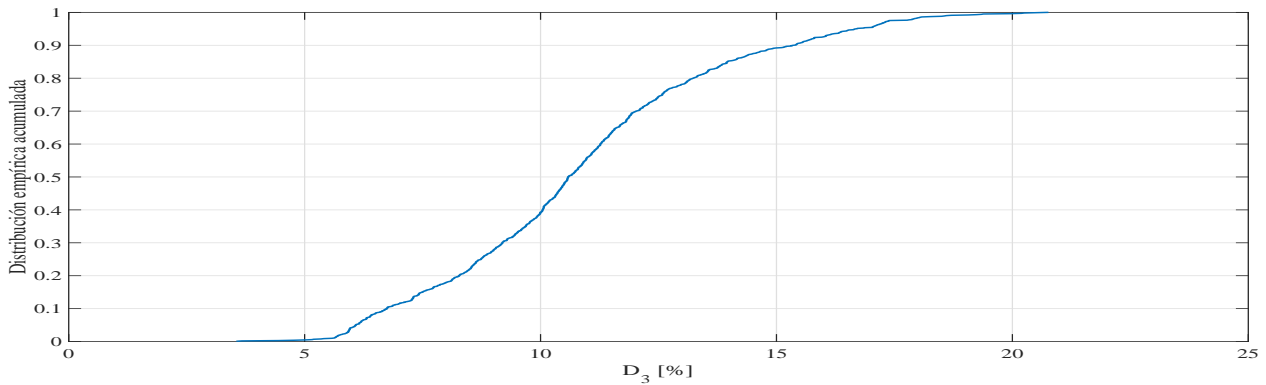


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el 3er armónico de corriente con 50 % de nivel de penetración

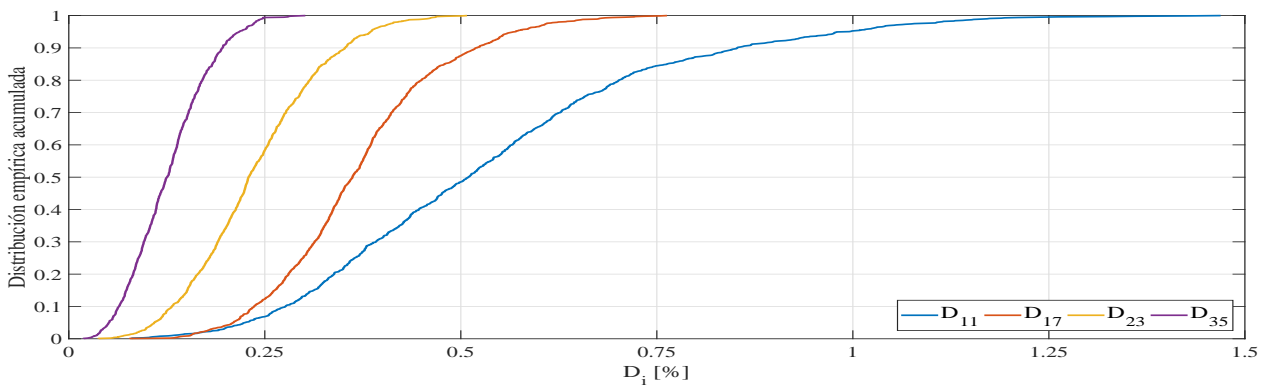


Figura F.33: DEA del efecto promedio en las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 50 % de nivel de penetración

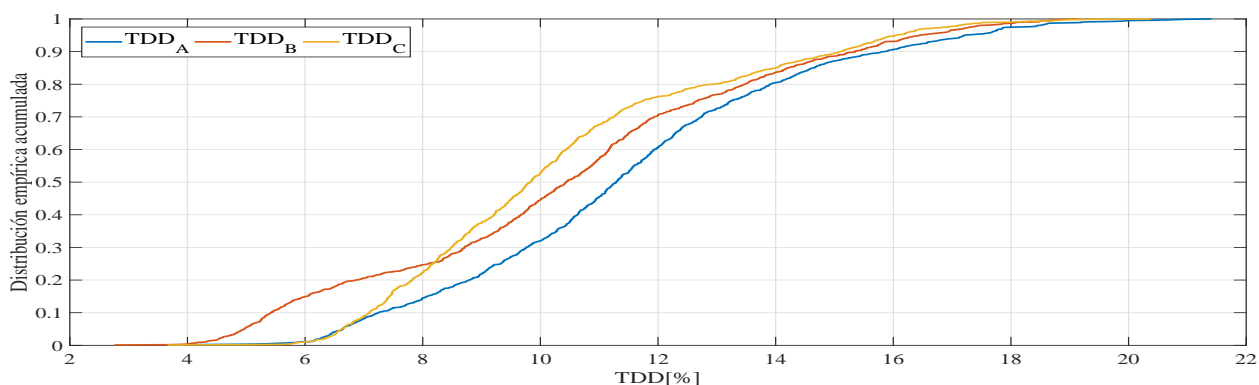


Figura F.33: DEA del efecto promedio en la distorsión total de la demanda con 50% de nivel de penetración

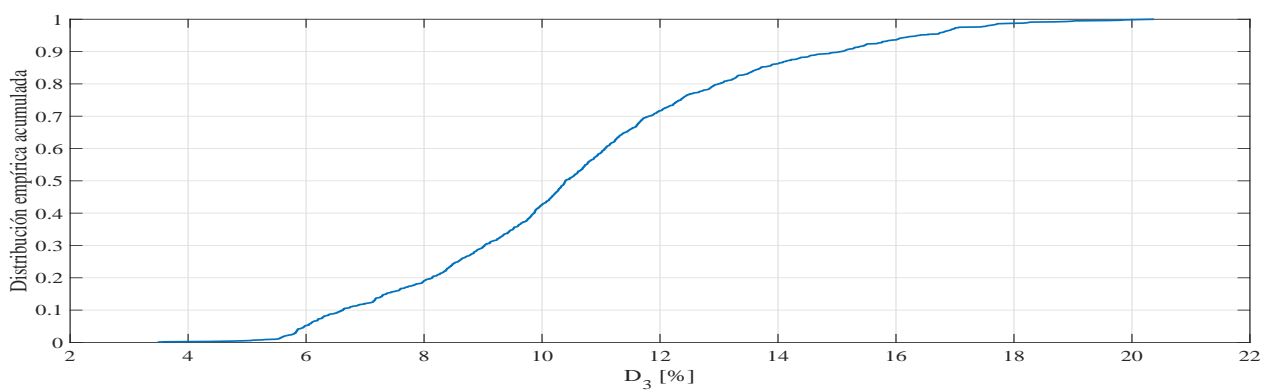


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el 3er armónico de corriente con 75% de nivel de penetración

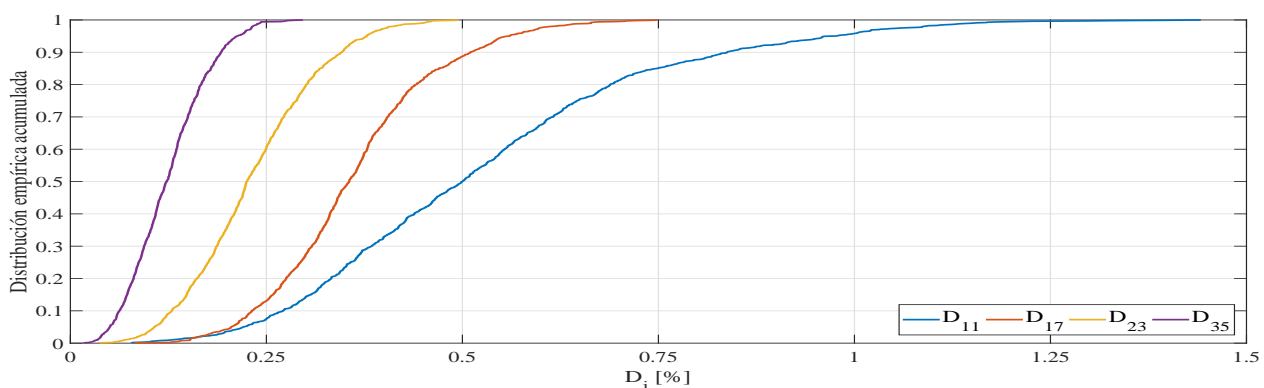


Figura F.33: DEA del efecto promedio en las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 75% de nivel de penetración

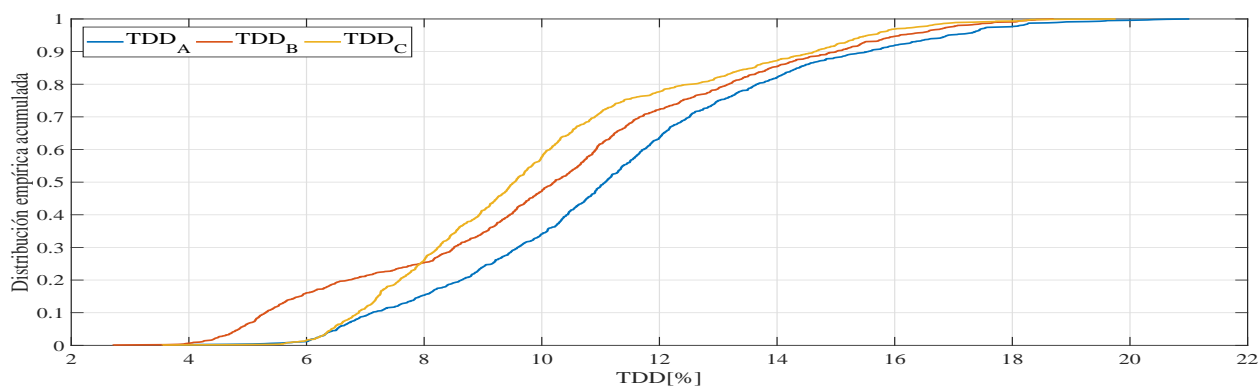


Figura F.33: DEA del efecto promedio en la distorsión total de la demanda con 75 % de nivel de penetración

F.3 Desbalance de tensión

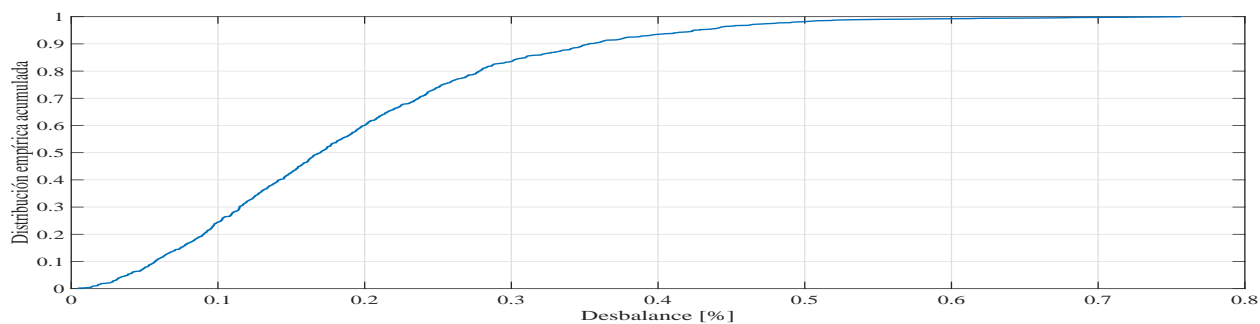


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el desbalance de tensión con 25 % de nivel de penetración

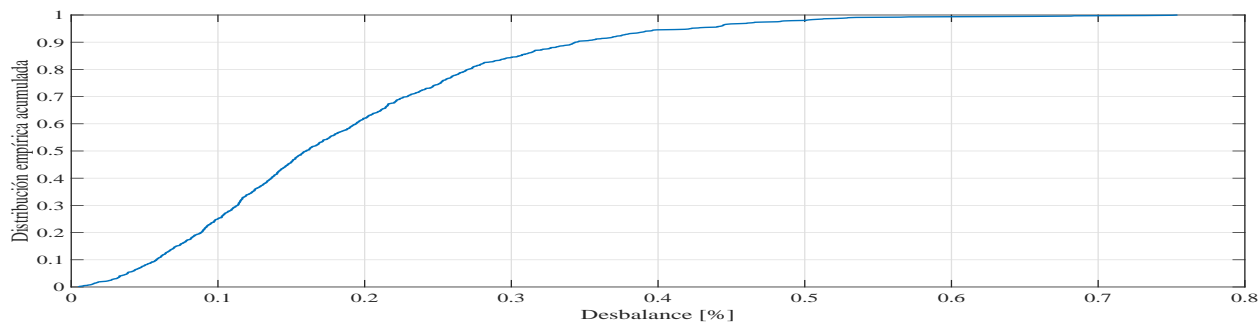


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el desbalance de tensión con 75 % de nivel de penetración

