



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

## **EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE SISTEMAS DE CARGADORES MÓVILES Y LOS EFECTOS DE LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,  
MENCION ELÉCTRICA.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**DANILO ANDRÉS SÁNCHEZ CARRASCO**

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA  
RICARDO ÁLVAREZ MALEBRÁN

SANTIAGO DE CHILE  
2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR  
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS  
DE LA INGENIERÍA MENCIÓN ELÉCTRICA Y  
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: **DANILO ANDRÉS SÁNCHEZ CARRASCO**  
FECHA: 2024  
PROF. GUÍA: Rodrigo Palma B.

## **EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE SISTEMAS DE CARGADORES MÓVILES Y LOS EFECTOS DE LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

Es bien sabido que el futuro de la movilidad es eléctrico y las redes no siempre están preparadas para hacer frente a la inclusión de los vehículos eléctricos. Ante esto se han realizado investigaciones sobre el impacto de los sistemas de carga rápida y los sistemas de carga domiciliaria en las redes de distribución. Sin embargo, existe poca evidencia científica sobre el desempeño de la red con alternativas que dan flexibilidad al sistema de carga rápida, en particular los sistemas de carga móviles de vehículos eléctricos.

Los sistemas de carga móviles pueden conectarse a la red y desplazarse a distintos puntos según sea necesario. En particular, se desarrolla un problema de optimización resuelto mediante algoritmos genéticos que permite establecer una solución espacio-temporal de los cargadores.

Los resultados muestran que los sistemas de carga móviles pueden entregar flexibilidad a la red, pero los traslados del cargador están limitados a los costos específicos asociados y a la topología del caso de estudio. Se observa en los resultados que para cada cargador se realizan hasta 2 movimientos anuales sin que la operación del sistema se encarezca. Como trabajo futuro se considera la incorporación de otros cobeneficios para los usuarios, lo que puede traducirse en un aumento del número eficiente de traslados de los cargadores.

*Dedicado a mis padres y amigos*

***Saludos***

# Agradecimientos

Deseo agradecer profundamente a mis papas por darme la oportunidad de estudiar lo que quería y siempre estar pendientes de mi, por educarme y enseñarme los valores con los que hoy soy un adulto. Agradecer a mi hermana, que siempre ha estado ahí para acompañarme, darme consejos y ser mi cómplice cuando la necesito. Y también a mi tía Jeannette que siempre ha estado pendiente y preocupada de mi.

Quiero agradecer a mis amigos, muchos de los cuales forje durante la universidad. A Bryan, Jorge, José y Pancho por el apaño durante todos estos años, por la amistad que han entregado, las cervezas que nos hemos tomado y las onces y carretes en mi depa. A la Ale, mi bestie, que siempre me escucha, me apaña a mis locuras y que siempre se ha preocupado de mi.

Agradecer a la Javi que siempre me ayudó en mis estudios, trabajos y más importante, me dio su amistad desde los primeros años de Universidad.

También agradecer a Valesska por sus masajes y chismes, a Francys por sus locuras, apaño y su enorme gusto por Lilo y Stitch, a Catalina por sus ideas locas sobre los ... múltiples, a Paulo por sus tonteras, ideas locas y los mejores bufalos que hemos hecho, a Cony por ser la mujer más ruda que conozco y que siempre me apaña a las onces, a Cami por los buenos momentos y enseñarme la música de Taylor, a Rocío por todos los momentos surrealistas y los mejores carretes de todos, a Abril por enseñarme que no puedo tomarme un litro de pisco sour solo, a Max por intentar meterme al mundo de las criptomonedas y estafas piramidales y a Mariana con la que mantuvimos a raya la adicción a la coca-cola. Con cada uno de ellos he vivido momentos únicos que no cambiaría por nada.

Agradezco al equipo Eolian de la Universidad, donde descubrí mi vocación, forje los mejores lazos y crecí como persona y de manera profesional, y finalmente agradecer a mi profesor por la paciencia que me tuvo a lo largo de este periodo.

# Tabla de Contenido

|  |          |
|--|----------|
| <b>1. Introducción</b>   | <b>1</b> |
| 1.1. Motivación . . . . .  | 1        |
| 1.2. Hipótesis . . . . .   | 3        |
| 1.3. Objetivos . . . . .   | 4        |
| 1.3.1. Objetivo general . . . . .  | 4        |
| 1.3.2. Objetivos específicos . . . . .   | 4        |
| 1.4. Alcance . . . . .   | 4        |
| 1.5. Estructura de la tesis . . . . .  | 4        |
| <b>2. Estado del Arte</b>  | <b>6</b> |
| 2.1. Clasificación de vehículos eléctricos . . . . .                                 | 6        |
| 2.1.1. Vehículos eléctricos de baterías . . . . .                                    | 6        |
| 2.1.2. Vehículos híbridos . . . . .  | 7        |
| 2.1.3. Vehículos que utilizan rieles eléctricos . . . . .                            | 8        |
| 2.1.4. Otros tipos de vehículos eléctricos . . . . .                                 | 9        |
| 2.2. Carga de vehículos eléctricos . . . . .   | 10       |
| 2.2.1. Carga conductiva . . . . .  | 10       |
| 2.2.1.1. Niveles de carga . . . . .  | 10       |
| 2.2.1.2. Modos de carga . . . . .  | 11       |
| 2.2.2. Carga inductiva . . . . .   | 12       |
| 2.2.3. Carga por recambio de baterías . . . . .                                      | 12       |
| 2.2.4. Comparativas tecnológicas . . . . .   | 13       |
| 2.3. Impacto de la carga de vehículos eléctricos en la red de distribución . . . . . | 14       |
| 2.3.1. Impacto en la tensión nodal . . . . .   | 15       |
| 2.3.1.1. Estabilidad de tensión permanente . . . . .                                 | 15       |
| 2.3.1.2. Desbalances de tensión . . . . .  | 19       |
| 2.3.2. Sobrecarga de infraestructura eléctrica . . . . .                             | 20       |
| 2.3.3. Impacto integral . . . . .  | 23       |
| 2.4. Estrategias de mitigación . . . . .   | 25       |
| 2.4.1. Re-inversión en infraestructura . . . . .                                     | 25       |
| 2.4.2. Estrategias de carga de EV . . . . .  | 25       |
| 2.4.2.1. Carga no controlada . . . . .   | 26       |
| 2.4.2.2. Carga controlada . . . . .  | 26       |
| 2.4.2.3. Carga y descarga controlada . . . . .                                       | 28       |
| 2.4.3. Generación distribuida . . . . .  | 30       |
| 2.4.4. Integración en la red . . . . .   | 31       |
| 2.5. Sistemas de almacenamiento basados en baterías . . . . .                        | 32       |

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| 2.5.1.    | Usos de baterías en la red eléctrica . . . . .   | 32        |
| 2.5.1.1.  | Manejo energético . . . . .  | 32        |
| 2.5.1.2.  | Servicios complementarios . . . . .  | 33        |
| 2.5.1.3.  | Manejo de congestiones en la transmisión . . . . .   | 33        |
| 2.5.1.4.  | Aplicaciones en sistema de distribución . . . . .  | 33        |
| 2.5.2.    | Ejemplos de sistemas estacionarios y móviles . . . . .   | 34        |
| 2.6.      | Modelos de redes de distribución . . . . .   | 37        |
| 2.6.1.    | Redes IEEE . . . . .   | 38        |
| 2.6.2.    | Otros modelos de redes . . . . .   | 39        |
| 2.7.      | Optimización computacional . . . . .   | 39        |
| 2.7.1.    | Algoritmos de resolución . . . . .   | 40        |
| 2.8.      | Algoritmo genético [49] . . . . .  | 41        |
| 2.8.1.    | Mecanismo de operación . . . . .   | 41        |
| 2.8.2.    | Operadores genéticos . . . . .   | 42        |
| 2.8.2.1.  | Población . . . . .  | 42        |
| 2.8.2.2.  | Cruza . . . . .  | 42        |
| 2.8.2.3.  | Mutación . . . . .   | 43        |
| 2.8.2.4.  | Selección . . . . .  | 43        |
| 2.9.      | Revisión de herramientas . . . . .   | 44        |
| 2.9.1.    | Programas de simulación de redes eléctricas . . . . .  | 44        |
| 2.9.2.    | Entornos de programación . . . . .   | 45        |
| 2.9.3.    | Modelo de demanda energética doméstica . . . . .   | 45        |
| <b>3.</b> | <b>Propuesta metodológica</b> . . . . .  | <b>47</b> |
| 3.1.      | Descripción general . . . . .  | 47        |
| 3.2.      | Modelo de red . . . . .  | 50        |
| 3.3.      | Datos de entrada del modelo . . . . .  | 55        |
| 3.3.1.    | Curvas de demanda anuales . . . . .  | 55        |
| 3.3.2.    | Curvas de generación anual . . . . .   | 58        |
| 3.3.3.    | Medios de almacenamiento basados en baterías (BESS) . . . . .                                  | 59        |
| 3.3.4.    | Modelo de carga de vehículos eléctricos . . . . .  | 60        |
| 3.3.5.    | Distribución de los vehículos en la red . . . . .  | 65        |
| 3.4.      | Planteamiento del algoritmo genético . . . . .   | 67        |
| 3.4.1.    | Función objetivo y función de aptitud . . . . .  | 67        |
| 3.4.2.    | Configuración del algoritmo . . . . .  | 69        |
| 3.4.3.    | Resolución del problema de optimización . . . . .  | 69        |
| 3.5.      | Descripción del entorno computacional . . . . .  | 72        |
| <b>4.</b> | <b>Casos de estudio</b> . . . . .  | <b>73</b> |
| 4.1.      | Caso de validación: red 7 nodos . . . . .  | 75        |
| 4.2.      | Caso de estudio: Red IEEE 33 nodos . . . . .   | 77        |
| 4.2.1.    | Escenarios sin generación distribuida, sin carga domiciliaria ni almace-<br>namiento . . . . . | 77        |
| 4.2.1.1.  | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % . . . . .                              | 78        |
| 4.2.1.2.  | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 % . . . . .                              | 82        |
| 4.2.1.3.  | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % . . . . .                              | 87        |
| 4.2.1.4.  | Resumen técnico de resultados . . . . .  | 92        |

|          |   |            |
|----------|---|------------|
| 4.2.2.   | Escenarios sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento. . . . . | 93         |
| 4.2.2.1. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % . . .                               | 93         |
| 4.2.2.2. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 % . . .                               | 98         |
| 4.2.2.3. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % . . .                               | 102        |
| 4.2.2.4. | Resumen técnico de resultados . . . . .   | 107        |
| 4.2.3.   | Escenarios con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento. . . . . | 109        |
| 4.2.3.1. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % . . .                               | 109        |
| 4.2.3.2. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 % . . .                               | 113        |
| 4.2.3.3. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % . . .                               | 118        |
| 4.2.3.4. | Resumen técnico de resultados . . . . .   | 123        |
| 4.2.4.   | Escenarios con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento. . . . . | 124        |
| 4.2.4.1. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % . . .                               | 124        |
| 4.2.4.2. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 % . . .                               | 129        |
| 4.2.4.3. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % . . .                               | 134        |
| 4.2.4.4. | Resumen técnico de resultados . . . . .   | 140        |
| 4.2.5.   | Escenarios con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento. . . . . | 141        |
| 4.2.5.1. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % . . .                               | 141        |
| 4.2.5.2. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 % . . .                               | 145        |
| 4.2.5.3. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % . . .                               | 150        |
| 4.2.5.4. | Resumen técnico de resultados . . . . .   | 155        |
| 4.2.6.   | Escenarios con generación distribuida, con carga domiciliaria y con almacenamiento. . . . . | 156        |
| 4.2.6.1. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % . . .                               | 156        |
| 4.2.6.2. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 % . . .                               | 161        |
| 4.2.6.3. | Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % . . .                               | 166        |
| 4.2.6.4. | Resumen técnico de resultados . . . . .   | 171        |
| 4.3.     | Análisis global de los casos de estudio . . . . .   | 172        |
|          | <b>5. Conclusiones y trabajo futuro</b>   | <b>178</b> |
|          | <b>Bibliografía</b>   | <b>182</b> |
|          | <b>Anexos</b>   | <b>187</b> |

# Índice de Tablas

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 3.1.  | Datos de potencias de los consumos de la red y conexión de los elementos (Fuente: <i>An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies</i> [45]). . . . . | 52  |
| 3.2.  | Información de las líneas de la red IEEE 33 barras (Fuente: <i>An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies</i> [45]). . . . .                       | 53  |
| 3.3.  | Datos de potencias de los puntos de inyección a la red (Fuente: <i>An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies</i> [45]). . . . .                   | 54  |
| 3.4.  | Datos de las Subestacions de 12,5 kV utilizadas para construir las curvas de demanda del modelo (Fuente: Información técnica CEN). . . . .  | 56  |
| 3.5.  | Datos de configuración herramienta de estimación de generación distribuida. . . . .   | 59  |
| 3.6.  | Datos del sistema de almacenamiento asociado a una estación de carga rápida . . . . .   | 60  |
| 3.7.  | Información sobre los modelos de vehículos eléctricos considerados. . . . .   | 62  |
| 3.8.  | Configuración del Algoritmo . . . . .   | 69  |
| 3.9.  | Costos asociados al proceso de optimización . . . . .   | 71  |
| 3.10. | Características técnicas de los computadores utilizados para ejecturar los modelos y procesar resultados. . . . .   | 72  |
| 4.1.  | Resultados de la evaluación de la red 7 barras simplificada. . . . .  | 75  |
| 4.2.  | Resultados del escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 78  |
| 4.3.  | Resultados del escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 83  |
| 4.4.  | Resultados del escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 88  |
| 4.5.  | Resumen de resultados escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento. . . . .   | 92  |
| 4.6.  | Resultados del escenario sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 94  |
| 4.7.  | Resultados del escenario sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 98  |
| 4.8.  | Resultados del escenario sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 103 |
| 4.9.  | Resumen de resultados escenario sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento. . . . .   | 108 |
| 4.10. | Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 109 |
| 4.11. | Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . .                         | 114 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.12. | Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 119 |
| 4.13. | Resumen de resultados escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento. . . . .                                   | 124 |
| 4.14. | Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 125 |
| 4.15. | Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 130 |
| 4.16. | Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 135 |
| 4.17. | Resumen de resultados escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento. . . . .                                   | 140 |
| 4.18. | Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 141 |
| 4.19. | Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 146 |
| 4.20. | Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 151 |
| 4.21. | Resumen de resultados escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con sistema de almacenamiento. . . . .                                   | 156 |
| 4.22. | Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y con almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 157 |
| 4.23. | Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y con almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 162 |
| 4.24. | Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y con almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos. . . . . | 167 |
| 4.25. | Resumen de resultados escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y con sistema de almacenamiento. . . . .                                   | 172 |

# Índice de Ilustraciones

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 2.1.  | Fotografías del Nissan Leaf (Fuente: Página web Nissan [12] ) y del Tesla Modelo S (Fuente: Página web Tesla [13]). . . . .   | 7  |
| 2.2.  | Ejemplos de Toyota Prius HEV (Fuente: Página web Toyota [14]) y Chevrolet Volt PHEV (Fuente: Página web Chevrolet Pressroom [15]). . . . .  | 8  |
| 2.3.  | Trolebús de la ciudad de Valparaíso (Fuente: Página web Ruta Valparaíso [16]) y un bus eléctrico cargándose mediante un pantógrafo en Suiza (Fuente: Portal Electromovilidad [17]). . . . .   | 9  |
| 2.4.  | Modos de Carga según norma IEC61851 (Fuente: Plataforma de Electromovilidad [18]). . . . .  | 12 |
| 2.5.  | Estación de recambio de baterías NIO (Fuente: Página web Nio-Power [21]). . . . .   | 13 |
| 2.6.  | Tabla comparativa entre tecnologías (elaboración propia basada en la información dada en <i>Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions</i> [7]). . . . .  | 14 |
| 2.7.  | Curva de estabilidad de tensión en régimen permanente (fuente: Atrapando el Sol en los sistemas eléctricos de potencia [24]). . . . .   | 16 |
| 2.8.  | Efecto de la carga en la curva de estabilidad de tensión (fuente: <i>Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability</i> [22]). . . . .  | 17 |
| 2.9.  | Límites de regulación de la norma técnica de distribución (fuente: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [25]). . . . .  | 18 |
| 2.10. | Resultados de diversos niveles de penetración y su impacto en los niveles de tensión por nodo (Fuente: <i>Impact of large-scale EV integration and fast chargers in a Norwegian LV grid</i> [9]). . . . .   | 18 |
| 2.11. | Límite de desbalances de tensión permitidos por norma (fuente: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [25]). . . . .  | 19 |
| 2.12. | Desbalances de tensión en distintos nodos del sistema (NL) (Fuente: <i>Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network</i> [23]). . . . .   | 20 |
| 2.13. | Dependencia de la vida útil de un transformador con respecto al tiempo y nivel de sobrecarga (Fuente: Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia [24]). . . . .  | 22 |
| 2.14. | Niveles de carga del transformador estudiado en la investigación <i>Technical and economic impact of pv-bess charging station on transformer life: A case study</i> [27]. La curva ploma representa el caso de carga no coordinada sin aporte de paneles solares. . . . . | 23 |
| 2.15. | Efectos de la carga de vehículos en la red eléctrica. La flecha azul indica el flujo de energía y la flecha roja la cascada de efectos del sistema (elaboración propia). . . . .  | 24 |
| 2.16. | Comparación de resultados de carga controlada y carga no controlada Fuente: <i>Effects of increased electric vehicles into a distribution network</i> [31]). . . . .  | 28 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 2.17. | Efectos de la carga/descarga controlada (curva roja) con respecto a la demanda (curva azul) (Fuente: <i>Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions</i> [7]). . . . .  | 29 |
| 2.18. | Integración de las TIC's con los sistemas de carga y la red eléctrica, elaboración propia a partir de datos de <i>Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions</i> [7]. . . . .   | 30 |
| 2.19. | Medios de generación distribuida con cargadores de vehículos eléctricos (Fuente: <i>Increasing EV public charging with distributed generation in the electric grid</i> [34]).   | 31 |
| 2.20. | Resumen de los efectos de la integración de EV a la red, elaboración propia basada en <i>Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions</i> [7]. . . . .  | 32 |
| 2.21. | SBESS conectada a una estación de carga rápida, la línea negra representa el flujo de energía desde la red y la azul el posible flujo debido a la batería. Elaboración propia basada en figura encontrada en <i>Fast Charging Station with Battery Storage System for EV: Optimal Integration into the Grid</i> [36]. . . . . | 35 |
| 2.22. | Esquema de funcionamiento de un MBESS para carga de EV. Elaboración propia basada en figura encontrada en <i>Design and sizing of mobile solar photovoltaic power plant to support rapid charging for electric vehicles</i> [38]. . . . .   | 36 |
| 2.23. | Baterías modulares móviles para carga de EV en emergencias (Fuente: <i>Demonstrating Plug-in Electric Vehicles Smart Charging and Storage Supporting the Grid</i> [39]). . . . .  | 37 |
| 2.24. | Soluciones de baterías móviles centradas en la carga de vehículos eléctricos (elaboración propia basada en multiples referencias [38]-[43]). . . . .  | 37 |
| 2.25. | Ejemplo de reproducción de cromosomas (Fuente: <i>Genetic Algorithms: Nature-Inspired Optimization Algorithms</i> [49]). . . . .  | 43 |
| 2.26. | Ejemplo de mutación de un cromosoma individuo (Fuente: <i>Genetic Algorithms: Nature-Inspired Optimization Algorithms</i> [49]). . . . .  | 43 |
| 3.1.  | Diagrama general de la metodología de resolución (elaboración propia). . . . .  | 47 |
| 3.2.  | Diagrama estructural de la propuesta metodológica (elaboración propia). . . . .   | 49 |
| 3.3.  | Red IEEE 33 original (Fuente: <i>An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies</i> [45]) . . . . .  | 50 |
| 3.4.  | Red IEEE 33 usada en el modelo con identificación de ramales (elaboración propia). . . . .  | 51 |
| 3.5.  | Red IEEE en estudio con sus distancias nodales. . . . .   | 54 |
| 3.6.  | Red simplificada 7 barras (elaboración propia). . . . .   | 55 |
| 3.7.  | Demanda total diaria estimada de la red IEEE 33 barras sin vehículos (elaboración propia). . . . .  | 56 |
| 3.8.  | Demanda nodal diaria media, máxima y mínima sin vehículos (elaboración propia). . . . .   | 57 |
| 3.9.  | Demanda nodal media diaria periodos de estudio sin vehículos (elaboración propia). . . . .  | 57 |
| 3.10. | Demanda total media diaria de la red IEEE 33 barras para los periodos de estudio sin vehículos (elaboración propia). . . . .  | 58 |
| 3.11. | Curva de generación anual de los medios GD en la red (elaboración propia a partir de datos del explorador solar). . . . .   | 59 |
| 3.12. | Diagrama de flujo del modelo de carga de vehículos eléctricos (elaboración propia). . . . .   | 61 |
| 3.13. | Distribución de probabilidad de la cantidad de viajes (elaboración propia a partir de datos de encuesta origen-destino [53]). . . . .   | 63 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 3.14. | Distribución de probabilidad de la distancia de viajes (elaboración propia a partir de datos de encuesta origen-destino [53]). . . . .  | 63 |
| 3.15. | Probabilidad de carga del vehículo en función del SoC (elaboración propia). . .   | 64 |
| 3.16. | Distribución proporcional de los vehículos en la red 33 nodos (elaboración propia). . .   | 66 |
| 3.17. | Distribución aleatoria de los vehículos en la red 33 nodos (elaboración propia). . .  | 66 |
| 3.18. | Distribución proporcional de los vehículos en la red 7 nodos (elaboración propia). . .  | 67 |
| 3.19. | Cromosoma representativo de solución . . . . .  | 68 |
| 3.20. | Diagrama de operación del algoritmo genético (elaboración propia). . . . .  | 70 |
| 4.1.  | Árbol de escenarios red IEEE 33 nodos. . . . .  | 74 |
| 4.2.  | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 79 |
| 4.3.  | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 79 |
| 4.4.  | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 80 |
| 4.5.  | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 80 |
| 4.6.  | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 81 |
| 4.7.  | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 81 |
| 4.8.  | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 82 |
| 4.9.  | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 84 |
| 4.10. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 84 |
| 4.11. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 85 |
| 4.12. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 85 |
| 4.13. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 86 |
| 4.14. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 86 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 4.15. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 87 |
| 4.16. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 88 |
| 4.17. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 89 |
| 4.18. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 89 |
| 4.19. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 90 |
| 4.20. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 90 |
| 4.21. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 91 |
| 4.22. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 92 |
| 4.23. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 94 |
| 4.24. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 95 |
| 4.25. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 95 |
| 4.26. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 96 |
| 4.27. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 96 |
| 4.28. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 97 |
| 4.29. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 98 |
| 4.30. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 99 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.31. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 99  |
| 4.32. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 100 |
| 4.33. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 100 |
| 4.34. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 101 |
| 4.35. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 101 |
| 4.36. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 102 |
| 4.37. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 103 |
| 4.38. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 104 |
| 4.39. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 105 |
| 4.40. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 105 |
| 4.41. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 106 |
| 4.42. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 106 |
| 4.43. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 107 |
| 4.44. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 110 |
| 4.45. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 110 |
| 4.46. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 111 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.47. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 111 |
| 4.48. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 112 |
| 4.49. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 112 |
| 4.50. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 113 |
| 4.51. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 114 |
| 4.52. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 115 |
| 4.53. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 116 |
| 4.54. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 116 |
| 4.55. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 117 |
| 4.56. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 117 |
| 4.57. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 118 |
| 4.58. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 119 |
| 4.59. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 120 |
| 4.60. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 121 |
| 4.61. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 121 |
| 4.62. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 122 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.63. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 122 |
| 4.64. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 123 |
| 4.65. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 126 |
| 4.66. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 126 |
| 4.67. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 127 |
| 4.68. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 127 |
| 4.69. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 128 |
| 4.70. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 128 |
| 4.71. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 129 |
| 4.72. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 130 |
| 4.73. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 131 |
| 4.74. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 132 |
| 4.75. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 132 |
| 4.76. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 133 |
| 4.77. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 133 |
| 4.78. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 134 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.79. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                              | 135 |
| 4.80. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .    | 136 |
| 4.81. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                          | 137 |
| 4.82. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                           | 137 |
| 4.83. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . . | 138 |
| 4.84. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS. . . . .                       | 138 |
| 4.85. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 139 |
| 4.86. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                              | 142 |
| 4.87. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .    | 142 |
| 4.88. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                          | 143 |
| 4.89. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                           | 143 |
| 4.90. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . . | 144 |
| 4.91. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                       | 144 |
| 4.92. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 145 |
| 4.93. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                              | 146 |
| 4.94. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .    | 147 |

|        |   |     |
|--------|---|-----|
| 4.95.  | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                          | 148 |
| 4.96.  | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                           | 148 |
| 4.97.  | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . . | 149 |
| 4.98.  | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                       | 149 |
| 4.99.  | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 150 |
| 4.100. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                              | 151 |
| 4.101. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .    | 152 |
| 4.102. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                          | 153 |
| 4.103. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                           | 153 |
| 4.104. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . . | 154 |
| 4.105. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                       | 154 |
| 4.106. | Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 155 |
| 4.107. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                              | 157 |
| 4.108. | Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .    | 158 |
| 4.109. | Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                          | 159 |
| 4.110. | Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                           | 159 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.111. Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . . | 160 |
| 4.112. Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                       | 160 |
| 4.113. Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 161 |
| 4.114. Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                              | 162 |
| 4.115. Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .    | 163 |
| 4.116. Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                          | 164 |
| 4.117. Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                           | 164 |
| 4.118. Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . . | 165 |
| 4.119. Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                       | 165 |
| 4.120. Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 166 |
| 4.121. Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                              | 167 |
| 4.122. Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .    | 168 |
| 4.123. Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                          | 169 |
| 4.124. Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                           | 169 |
| 4.125. Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . . | 170 |
| 4.126. Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS. . . . .                       | 170 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.127. Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red. . . . .   | 171 |
| 4.128. Incidencia en la posición del cargador sin considerar carga domiciliaria. . . . .   | 173 |
| 4.129. Incidencia en la posición del cargador considerando carga domiciliaria. . . . .   | 174 |
| 4.130. Incidencia en el total de casos. . . . .  | 174 |
| 4.131. Clusters formados mediante el mapa auto-organizado, el primer cluster cuenta con 10 casos, el segundo con 8 casos, el tercero y el cuarto con 5 casos cada uno y el quinto con 8 casos. . . . . | 175 |
| 4.132. Correlación entre las variables en cada cluster . . . . .   | 176 |

# Abreviaciones

- ICV: Vehículos de combustión interna (Internal Combustion Vehicles)
- GEI: Gases de efecto invernadero
- EV: Vehículos eléctricos (Electric vehicle)
- V2G: Vehículo a la red (Vehicle to grid)
- BESS: Sistema de almacenamiento energético de baterías (Battery Energy Storage System)
- V2B: Vehículo a edificio (Vehicle to building)
- BEV: Vehículo eléctrico de baterías (Battery electric vehicle)
- HEV: Vehículo híbrido (Hybrid Electric Vehicle)
- PHEV: Vehículo híbrido enchufable (Plug-in Hybrid electric vehicle)
- OLEV: Vehículo eléctrico conectado a línea (On-Line Electric Vehicle)
- EVSE: Estación de carga de vehículos eléctricos (Electric Vehicle Supply Equipment)

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

La humanidad se encuentra en un periodo en donde nos acercamos a un difícil escenario medioambiental debido a el aumento de la temperatura promedio del planeta, fenómeno conocido como Calentamiento Global. Se estima que se producirá un aumento de temperatura de 1.5°C entre 2032 y 2050, fenómeno traerá diversas consecuencias para la vida del ser humano y de otras especies del planeta, así como también un aumento de fenómenos meteorológicos extremos, que pondrán en riesgo las actividades económicas de los países y las vidas de las personas [1].

El uso de vehículos de combustión interna (ICVs) representa alrededor de un 24 % de los gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial [2], por lo que reducir la contaminación producida en estos vehículos permitirá aminorar los efectos del cambio climático.

Los vehículos eléctricos (EV) han ido en aumento con el paso de los años y se presentan como el remplazo más factible a los vehículos de combustión interna, estos han pasado de poco más de 500.000 unidades en el año 2013 a cerca de 26 millones en el año 2022 a nivel mundial y se estima que al año 2030 existirá un parque vehicular eléctrico de cerca de 240 millones de vehículos [3].

A nivel país, en la actualidad, la cantidad de vehículos eléctricos livianos vendidos a octubre de 2023 alcanzan las 7.105 unidades [4], lo que representa un aumento de un 27,2 % con respecto al mismo periodo del año anterior y es la cifra más alta registrada por la asociación nacional automotriz de Chile. A pesar de que esta cifra sigue siendo muy baja en comparación a los vehículos convencionales, nuestro país destaca como exponente a nivel mundial con una de las flotas de buses eléctricos para transporte público más grandes del mundo, donde los 1.849 buses representan el 31 % del transporte público de Santiago [5].

El año 2021 se actualizó la estrategia nacional de electro-movilidad [6] donde se establece un objetivo para Chile de llegar a un 100 % de ventas de vehículos eléctricos livianos para el año 2035 y un 100 % del transporte público con buses eléctricos. Estas metas ambiciosas son el reflejo de los cambios a nivel mundial en este ámbito, lo que lleva a preguntarse qué impactos va a traer la irrupción de los vehículos eléctricos a nivel del sistema eléctrico del país.

El aumento de los vehículos eléctricos traerá consigo diversos desafíos en la red eléctrica del país. A nivel de generación, la red debe estar preparada para poder suplir la demanda adicional que requiere la carga de vehículos eléctricos, donde se puede llegar a requerir potencias superiores a 100[kW] por vehículo en carga rápida y su matriz debe ser lo suficientemente diversa en energías renovables para así optimizar la reducción de gases de efecto invernadero.

Por otra parte, tanto la infraestructura de transmisión como la distribución deben ser capaces de soportar la potencia adicional para la carga de estos vehículos eléctricos, donde la red de distribución es la que sufrirá en mayor medida estos efectos. Ante esto es necesario realizar diversos estudios de impacto en las redes de distribución, donde ya existen investigaciones a nivel internacional que muestran problemas de estabilidad de tensión, desbalance de tensión en líneas de distribución, problemas de armónicos debido al uso de convertidores AC/DC en carga rápida y sobrecarga de transformadores y conductores, entre otros problemas [7].

De no encontrar soluciones para estos problemas, los cuales se irán presentando gradualmente con el aumento de la infraestructura de carga, se llegará a un punto en donde la red de distribución de una ciudad pueda sufrir reducción de la vida útil de los equipos y conductores y finalmente colapsos en ciertas horas del año, esto empeorará la calidad de suministro y del producto de la energía en los consumidores finales.

Estos fenómenos ya están siendo estudiados y visualizados en países donde la cantidad de vehículos eléctricos comienza a ser destacable en el parque automotriz del país. El ejemplo más claro es el de Noruega donde sus políticas de incentivos a la tecnología de autos eléctricos ha hecho que se convierta en el país con mayor cantidad de vehículos eléctricos con respecto a sus número de habitantes y su parque vehicular [8].

En este país ya se comienzan a visualizar estudios que muestran como la infraestructura de carga domiciliar empieza a afectar distintos nodos de la red de distribución produciendo sobrecarga de transformadores y líneas, sobretodo en las zonas más rurales [9] y donde se estima que su infraestructura solo puede soportar un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %.

Con estos estudios se hace más clara la necesidad de investigar las soluciones que puedan mitigar los efectos negativos o que permitan entregar flexibilidad a la red. Con esto en mente, ya se comienzan a presentar alternativas atractivas que permiten controlar de mejor manera los efectos negativos de las nuevas demandas producidas por la carga de vehículos eléctricos. Estas soluciones van desde esquemas de carga inteligentes, interacción de carga y descarga de vehículos con la red (V2G), re-inversión y cambios en la topología de la red de distribución, incremento de medios de generación distribuida, utilización de sistemas de almacenamiento basados en baterías (BESS). Adicionalmente, se presenta como una alternativa atractiva la incorporación de sistemas de carga móviles complementados con almacenamiento, los cuales pueden entregar una mayor flexibilidad a la red y son el principal foco de este trabajo.

La ventaja detrás de estos sistemas reside en la versatilidad que presentan los sistemas de carga con almacenamiento al interactuar con las redes eléctricas. Estas pueden utilizarse de maneras tan diversas tanto a nivel de transmisión como de distribución, aportando a estabi-

lidad de tensión, respuesta inercial, respuesta de la demanda, arbitraje de energía y sistemas de apoyo en emergencias, entre otras [10].

Utilizar sistemas de baterías junto con cargadores eléctricos puede ayudar a eliminar o retardar la necesidad de hacer cambios importantes en la infraestructura de ciertos puntos de la red de distribución, ya que ayudan a reducir la potencia demandada y mitigar las caídas de tensión debido a la gran demanda de los alimentadores de la red de distribución, aunque es importante destacar cualquier solución es mejor complementarla con sistemas de carga inteligente.

Los sistemas de baterías también pueden aportar con servicios complementarios a la red cuando sea necesario y si se consideran los sistemas de baterías móviles, que serán definidas como aquellas que pueden ser transportadas en un corto periodo de tiempo de un lugar a otro y que pueden conectarse a la red sin modificar su topología, es posible ampliar aún más la versatilidad de los sistemas de almacenamiento, ya que pueden utilizarse en ciertos puntos débiles de la red que se producen a ciertas horas del día y desplazarlos a otros puntos cuando sea requerido.

Los sistemas de cargadores móviles con almacenamiento ya se encuentran presentes en el mercado, aunque en su mayoría se utilizan como respaldo a la red en caso de emergencias o para apoyar a vehículos eléctricos que se quedan sin sustento a mitad de camino. También se ha destacado en la literatura el uso de los propios vehículos eléctricos como baterías móviles para prestar servicios complementarios a la red mediante esquemas V2G o V2B. Adicionalmente, se le puede dar mayor valor agregado a los sistemas de almacenamiento para carga de vehículos utilizando baterías de segunda vida que pueden provenir de los mismos vehículos eléctricos, esto permitiría disminuir el impacto ambiental de las baterías.

Esta tesis busca evaluar la implementación de sistemas de carga móviles de vehículos eléctricos que incluyan sistemas complementarios de almacenamiento energético y los efectos que tienen estos sistemas en una red de distribución ante diversos niveles de penetración de vehículos eléctricos. Adicionalmente, se han considerado medios de generación distribuida insertos en la red. Para lograr esto, se evalúa un sistema de distribución IEEE de 33 nodos que presenta cargadores móviles que son posicionados de manera óptima en la red en función del periodo. Este problema de optimización utiliza un algoritmo genético que permite minimizar el costo de operación y donde la variable a optimizar es la posición temporal de los cargadores del sistema.

## 1.2. Hipótesis

Las hipótesis centrales del presente trabajo de título son:

1. Existen ciertos grados de inflexibilidad en las redes de distribución del país debido a sus características constructivas y sus topologías lo que sumado a un aumento de los vehículos eléctricos en la red, puede traer diversos impactos no deseados a nivel de distribución.
2. Los sistemas de carga móvil para vehículos eléctricos se presentan como una alternativa

de adaptación que puede entregar mayor flexibilidad a la integración de los vehículos eléctricos en las redes de distribución.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo general**

A partir del contexto descrito anteriormente, el objetivo general de este trabajo de tesis es evaluar el impacto de los sistemas de cargadores móviles de vehículos eléctricos y los efectos de la carga de los vehículos sobre las redes de distribución donde se utilizan estos mecanismos de carga.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Investigar sobre las alternativas técnicas y de modelación de los sistemas de cargadores móviles aplicadas a redes de distribución.
- Crear un modelo de que optimice la posición de los cargadores móviles en la red de distribución en el tiempo y que permita observar el impacto que generan.
- Validar el modelo propuesto con distintos escenarios de penetración de vehículos eléctricos, cargadores móviles, inclusión de sistemas complementarios BESS, generación distribuida y carga domiciliaria.
- Analizar la factibilidad técnica de las soluciones y discutir acerca de su aplicación en entornos reales.

## **1.4. Alcance**

En este trabajo se evalúan distintos niveles predefinidos de penetración de vehículos eléctricos y que el uso de cargadores móviles puede ser integrado a la infraestructura de carga de la ciudad. El modelo considera aspectos técnicos de la red y el funcionamiento de esta a lo largo de un año mientras que el análisis se centra en el régimen estacionario de la red, por lo tanto, no se considerarán fenómenos dinámicos o eventos extraordinarios en el modelo.

## **1.5. Estructura de la tesis**

El presente documento se estructura en 5 capítulos. En el capítulo 1 se muestra la introducción del tema a tratar, donde se expone la motivación del trabajo, la hipótesis y los objetivos generales y específicos del tema.

En el capítulo 2 se realiza una revisión del estado del arte en donde se explicarán en detalle aspectos básicos de los vehículos eléctricos, los sistemas de carga de estos, los sistemas de

almacenamiento de baterías, los modelos que describen su funcionamiento, distintos modelos de redes de distribución y un análisis de métodos de optimización heurísticos.

En el capítulo 3 se continua mostrando una propuesta metodológica donde se explicará en detalle como se implementa el modelo, el mecanismo de operación del algoritmo genético a desarrollar con su estructura, sus supuestos y toda la información necesaria que muestra su implementación. También, se muestra información en detalle acerca de la red y los datos de entrada usados para el desarrollo de los casos de estudio.

En el capítulo 4 se exponen los resultados del caso de validación, donde se evalúa en primera instancia un modelo de red simplificado para validar la propuesta metodológica y luego, se muestran los resultados del caso de estudio, donde se evalúan numerosos escenarios implementados en la red IEEE de 33 nodos con sus respectivos análisis particulares y un análisis general al final de la sección.

Finalmente en el capítulo 5 se muestran las conclusiones de la investigación, los principales aprendizajes y propuestas de trabajo futuro.

# Capítulo 2

## Estado del Arte

En este capítulo, se procede a hacer una revisión a todos los temas que son de interés para poder comprender de manera íntegra el trabajo que se presenta en esta tesis. Existen temas que solo se abordarán de manera introductoria, mientras que otros se abordarán en mayor detalle debido a su relevancia para la comprensión del tema.

### 2.1. Clasificación de vehículos eléctricos

Dado que este trabajo se basa en la relación directa entre el número de vehículos eléctricos y su impacto en la red eléctrica, es fundamental realizar una clasificación de los vehículos considerados eléctricos según la literatura, como se menciona en [11]. Es crucial comenzar con la definición de lo que se considera un vehículo eléctrico. Esta categoría no se limita solo a vehículos livianos, sino que también puede incluir trenes, camiones, buses y bicicletas. Todos estos comparten la característica de utilizar energía eléctrica para su movimiento, aunque no se hace distinción en cómo se obtiene esa energía ni si es la única fuente de movimiento.

#### 2.1.1. Vehículos eléctricos de baterías

Estos vehículos eléctricos de baterías (abreviados BEV por sus letras en inglés) son aquellos que están diseñados con un banco de baterías electroquímico, un motor eléctrico y su respectivo controlador de motor. La batería tiene por función almacenar la energía eléctrica que utilizará el motor, esta energía se obtiene mediante la conexión del vehículo, generalmente mediante un conector, a la red eléctrica de una ciudad, lo que implica que su masificación tendrá un impacto considerable en la red eléctrica de una región.

La energía se almacena en baterías electroquímicas, usualmente de ion de litio o de polímero de litio, ya que estas tienen una mayor densidad energética y permiten alcanzar rangos mayores de autonomía. Los vehículos eléctricos de baterías son los que están adquiriendo mayor importancia dentro de la industria de vehículos limpios, pero siguen presentando dificultades a la hora de alcanzar los niveles de autonomía y tiempos de carga en comparación a los vehículos de combustión interna.