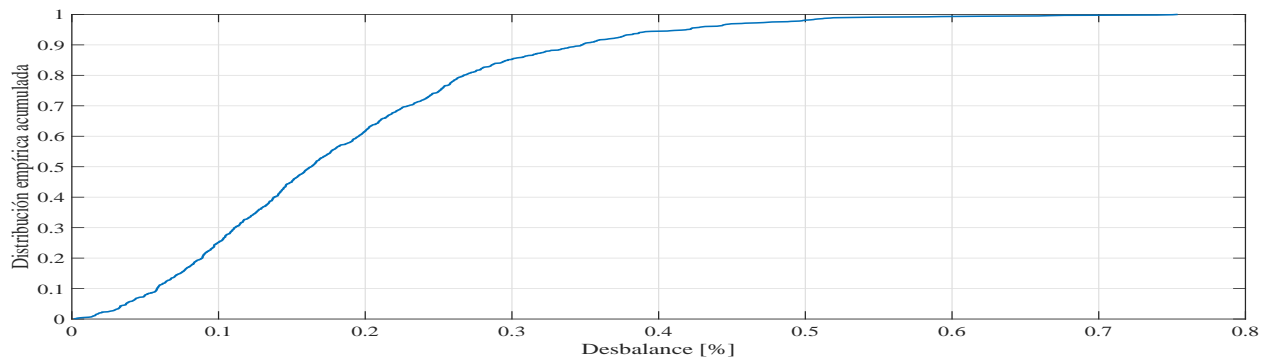


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el desbalance de tensión con 50% de nivel de penetración

F.4 Factor de potencia

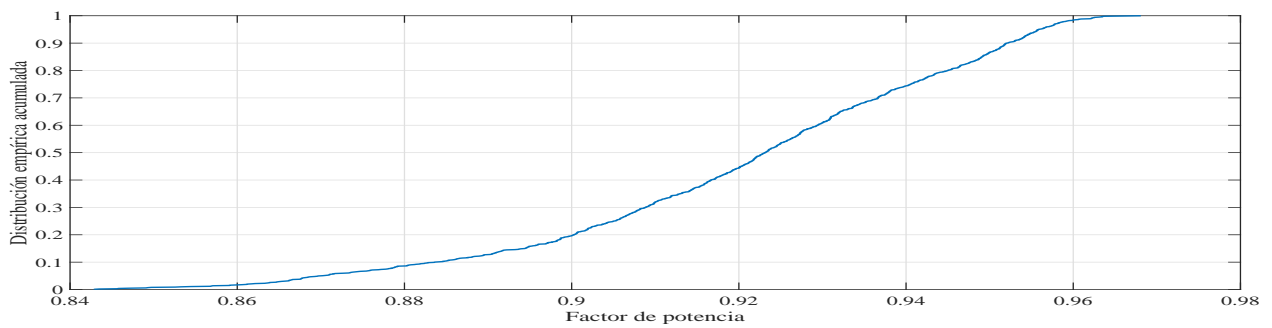


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el factor de potencia con 25% de nivel de penetración

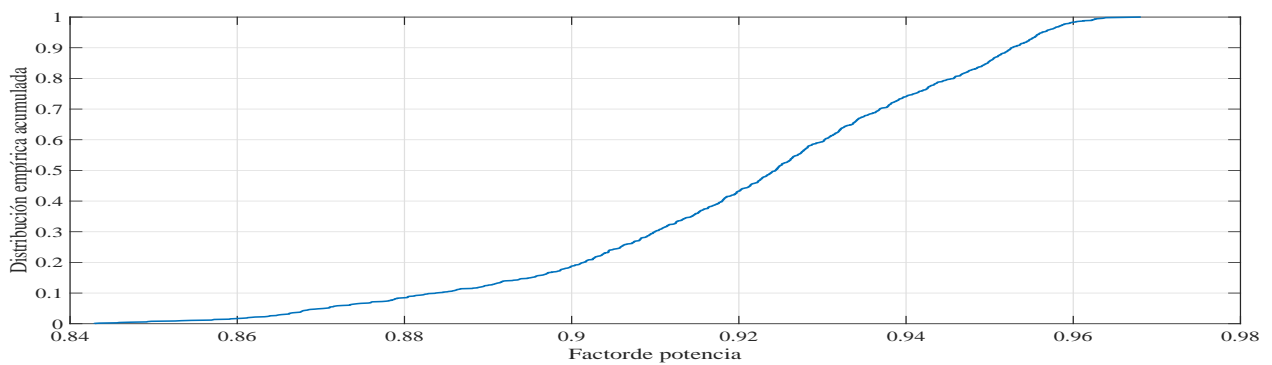


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el factor de potencia con 50% de nivel de penetración

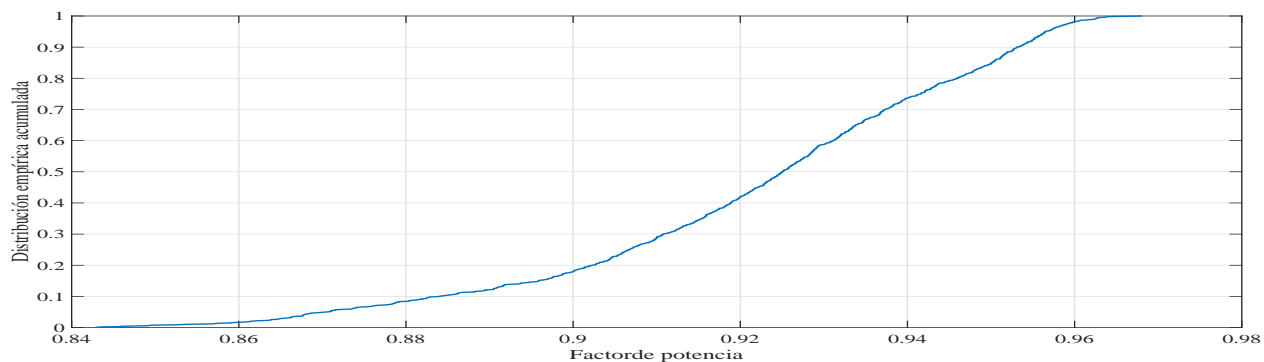


Figura F.33: DEA del efecto promedio en el factor de potencia con 75 % de nivel de penetración

F.5 Niveles de tensión

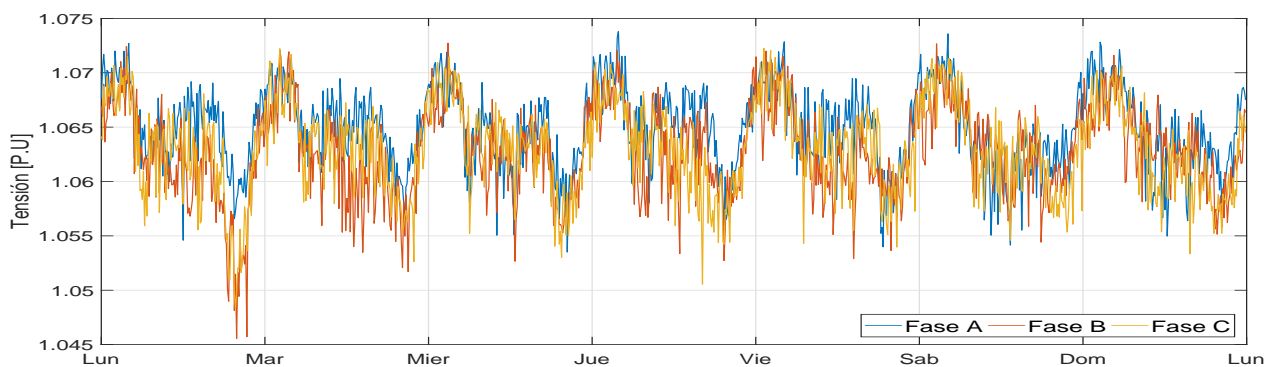


Figura F.33: Efecto promedio en tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración

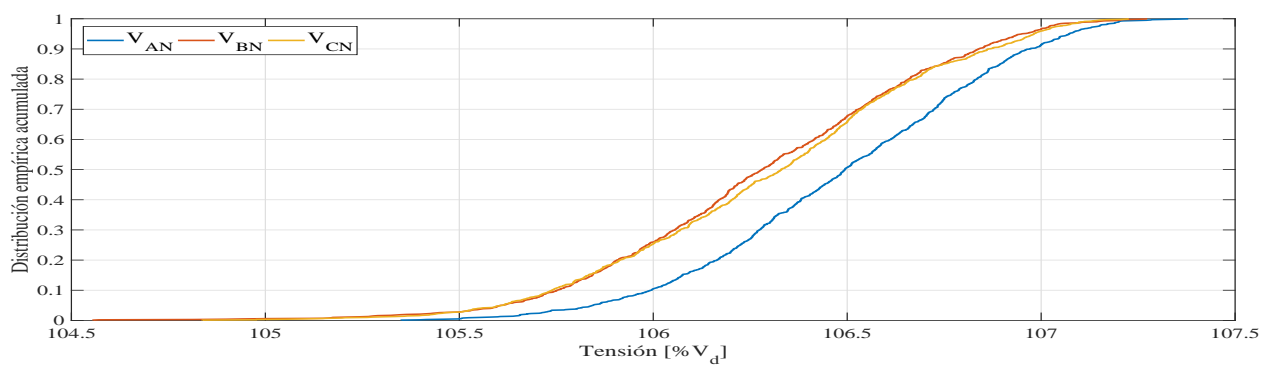


Figura F.33: DEA del efecto promedio en las tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración

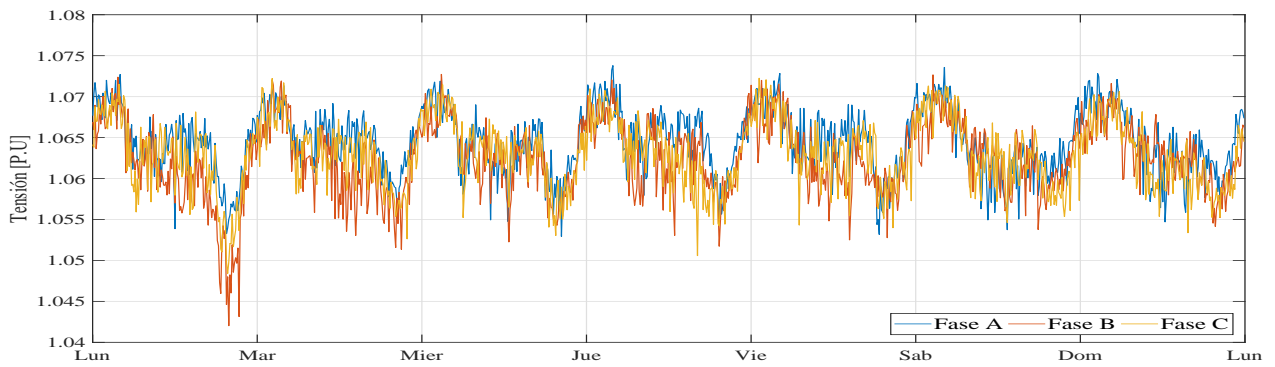


Figura F.33: Efecto promedio en tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración

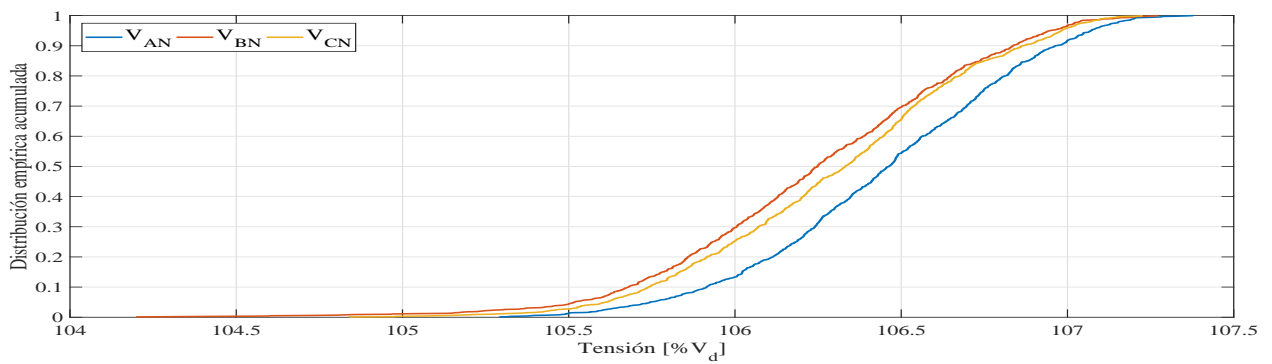


Figura F.33: DEA del efecto promedio en las tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración

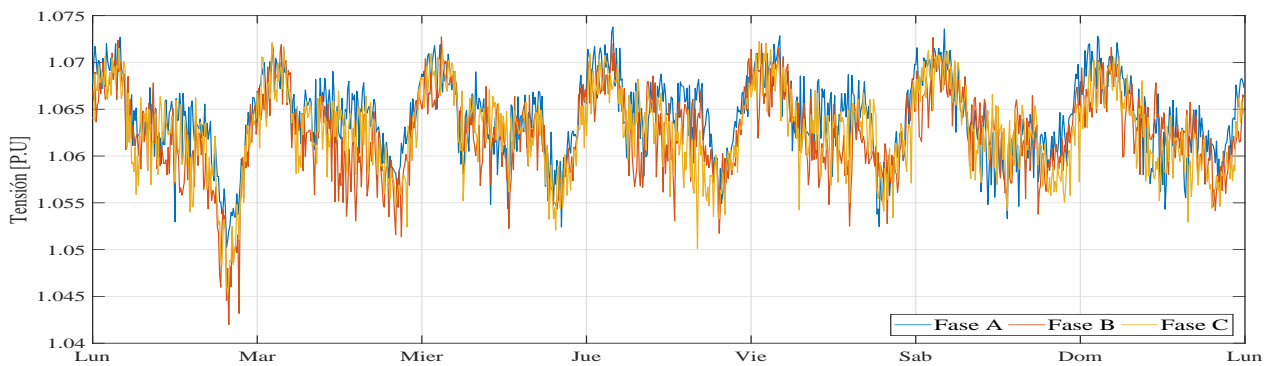


Figura F.33: Efecto promedio en tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración

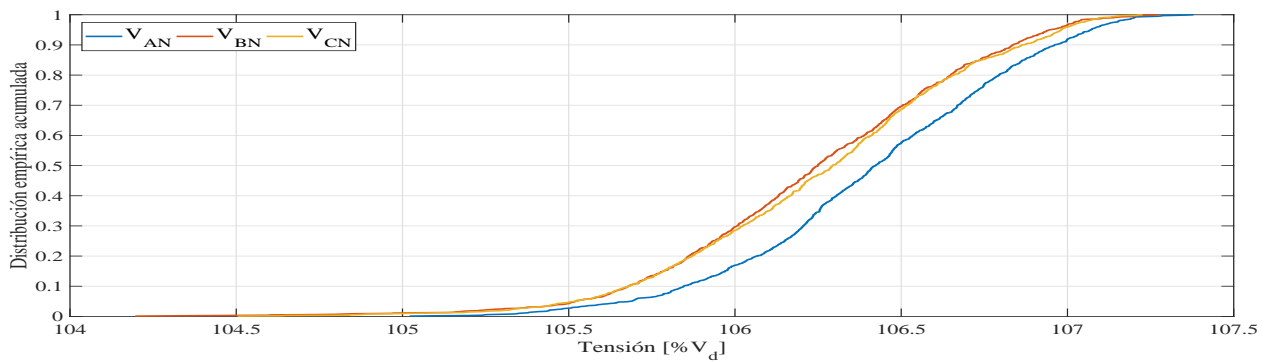


Figura F.33: DEA del efecto promedio en las tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración

F.6 Cargabilidad del transformador

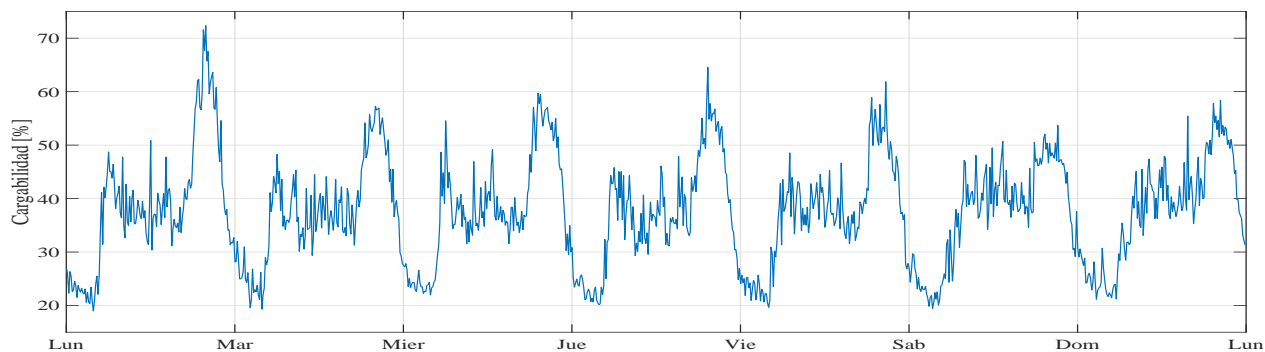


Figura F.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25% de nivel de penetración

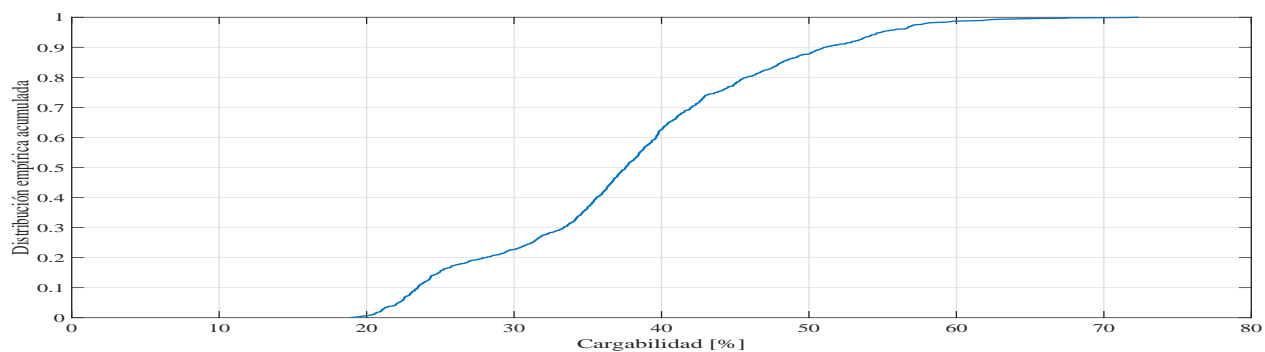


Figura F.33: DEA del efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25% de nivel de penetración

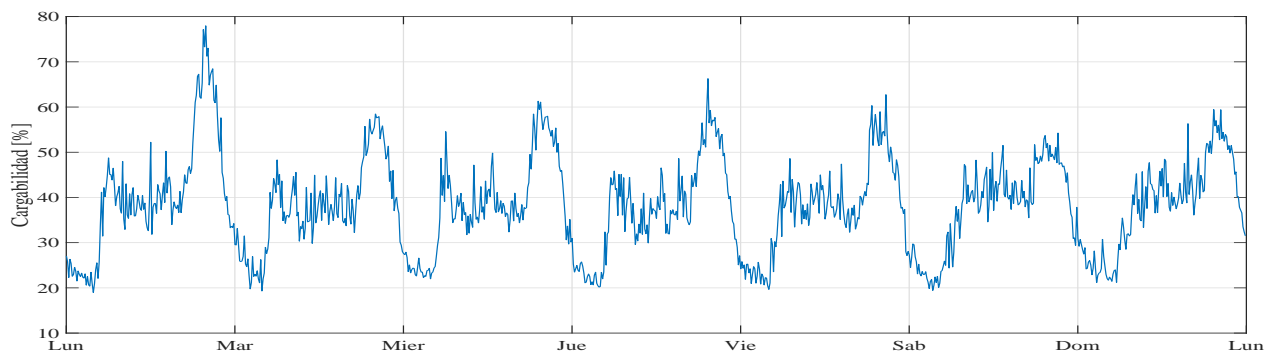


Figura F.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50% de nivel de penetración

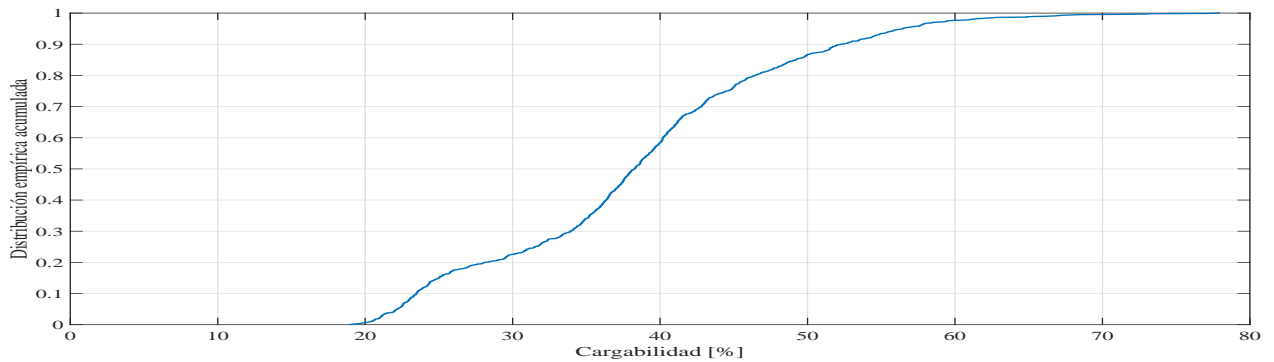


Figura F.33: DEA del efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50 % de nivel de penetración

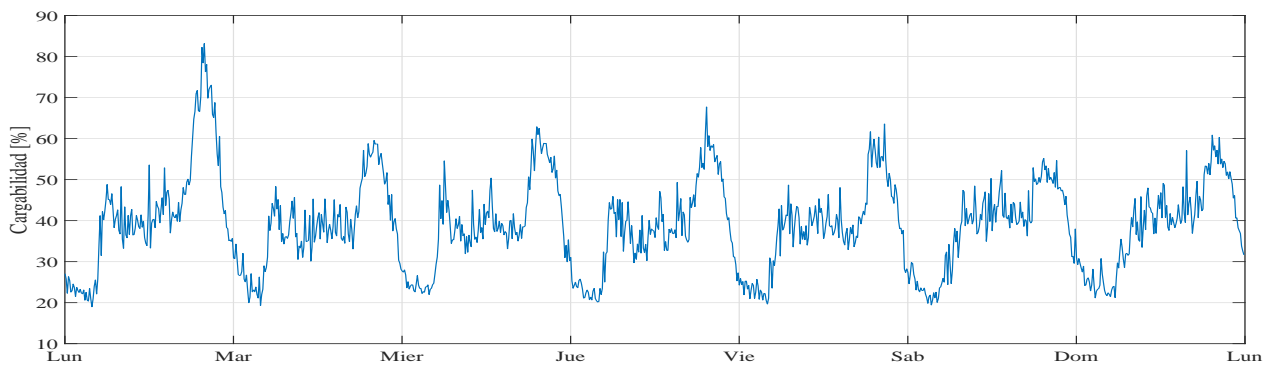


Figura F.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75 % de nivel de penetración

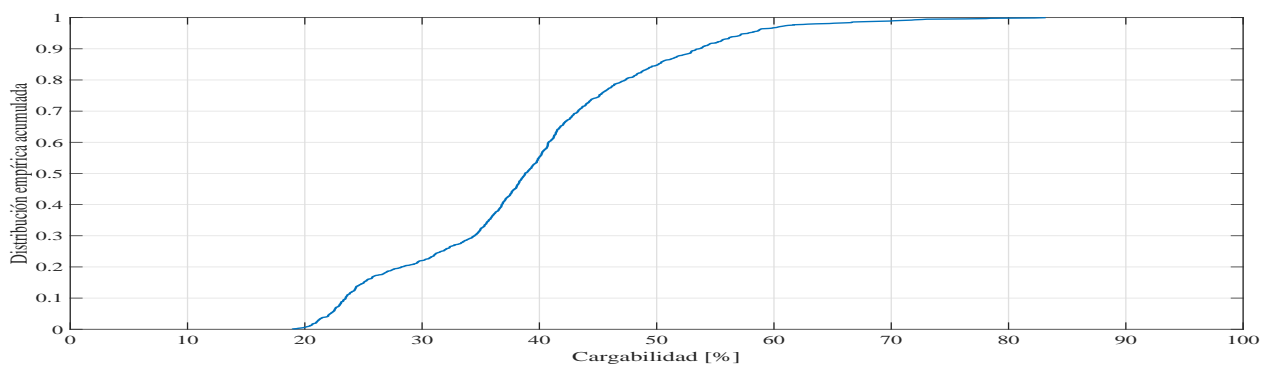


Figura F.33: DEA del efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75 % de nivel de penetración

G. Resultados para el caso más desfavorable

A continuación se muestran las gráficas de los resultados obtenidos para los casos más desfavorables en los escenarios de penetración del 25 al 100 %.

G.1 Potencia activa y consumo energético

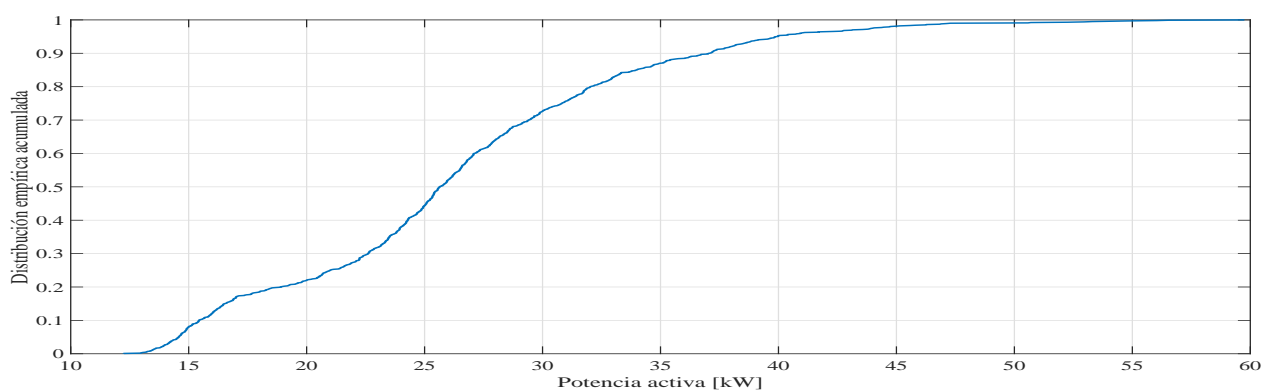


Figura G.33: DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 25 % de nivel de penetración