Algunos ejemplos de vehículos de baterías son el Nissan Leaf y el Tesla S mostrados en la figura 2.1, los cuales son uno de los modelos más accesibles a nivel mundial y uno de los con

mayor autonomía a nivel mundial respectivamente.



Figura 2.1: Fotografías del Nissan Leaf (Fuente: Página web Nissan [12] ) y del Tesla Modelo S (Fuente: Página web Tesla [13]).

### 2.1.2. Vehículos híbridos

Los vehículos híbridos son aquellos que poseen dos o más fuentes de energía que potencian el movimiento. Por lo general, los vehículos híbridos combinan un motor de combustión interna de un automóvil convencional con un motor eléctrico alimentado por un sistema de almacenamiento de baterías. Esta combinación hace que los vehículos híbridos presenten una mayor autonomía que los eléctricos de baterías, pero la reducción de contaminantes es menor dado que el motor a combustión sigue utilizando combustibles fósiles convencionales.

La arquitectura de los vehículos eléctricos híbridos permite clasificarlos en función de sus motores y en función de su método de carga eléctrica:

- **Motorización:** Se pueden dividir en vehículos con motores en serie o con motores en paralelo. El primer tipo consiste en un automóvil en el que su movimiento se produce por un sistema independiente de motores que son alimentados por la batería eléctrica del vehículo, por el combustible que mueve el motor de combustión interna o por ambos sistemas a la vez. Por otra parte, los motores en paralelo funcionan de manera similar, pero se encuentran conectados en un mismo punto a un sistema de transmisión. En ambos tipos, el sistema de frenado regenerativo del motor eléctrico, permite cargar el sistema de baterías.
- **Método de Carga:** Se pueden dividir en sin carga externa y con carga externa. El primer tipo son los vehículos que poseen baterías, por lo general de baja capacidad energética, que se recargan solo por la regeneración por frenado y por la existencia de un generador acoplado al motor de combustión interna, se les abrevia HEV por sus letras en inglés. Los vehículos híbridos enchufables, conocidos como PHEV por sus letras en inglés, son aquellos que pueden recargar su batería interna conectándola a un cargador de vehículos eléctricos. Estos automóviles son muy cotizados en el mercado de los vehículos eléctricos y dada su cualidad de ser enchufables son considerados dentro de los casos de estudio de impacto.

Modelos de vehículos híbridos vendidos en el mercado son el Toyota Prius, un vehículo no enchufable y con una configuración de motor paralelo y el Chevrolet Volt un automóvil híbrido enchufable con sistema de motor serie, ambos mostrados en la figura 2.2.



Figura 2.2: Ejemplos de Toyota Prius HEV (Fuente: Página web Toyota [14]) y Chevrolet Volt PHEV (Fuente: Página web Chevrolet Pressroom [15]).

### 2.1.3. Vehículos que utilizan rieles eléctricos

Los vehículos eléctricos energizados por rieles han sido usado de manera extensa a lo largo de los años. El ejemplo más claro de esta tecnología es el sistema de metro, donde trenes se desplazan generalmente por el subterráneo de las ciudades, alimentados por rieles energizados. Otro ejemplo que se ha visto en las ciudades es el sistema de Trolebús, donde un bus se desplaza energizado por una línea aérea y, en algunos casos, presentan baterías que almacenan energía y les da una pequeña autonomía para los casos de emergencia.

Los Trolebuses fueron paulatinamente remplazados por los vehículos de combustión interna dado que no presentaban suficiente flexibilidad en el transporte, sin embargo, la tecnología de energización mediante líneas de suministro se ha visto de nuevo como una opción e incluso el resurgimiento de los trolebuses se ve como una alternativa de medio de transporte, todo esto debido al cambio de paradigma en torno a los vehículos de combustión interna y el uso de combustibles fósiles.

Adicionalmente, se ha considerado la instalación de sistemas de carga de buses eléctricos basados en el uso de líneas aéreas en paradas de pasajeros, donde, al detenerse el bus en un punto que cuente con este sistema, este comenzará a cargarse de inmediato mientras este toma o deja pasajeros en un paradero mediante un pantógrafo [17]. Este tipo hace que el vehículo sea una combinación entre un bus eléctrico basado en baterías y un trolebús, dándole mayor flexibilidad y autonomía al transporte público eléctrico, sin embargo, es necesario considerar el impacto de la carga mediante este método, dado que se requieren grandes cantidades de potencia para hacer que la detención sea por un breve periodo de tiempo.

La figura 2.3 muestra un trolebús y un bus eléctrico con pantógrafo.



Figura 2.3: Trolebús de la ciudad de Valparaíso (Fuente: Página web Ruta Valparaíso [16]) y un bus eléctrico cargándose mediante un pantógrafa en Suiza (Fuente: Portal Electromovilidad [17]).

#### 2.1.4. Otros tipos de vehículos eléctricos

Sumado a las tecnologías recién mencionadas, existen otros vehículos que basan su funcionamiento en la electricidad. Estos están en etapas tempranas de desarrollo o fueron desplazados por otras tecnologías.

- Vehículos con celdas de combustible: Estos automóviles presentan un motor eléctrico convencional, pero tienen en su interior una celda de combustible o una batería de metal-aire que reemplaza a la batería de un BEV. Esta celda de combustible generalmente es de hidrógeno la cual puede ser almacenada en el interior del vehículo y recargada con combustible alternativo al igual que un automóvil de combustión interna. Este tipo de tecnología también puede ser combinada con la de los vehículos a baterías.
- Vehículos con volante de inercia o supercapacitores: Estas tecnologías se basan en utilizar la energía cinética de un volante de inercia para transformarla en energía eléctrica en un automóvil con motor eléctrico. Es importante destacar que los volantes de inercia y los supercapacitores pueden entregar grandes potencias, pero no almacenan gran energía. El esquema básico es de un vehículo como un bus donde al detenerse a tomar pasajeros un sistema de carga le da energía al volante de inercia para almacenarla y luego utilizarla cuando el bus se pone en marcha, el mismo principio se utiliza para el uso de supercapacitores. Si bien esta tecnología es alternativa, puede combinarse con baterías de autos eléctricos para así entregar mayores peaks de potencia y reducir el desgaste de baterías.
- Autos Solares: Son vehículos eléctricos con baterías que tienden a ser más costosos, pero pueden llegar a tener grandes autonomías y ser completamente independientes de un cargador externo. Estos automóviles presentan paneles solares en su estructura, que cargan el sistema de baterías mientras este está en movimiento o mientras este detenido. Actualmente se han propuesto vehículos solares comerciales que puedan cargarse con cargadores eléctricos convencionales y mediante sus paneles integrados. Esta tecnología se vuelve más atractiva a medida que se reducen los costos de los paneles solares y puede presentar la ventaja de aumentar la interacción de los vehículos con la red (V2G) o con los edificios (V2B) para aportar energía cuando sea necesario.

## 2.2. Carga de vehículos eléctricos

En la sección anterior se describieron de manera clara los tipos de vehículos eléctricos que pueden presentarse en el mundo, donde muchos de ellos deben utilizar métodos de carga de sus sistemas de almacenamiento. En esta sección se abordarán las tecnologías de carga disponibles en la actualidad basados en [7]. Es importante destacar que estas tecnologías se pueden aplicar a la carga de BEV, PHEV y buses eléctricos. No se abordarán los métodos para suministrar energía en metros, trolebuses ni bicicletas o motocicletas eléctricas, esto dado que no serán considerados en los estudios a realizar.

La carga de vehículos eléctricos puede llevarse principalmente mediante 3 métodos diferentes, sin embargo, estos no pueden ser aplicadas a todos los vehículos ya que depende de que exista la infraestructura adecuada para poder llevar a cabo esta carga y el vehículo debe ser compatible con estas tecnologías. Los 3 tipos son: Carga conductiva, carga inductiva y cambio de baterías (*Battery Switching/Swapping*).

### 2.2.1. Carga conductiva

Este método es el más adoptado a nivel mundial y es el que a la fecha aporta mayores resultados, a su vez, es el que puede provocar un mayor impacto negativo en las redes de distribución en las ciudades. Este método es el más conocido y consiste en conectar un cable con un conector especializado desde un punto del vehículo hacia un cargador conectado a la red de distribución.

La conexión del vehículo a la red eléctrica se puede llevar a cabo en corriente alterna (AC) o en corriente continua (DC), no obstante, la carga de las baterías siempre se realiza en corriente continua (DC), esto quiere decir que si se puede conectar un automóvil directamente a la red eléctrica AC, implica que el vehículo cuenta con un cargador en el interior que rectifica esta corriente y la transforma a corriente DC. Si el vehículo se conecta directamente en DC, implica que existe un sistema rectificador fuera del vehículo que transforma la corriente AC a DC.

La carga conductiva puede ser definida por 3 parámetros distintivos. El nivel de carga, el conector utilizado y el modo de carga [18]. Tanto el nivel como el modo serán abordados debido a que dan claridad acerca de las potencias con las que operan los sistemas de carga y la comunicación con el cargador, mientras que los conectores serán mencionados pero no explicados en extensión dado que es un aspecto técnico de la infraestructura que conecta el vehículo con la red.

#### 2.2.1.1. Niveles de carga

Los niveles de carga son definidos por parámetros técnicos como la tensión, corriente y potencia de carga. Estos niveles varían en definición en función de la zona geográfica donde se aplique, es por esto que en la literatura se pueden encontrar definiciones de niveles norteamericanos que operan con tensiones de 110 Vac, niveles europeos con tensiones en 230Vac y definiciones que abarcan ambos tipos. Adicionalmente los niveles de carga suelen definirse en función de la velocidad de recarga del vehículo, sin embargo, tampoco existe una

definición única ya que existen intereses particulares a la hora de definir un nivel de carga. En esta tesis se utilizarán las definiciones obtenidas de [18]:

- **Nivel 1, carga convencional o lenta:** Es el nivel más bajo, utiliza un enchufe monofásico estándar tipo L en AC o un conector especializado de baja potencia como el del estándar SAEJ1772 o el estándar IEC62196. La potencia máxima que puede entregar es de hasta 3.6 kW. Esta orientado a los cargadores domiciliarios o a los de lugares de trabajo.
- **Nivel 2, carga normal:** Corresponde al nivel de carga entre los 6 y 44 kW. Esta carga puede ser en corriente alterna con conectores monofásicos para bajas potencias y con conectores trifásicos para altas potencias. La carga se realiza con conectores estándar SAEJ1772 o IEC62196 y esta orientada a estaciones de carga en espacios públicos, lugares de trabajo y residenciales.
- **Nivel 3, carga rápida:** Corresponde al nivel de carga con potencias entre 50 y 200 kW. Utiliza cargadores con corriente alterna trifásica o con corriente continua. Se requieren conectores especializados que puedan soportar la potencia demandada y la carga se lleva a cabo mediante protocolos CHAdeMO, CCS o Tesla, entre otros. La carga esta orientada a estaciones de carga rápida llamadas electrolineras, un símil a las gasolineras.

Con los niveles definidos, se puede mencionar que el mayor impacto en las redes de distribución vendrá dado de las cargas en nivel 2 y 3, ya que son las que requieren mayor cantidad de potencia en periodos de tiempo más cortos, sin embargo, no puede dejarse de lado el impacto de la carga de nivel 1, ya que es uno de los niveles más utilizados dado que se puede efectuar desde el hogar y suele prolongarse por mayores intervalos de tiempo.

### 2.2.1.2. Modos de carga

Los modos de carga tienen relación con la interacción entre vehículo y cargador, desde un punto de vista de infraestructura y seguridad. En esta tesis se utiliza el estándar IEC61851 para definir los modos que se ven en [7] [18].

- Modo 1: Carga con enchufe domiciliario estándar o con algún conector trifásico hasta 3.6 kW. El sistema de carga no presenta comunicación de ningún tipo con el cargador, este último ubicado en el interior del automóvil. Este tipo de carga es el que presenta menor seguridad y es el menos recomendado e incluso esta prohibido en algunas partes de Europa.
- Modo 2: Carga con enchufe domiciliario estándar o con algún conector trifásico. La carga del vehículo presenta un sistema de comunicación añadido mediante señal piloto que informa de las condiciones de la carga.
- Modo 3: El vehículo se conecta mediante un conector especial a un sistema de carga fuera del vehículo (un poste de carga o un Wallbox). El sistema presenta protocolos de comunicación que previene fallas y que presenta diversos mecanismos de protección contra descargas a tierra, como fusibles y protecciones diferenciales.
- Modo 4: Este modo corresponde exclusivamente a la carga en DC. Presenta las mismas particularidades que el modo 3, donde el vehículo se conecta mediante un conector especial y existen protocolos de comunicación y protección.

En la figura 2.4 se muestra una infografía con el resumen de los modos de carga. Es importante destacar que los modos 2, 3 y 4 presentan protocolos de comunicación bien desarrollados que permiten obtener información detallada de la carga del vehículo, esto los hace muy útiles para controlar no solo el estado de carga, si no que también permiten enviar información y tomar decisiones que pueden aportar a mejorar el estado de la red eléctrica en ese punto.



Figura 2.4: Modos de Carga según norma IEC61851 (Fuente: Plataforma de Electromovilidad [18]).

### 2.2.2. Carga inductiva

Este sistema, también llamado carga inalámbrica, permite alimentar los vehículos eléctricos sin la necesidad de utilizar cables que conecten el cargador con el vehículo, ya que se vale del principio de inducción electromagnético, donde el cargador utiliza un circuito resonante que induce una corriente en una bobina colocada en el interior del vehículo [7]. La carga inductiva presenta la principal desventaja de que no es tan eficiente como la conductiva con una eficiencia dentro del rango del 80-90% y los cargadores existentes no pueden entregar grandes cantidades de potencia a los vehículos, sin embargo, dado que son inalámbricos, los cargadores pueden ser colocados en las calles para poder cargar los vehículos en movimiento. En la actualidad esta tecnología de cargadores a nivel de suelo esta siendo explorada en algunos países como Corea por medio de la *Korea Advanced Institute of Science and Technology* (KAIST) y es utilizada para la carga de buses eléctricos en movimiento conocidos como OLEV (*On-line Electric Vehicle*) [19].

La principal ventaja de la carga inductiva sobre carretera, llamada carga dinámica, es que permite ampliar enormemente la autonomía de los vehículos eléctricos de baterías, permitiendo que desde su construcción sean pensados con sistemas de almacenamiento de menor tamaño. En caso de la masificación de los medios de transferencia de potencia por inducción (IPT por sus siglas en inglés), que pueden llegar a transferir potencias del orden de 52 kW [20], se deben incluir estas tecnologías en futuros estudios de impacto en la red eléctrica, ya que su contribución deja de ser despreciable.

### 2.2.3. Carga por recambio de baterías

Este método llamado *Battery Switching* o *Battery Swapping* es el menos conocido con respecto a los mencionados anteriormente. Consiste en efectuar de manera automatizada el cambio de la batería de un automóvil por una completamente cargada [7], la ventaja de este

método es la rapidez con la que se ejecuta logrando velocidades de hasta 3 min en el recambio completo, sin embargo, este sistema exige que el vehículo sea compatible, no cualquier vehículo es apto para esta tecnología.

Dado que esta tecnología exige un cierto estándar de los vehículos, se vuelve muy difícil de implementar y algunas empresas que lo han intentado ha terminado por cerrar debido a los altos costos de inversión y operación, no obstante, en China, la empresa Nio ha implementado el sistema de recambio mostrado en la figura 2.5 el cual ha tenido un cierto grado de éxito [21] con sus vehículos eléctricos. Adicionalmente, este método presenta ventajas muy diversas a la red eléctrica, dado que las baterías que se encuentran descargadas en las instalaciones pueden recargarse a potencias menores, cargarse en horas de baja demanda o entregar energía excedente en los picos de demanda (Valley Filling y Peak Shaving)



Figura 2.5: Estación de recambio de baterías NIO (Fuente: Página web Nio-Power [21]).

#### 2.2.4. Comparativas tecnológicas

A lo largo de esta sección se ha mostrado como existen diversas tecnologías que permiten ejecutar la carga de vehículos eléctricos. Cada uno de los métodos presentados presenta sus ventajas y desventajas, sin embargo, es importante destacar que todas estas soluciones son factibles desde un punto de vista técnico. La carga conductiva es la que más presencia tiene a nivel mundial, pero no implica que la puesta en marcha de los otros métodos sea imposible.

La figura 2.6 muestra un resumen comparativo entre tecnologías.

| Tecnología          | Conductiva<br>  | Inductiva<br>  | Recambio<br>  |
|---------------------|--|--|--|
| Estandarización     | <ul style="list-style-type: none"> <li>- No existe un estándar global</li> <li>- Diversos protocolos y normas dependiendo del país.</li> <li>- Definidos Niveles y Modos de carga</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Existen estándares que aplican a vehículos como el SAE J2954 o el IEC61980.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Existen estándares como el IEC 62840 que norman el "Battery Swapping"</li> </ul>  |
| Ventajas            | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Solución simple, costo efectiva y adaptable a diversas circunstancias y estructuras.</li> <li>- Presenta niveles de potencia de carga altos que permiten tiempos cortos de espera.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones de carga pueden ser invisibles en el entorno.</li> <li>- Puede implementarse para la carga en carretera.</li> <li>- No existe riesgo de electrocución para el usuario.</li> </ul>                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Método rápido de recarga.</li> <li>- Reduce el impacto en la red eléctrica.</li> <li>- Puede utilizar reservas para aportar energía a la red.</li> </ul>                                |
| Desventajas         | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Existencia de cables y cargadores con riesgo de deterioro y vandalismo.</li> <li>- Gran impacto en la red de distribución.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere compatibilidad del vehículo.</li> <li>- Carga más ineficiente.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere compatibilidad del vehículo.</li> <li>- Costo de inversión y operación de las instalaciones de recambio elevado.</li> <li>- Problema de la propiedad de la batería.</li> </ul> |
| Usos y Masificación | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carga puede ser domiciliaria, en lugar de trabajo o en estaciones especializadas dispuestas en ciudad y carreteras.</li> <li>- Se espera una masificación de este método ya que es el más sencillo y presenta muchas ventajas.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carga en carretera para buses de transporte público. Aplicable para vehículos pequeños o City Cars.</li> <li>- Podría masificarse para buses si se alcanzan mayores eficiencias y se reducen costos.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carga para flotas de vehículos de cierto tipo como taxis o buses.</li> <li>- No se espera una masificación en el mediano plazo.</li> </ul>  |

Figura 2.6: Tabla comparativa entre tecnologías (elaboración propia basada en la información dada en *Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions* [7]).

### 2.3. Impacto de la carga de vehículos eléctricos en la red de distribución

Como se ha mencionado en las secciones anteriores, la existencia de los vehículos eléctricos y su respectiva infraestructura de carga representa una demanda adicional al sistema eléctrico de una región. A medida que se masifica el uso de las tecnologías de vehículos eléctricos los impactos negativos se intensifican y abarcan las 3 áreas principales de un sistema eléctrico: La generación, la transmisión y la distribución.

A nivel de generación, la carga de vehículos eléctricos produce movimientos de demanda que hacen que la curva de carga del sistema se vea alterada, esto puede producir nuevos picos de demanda que exigen la puesta en marcha de centrales de punta más caras y más contaminantes, como son las centrales diésel, por otra parte, si se implementan sistemas de carga inteligente con esquemas V2G que serán explicados más adelante, los automóviles eléctricos pueden aportar energía a la red y reducir la puesta en marcha de centrales diésel en horarios punta, lo cual sería un efecto positivo.

A nivel de transmisión, el efecto de la carga puede producir congestiones en ciertas líneas, lo que puede hacer que se acerquen a sus niveles técnicos máximos de transmisión, esto puede ser perjudicial dado que se pueden producir la puesta en marcha de centrales más caras en el punto de consumo en desmedro de una más lejana, pero más económica [7].

El ámbito de esta tesis se centra en los problemas que genera la infraestructura de carga dispuesta en la red de distribución de una ciudad, por lo que los efectos negativos tienden a centrarse en este nivel. El impacto de la carga eléctrica en los niveles de generación y

transmisión solo son mencionados, pero no abordados en detalle, esto dado que la raíz de los problemas se generan en la red de distribución y si son mitigados en este punto también implica que el impacto se reducirá en los niveles de transmisión y generación.

A nivel de distribución, las redes en Chile suelen poseer una topología radial, por lo que los impactos que se mencionan a continuación tienden a ser más significativos en los nodos más alejados del alimentador de la red.

### **2.3.1. Impacto en la tensión nodal**

La presencia de un cargador eléctrico de vehículos domiciliarios o una electrolinera con carga rápida tiene repercusiones en los niveles de tensión en el alimentador donde estos se conectan. Se pueden distinguir dos principales efectos asociados a la conexión de los cargadores eléctricos a la red: Estabilidad de tensión en régimen permanente [22] y desbalance de tensión entre las fases [23] siendo este último más común con la conexión de cargadores eléctricos monofásicos domiciliarios. Adicionalmente, en la literatura se describe la adición de contenido armónico a la red debido al uso de convertidores de potencia AC/DC, pero estos no serán abordados en este documento.

#### **2.3.1.1. Estabilidad de tensión permanente**

El efecto que tiene la demanda en la tensión sobre un nodo de la red se puede explicar mediante la curva estacionaria de estabilidad de tensión o curva de la nariz. Esta curva muestra como existe una dependencia de la tensión en una barra con respecto a la potencia demandada en dicho punto. En dicha curva mostrada en 2.7 [24] se muestra como para un factor de potencia dado, el aumento de la potencia demandada incide en una disminución de la tensión. En esta curva se puede apreciar que existe una potencia máxima admisible antes de entrar en una zona de inestabilidad, la cual puede ser mayor o menor en función del factor de potencia.

Para valores de factor de potencia menores a 1 capacitivo, el máximo de potencia tiende a estar en valores de tensión más cercanos a 1 p.u., esto podría llevar a pensar que la puesta en servicio de una gran cantidad de capacitores en el punto de carga puede compensar en gran medida el impacto de la carga eléctrica, sin embargo, para periodos de tiempo con baja demanda, la tensión podría alcanzar niveles muy altos, lo cual también es negativo para el sistema.

Por otra parte, si el factor de potencia es menor a 1 inductivo, el máximo de potencia tiende a ser menor y con valores de tensión menor a 1 en p.u., por lo que un punto de la red que es demasiado inductivo también tiende a tener una operación indeseada. El aumento de la potencia demandada debido a la carga de vehículos eléctricos, reduce la capacidad de transmisión disponible de la red (CDT) que corresponde a la potencia máxima transferible al punto en análisis menos la potencia realmente transferida, esto produce un acercamiento al régimen de inestabilidad en la operación.

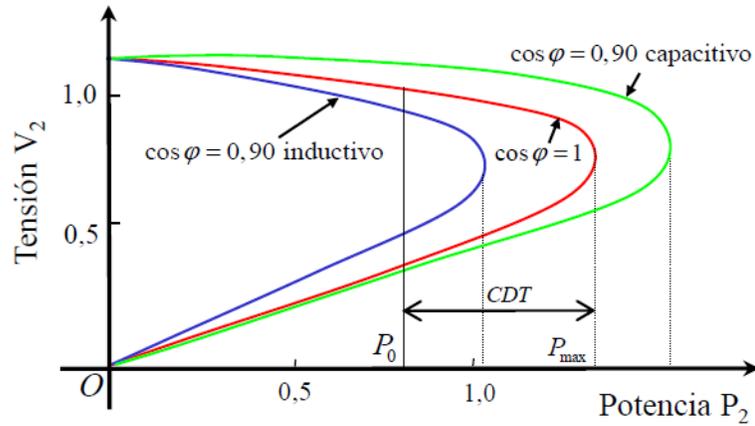


Figura 2.7: Curva de estabilidad de tensión en régimen permanente (fuente: Atrapando el Sol en los sistemas eléctricos de potencia [24]).

La curva de la nariz sirve para realizar un análisis cualitativo de como se comporta un punto de la red frente a una demanda. Sin embargo, no es posible hacer un análisis dinámico con este sistema ya que en la realidad existe una variación simultanea de potencia activa, reactiva, factor de potencia y tensión. Por otra parte, se hace muy importante que en los modelos donde se incluya la influencia de los cargadores de vehículos eléctricos se tenga en cuenta la forma de representar esta potencia demandada, donde, dependiendo del estudio a realizar, se puede ocupar un modelo de carga ZIP (impedancia, corriente o potencia constante) o un modelo compuesto [22]. La figura 2.8 muestra el comportamiento de la carga modelada de diferentes formas y como la dependencia de la carga con respecto a la tensión inciden en la curva de la nariz. Los análisis de estabilidad para estos casos se pueden hacer en función del margen de carga del sistema, equivalente al CDT y donde el índice  $\alpha$  representa el modelo característico de la carga (2 para impedancia constante, 1 para corriente constante y 0 para potencia constante). Las cargas con valores  $\alpha$  menores a 0 representan cargas compuestas y tienden a tener menor margen de estabilidad debido a una perturbación y, considerando que justamente este tipo el que representa de mejor manera a un cargador eléctrico rápido, se hace imperativo que la carga sea modelada de manera correcta para evitar resultados alejados de la realidad.

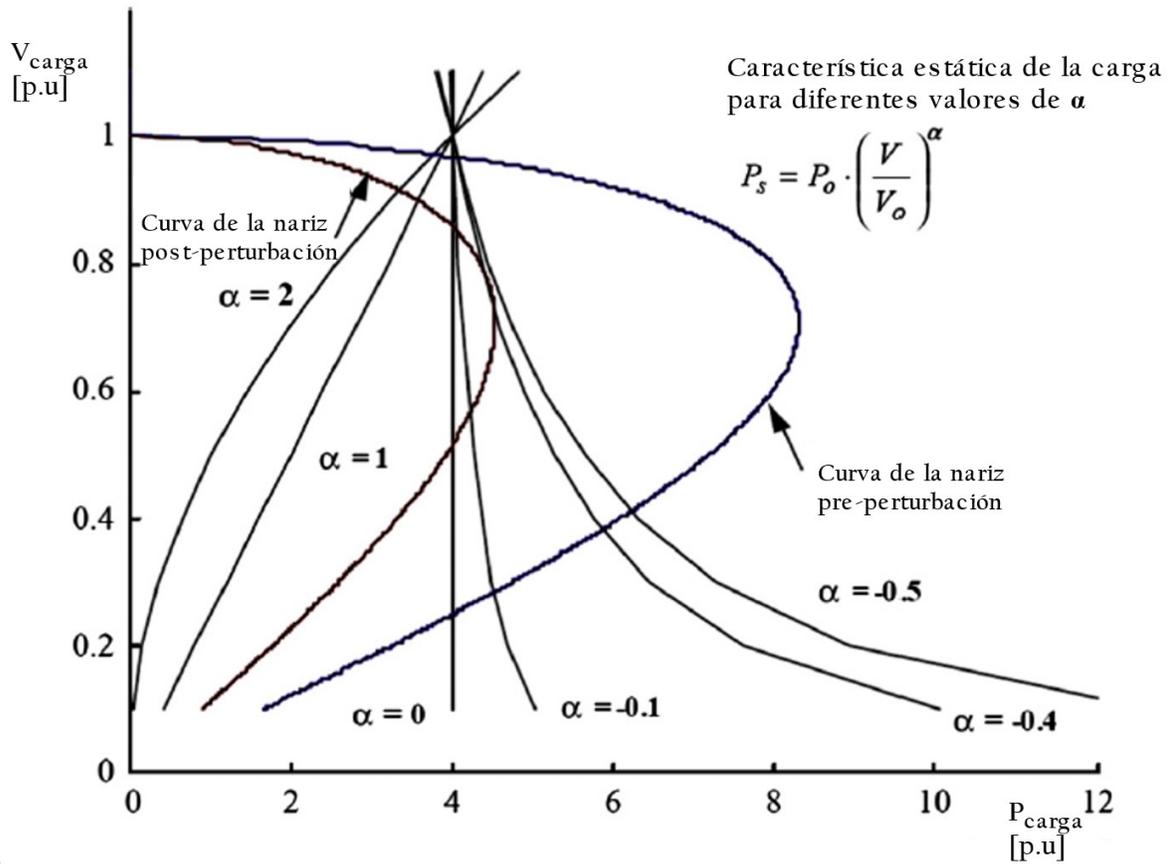


Figura 2.8: Efecto de la carga en la curva de estabilidad de tensión (fuente: *Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability* [22]).

A nivel país, la norma técnica establece límites operativos de tensión que deben respetarse en los sistemas de distribución de modo de mantener la estabilidad de tensión en un nodo. La norma establece mediante el concepto de regulación de tensión los niveles aceptables de tensión en un nodo del sistema, la definición se representa mediante la ecuación 3.1:

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

Donde  $\Delta V_k$  representa la regulación en el punto k,  $V_k$  es la tensión en el punto k medida como el promedio de las medidas en un intervalo de 10 min y  $V_n$  representa la tensión nominal del punto k. Se establece que durante el 95% del tiempo, la regulación de tensión se debe mantener dentro de los siguientes límites mostrados en la figura 2.9 [25].

| Tensión de la red \ Densidad de la red | Alta y Media | Baja y Muy Baja |
|--|--------------|-----------------|
|  | Baja Tensión | $\pm 7,5\%$     |
| Media Tensión                          | $\pm 6,0\%$  | $\pm 8,0\%$     |

Figura 2.9: Límites de regulación de la norma técnica de distribución (fuente: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [25]).

La densidad de la red se define en [25] y depende de cada comuna del país.

Por último, varias investigaciones dan cuenta de resultados que evidencian el efecto de la carga eléctrica en la estabilidad permanente de tensión. En [9], [22] y [26] se muestra claramente como el efecto de la carga eléctrica incide en los niveles de tensión de la red. Se muestra en la figura 2.10 el ejemplo de un estudio llevado a cabo en Steinkjer, Noruega [9]. En este estudio se muestra como el aumento de la penetración de EV en el sistema de distribución de la ciudad y el uso de cargadores rápidos conlleva una caída de tensión en todos los nodos del sistema en especial en los nodos débiles de la red.

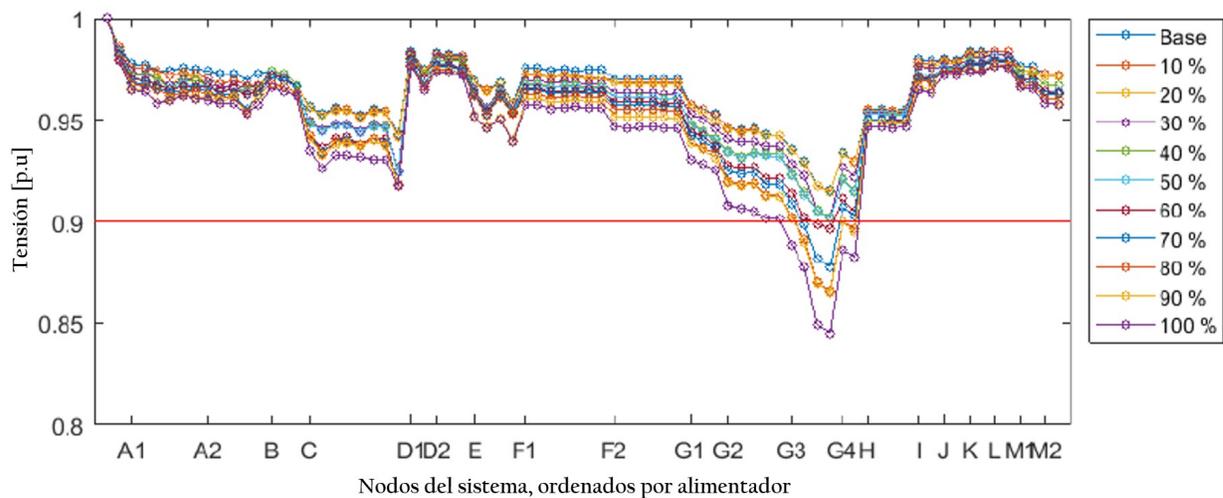


Figura 2.10: Resultados de diversos niveles de penetración y su impacto en los niveles de tensión por nodo (Fuente: *Impact of large-scale EV integration and fast chargers in a Norwegian LV grid* [9]).

Analizando la figura 2.10, se puede afirmar que para altos niveles de penetración ( $>50\%$ ), la caída de tensión sobrepasa el límite permitido por la norma de ese país. Llevando los resultados a nuestro país, tensiones como esta pueden estar fuera de norma tanto para redes con densidad Alta y Media, como baja y muy baja, esto implica que la operación en estos niveles reduce el margen de estabilidad de tensión, lo que puede llevar a la red a la inestabilidad ante ciertas perturbaciones. Dejando de lado ciertas diferencias topológicas con respecto a la red de distribución de dicho país, estos resultados son esclarecedores sobre como el aumento de

los EV incide en los niveles de tensión de una red de distribución y pueden ser tomados como un antecedente dado que Noruega es el país que presenta el mayor crecimiento en la cantidad de vehículos eléctricos en relación a su parque automotriz total [8], [3].

### 2.3.1.2. Desbalances de tensión

La estabilidad de tensión permanente es un aspecto que se ve afectado tanto por los cargadores domiciliarios como por los cargadores rápidos de instalaciones de reabastecimiento y que operan utilizando la red trifásica, sin embargo, el problema de desbalances de tensión solo se puede apreciar debido a la puesta en marcha de cargadores eléctricos monofásicos en hogares o algunos espacios públicos. Los cargadores rápidos dado que operan conectados directamente a la red trifásica no producen desbalances en la red ya que teóricamente consumen potencia de manera equivalente en las 3 fases.

En un sistema trifásico ideal, las 3 fases del sistema tendrán una tensión igual en magnitud y desfasadas en  $120^\circ$ , sin embargo, en los sistemas reales, debido a que las cargas conectadas en cada fase no necesariamente son equivalentes, se producen desbalances de tensión que pueden afectar el funcionamiento normal de un sistema eléctrico. Este fenómeno se da con mayor incidencia en los sistemas de distribución ya que los hogares se conectan a solo una fase del sistema eléctrico de distribución (aunque en su conjunto se conectan mediante fases intercaladas para lograr un equilibrio). La forma de medir los desbalances de tensión se consigue mediante sus voltajes de secuencia positiva y negativa, esto se define en la norma EN50160-2015 y que utiliza el Chile para definirlo en su norma técnica [25] mediante la ecuación 3.2:

$$\text{Desequilibrio de Tensión} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \cdot 100 \% \quad (2.2)$$

Donde  $V^+$  corresponde al voltaje de secuencia positiva y  $V^-$  al voltaje de secuencia negativa en volts (V), esto se obtiene utilizando el teorema de componentes simétricos o teorema de Fortescue. Para la norma técnica chilena en Estado Normal, durante el 95 % del tiempo del año y considerando los valores eficaces del promedio de tensión en intervalo de 10 minutos, los valores de secuencia positiva y negativa deben cumplir con el criterio mostrado en la figura 2.11.

| Densidad de la red              | Alta y Media | Baja y Muy Baja |
|---------------------------------|--------------|-----------------|
| Límite Desequilibrio de Tensión | 2%           | 3%              |

Figura 2.11: Límite de desbalances de tensión permitidos por norma (fuente: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [25]).

Los desbalances de tensión pueden causar diversos efectos negativos en la red de distribución y en la zona donde se presentan. La existencia de este fenómeno puede llevar a la activación indeseada de protecciones de sobrecarga, deteriorar la aislación de cables, incrementar las pérdidas del sistema y provocar vulnerabilidades en el sistema, ya que un sistema desbalanceado no es capaz de suministrar energía a sus cargas de manera adecuada [23].

A continuación se muestra como antecedente los resultados de la investigación llevada a cabo en [23]. En esta investigación se muestran los efectos de la carga de vehículos eléctricos en un modelo de red de distribución europea CIGRE de baja tensión. En este modelo se analiza el impacto de la carga eléctrica domiciliar en el desbalance de tensión mediante los voltajes de secuencia y con distintos niveles de penetración de EV. La figura 2.12 muestra como el desbalance de tensión se incrementa con la cantidad de vehículos eléctricos conectados.

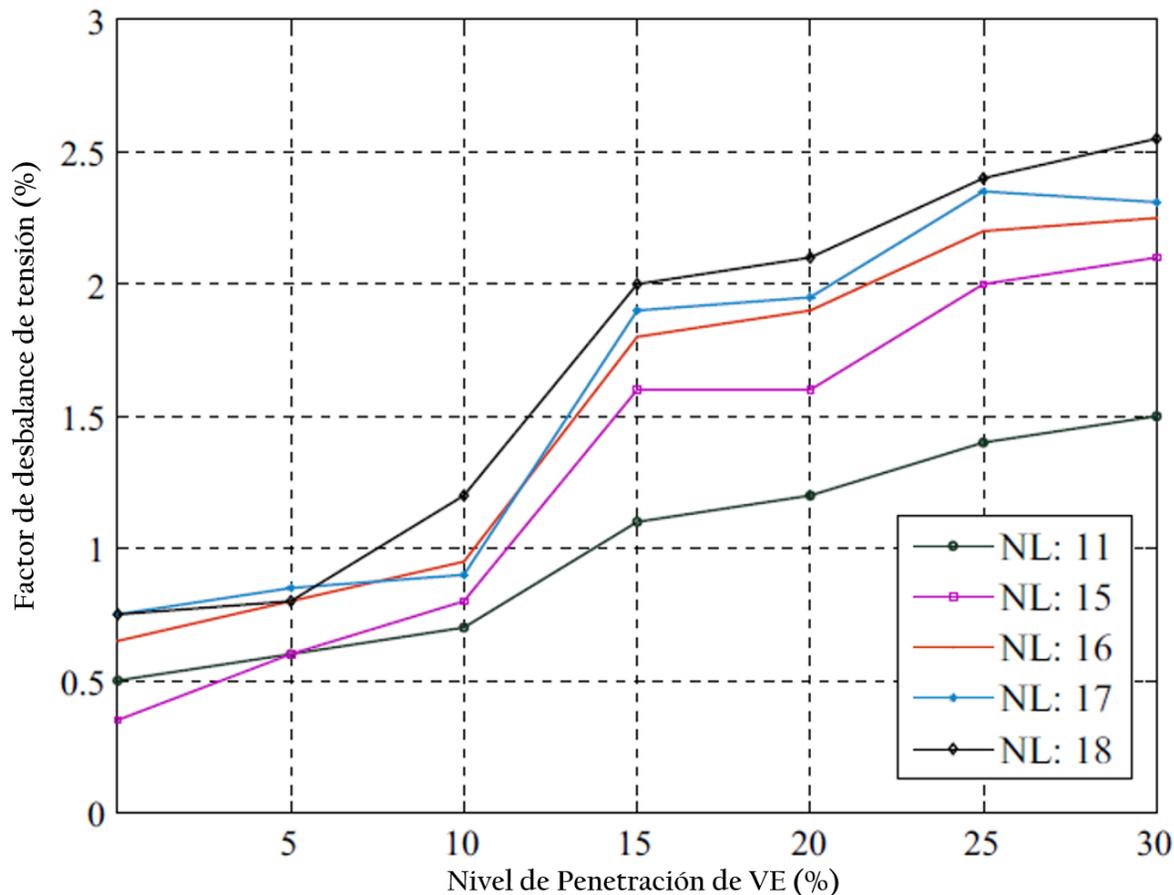


Figura 2.12: Desbalances de tensión en distintos nodos del sistema (NL)  
(Fuente: *Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network* [23]).

Los parámetros del modelo corresponden a un 80% de los vehículos conectados a la fase A, 20% a la fase B y ningún vehículo en la fase C. Esto representa un alto nivel de desbalance en la carga y tal como se puede apreciar, a medida que aumenta el nivel de penetración de los EV, el desbalance puede superar el 2% definido por la norma.