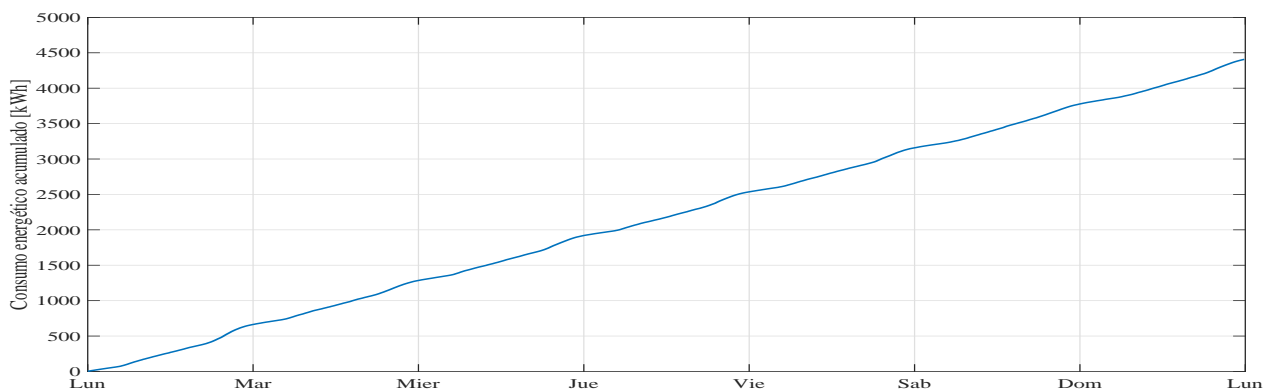


Figura G.33: Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 25 % de nivel de penetración

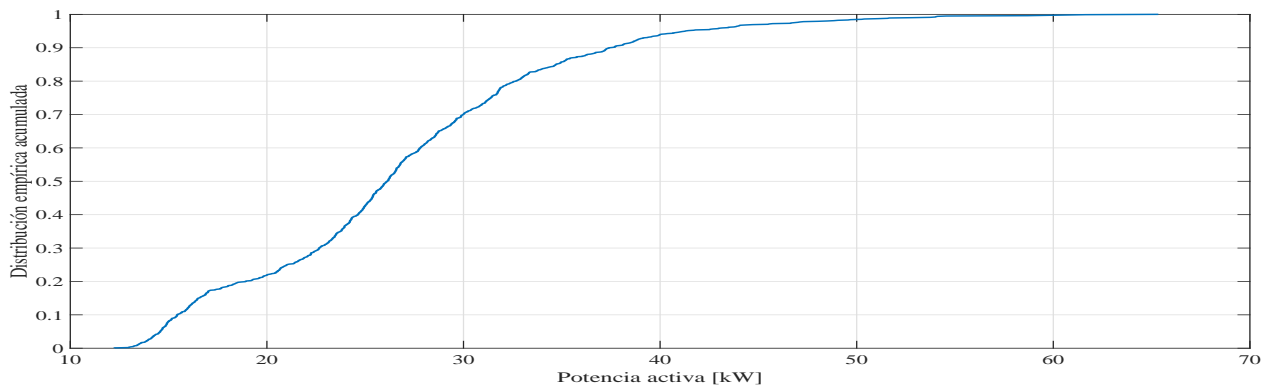


Figura G.33: DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 50 % de nivel de penetración

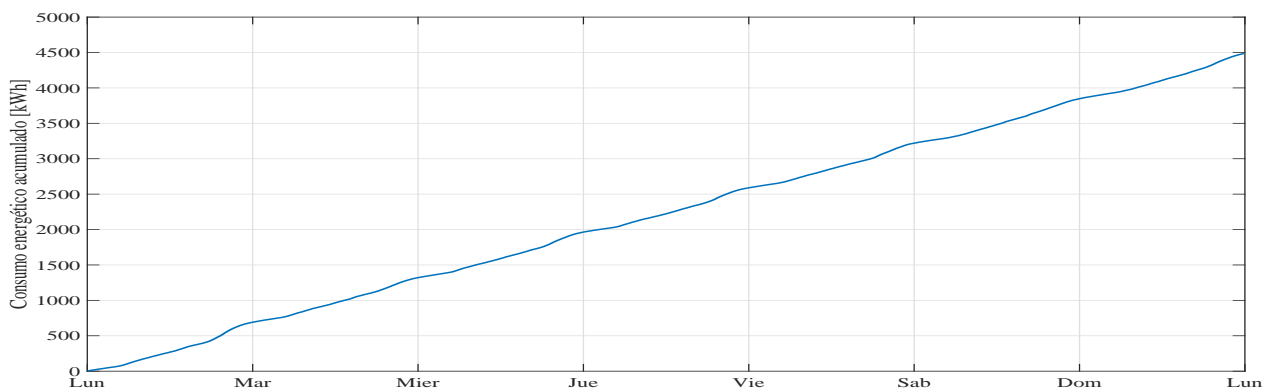


Figura G.33: Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 50 % de nivel de penetración

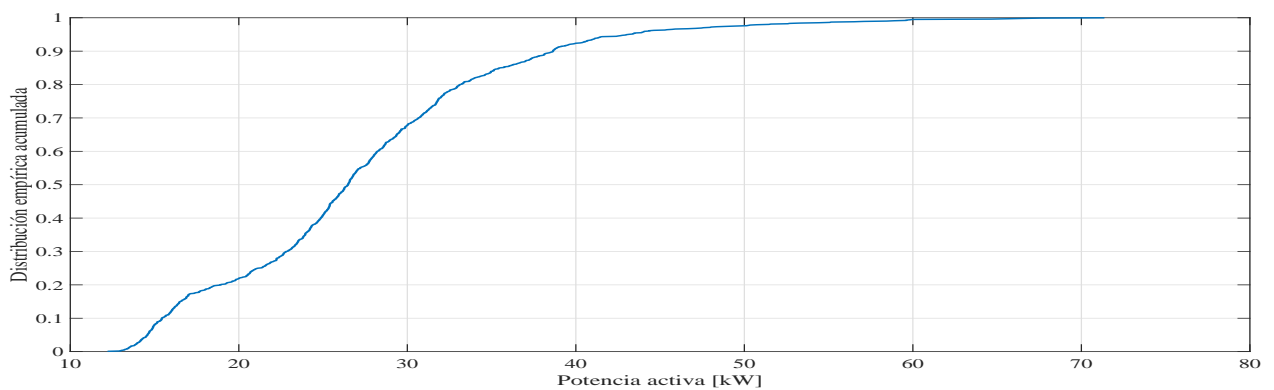


Figura G.33: DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 75 % de nivel de penetración

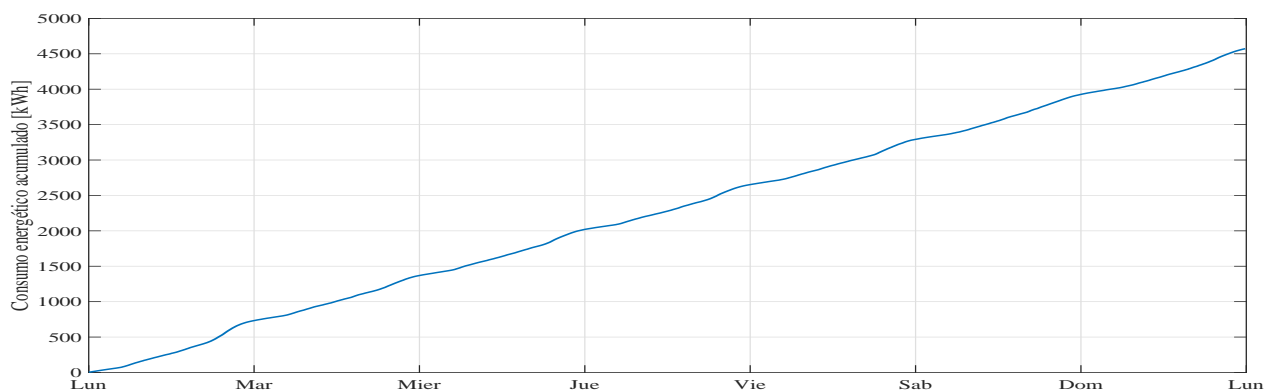


Figura G.33: Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 75 % de nivel de penetración

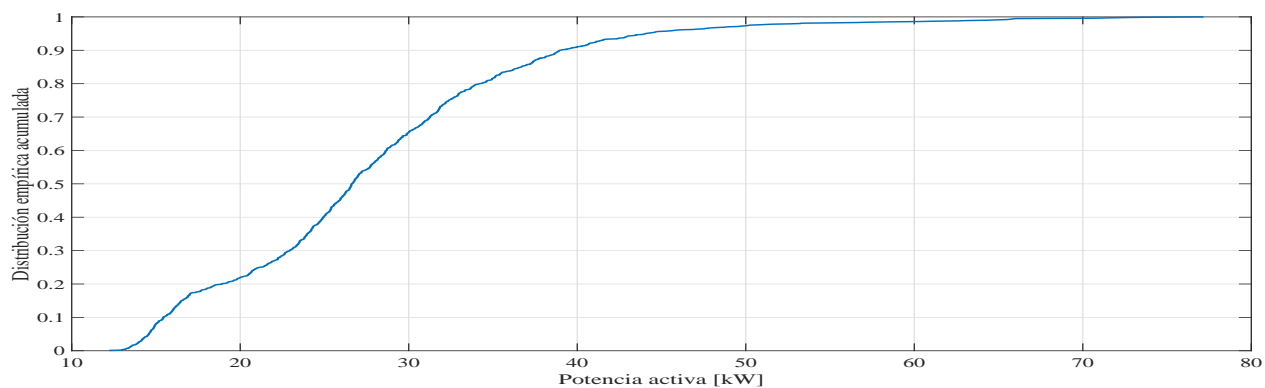


Figura G.33: DEA en el escenario más desfavorable sobre la potencia activa trifásica con 100 % de nivel de penetración

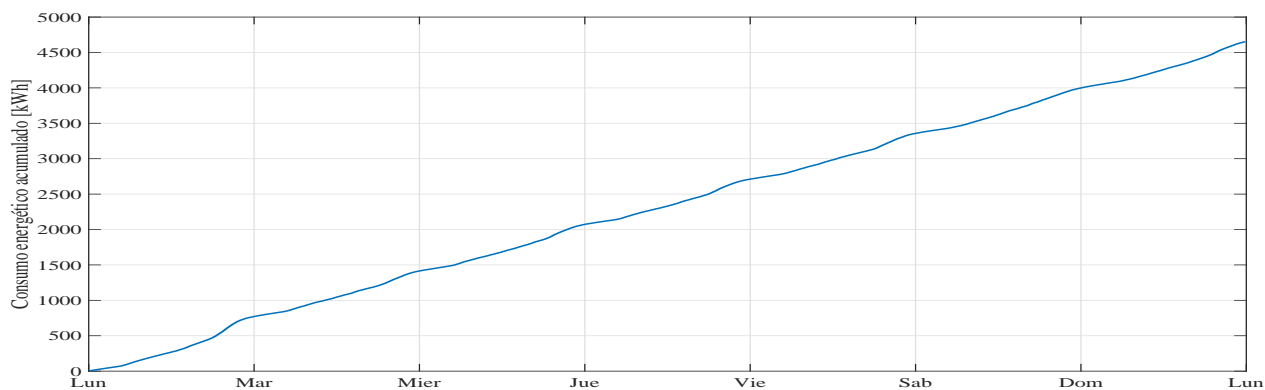


Figura G.33: Efecto en el escenario más desfavorable sobre el consumo energético acumulado con 100 % de nivel de penetración

G.2 Corrientes armónicas

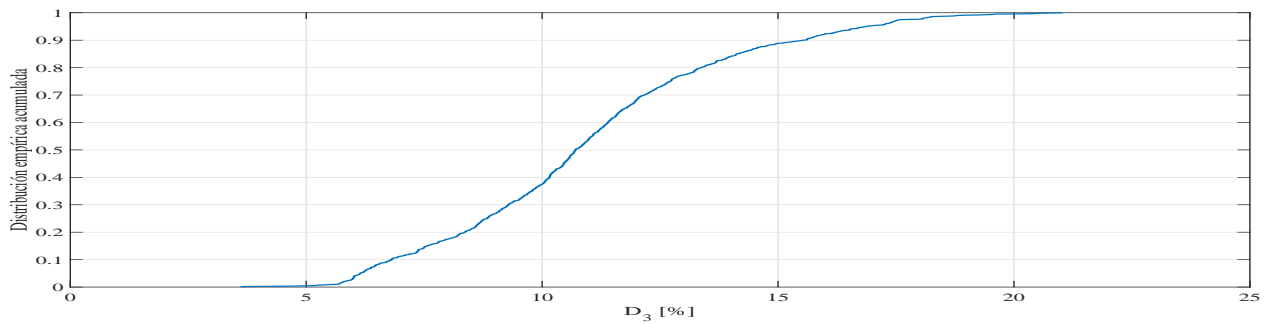


Figura G.33: DEA del 3er armónico de corriente con 25% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

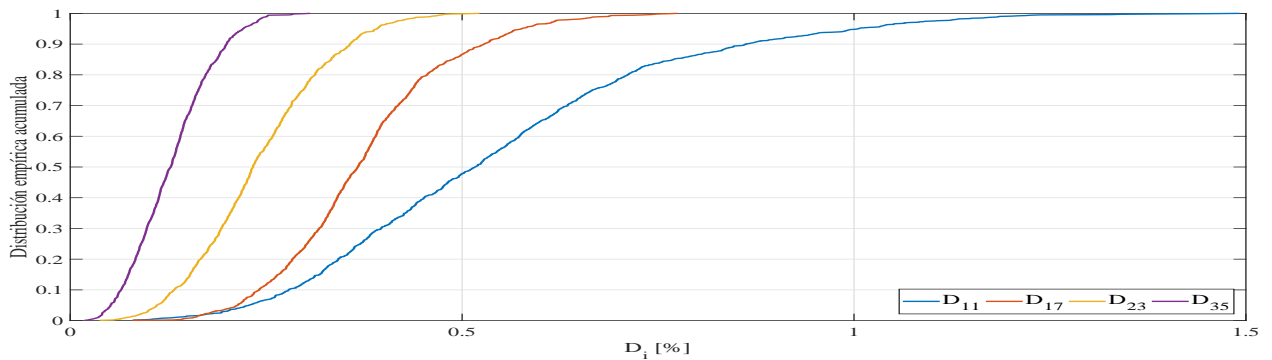


Figura G.33: DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 25% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