### 2.3.2. Sobrecarga de infraestructura eléctrica

Debido a la alta potencia que exigen los cargadores de vehículos eléctricos se generan efectos negativos a nivel de infraestructura eléctrica. La infraestructura actual está diseñada para soportar un nivel de demanda definido, con la irrupción de los vehículos eléctricos estos niveles de demanda sobre equipos como transformadores, conductores y protecciones entre otros se pueden ver afectados, alcanzando o incluso superando los límites técnicos permitidos

y reduciendo la vida útil de estos equipos, en especial los transformadores[27].

La sobrecarga en la infraestructura eléctrica puede entenderse como una secuencia de eventos que impactan integralmente en el sistema. El aumento significativo de la demanda en un punto específico del sistema conlleva a un incremento en las pérdidas de las líneas que conectan esa carga. Esto se debe al aumento de la corriente a través de los conductores, recordando que estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente.

Por lo tanto, junto con la demanda adicional de potencia necesaria para los cargadores eléctricos domiciliarios y los cargadores rápidos, también se debe considerar la potencia adicional requerida debido a las pérdidas del sistema. Esta situación hace que la operación del sistema sea menos eficiente tanto desde una perspectiva técnica como económica. Este fenómeno es más notable en países en desarrollo, ya que sus redes de distribución suelen tener una calidad inferior [28].

El aumento en la demanda coloca una carga mayor en los transformadores de la red, pudiendo llevarlos a operar más allá de sus parámetros nominales e incluso a niveles de esfuerzo eléctrico superiores. Además, esto ocasiona que las protecciones asociadas a estos sistemas se activen con mayor frecuencia, lo que puede resultar en interrupciones en el servicio para los usuarios finales.

La pérdida de vida útil de transformadores es un asunto de importancia ya que implica a la larga un aumento en los costos de operación del sistema debido a que se puede producir la salida de servicio de un equipo y el remplazo por uno nuevo. Los transformadores son capaces de soportar niveles de sobrecarga sacrificando un cierto porcentaje de su vida útil. Estos valores son entregados por los fabricantes para así poder establecer los regímenes de operación segura. En la figura 2.13 se muestra un gráfico de la pérdida de la vida útil de un transformador ante sobrecargas en su operación con una temperatura ambiente de 30°C.

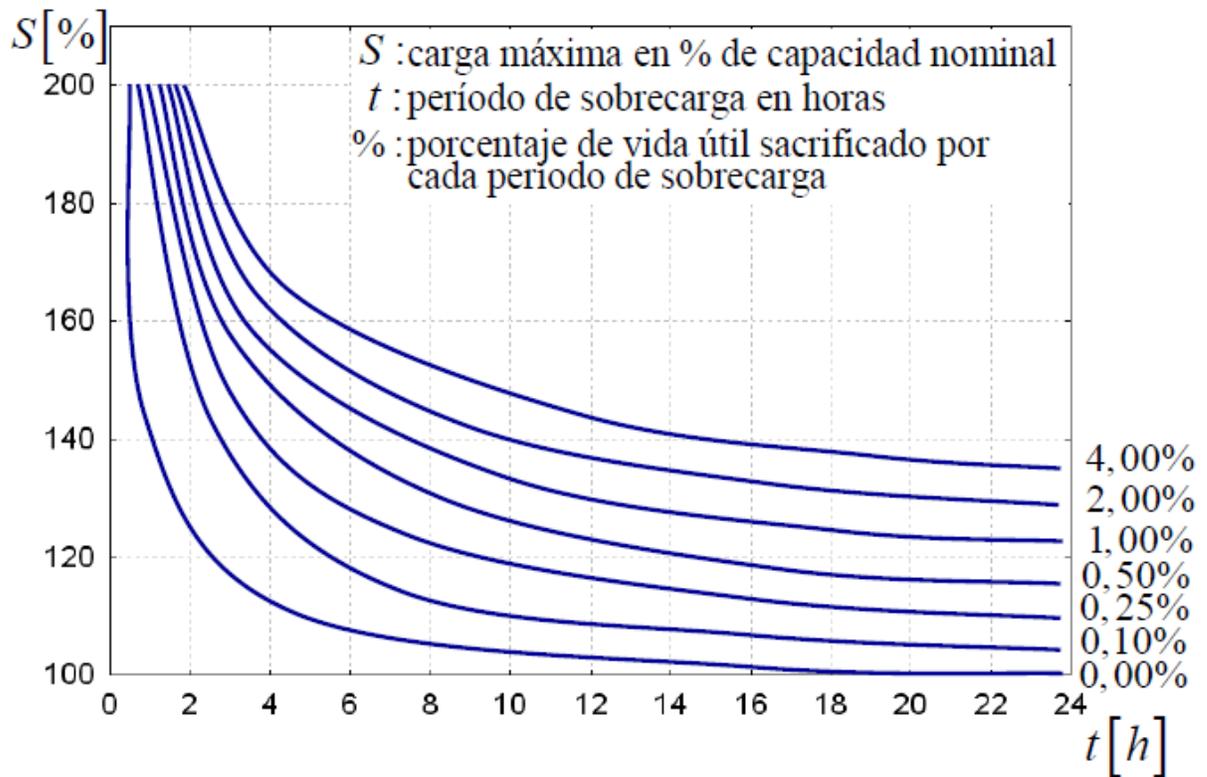


Figura 2.13: Dependencia de la vida útil de un transformador con respecto al tiempo y nivel de sobrecarga (Fuente: Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia [24]).

Los niveles de sobrecarga que se muestran en el gráfico son realistas con respecto a lo que puede pasar en situaciones en que haya un aumento de demanda debido a la carga de EV. La investigación mostrada en [27] muestra como se sobrepasan los niveles nominales de capacidad de un transformador de distribución de un edificio comercial que cuenta con 39 cargadores eléctricos cuando se opera con carga no controlada. La figura 2.14 muestra los resultados de esta investigación en el caso base de carga no controlada y los casos en que se opera el edificio con paneles solares para aportar a disminuir la demanda del edificio.

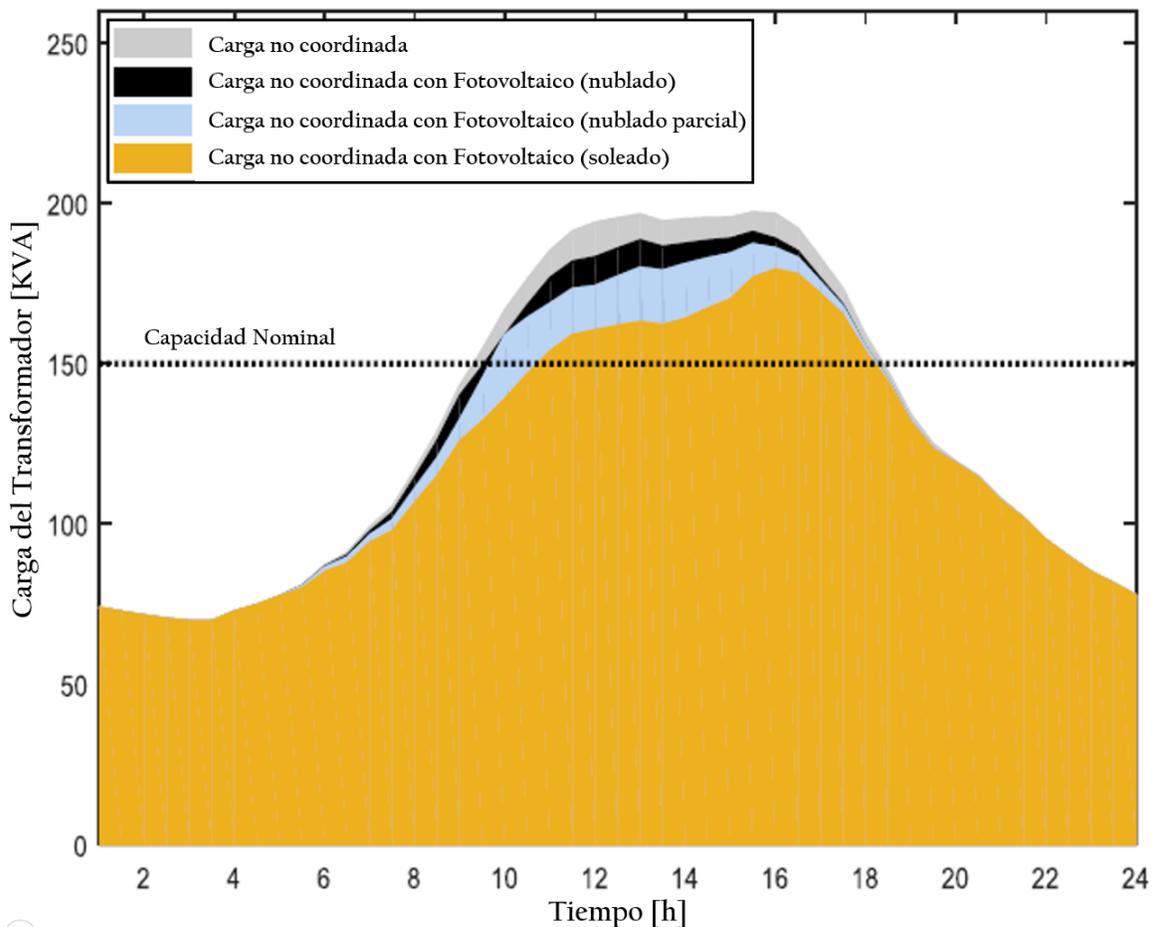


Figura 2.14: Niveles de carga del transformador estudiado en la investigación *Technical and economic impact of pv-bess charging station on transformer life: A case study* [27]. La curva ploma representa el caso de carga no coordinada sin aporte de paneles solares.

Si se toman en cuenta los datos proporcionados por la figura 2.13 y la figura 2.14 es posible calcular de manera aproximada una pérdida de vida útil del transformador en cuestión. Dejando de lado factores externos como la temperatura, se estima que existe una sobrecarga de aproximadamente 30 % por 4 horas. Contrastando esto con la curva de pérdida de vida útil, este se degrada un 0.1 % por día de operación, alcanzando una pérdida de vida a los 1000 días de operación (cerca de 3 años). Este tiempo es mucho menor al esperado de un transformador operando en condiciones normales, cuyo tiempo de vida promedio es de 35 años [29]. Claramente este análisis deja de lado muchos otros factores que inciden en la vida útil, pero es un buen ejemplo para ilustrar cómo la carga de vehículos eléctricos impacta negativamente en la infraestructura de la red de distribución.

### 2.3.3. Impacto integral

Se han establecido previamente algunos impactos que la adopción de vehículos eléctricos puede tener en la red. Este impacto está directamente relacionado con la demanda adicional generada por la carga de estos vehículos. Aunque se puede estimar la demanda requerida por el sistema debido a la carga de vehículos eléctricos durante el día, el proceso en sí es

estocástico, al igual que la curva de demanda diaria. Esta curva depende de varios factores, como la temporada, si es un día laborable, la actividad económica del país, entre otros. Esta variabilidad conlleva a que los costos a lo largo del día sean variables en función del tiempo, ya que la generación de energía debe ajustarse constantemente para satisfacer la demanda del sistema. En ciertas horas del día, puede ser necesario activar centrales eléctricas más costosas para cumplir con los requerimientos energéticos [30].

Con el aumento en la penetración de vehículos eléctricos, la curva de demanda diaria del sistema cambiará debido a los hábitos de carga de los usuarios. Esto resultará en un aumento de la demanda neta, posiblemente generando nuevos picos de demanda en diferentes momentos del día o incrementando la demanda durante las horas pico habituales [26]. Esto tendrá un impacto directo en los costos de operación del sistema eléctrico.

Con todo esto en cuenta, se puede observar que el problema que generan los vehículos eléctricos tiene un impacto integral en la red, tanto desde un punto de vista técnico, como de un punto de vista económico y abarca todas las áreas de la red eléctrica. La figura 2.15 muestra un resumen de como el aumento de la demanda debido a la conexión de vehículos eléctricos a diversas horas del día afecta de manera técnica a la red. Es muy importante destacar, que los impactos vistos, se consideran desde un punto de vista extremadamente pesimista, ya que, como se vera en el capítulo siguiente, existen diversas estrategias que permiten mitigar estos impactos negativos e incluso existen métodos que permiten mejorar el desempeño de la red utilizando los vehículos eléctricos como cargas dinámicas del sistema.

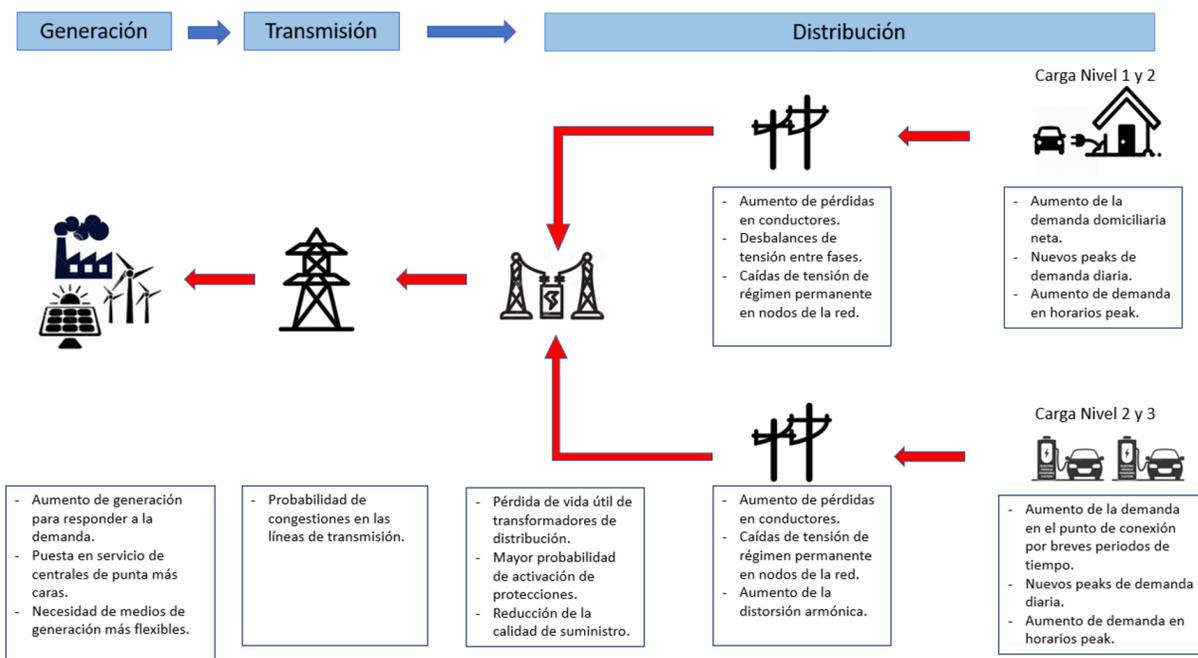


Figura 2.15: Efectos de la carga de vehículos en la red eléctrica. La flecha azul indica el flujo de energía y la flecha roja la cascada de efectos del sistema (elaboración propia).

## 2.4. Estrategias de mitigación

En las secciones anteriores se ha mostrado de manera clara como la inserción de vehículos eléctricos y sus respectivos cargadores tiene un impacto negativo a nivel de la red eléctrica. La red de distribución es la que presenta el mayor impacto ya que existen diversos estudios que respaldan la hipótesis de que esta es capaz de soportar hasta cierto punto la carga que representan estas tecnologías. Ante esto, se han propuesto diversas estrategias que permiten mitigar los efectos de los vehículos eléctricos en la red, donde, dependiendo del contexto, se pueden implementar una o varias estrategias a la vez.

Es importante destacar que las soluciones mostradas a continuación no resuelven el problema por si solas debido a diversos factores, desde el costo de implementación, hasta los impedimentos técnicos y logísticos asociados.

### 2.4.1. Re-inversión en infraestructura

Una de las primeras soluciones que podría venir a la mente a la hora de mejorar el estado de la red eléctrica sería renovarla por completo. Esto podría solucionar en gran medida los problemas técnicos que generan los cargadores domiciliarios y los cargadores rápidos en la red de distribución, sin embargo, su implementación puede llegar a ser extremadamente costosa y no es deseable desde el punto de vista de la empresa administradora de la red de distribución. Este punto es el principal contra a la re-inversión en la infraestructura eléctrica de la red de distribución.

A pesar de lo anterior, si es necesaria una actualización de la tecnología de la red cuando otras estrategias dejan de dar resultado, esto se logra reemplazando transformadores por unos de mayor capacidad, disponiendo de equipos de compensación en nodos débiles de la red, instalando conductores que puedan soportar mayores corrientes y colocando protecciones adecuadas que puedan resguardar la operación de los elementos anteriores. Sin embargo, la inversión más importante que se debe llevar a cabo en torno a la red, es la de actualizar los equipos y protocolos de monitoreo, control y comunicaciones, ya que esto permite tener información en tiempo real del estado de la red en varios puntos y también habilita la toma de decisiones en torno a las estrategias de carga a utilizar. El fin de actualizar y aumentar los sistemas de monitoreo y control es llegar a una red inteligente o *Smart grid* que permita intercambiar información con los usuarios, centros de carga, proveedores de servicio y entes reguladores, todo esto mediante el uso de sistemas basados en tecnologías de información y comunicaciones.

### 2.4.2. Estrategias de carga de EV

Existen 3 estrategias que se pueden llevar a cabo para la carga de vehículos eléctricos. Estos tipos de carga no solo dependen de el comportamiento de los usuarios, sino que también de la interacción que tienen los cargadores y la existencia de protocolos de control y comunicaciones en la red eléctrica. Las 3 estrategias de carga son: Carga no controlada, Carga controlada y Carga/descarga controlada [7].

Es importante destacar que la implementación de una estrategia en específico depende en

gran medida del nivel de avance tecnológico con el que cuente la red, algo que va de la mano con la inversión en infraestructura centrada en tecnologías de información y comunicación (TIC).

#### 2.4.2.1. Carga no controlada

La carga no controlada o carga tonta (*Dumb Charging*) corresponde a la estrategia básica de carga que solo depende del comportamiento del usuario y consiste en que el usuario conecte su vehículo a la red y este comience a cargar inmediatamente [7], independiente de la hora del día y el lugar de carga (Domiciliaria o en estación de carga rápida). Al no tener ninguna clase de control, es la que produce los mayores efectos vistos en la sección 2.3 en la red eléctrica.

Los usuarios tienden a comenzar la carga de sus vehículos eléctricos una vez que llegan a sus domicilios luego del trabajo, esta hora tiende a coincidir con la hora de demanda punta diaria del sistema que suele empezar a las 19:00 horas y se extiende por cerca de 4 horas [31]. El efecto en la red de la carga no controlada puede llevar a un aumento brusco en la demanda del sistema, por lo que se pueden alcanzar límites técnicos de sobrecarga de conductores y transformadores, caídas bruscas de tensión, congestiones en líneas de transmisión y costos más elevados de operación por la puesta en marcha de centrales de punta tal como se detalla en la figura 2.15.

A medida que se aumenta la penetración de vehículos eléctricos en una red, este modo básico de carga debe ser remplazado por un sistema de carga controlada y solo debe ser utilizado en estaciones de carga rápida (EVSE).

#### 2.4.2.2. Carga controlada

La carga controlada, también conocida como carga inteligente (*Smart Charge*) corresponde a la estrategia en donde el cargador del vehículo eléctrico no realiza necesariamente una carga continua. Para llevarse a cabo se requiere de controladores inteligentes que estén presentes tanto en la carga como en las centrales generadoras. Esto permite al cargador que evalúe la curva de demanda del sistema y tome decisiones acerca de si es o no prudente cargar en el momento [31].

La carga puede ser controlada mediante la potencia que se suministra a los EV o mediante el tiempo de carga el mismo. Esto permite que la carga se pueda retrasar a horas donde la demanda del sistema sea menor. A esta técnica se le conoce como llenar los valles de la curva de demanda (*Valley Filling*), lo que permite aplanar la curva de carga del sistema. Por otra parte, con esta estrategia se pueden retrasar los tiempos de carga para que coincidan con las horas del día donde se puedan aprovechar de mejor manera las energías de medios de generación renovables, esto ya que pueden existir horas del día donde haya un vertimiento de energía renovable debido a la baja demanda [7]. Adicionalmente, limitar las potencias de carga de los vehículos también permite reducir el impacto que estos tienen en la red, en especial en las horas punta del sistema.

La carga inteligente puede tomar como variables de decisión el estado de la red, la hora del día e incluso los costos en tiempo real en los sistemas que lo permitan. Por ejemplo, en

Alemania, existen esquemas de carga controladas localmente por la estación de carga y que cobran en función de tarifas por tiempo de uso, en donde se divide las horas del día en momentos con tarifa alta y tarifa baja. La presencia de medidores inteligentes permite decidir que cargos se efectúan a los usuarios en función de la hora del día a la que se conectan, penalizando mediante precios más altos a los usuarios que cargue en horas de mayor demanda y beneficiando mediante precios más bajos a aquellos que carguen en horas de menor demanda [7]. Este sistema se basa solo en lo económico y el usuario es el que decide a que hora cargar su vehículo y a pesar que es un método efectivo para incentivar a la carga en horas de demanda baja, puede no ser suficiente para mitigar otros efectos técnicos como los desbalances de tensión [23].

Por otra parte, también existen controles locales centralizados que se basan en la coordinación de un grupo de puntos de carga o estaciones de carga. El control permite que no se excedan los límites de potencia de las zonas asociadas, por lo que puede reducir los efectos negativos como caídas de tensión y sobrecarga de transformadores. Este método de coordinación puede permitir que la carga domiciliaria de vehículos eléctricos no impacte de manera significativa en la red, ya sea cargando algunos vehículos eléctricos en ciertos horarios o desplazando la carga de todos los vehículos a horarios valle.

Independiente del método utilizado para controlar la carga o si se hace una unión entre ambos métodos, se hace necesaria la existencia de un ente centralizado que maneje la información del estado de la red y que la distribuya hacia las estaciones de carga del sistema. La comunicación de los cargadores hacia este ente puede ser realizada mediante protocolos OCPP (*Open Charge Point Protocol*) el cual opera de manera similar al intercambio de textos por páginas web [7]. Para que este sistema pueda tomar las decisiones correctas se debe contar con información técnica y económica confiable, es por esto que el uso de medidores inteligentes se hace fundamental para implementar los sistemas de carga inteligente.

Para mostrar de manera más clara los beneficios de la carga controlada, en [31] se realizan simulaciones en una red de distribución pequeña IEEE-15 barras donde se utiliza una flota de 50 vehículos eléctricos que se pueden conectar de manera aleatoria a cargar en la red. Esta carga puede ser a distintas potencias, desde 3 a 40 kW, lo cual también está definido de manera aleatoria, emulando lo que puede pasar en la realidad. Mediante la figura 2.16 se puede observar como la carga no controlada o *Dumb Charging* eleva la demanda en horas punta (19:00 hrs) y si se ejecuta una carga controlada o *Smart Charging* la demanda debido a la carga se desplaza en el tiempo a las horas valle y aplana la curva de demanda del sistema.

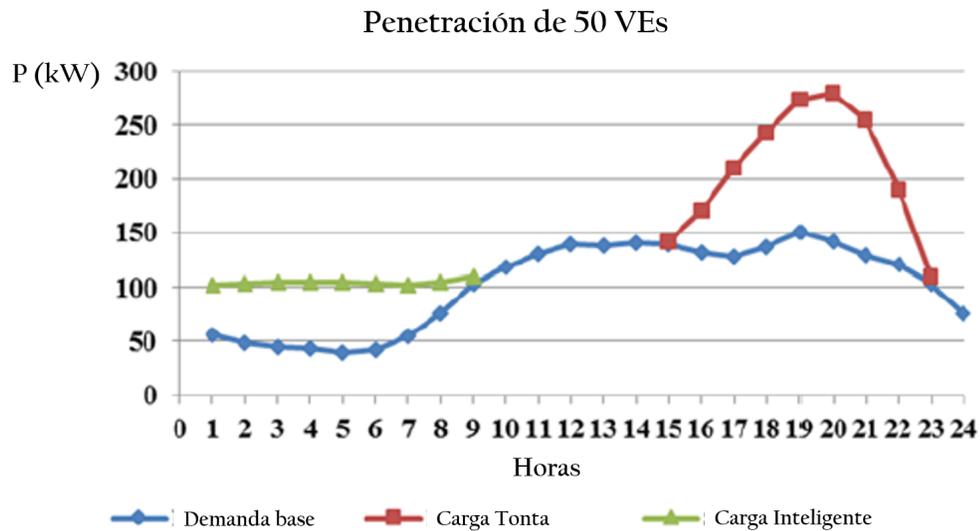


Figura 2.16: Comparación de resultados de carga controlada y carga no controlada Fuente: *Effects of increased electric vehicles into a distribution network* [31]).

### 2.4.2.3. Carga y descarga controlada

Uno de los componentes más importantes de un vehículo eléctrico es su batería, la cual, como se ha mencionado en secciones anteriores, es la encargada de suministrar energía al vehículo para lograr el movimiento. La carga de esta batería, es la que genera los impactos negativos que se han mencionado anteriormente, pero lo más importante es que es un elemento que está inactivo por gran parte del día ya que, dejando de lado los vehículos de transporte de carga y pasajeros, un automóvil puede estar detenido por alrededor de un 95 % del tiempo [32] lo que significa que existe una gran cantidad de energía almacenada en baterías que no está siendo utilizada. Ante esta situación se presenta la idea de que un auto conectado a la red no solo puede cargarse y demandar energía, sino que también puede descargarse para entregar energía a la red. A este concepto se le conoce como *Vehicle-to-Grid* o V2G.

En esta estrategia, las baterías son utilizadas como un medio intermitente de almacenamiento que hace que se carguen cuando existan horarios valle y se descargue cuando se alcance la punta del sistema lo que se conoce como *Peak-Shaving*, lo cual ayuda a aprovechar de mejor manera la energía de fuentes renovables como la solar y eólica y reducir la puesta en marcha de centrales de punta más caras como la Diesel, lo que incide directamente en reducir el impacto ambiental, aplanar la curva de demanda diaria y estabilizar los precios de la energía. El esquema V2G también permite que exista una respuesta de la demanda ante variaciones en el sistema, lo que hace que los vehículos eléctricos provean balance de potencia tanto a nivel de distribución como en transmisión [7], esto ayuda al control de frecuencia de la red y a reducir las congestiones en el sistema de transmisión.

En Alemania, vehículos como el Nissan Leaf mostrado en la figura 2.1 están habilitados para aportar a la estabilidad de la red eléctrica mediante V2G, esto se logró mediante un proyecto conjunto entre las empresas The Mobility House, ENERVIE, Nissan y Amprion (principal empresa transmisora del país) que permite utilizar estos automóviles mediante sus

cargadores con protocolos CHAdeMO [33]. Para lograr aplicar las estrategias de V2G, es necesario que exista un sistema centralizado que se encargue del control de la carga y descarga de un gran número de vehículos.

En una escala más pequeña, también se puede implementar la descarga de las baterías de los EV para suministrar energía a una casa o a un edificio. A esto se le suele llamar *Vehicle-to-Home* (V2H) y *Vehicle-to-Building* (V2B) respectivamente. Esta estrategia tiene un impacto a nivel más local y permite reducir la demanda del hogar o edificio en donde se implemente, lo cual tiene implicancia directa en los costos por electricidad que deben pagar los usuarios donde se aplica. En la figura 2.17 se muestra como utilizar estas estrategias permite aplanar la curva de demanda del sistema [7].

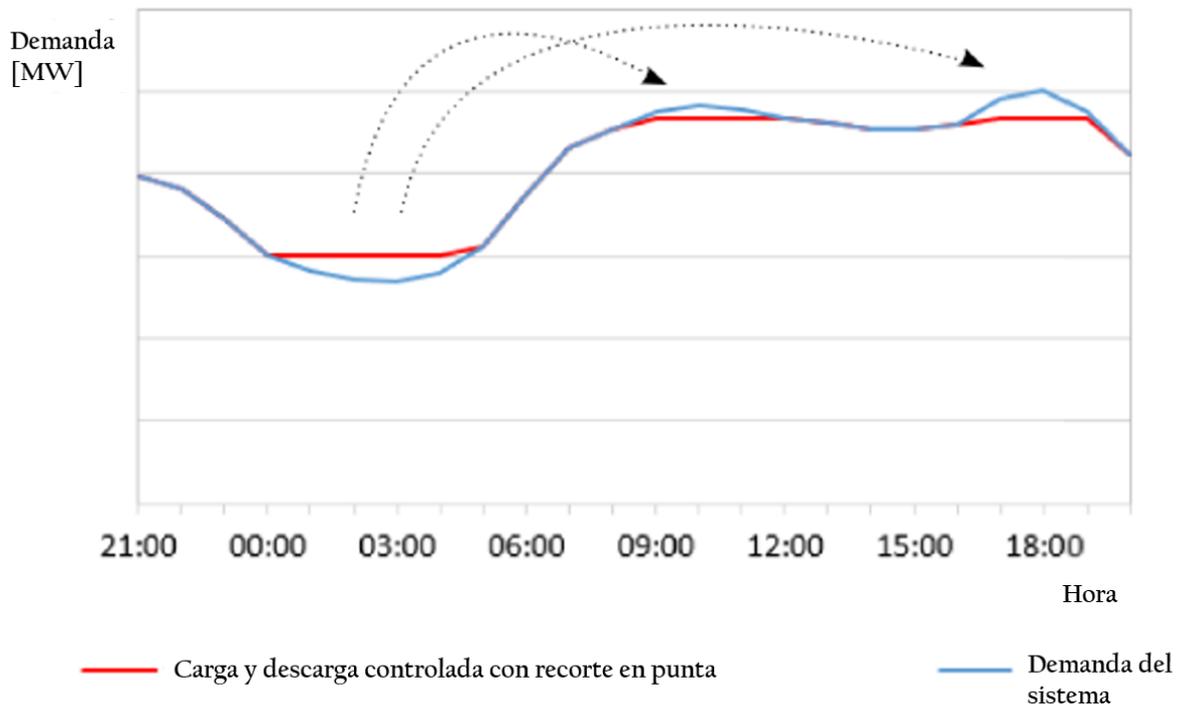


Figura 2.17: Efectos de la carga/descarga controlada (curva roja) con respecto a la demanda (curva azul) (Fuente: *Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions* [7]).

A pesar de las diversas ventajas que presenta la carga y descarga controlada, existen ciertas dudas en torno a su implementación y algunas desventajas que se pueden presentar. Estas inquietudes van desde la degradación que pueden sufrir las baterías de los vehículos debido a mayores ciclos de carga y descarga, hasta el posible problema de un flujo inverso de potencia desde la red de baja tensión que se puede producir debido a la inyección excesiva de potencia a la red, la cual se puede ver amplificada con los medios de generación distribuida y que puede derivar en problemas técnicos en la infraestructura de la red [7].

Finalmente, se debe destacar una vez más la importancia de las tecnologías de información para poder lograr la implementación de estas estrategias. En la figura 2.18, se muestra un resumen extraído de [7] donde se explica el papel que pueden jugar las TIC's en la integración

de los vehículos eléctricos a la red.

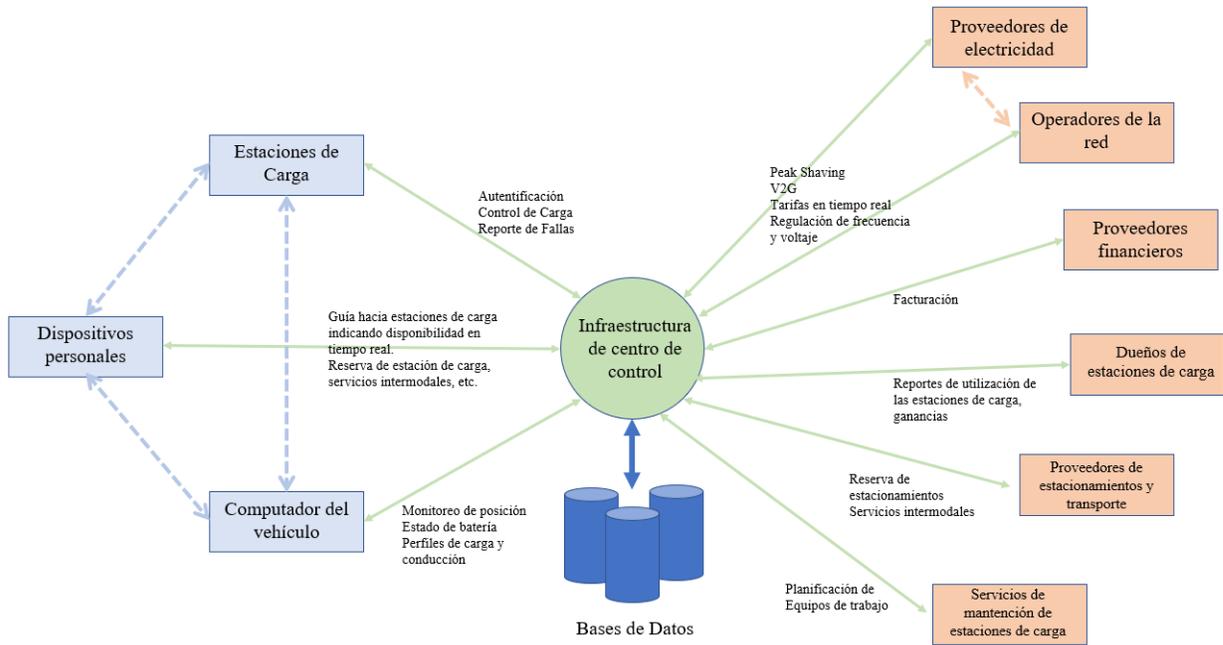


Figura 2.18: Integración de las TIC's con los sistemas de carga y la red eléctrica, elaboración propia a partir de datos de *Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions* [7].

### 2.4.3. Generación distribuida

El uso de medios de generación distribuida, como paneles solares o aerogeneradores pequeños pueden disminuir el estrés que puede generar la carga de vehículos eléctricos en la red, sobre todo por las estaciones de carga rápida en DC. La utilización de generación distribuida en los puntos donde se concentran las estaciones de carga rápida ha demostrado ser eficaz en la mitigación de los efectos negativos de la carga ya que puede compensar las caídas de tensión en los nodos de la red [34]. Esto resulta ser efectivo en redes de distribución con topologías radiales.

En la figura 2.19 se muestran los resultados de la investigación llevada a cabo en [34] donde se demuestran los efectos de generadores distribuidos colocados en una red IEEE-37 barras. Aquí se puede apreciar como al agregar un centro de carga de 69.2kW se produce una caída en la tensión de los nodos (curva azul), fenómeno descrito en detalle en la sección 2.3.1. Por otra parte, el caso 1, que corresponde a agregar unidades de generación distribuida en los nodos 702 y 708 (curva negra) mitiga en gran medida el efecto de la carga eléctrica, mientras que en el caso 2 (curva verde), que muestra el efecto de agregar unidades de DG en los nodos 708 y 738, se observa que la tensión aumenta por sobre los niveles del caso base (curva roja).

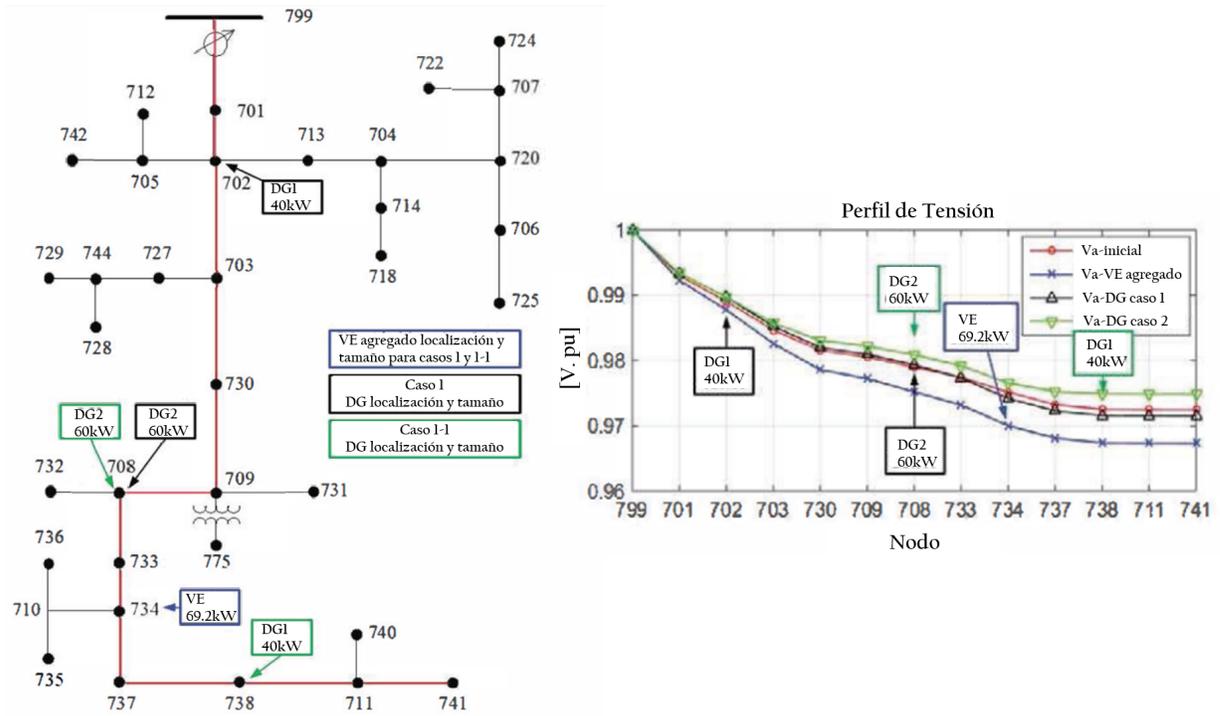


Figura 2.19: Medios de generación distribuida con cargadores de vehículos eléctricos (Fuente: *Increasing EV public charging with distributed generation in the electric grid* [34]).

Con esto se muestra de manera clara que la generación distribuida permite mitigar el efecto de la carga de vehículos eléctricos, sin embargo, si se generan niveles excesivos de este tipo de generación podrían presentarse los problemas de flujo inverso que se mencionaron en la sección anterior.

Finalmente, un complemento para las estrategias de mitigación y parte fundamental de lo que trata esta tesis es el uso de sistemas de almacenamiento basados en baterías, el cual será tratado más adelante en detalle.

#### 2.4.4. Integración en la red

Con los puntos anteriores ya se han establecido diversas estrategias y métodos que permiten mitigar el impacto que generan la carga de vehículos eléctricos en la red. A continuación en la figura 2.20 se muestra un resumen de como interactúan las estrategias de mitigación, con los impactos que se generan en la red basada en [7].

|  | Amenazas<br>  | Contra medidas<br>  | Oportunidades<br>   |
|--|--|---|--|
| Edificios, líneas de baja tensión<br> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Reduce la calidad de suministro.</li> <li>- Se introducen voltajes armónicos, flickers, desbalances de tensión, se excede la capacidad de conexión.</li> </ul>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Testeo de cumplimiento de normas técnicas para carga EV.</li> <li>- Cumplir con los requerimientos que permitan carga controlada.</li> </ul>                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Integración con sistemas inteligentes (Smart Homes)</li> <li>- Permitir carga con paneles solares domiciliarios y utilizar V2H</li> </ul>   |
| Sistema de Distribución<br>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se exceden las capacidades de transformadores y líneas.</li> <li>- Se reduce la vida útil de la infraestructura de la red.</li> <li>- Flujo inverso debido a V2G y GD.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carga y descarga controlada cumpliendo con las restricciones técnicas de la red de distribución.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carga en la noche y en horarios valle para aprovechar de manera más eficiente las capacidades existentes.</li> <li>- Evitar el impacto de medios locales de generación (GD).</li> </ul> |
| Sistema de Transmisión<br>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Congestionamiento en la red de transmisión</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carga y descarga controlada cumpliendo con las restricciones técnicas de la red de transmisión.</li> <li>- Uso de medios de almacenamiento basados en baterías.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proveer de balance de potencia al sistema.</li> </ul>   |
| Almacenamiento<br>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Degradación de baterías</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ninguna</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Uso de amplio número de las baterías de EV (nuevas o de segundo uso) como unidades de almacenamiento.</li> </ul>  |
| Generación<br>                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Costos mayores de generación debido a nuevos peaks de demanda.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carga y descarga controlada cumpliendo con las restricciones técnicas de generación.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Reducción de costos de generación debido al Valley Filling y Peak Shaving (V2G).</li> <li>- Mejor integración de las energías renovables en los peaks de generación.</li> </ul>         |

Figura 2.20: Resumen de los efectos de la integración de EV a la red, elaboración propia basada en *Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions* [7].