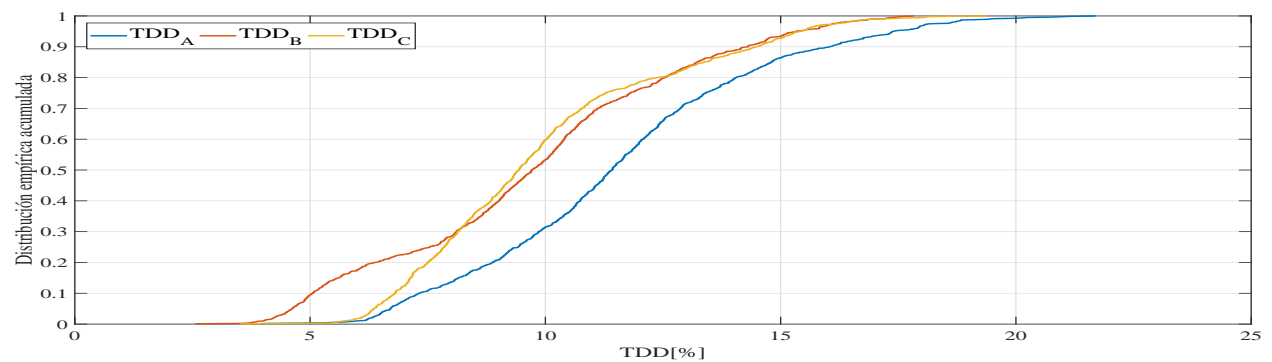


Figura G.33: DEA de la distorsión total de la demanda con 25% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

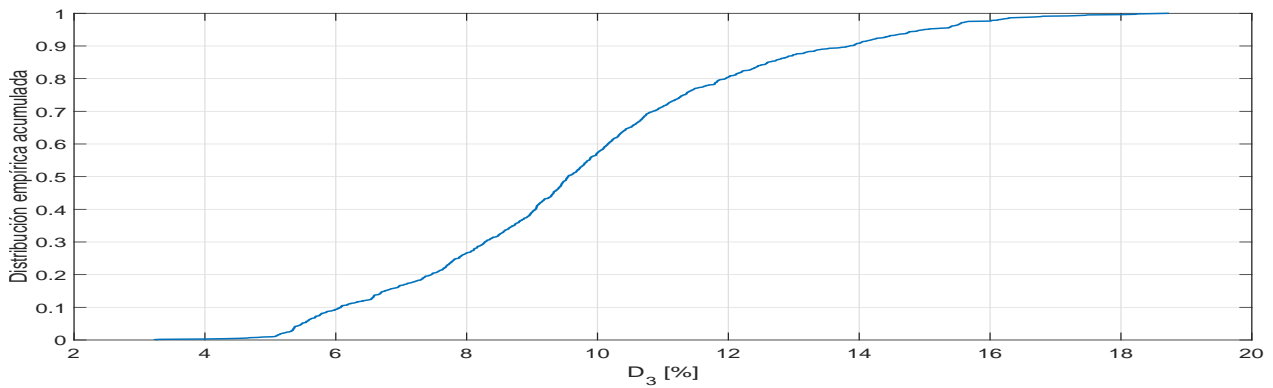


Figura G.33: DEA del 3er armónico de corriente con 50% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

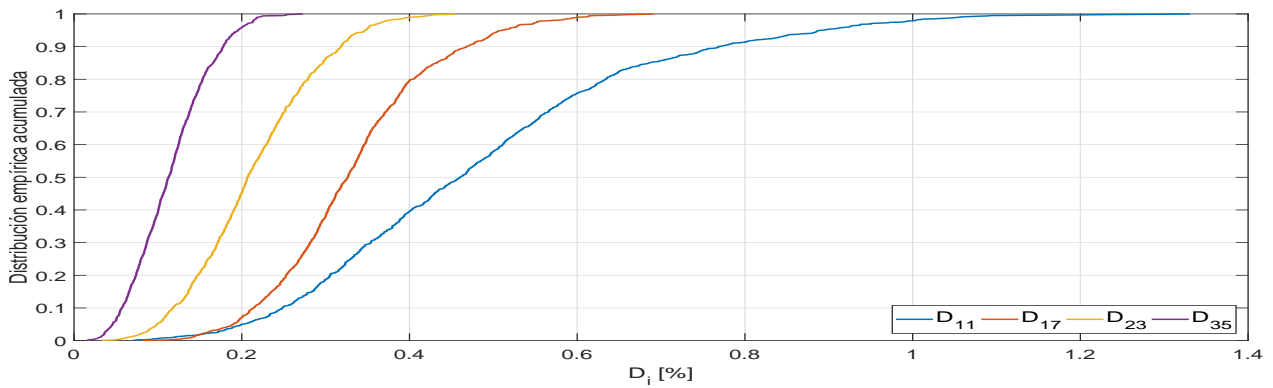


Figura G.33: DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 50% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

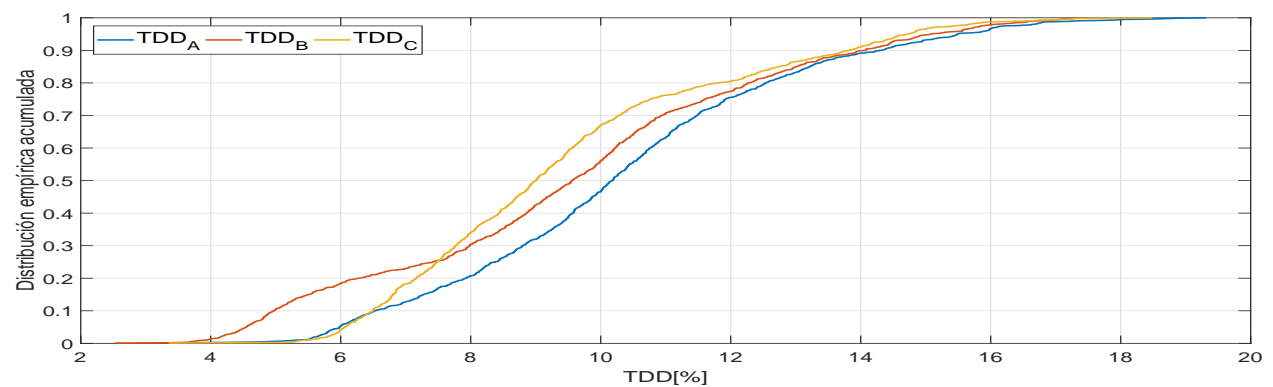


Figura G.33: DEA de la distorsión total de la demanda con 50% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

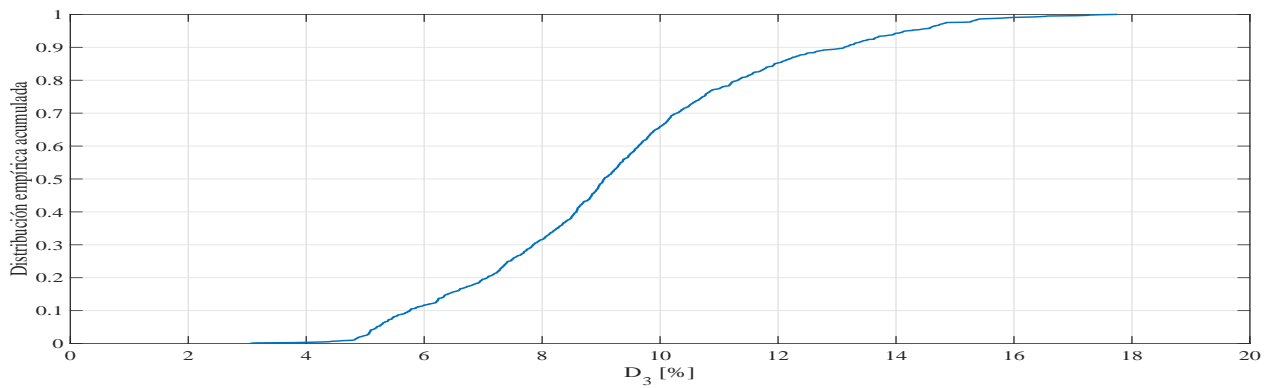


Figura G.33: DEA del 3er armónico de corriente con 75% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

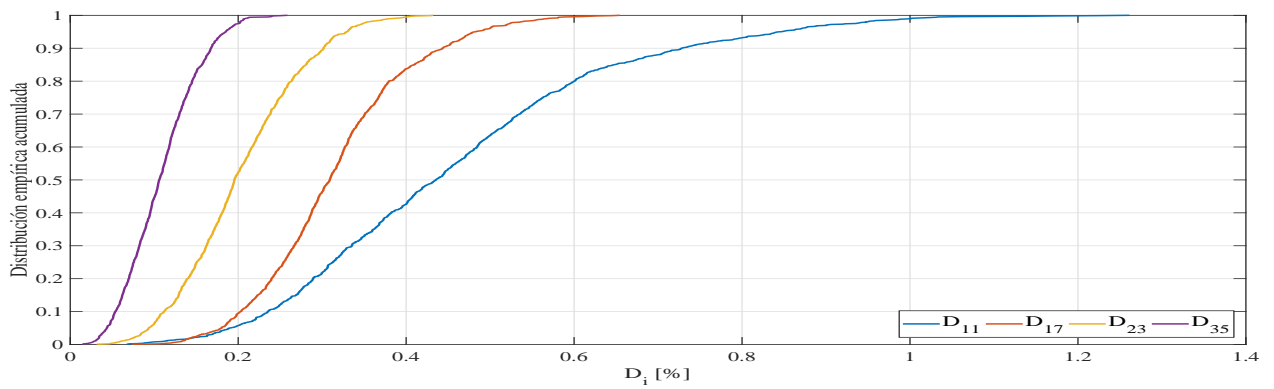


Figura G.33: DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 75% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

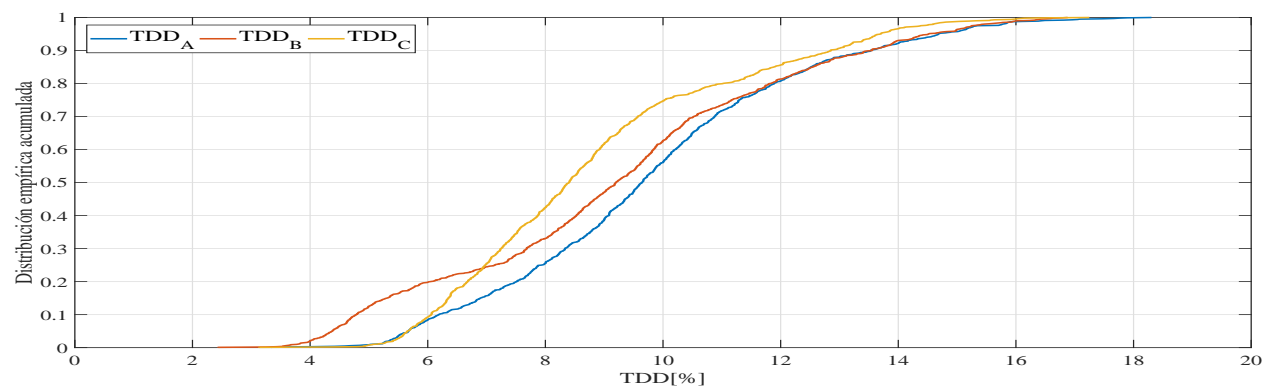


Figura G.33: DEA de la distorsión total de la demanda con 75% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

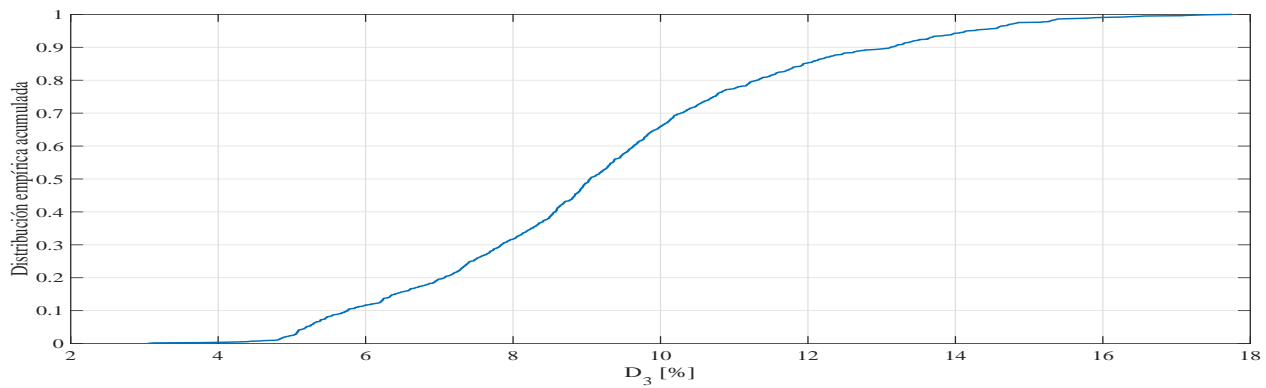


Figura G.33: DEA del 3er armónico de corriente con 100% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