## 2.5. Sistemas de almacenamiento basados en baterías

Los sistemas de almacenamiento son elementos que permiten almacenar energía de diversas maneras para ser transformada a energía eléctrica y ocupada cuando la red lo requiera. Existen diversos métodos de almacenamiento a diversas escalas, como centrales de bombeo que pueden almacenar grandes cantidades de agua en un embalse, sistemas de almacenamiento por aire comprimido, volantes de inercia y sistemas de baterías que almacenan energía electroquímica en pequeñas unidades [35]. Esta sección se centrará en explicar los sistemas de almacenamiento de baterías conocidos como BESS (*Battery Energy Storage System*), su funcionamiento y como son aplicables en los distintos niveles de la red eléctrica.

### 2.5.1. Usos de baterías en la red eléctrica

Los acumuladores electroquímicos tienen un amplio uso a nivel mundial en diversos ámbitos. Ya se ha hablado de manera extensa como los vehículos eléctricos tienen sistemas de almacenamiento de baterías que permiten alcanzar distintos niveles de autonomía. Por otra parte, las baterías presentan diversos usos a distintos niveles de la red las cuales se muestran a continuación y se basan en la investigación [35].

#### 2.5.1.1. Manejo energético

En el manejo energético es necesario tener sistemas de baterías con gran capacidad energética, pero no es necesario que pueda entregar potencias elevadas en cortos periodos de

tiempo. Estos sistemas están optimizados para descargarse durante horas y son utilizados para balance de carga, Peak Shaving, operación en isla e integración de energías renovables, este último permite que la energía de fuentes renovables que no este siendo aprovechada debido a falta de demanda, sea almacenada y utilizada en horas de mayor demanda.

La práctica de peak shaving y el valley filling, permite aplanar la curva de demanda del sistema, esto se logra reduciendo la demanda requerida hacia el sistema de transmisión utilizando la energía almacenada en baterías instaladas de manera local o requiriendo energía del sistema de transmisión o de los medios de generación distribuida para cargar el sistema de baterías.

#### **2.5.1.2. Servicios complementarios**

Los servicios complementarios son aquellos servicios que son necesarios para mantener la operación de transmisión de la energía desde los vendedores hacia los compradores de manera de asegurar la estabilidad y seguridad de los sistemas interconectados. Estos servicios incluyen control de frecuencia, control de tensión, des-balances energéticos, reserva en giro y capacidad de partida en negro entre otros. El uso de sistemas de baterías permite prestar servicios complementarios a la red mejorando la calidad del suministro.

Los sistemas de almacenamiento de baterías pueden ser utilizados para mejorar la calidad de suministro de potencia. El diseño de los sistemas para este propósito esta diseñado para responder de manera rápida e inmediata con una respuesta de alta potencia que solo dura algunos segundos. Esto permite aportar a compensar fenómenos como flickers o caídas repentinas en la tensión. Es importante destacar que la química de las baterías utilizadas para este propósito debe ser capaz de soportar la entrega de grandes cantidades de energía en muy corto periodo de tiempo.

#### **2.5.1.3. Manejo de congestiones en la transmisión**

Un problema que se puede presentar en los sistemas interconectados son las congestiones en las líneas de transmisión. Estas congestiones aumentan cuando se alcanzan las restricciones con respecto a los límites económicos o técnicos. Estas restricciones pueden deberse a la ampacidad y las capacidades térmicas de la línea de transmisión. Los sistemas de baterías pueden conectarse a barras donde exista demanda importante para reducir las congestiones que se puedan producir por suministrar energía a estas cargas. Este sistema de baterías debe ser dimensionado de tal manera que reduzca la demanda de la carga neta en la barra durante las horas punta, periodo cuando se suele alcanzar los límites de transmisión. Utilizar este sistema presenta numerosos beneficios económicos ya que reduce el incremento y el desacoplamiento de los costos marginales entre barras.

#### **2.5.1.4. Aplicaciones en sistema de distribución**

Las aplicaciones anteriormente mencionadas aplican para todos los niveles de la red, tal como se menciona, las aplicaciones abarcan transmisión, generación y distribución. A continuación se mencionan de manera más específica aplicaciones para mejorar la calidad de suministro en el servicio de distribución.

- **Compensación de armónicos:** Las cargas asociadas al sistema suelen tener características no lineales que introducen corrientes y tensiones armónicas en la red. Los cargadores eléctricos rápidos en DC introducen distorsiones armónicas en la red que pueden producir operaciones anormales en protecciones del sistema. Para compensar estas distorsiones, se utilizan sistemas estáticos de compensación síncrona (DSTATCOM) que pueden operar junto con unidades de generación distribuida, sin embargo, esto es posible solo cuando existe una salida de potencia constante lo cual no es posible con paneles solares. Los BESS pueden resolver este problema aportando un suministro constante de potencia al instalarse en el punto común con estos equipos.
- **Fluctuaciones de tensión:** A medida que aumenta la penetración de energías renovables mediante generación distribuida y con la adición de los cargadores eléctricos, las fluctuaciones de tensión aumentan. Esto puede producir problemas de tensión en régimen permanente y flickers. Los BESS pueden ser colocados en los puntos donde se conectan los convertidores de potencia utilizados en GD y la carga de vehículos para reducir estos problemas.
- **Balance de tensión:** La existencia de cargas desbalanceadas en el sistema produce desbalances de tensión en el sistema trifásico. Este fenómeno se puede incrementar con el aumento de vehículos eléctricos domiciliarios, tal como se mencionó en la sección de impactos. Los sistemas BESS junto con los convertidores de potencia pueden proporcionar control de potencia activa y reactiva actuando como fuentes de corriente que entregan o absorben potencia de manera independiente a cada fase.
- **Interrupciones de suministro y operación en isla:** En caso de una interrupción del servicio eléctrico, existe la posibilidad de que un hogar/comunidad o micro red opere de manera aislada y continúe funcionando siendo alimentada por los medios de generación distribuido que existan en la comunidad. Los sistemas BESS pueden proveer de potencia activa a dicho sistema manteniendo el balance entre demanda y generación.
- **Respuesta en frecuencia:** Si existe una variación de la frecuencia muy intensa, el sistema puede ordenar la desconexión de ciertas unidades de carga o de generación. Para evitar esto, los sistemas BESS ubicados en la red de distribución y en los puntos de consumo pueden ayudar respondiendo a los cambios de frecuencia cargándose o descargándose. Es importante que los sistemas de control asociados operen con márgenes muy pequeños en la escala de segundos, aportando a la respuesta de la demanda ante variaciones de frecuencia.

### 2.5.2. Ejemplos de sistemas estacionarios y móviles

Como ya se ha mencionado, existen diversos usos que se le puede dar a un sistema de almacenamiento en una red eléctrica. Con la masificación de los vehículos eléctricos y la generación distribuida, los BESS se presentan como una alternativa que viene a mitigar ciertos impactos que producen estas tecnologías.

Los sistemas de baterías estacionarios (SBESS), tal como lo indica su nombre, son aquellos que una vez instalados no existe una necesidad de moverlos de su posición. Pueden aportar a la red tal como se ha descrito en la sección anterior, pero no necesitan versatilidad a la hora de la instalación. Estos sistemas también pueden ser combinados con las estaciones de carga

de vehículos eléctricos, para mitigar el impacto de la carga. En [36] se presenta un sistema estacionario que permite, desde el punto de vista del dueño de la estación de carga, reducir la potencia contratada al sistema y, con una estrategia de uso inteligente, permite aportar con servicios complementarios a la red. Desde un punto de vista simplificado, el uso de una batería para cargar vehículos eléctricos es similar a tener una piscina que es llenada en horas donde hay mucha agua y vaciada en las horas donde es más escasa. La figura 2.21 muestra un esquema de como va la SBESS.

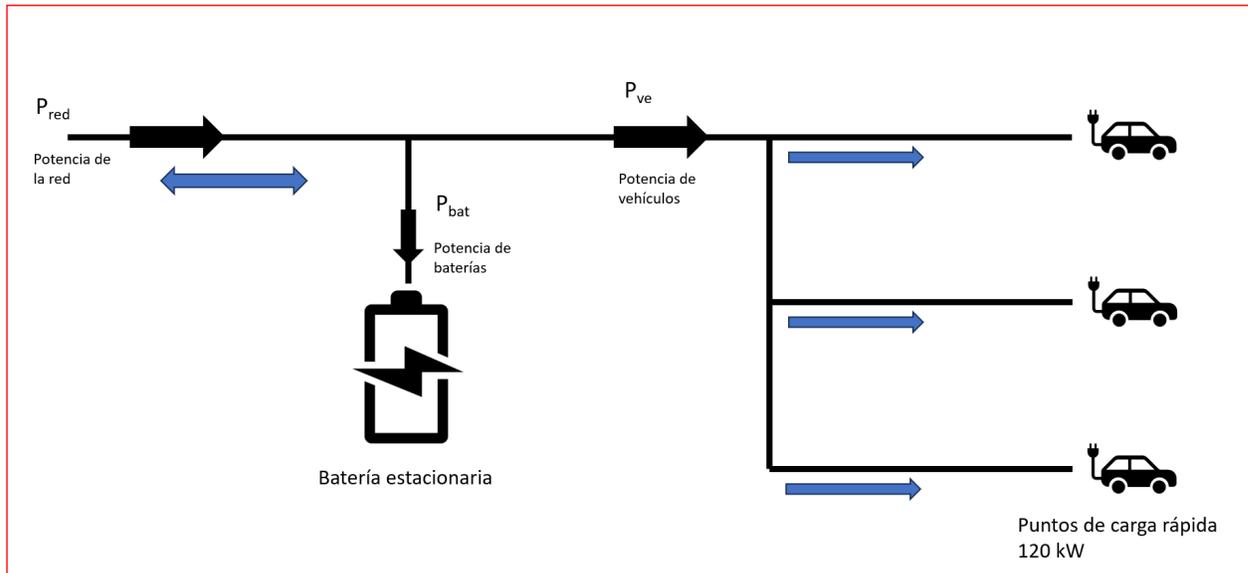


Figura 2.21: SBESS conectada a una estación de carga rápida, la línea negra representa el flujo de energía desde la red y la azul el posible flujo debido a la batería. Elaboración propia basada en figura encontrada en *Fast Charging Station with Battery Storage System for EV: Optimal Integration into the Grid* [36].

Por otra parte, los sistemas BESS móviles (MBESS) se han propuesto como un sistema mucho más versátil ya que permite movilizar la batería de un punto a otro sin la necesidad de hacer cambios importantes a la red. En [37] se propone un funcionamiento similar a los camiones de combustible actuales, donde un camión sale del centro de suministro (punto cercano a una planta solar o granja eólica) y lleva un MBESS a un punto de carga de EV. Este sistema debe ser de conectar y usar (Plug and Play). El uso de sistemas móviles permite movilizar baterías de un punto a otro de la red en función de los requerimientos de la misma. En el contexto del uso de vehículos eléctricos se destacan los siguientes propósitos:

- Despliegue para apoyo de estaciones de carga rápida en nodos débiles de la red en horas punta.
- Despliegue en carretera para vehículos eléctricos que se encuentren descargados.
- Uso en contingencias donde no se pueda suministrar energía a los vehículos eléctricos.
- Usos para apoyar con servicios complementarios en distintos puntos de la red en función de la hora del día y/o de los requerimientos de la red.

En la literatura ya se han propuesto ciertos sistemas que cuentan con sistemas de baterías móviles y cargadores móviles de vehículos eléctricos. En [38] se presenta un novedoso sistema de baterías móviles habilitado para carga rápida y que puede aportar energía a la red mediante V2G. El diseño de este sistema utiliza un camión con contenedor donde se encuentran baterías y en su techo se despliega una estructura tridimensional con paneles solares que aportan energía al sistema. En la figura 2.22 se muestra un esquema de como funciona este sistema, donde el sistema de control asociado le permite decidir si aportar energía a la red, cargar los vehículos eléctricos conectados o cargar el sistema de baterías que tiene en su interior.

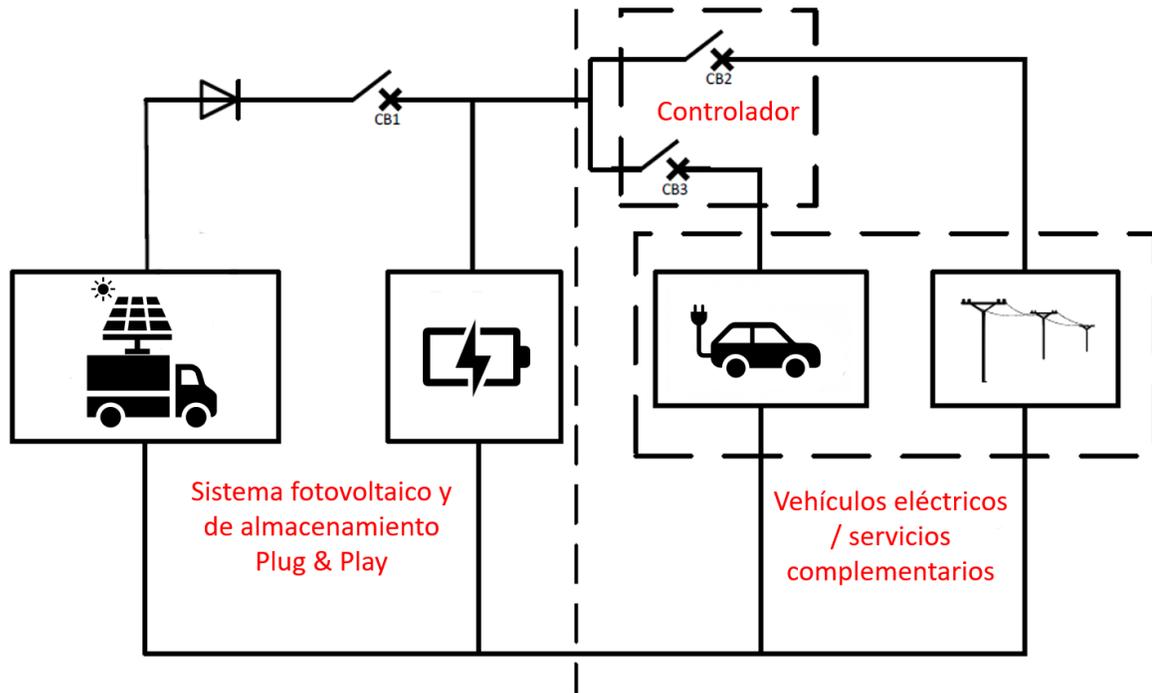


Figura 2.22: Esquema de funcionamiento de un MBESS para carga de EV. Elaboración propia basada en figura encontrada en *Design and sizing of mobile solar photovoltaic power plant to support rapid charging for electric vehicles* [38].

Por otra parte, en [39] se muestra la implementación de cargadores eléctricos en un centro comercial de California que puede operar con V2G, aportando servicios complementarios al sistema y con sistema de carga rápida. En este centro se utilizan MBESS para aportar a la carga de vehículos eléctricos en situaciones en que la red no puede suministrar energía eléctrica y lo hace mediante pequeñas baterías en packs modulares como las mostradas en la figura 2.23.



Figura 2.23: Baterías modulares móviles para carga de EV en emergencias (Fuente: *Demonstrating Plug-in Electric Vehicles Smart Charging and Storage Supporting the Grid* [39]).

Finalmente, en la figura 2.24 se muestra un compilado con las soluciones dadas por empresas para crear sistemas de baterías móviles para carga de vehículos eléctricos. Se debe destacar, que a pesar de que algunas soluciones no aportan directamente a la red, permiten descongestionar el sistema de distribución reduciendo el número de vehículos que se conectan a los sistemas de carga de la red eléctrica.

|                          |   |   |   |  |   |   |
|--------------------------|---|---|---|--|---|---|
|                          |   |   |   |  |   |   |
| Empresa y/o universidad  | Universidad de Taylor y Universidad de Tenaga, Malasia [33]   | UCLA Smart Grid Energy Research Center y empresas del área [34] | EV ARC™ 2020 Envision Solar [35]  | Chargery GmbH Mobile Charging [36]               | Mobile Solar EV Charging Station [37]               | Mobi EV Charger<br>Mobi GEN<br>FreeWire Technologies, Inc. [38]     |
| Potencia máxima          | Hasta 22kW carga en DC  | Hasta 6.8 kW 1Ø   | Hasta 4.3 kW 1Ø   | Hasta 3.7 kW 1Ø                                  | Hasta 4.8kW 1Ø                                      | Hasta 11 kW 1Ø  |
| Capacidad energética     | > 66kWh gracias a los paneles integrados                      | 2.2 – 8.7 kWh   | 24 – 32 – 40 kWh más lo entregado por paneles integrados                                | 24 kWh   | 10 – 20 kWh más lo entregado por paneles integrados | 80 kWh  |
| Grado de Movilidad       | Alto, montado sobre un camión contenedor                      | Bajo, solo puede moverse en la zona cercana.                    | Medio, necesita transporte externo  | Medio, se puede mover con una bicicleta          | Medio, necesita un medio externo para moverse.      | Medio, necesita un medio externo para desplazarlo a gran distancia. |
| Dificultad de despliegue | Baja, Plug and Play   | Baja, Plug and Play   | Baja, solo necesita desplegarse   | Baja, plug and play                              | Baja, plug and play                                 | Baja, plug and play   |
| Ventajas                 | Puede operar en isla y puede prestar servicios complementario | Operación en isla y bajos costos de implementación              | Opera fuera de la red, su despliegue es rápido y optimiza el espacio de estacionamiento | Opera fuera de la red, ofrece carga bajo pedido. | Opera fuera de la red, ofrece carga bajo pedido.    | Opera fuera de la red, ofrece carga bajo pedido.                    |
| Desventajas              | Costos de implementación.                                     | Uso específico para emergencias y baja movilidad                | No aporta a la red eléctrica directamente.  | No aporta a la red eléctrica directamente.       | No aporta a la red eléctrica directamente.          | No aporta a la red eléctrica directamente.                          |

Figura 2.24: Soluciones de baterías móviles centradas en la carga de vehículos eléctricos (elaboración propia basada en múltiples referencias [38]-[43]).

## 2.6. Modelos de redes de distribución

Para el desarrollo de esta tesis es necesario realizar pruebas en redes de distribución que permitan visualizar de manera clara y efectiva el efecto de la carga de vehículos eléctricos en la red de distribución.

La elección de una topología de red de distribución no necesariamente es una tarea trivial, ya que depende enormemente de las características del problema a resolver. Si el problema a resolver se centra en el comportamiento en específico de una zona geográfica o localidad, es posible utilizar la información real de la red de una zona para realizar un análisis de factores que influyen en el comportamiento de dicha red.

Por otra parte, si se busca crear modelos que puedan ser aplicados de manera más general, la literatura dispone de diversas redes de distribución de prueba las cuales han sido creadas por grupos de trabajo o expertos en el área. Cada una de estas redes presenta características que la hacen más apropiadas para ciertos tipos de análisis, por lo que no necesariamente todos estos modelos sean aplicables para todos los problemas.

### 2.6.1. Redes IEEE

Las redes de prueba de esta sección han sido desarrolladas por el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) y han sido creadas para cumplir con diferentes requerimientos que la hacen ideales para el desarrollo de ciertos estudios eléctricos [44], [45].