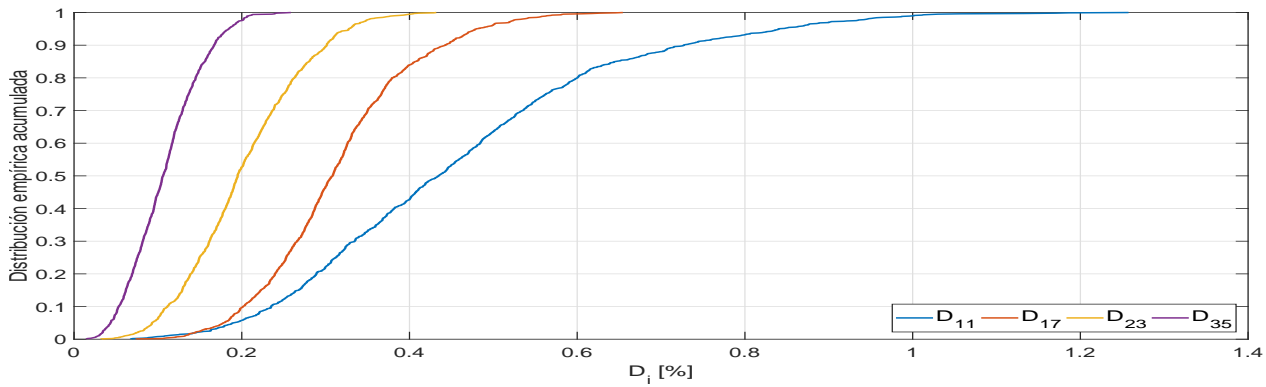


Figura G.33: DEA de las componentes armónicas de corriente 11, 17, 23 y 35 con 100% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

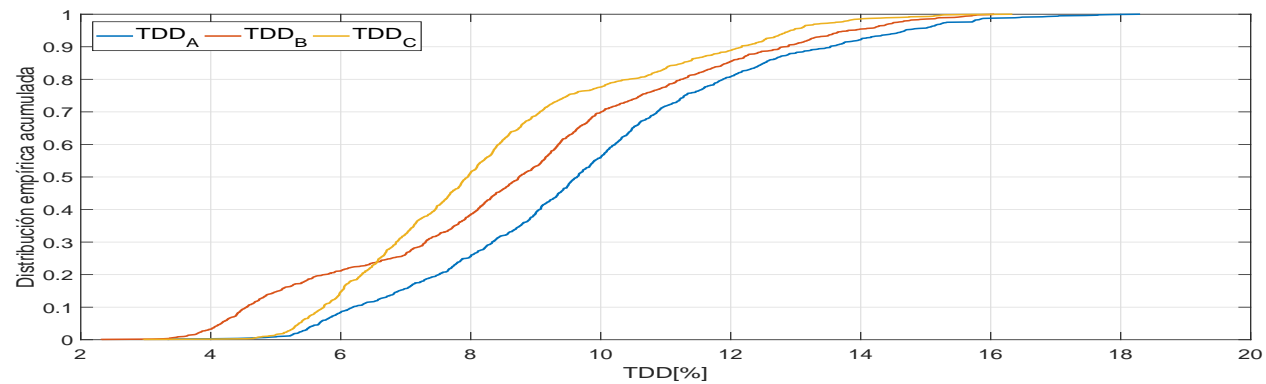


Figura G.33: DEA de la distorsión total de la demanda con 100% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

G.3 Desbalance de tensión

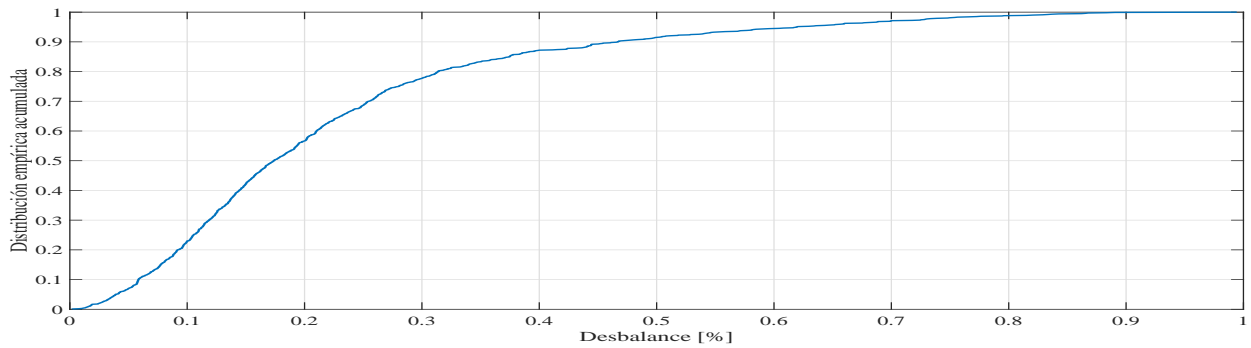


Figura G.33: DEA del desbalance de tensión con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

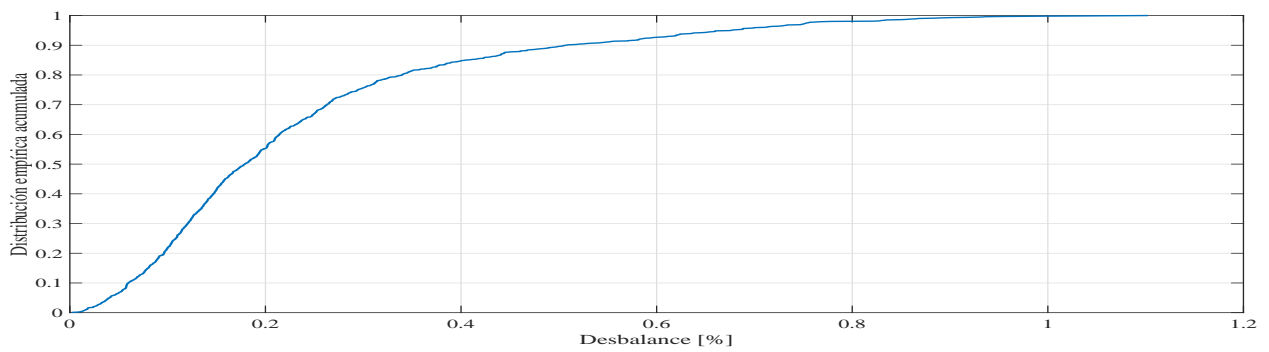


Figura G.33: DEA del desbalance de tensión con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

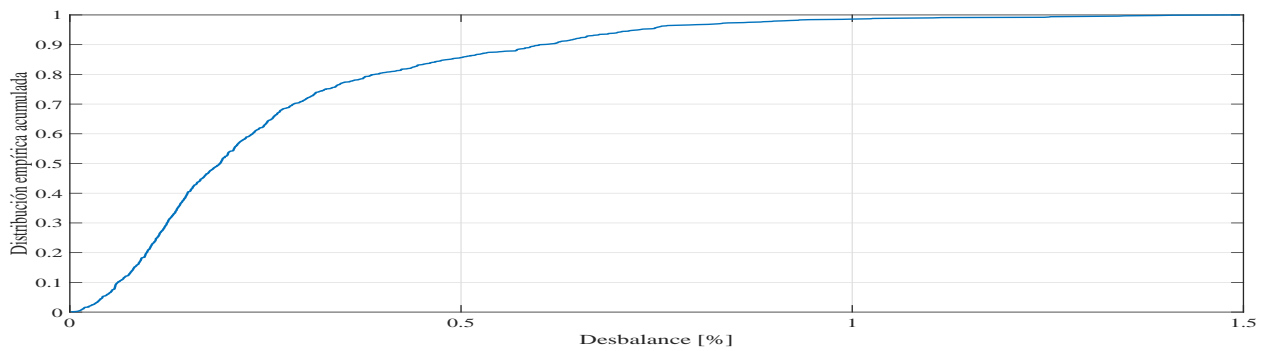


Figura G.33: DEA del desbalance de tensión con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

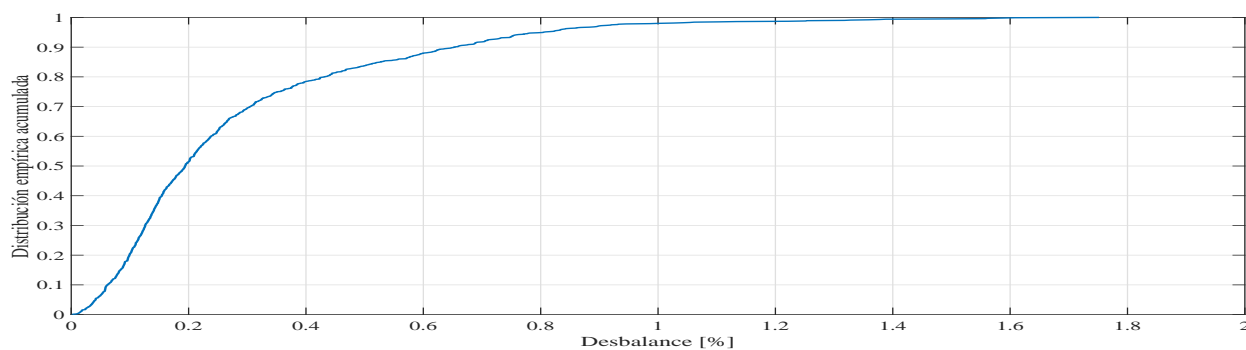


Figura G.33: DEA del desbalance de tensión con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

G.4 Factor de potencia

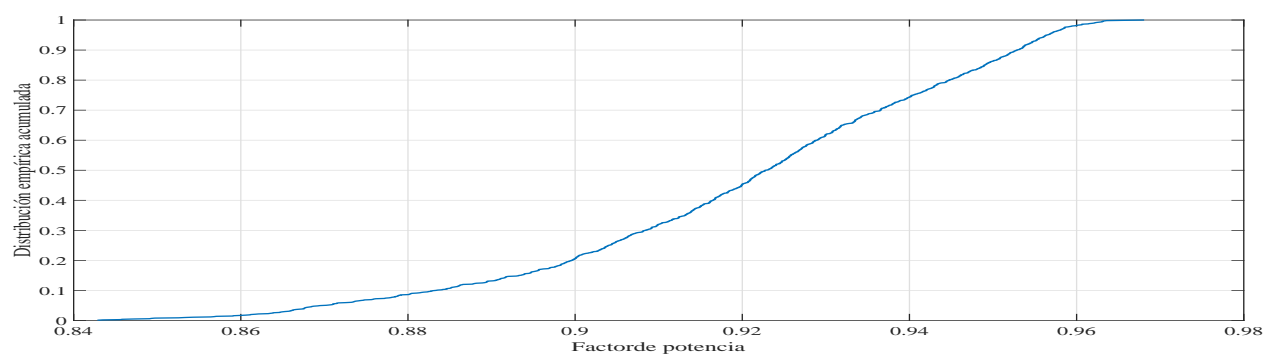


Figura G.33: DEA del factor de potencia con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

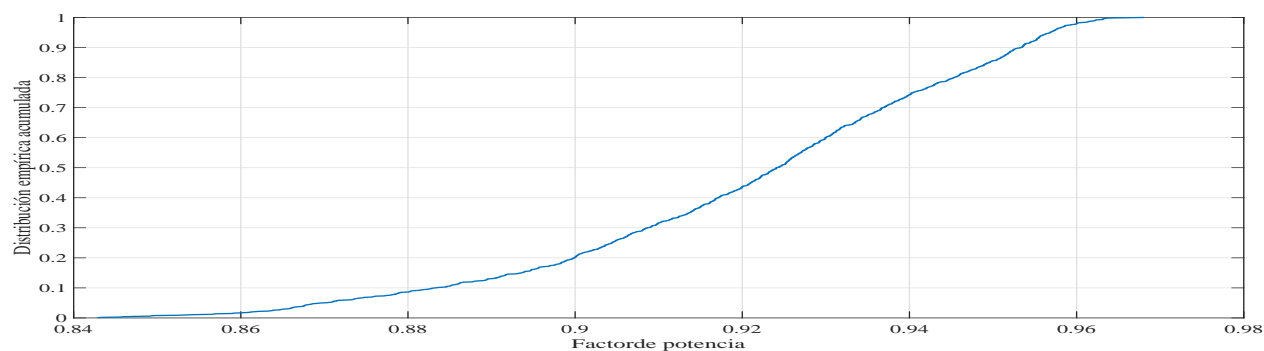


Figura G.33: DEA del factor de potencia con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

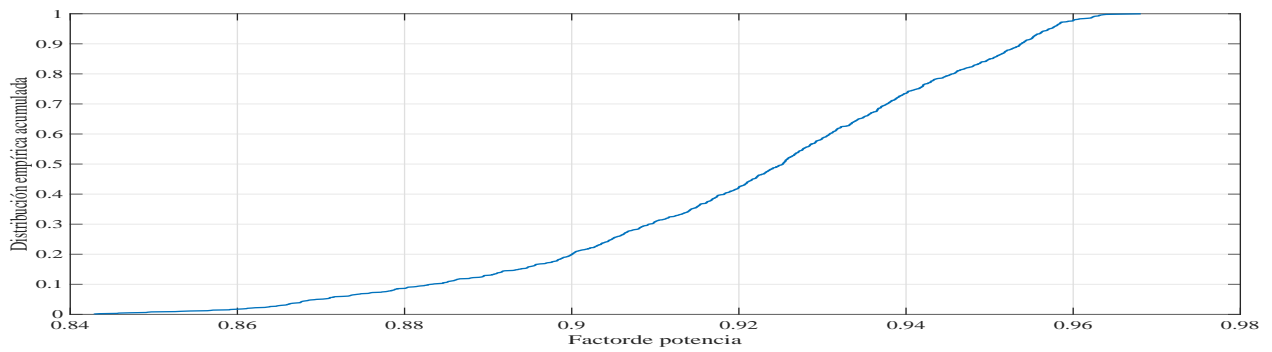


Figura G.33: DEA del factor de potencia con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

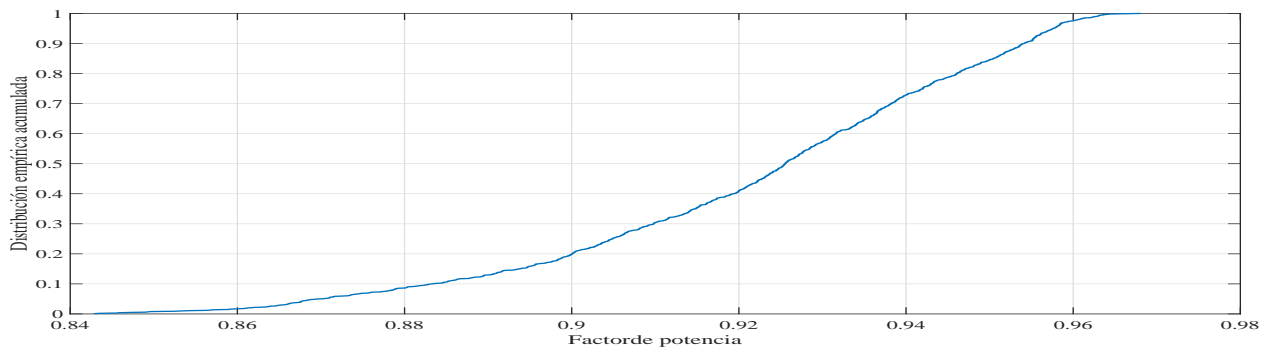


Figura G.33: DEA del factor de potencia con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

G.5 Niveles de tensión

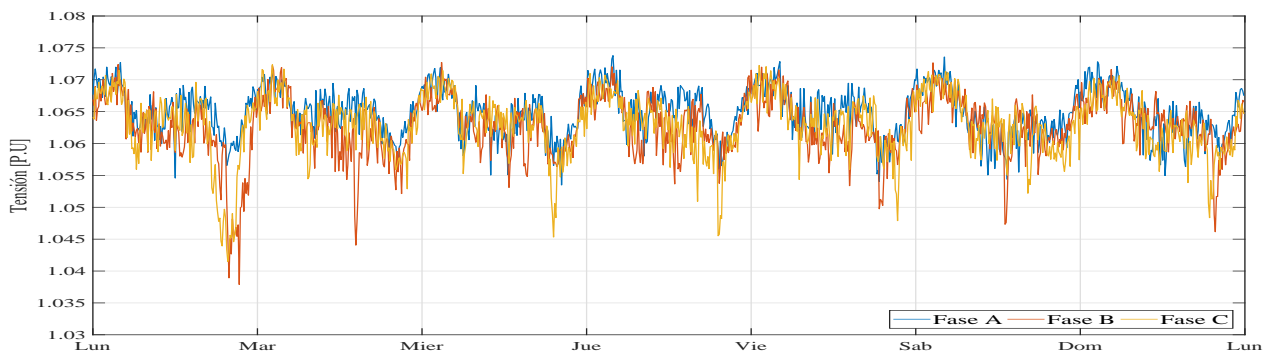


Figura G.33: Efecto promedio en tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

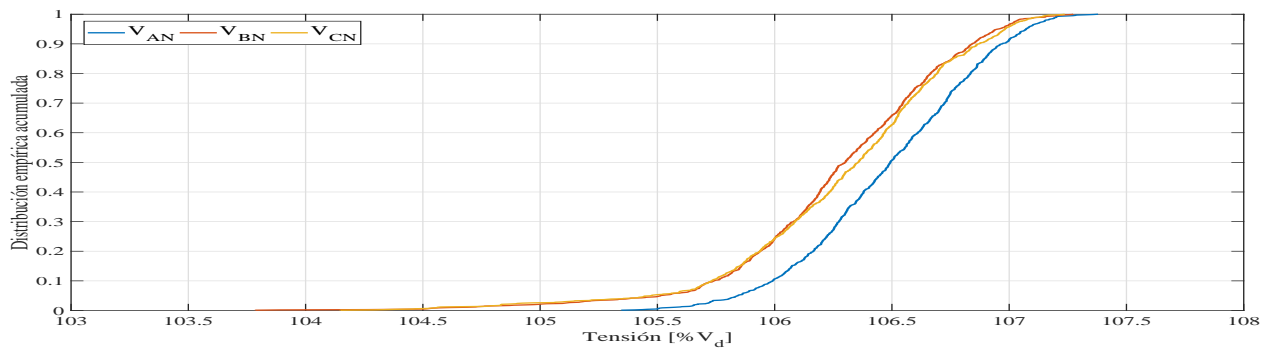


Figura G.33: DEA de tensiones L-N con 25 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

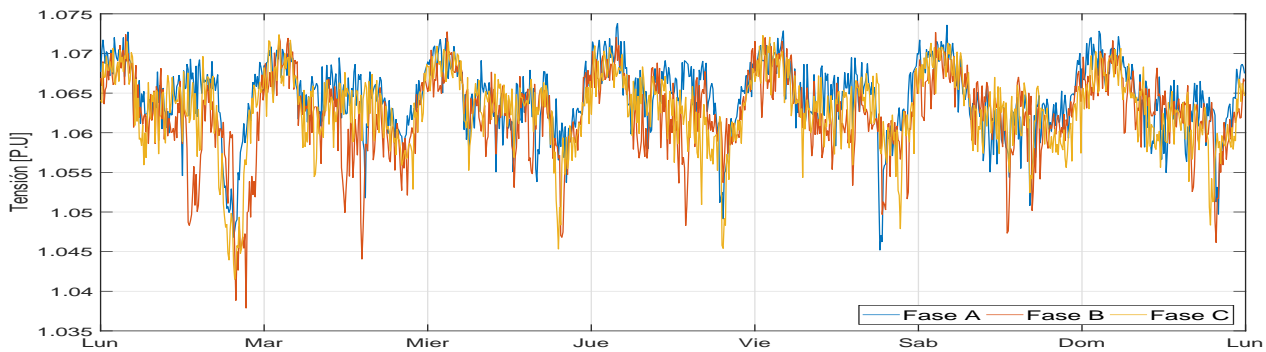


Figura G.33: Efecto promedio en tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

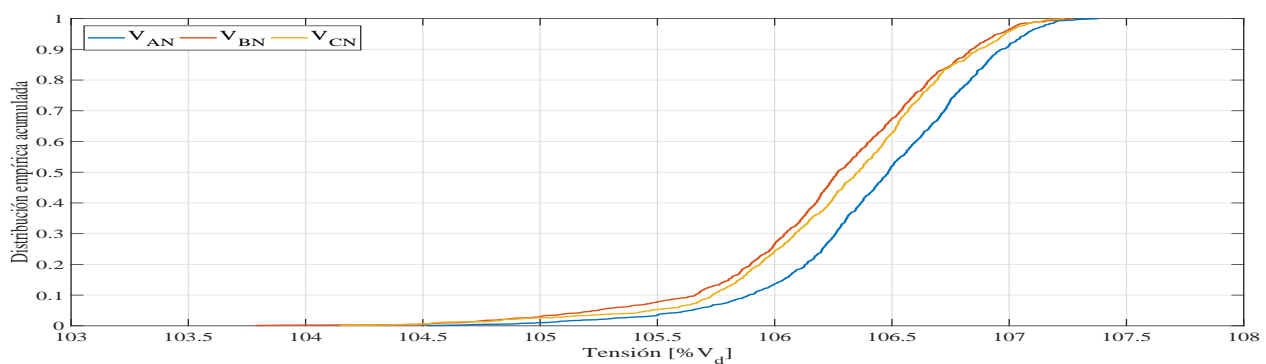


Figura G.33: DEA de tensiones L-N con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

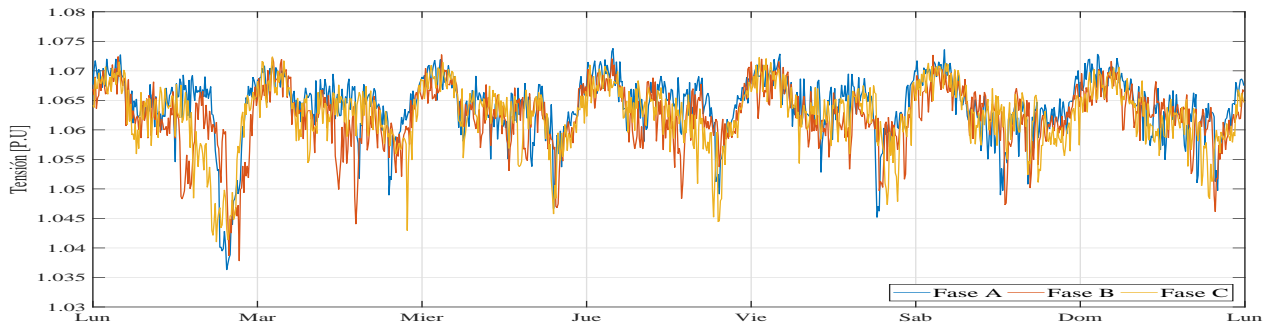


Figura G.33: Efecto promedio en tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

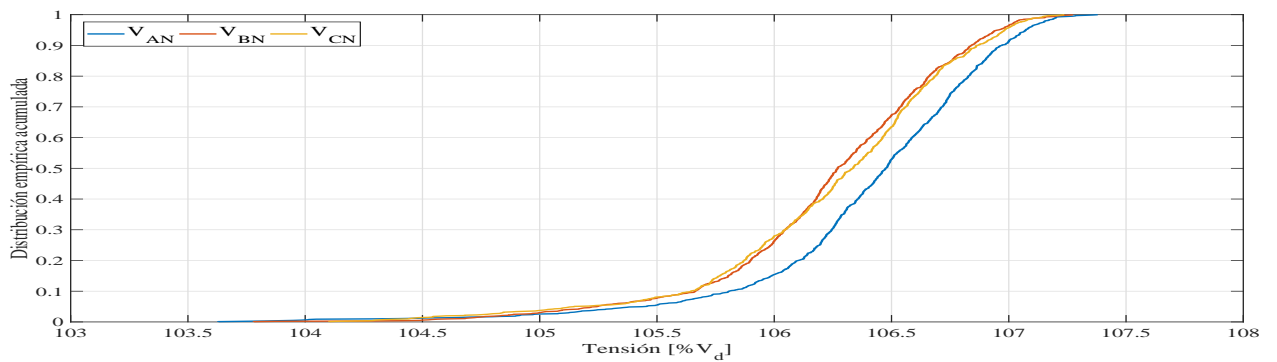


Figura G.33: DEA de tensiones L-N con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

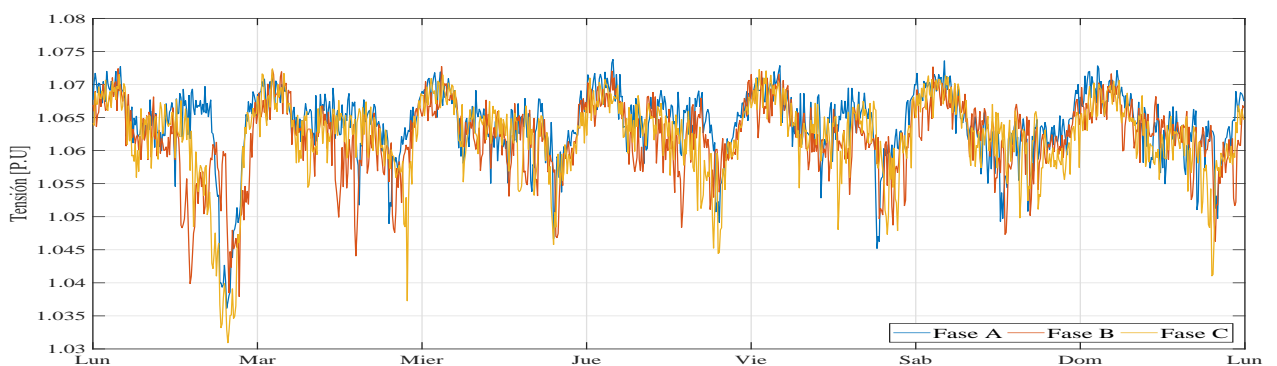


Figura G.33: Efecto promedio en tensiones L-N con 100 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

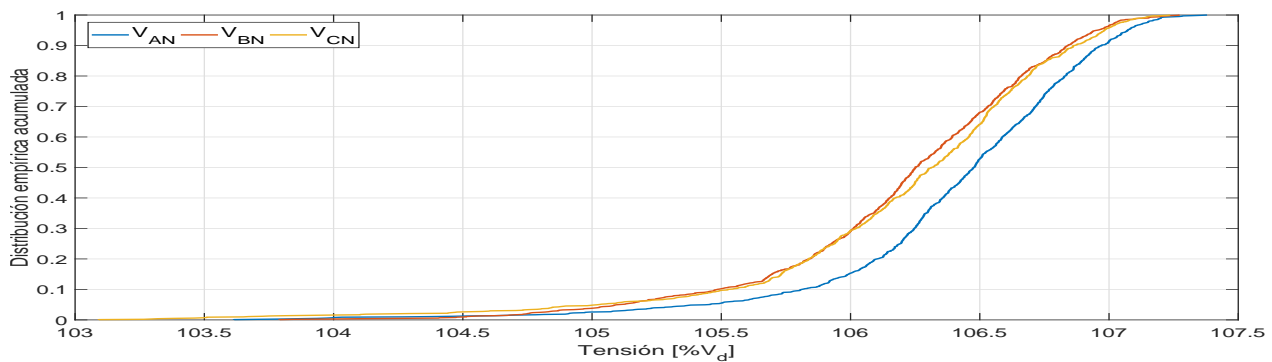


Figura G.33: DEA de tensiones L-N con 100% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

G.6 Cargabilidad del transformador

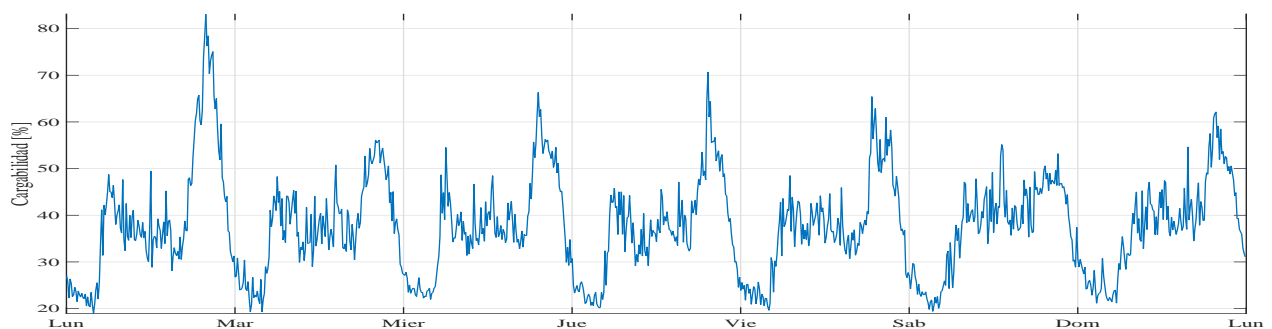


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

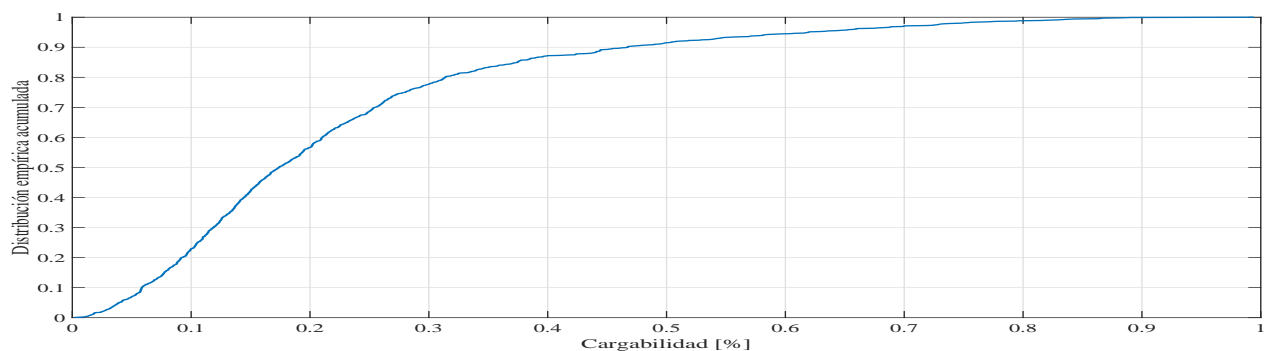


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 25% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

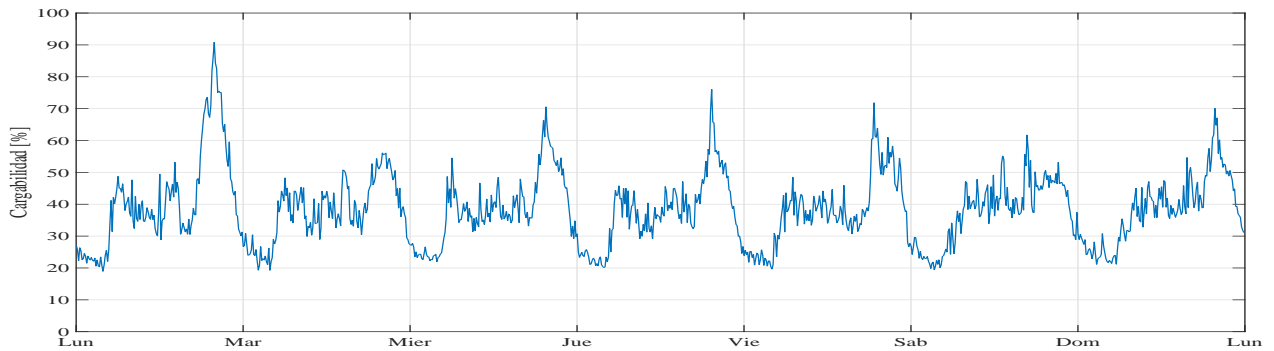


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

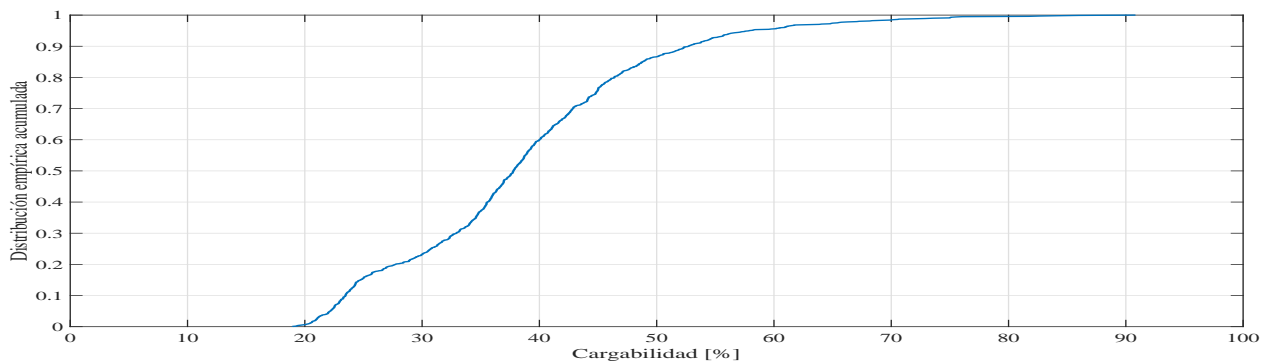


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 50 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

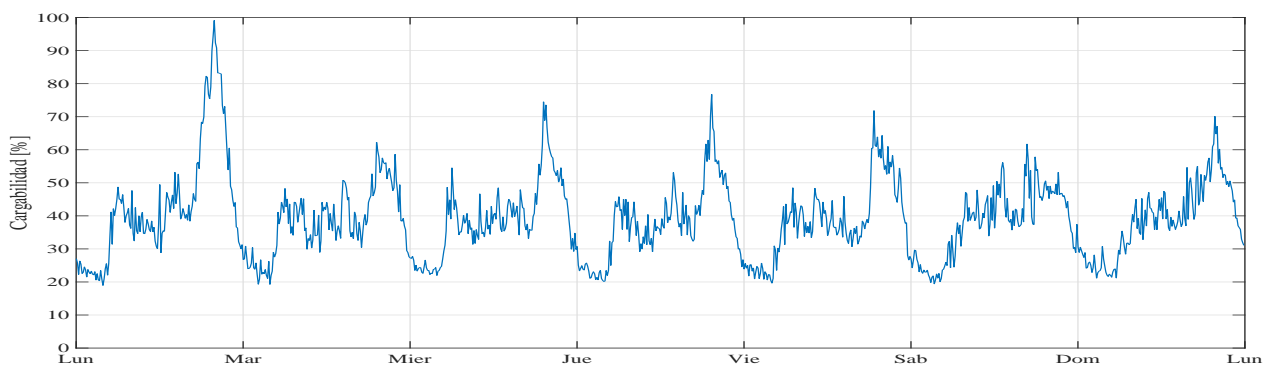


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75 % de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

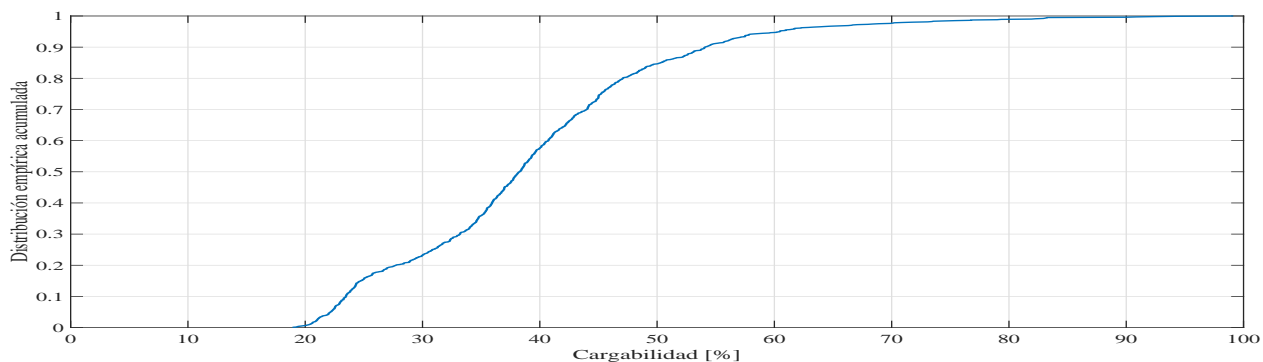


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 75% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

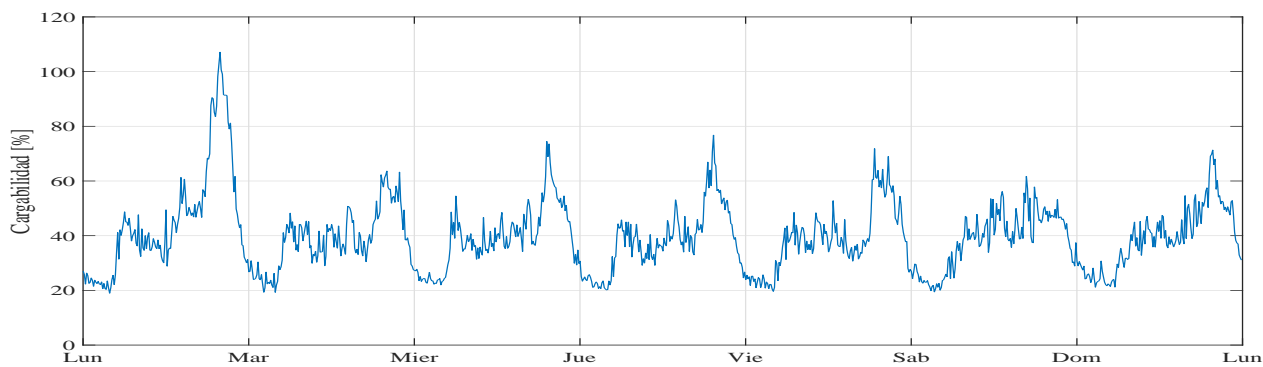


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 100% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable

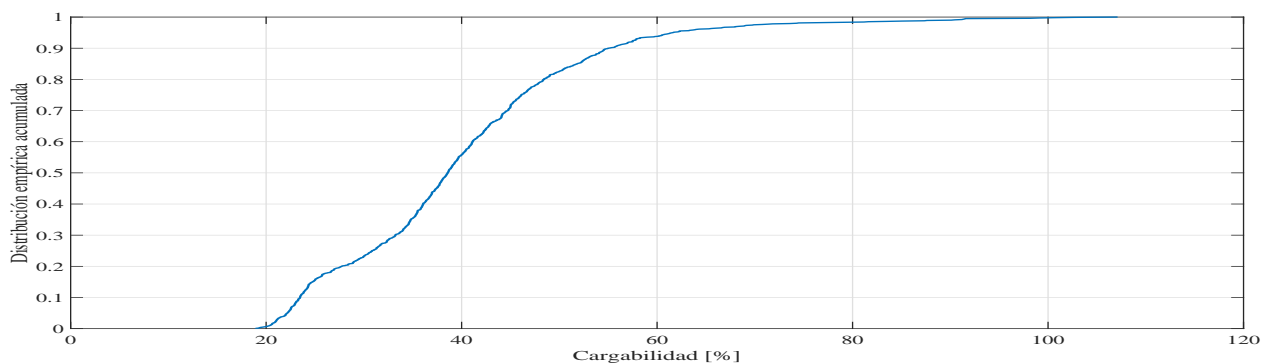


Figura G.33: Efecto promedio en la cargabilidad del transformador con 100% de nivel de penetración en el escenario más desfavorable