- Red 4 nodos: es una red pequeña que se crea para realizar pruebas en transformadores. Tiene líneas trifásicas y cargas desbalanceadas. Opera a tensión 12,47 kV y tiene una carga máxima de 6,3 MVA.
- Red 13 nodos: es una red diseñada para evaluar algoritmos de resolución de sistemas trifásicos altamente desbalanceados. Opera a tensión 4,16 kV y tiene una carga máxima de 13,6 MVA.
- Red 33 nodos: es una red de propósito general que cuenta con topología radial con posibilidad de reconfiguración a enmallada. El sistema cuenta con cargas desbalanceadas, cargas balanceadas, medios de generación distribuida y pueden ser agregados sistemas de almacenamiento y equipos de compensación. La red opera a una tensión de 12,66 kV y tiene una carga máxima de 4,74 MVA.
- Red de 34 nodos: red que opera a una tensión 24,9 kV basada en una red localizada en Arizona. Esta diseñada como una red muy larga que tiene una carga máxima de 1,6 MVA y presenta equipos de compensación de reactivos y transformadores reguladores de tensión. Esta pensada para evaluar la operación de los equipos reguladores de tensión.
- Red de 37 nodos: una red que presenta solo líneas subterráneas conectadas en delta. Esta red es altamente inusual ya que presenta cargas concentradas en pocos puntos y altamente desbalanceadas. Opera con tensión 4,8 kV y con una carga máxima de 3,8 MVA.
- Red de 123 nodos: es una red con una tensión de 4,16 kV que cuenta con líneas tanto aéreas como subterráneas. Presenta cargas desbalanceadas modeladas con potencia constante, corriente constante o impedancia constante. Adicionalmente cuenta con equipos de compensación, reguladores de voltaje y una gran cantidad de interruptores que permiten reconfigurar la topología.

- Red CTF: La red de alimentador de prueba exhaustivo (CTF) es una que busca representar un gran número de elementos en una red de distribución con mucho detalle y que permite estudiar la convergencia de los modelos de control de interruptores. La red presenta líneas aéreas y subterráneas, transformadores, reguladores de voltaje, motores modelados en detalle y una variedad de cargas balanceadas y desbalanceadas. La red opera a 24,9 kV y con una carga máxima de 4,17 MVA.

## 2.6.2. Otros modelos de redes

Aparte de los modelos IEEE, existen otros grupos de trabajo que han creado redes de distribución que permiten representar cualidades de una red real. Se destacan las redes desarrolladas por el instituto de investigación de energía eléctrica EPRI (*Electric Power Research Institute*) las cuales se centran en probar nuevos mecanismos de inclusión de redes inteligentes, sistemas fotovoltaicos y flujos de potencia.

Por otra parte, también se destacan las redes creadas por el Consejo Internacional en Grandes Redes Eléctricas CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) las cuales no se basan en alguna red eléctrica real, pero permiten tener flexibilidad para el análisis con la inclusión de medios de generación distribuida, equipos de compensación y sistemas de control de redes [44].

## 2.7. Optimización computacional

Los problemas de optimización se encuentran en todos los aspectos de la ingeniería. En muchos de los problemas diarios es necesario optimizar algún sistema ya sea para reducir costos, aumentar la eficiencia, ser más ecológico, etc [46].

La resolución de problemas de optimización no es algo que se pueda hacer de manera improvisada. En la mayoría de los casos es necesario contar con herramientas que permitan resolver el problema de manera eficiente y que entregue resultados correctos, es por esto que la optimización computacional aborda como resolver los problemas de optimización a partir del uso de algoritmos específicos para cada tipo de problema.

En la optimización computacional de problemas se deben considerar tres aspectos principales: modelo, algoritmo y simulador [47]. El modelo corresponde a la representación matemática o numérica del problema físico a resolver. Es importante que esta representación sea lo más cercana a la realidad ya que si existen discrepancias, es posible que los resultados no se expresen en el mundo real. Adicionalmente, es necesario que se compruebe que efectivamente el modelo creado se pueda resolver de manera matemática.

Otro aspecto importante es el algoritmo escogido para resolver el problema. No todos los algoritmos pueden resolver un problema en específico ya que el algoritmo depende de la forma en que se plantea el problema. A pesar de esto, es importante destacar que no existe un algoritmo que sea globalmente mejor que todos, esto viene determinado por los teoremas *No free lunch* [48] que establecen que para un problema de optimización con múltiples variaciones, no existe un algoritmo que de manera global sea mejor que otro, ya que siempre existirá un caso en donde otro algoritmo pueda resolver el problema de manera más rápida, por lo que

todos los algoritmos se demorarían lo mismo en resolver todas las variaciones del problema de optimización.

Finalmente, el tercer aspecto es el simulador que se encargue de operar el algoritmo de optimización. Resolver un problema de optimización muchas veces requiere la evaluación de la función objetivo un gran número de veces, por lo que se debe tener un simulador que sea capaz de llevar a cabo esta operación, la cual muchas veces consume entre el 50 % al 90 % del costo computacional total.

### 2.7.1. Algoritmos de resolución

Detallar cada uno de los algoritmos de resolución de problemas de optimización es una tarea larga y no cae dentro de los alcances de este trabajo. Es por esto que se da una pequeña introducción a los tipos de algoritmo de resolución y algunos ejemplos de cada tipo sin entrar en detalle en su operación.

Existen diversas maneras de clasificar los algoritmos de resolución, una de las más importantes es la clasificación en función del tipo de problema ya sea determinista o estocástico [47]. En aquellos que son de tipo determinista no existen variables aleatorias asociadas mientras que los que son estocásticos existe cierta incertidumbre con respecto a los datos. En el primer tipo de problemas si se utiliza un punto de partida  $a$ , el resultado será siempre igual mientras se mantenga este punto de partida, mientras que cuando existe cierto grado de incertidumbre y el problema es estocástico, no es posible asegurar siempre que el resultado final se mantenga aun cuando el punto de origen del problema es el mismo.

Por lo general, los problemas de tipo determinista se pueden resolver de manera convencional con algoritmos basados en el gradiente (*Hill climbing*, *Newton Method*, *Gradient Descent*) o con algoritmos libres de derivadas (*Trust Regions*, *Pattern Search*), mientras que los problemas estocásticos suelen resolverse con métodos heurísticos (*Genetic Algorithms*, *Particle Swarm*, *Ant Colony*) [47]. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, la complejidad del problema muchas veces requiere otras técnicas de optimización.

A modo de ejemplo, es posible que un problema de optimización de tipo determinista presente discontinuidades en el dominio de la función objetivo, presente variables enteras en las restricciones o que existan múltiples óptimos locales. Esto lleva a que el problema se pueda resolver de manera más conveniente con un método heurístico que con uno convencional. Es importante destacar que los algoritmos heurísticos no aseguran encontrar la solución óptima global del problema, pero si aseguran que la solución encontrada sea apropiada para concluir el problema.

También, es posible clasificar los algoritmos en función de si operan a partir de una trayectoria o si operan con poblaciones. Los algoritmos que operan con trayectoria usualmente operan de la base de tener un punto de partida inicial desde el cual se trazan caminos hacia otras posibles soluciones, un ejemplo clásico de este tipo de algoritmos es el de *Hill Climbing*. Mientras que los algoritmos basados en poblaciones utilizan un gran número de individuos que trazan diversos caminos hacia las posibles soluciones, un ejemplo es el Algoritmo Gén-

tico.

Dado que los algoritmos genéticos son de particular interés en este trabajo, se dedica una sección especial para explicar su mecanismo de operación.

## 2.8. Algoritmo genético [49]

Los algoritmos genéticos son métodos de resolución de problemas de optimización de tipo heurístico desarrollado originalmente por John Holland y sus colaboradores en la década de los 60s. Los algoritmos genéticos se basan en el principio de evolución Darwiniano para encontrar una buena solución o la solución óptima a un problema planteado, esto lo logran mediante el uso de operadores genéticos para la resolución del problema.

Los algoritmos genéticos han ido variando a lo largo del tiempo y en función del problema a resolver, pero todos presentan entre sus ventajas la posibilidad de evaluar sistemas complejos y resolver el problema con procesos en paralelo, lo que disminuye el tiempo de cómputo para encontrar una solución al problema. Por otra parte, la configuración de los datos de entrada, la formulación de la función objetivo y la configuración de la evolución iterativa deben ser establecidas de manera apropiada para así lograr un resultado apropiado.

### 2.8.1. Mecanismo de operación

El algoritmo genético opera utilizando un sistema de codificación de la solución en un vector llamado cromosoma. Este cromosoma es sometido a operadores genéticos a lo largo de las iteraciones del proceso que buscan que se cambie la estructura de la solución de modo de explorar variantes. El mecanismo general de operación es el siguiente:

1. Configurar las probabilidades de los operadores genéticos: se establecen las probabilidades de que exista una cruce, mutación y selección entre los cromosomas.
2. Codificar las soluciones en un vector cromosoma.
3. Definir la función de aptitud del problema: esta es la función que será evaluada a lo largo del proceso del algoritmo y entrega el resultado de la operación.
4. Inicio del proceso iterativo. Mientras no se alcance el límite de generaciones del proceso el algoritmo opera como sigue:
  - a) Generar nuevas soluciones mediante cruce y mutación de cromosomas
  - b) Cruce de cromosomas definida con una probabilidad  $P_c$  de ocurrencia
  - c) Mutación de cromosomas definida con una probabilidad  $P_m$  de ocurrencia
  - d) Aceptar las nuevas soluciones si la función de aptitud aumenta (para el caso de un problema de maximización)
  - e) Seleccionar las mejores soluciones y mantenerlas para la próxima generación
  - f) Avanzar a la siguiente generación y repetir el proceso
5. Decodificar el cromosoma de solución y visualizar.

## 2.8.2. Operadores genéticos

Para llevar a cabo el algoritmo descrito anteriormente, es necesario que se definan ciertas operaciones que se aplicaran a los cromosomas del sistema.

### 2.8.2.1. Población

La población corresponde al conjunto de cromosomas a evaluar en el proceso iterativo. El número de individuos que se encuentra en la población se debe definir en base al problema a resolver y la cantidad de variables a considerar. Las características de los individuos de la población varía en función de las iteraciones y las operaciones genéticas aplicadas, por lo que la población de la generación inicial no es igual a la población de la generación final.

El primer paso es definir una población inicial de cromosomas solución del problema, esta población puede ser escogida de manera aleatoria de modo que todos los individuos puedan ser diferentes. Una población completamente aleatoria presenta la ventaja de que no existe sesgo de información, pero puede llevar a que el proceso tarde más en encontrar una buena solución o el óptimo.

Por otra parte, es posible definir ciertos individuos de la población inicial mediante otros criterios, de modo de tener una base de buenas soluciones. Esto tiene como ventaja que se puede alcanzar más rápidamente una buena solución, pero si la cantidad de individuos escogidos es muy alta, puede que el algoritmo omita soluciones que pueden resultar ser mejores que las escogidas con criterios definidos. Para evitar esto, se suele escoger una población mixta tanto con candidatos aleatorios, como con elegidos con criterios de selección.

### 2.8.2.2. Cruza

La cruza o reproducción es un proceso que permite generar nuevos individuos solución del sistema y es el proceso que tiene mayor probabilidad de ocurrencia ( $P_c$ ) dentro del algoritmo.

La reproducción toma a dos individuos de la generación actual que pasan a llamarse padres y crea nuevos individuos llamados hijos mediante una operación de intercambio de segmentos de los cromosomas. Este proceso puede ser llevado a cabo mediante un vector de cruza fijado previamente o con un intercambio de segmentos aleatorio. El proceso se puede observar de manera más clara en la figura 2.25.

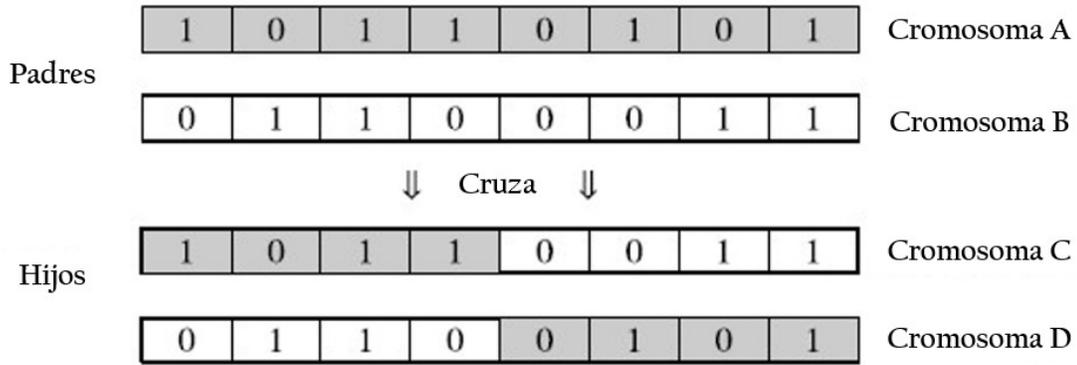


Figura 2.25: Ejemplo de reproducción de cromosomas (Fuente: *Genetic Algorithms: Nature-Inspired Optimization Algorithms* [49]).

La pregunta principal a la hora de realizar la cruce de individuos es como escoger a los padres, esto puede ser realizado mediante una ruleta o con criterios basados en el valor de la función de aptitud, dependiendo del tipo de problema y del criterio del usuario.

### 2.8.2.3. Mutación

La mutación es un proceso que permite generar nuevos individuos en la población. Este proceso ocurre con una probabilidad  $P_m$  que suele ser bastante baja. La mutación consiste en que uno o varios elementos que conforman al cromosoma individuo son cambiados en una posición aleatoria. La figura 2.26 muestra como para un vector de valores binarios, un elemento presenta una mutación donde se intercambia un 1 por un 0. Este nuevo individuo

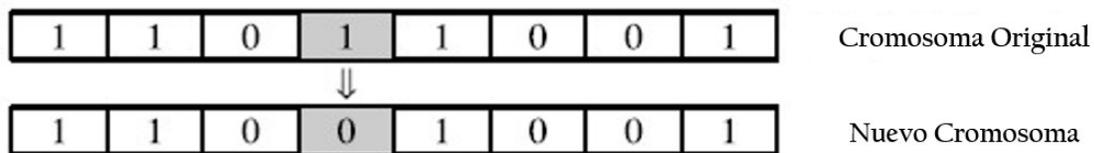


Figura 2.26: Ejemplo de mutación de un cromosoma individuo (Fuente: *Genetic Algorithms: Nature-Inspired Optimization Algorithms* [49]).

pasara a la siguiente generación de la población para ser evaluado en la función de aptitud.

### 2.8.2.4. Selección

Adicionalmente a los mecanismos de reproducción y mutación, se puede utilizar un mecanismo de selección para generar los individuos de una población con el paso de las genera-

ciones.

La selección consiste en mantener ciertos individuos de la población actual para pasarlos a la generación siguiente. Este proceso se suele realizar mediante un mecanismo de selección elitista, donde los individuos con mejores valores de la función de aptitud pasan directamente a la siguiente generación, sin embargo, es necesario que el criterio no sea excesivamente elitista ya que puede llevar a la convergencia temprana del problema y a no encontrar necesariamente las mejores soluciones o el óptimo.

## 2.9. Revisión de herramientas

El desarrollo y la resolución de un modelo que busca optimizar la posición de los cargadores no es una tarea que pueda ser realizada fácilmente en el papel. Es necesario contar con herramientas computacionales que permitan trabajar los datos necesarios para implementar el modelo y que permitan resolver el problema de optimización planteado.

Para el caso del análisis de las redes eléctricas de distribución, se necesita una herramienta que permita el desarrollo matemático de los modelos de red eléctrica que se deseen implementar y que sea capaz de efectuar los cálculos de flujo de potencia de manera correcta mediante algoritmos de resolución conocidos, como por ejemplo, el método de Newton-Raphson.

Por otra parte, es necesario contar con una herramienta que no solo permita abordar los problemas de optimización y resolverlos, sino que también que sea un programa que permita procesar de manera adecuada los datos y resultados que se obtengan tanto de la operación de optimización como de los datos que entregue el modelo de red eléctrica de distribución.

A continuación se dará una breve introducción a programas conocidos y utilizados en la literatura para abordar estos problemas y que han sido considerados como alternativas para desarrollar el modelo.

Adicionalmente, se entrega una introducción a la herramienta utilizada para obtener la información necesaria para describir el comportamiento de los usuarios residenciales en una red de distribución.

### 2.9.1. Programas de simulación de redes eléctricas

Es posible encontrar diversos programas en donde se pueden implementar redes eléctricas con diferentes niveles de detalle. Es importante destacar que algunos de estos programas son posibles de encontrar de manera gratuita, mientras que otros deben ser adquiridos de manera comercial. La descripción de cada uno de estos programas ha sido extraída directamente desde las páginas web de sus proveedores.

- PowerFactory DigSilent: Esta herramienta de modelación avanzada creada en Alemania es una de las más utilizadas a nivel mundial para la simulación de sistemas eléctricos de potencia. Permite realizar análisis en las áreas de generación, transmisión y distribución eléctrica, cubriendo tanto aspectos básicos como resolución de flujos de potencia

hasta aplicaciones sofisticadas en tiempo real, análisis de transitorios y monitoreo de sistemas para pruebas y supervisión. La gran desventaja de este programa es que debe ser adquirido de manera comercial.

- ETAP: Es una empresa que ofrece una variedad de herramientas para modelar y analizar sistemas eléctricos de potencia. Específicamente, las herramientas dirigidas al sector de distribución, permiten analizar las redes desde una perspectiva integral. Es posible realizar análisis de sistemas desbalanceados, aislamiento de fallas, operación de protecciones y simulaciones centradas en la optimización de elementos en la red. Al igual que el caso anterior, las herramientas del programa deben ser adquiridas de manera comercial.
- OpenDSS: Esta herramienta desarrollada por EPRI es un programa centrado en la simulación de los sistemas de distribución eléctrica. Este programa permite a los usuarios realizar análisis en profundidad de los parámetros de la red utilizando una plataforma flexible y personalizable y que busca específicamente ayudar a analizar los problemas actuales y futuros de las redes de distribución. La gran ventaja que tiene esta herramienta es que permite la comunicación y el control mediante otros entornos de programación como Matlab, Python o Visual Basic y adicionalmente es de código abierto y de acceso libre.

### 2.9.2. Entornos de programación

Los entornos de programación son un conjunto de herramientas que permiten resolver distintos tipos de problemas en función de lo que el usuario requiera. Se reconocen dos entornos bien conocidos en el mundo y que permiten trabajar problemas de optimización. La descripción de cada uno de estos programas ha sido extraída directamente desde las páginas web de sus proveedores.

- Python: es un entorno de programación de código abierto y altamente personalizable. Es utilizado a nivel mundial en diversos aspectos, desde la programación de softwares y juegos, hasta el manejo de bases de datos y la resolución de problemas matemáticos e ingenieriles. Gracias a su característica de código abierto, es posible utilizar librerías especializadas en algoritmos de resolución de problemas de optimización lo cual lo hace muy atractivo para la implementación de modelos matemáticos complejos.
- Matlab: este entorno de programación posee diversas herramientas que permiten el desarrollo de diversos modelos en el ámbito de las ciencias y la ingeniería. Matlab posee librerías especializadas en la resolución de problemas de optimización mediante el uso de técnicas analíticas y métodos heurísticos, por lo que lo convierte en una herramienta potente a la hora de resolver problemas de este tipo. Adicionalmente, la herramienta adjunta Simulink permite simular de manera detallada diversos modelos centrados en la operación de máquinas y redes eléctricas.

### 2.9.3. Modelo de demanda energética doméstica

Describir el comportamiento de los usuarios residenciales en una red eléctrica no es una tarea sencilla. Este comportamiento no es determinista sino que altamente estocástico, es por esto que para poder obtener información acerca de como se comportan los usuarios en un sistema de distribución, se utiliza una metodología de tipo Top-Down a partir de datos

reales de demandas en nodos de la red de distribución.

En las metodologías de tipo Top-Down, se utilizan valores históricos de demandas eléctricas a nivel macro y a partir de supuestos y factores se puede obtener un nivel de comportamiento de los usuarios a nivel micro.

# Capítulo 3

## Propuesta metodológica

### 3.1. Descripción general

En este capítulo, se busca que el lector comprenda de manera integra el modelo a implementar y que busca demostrar como los impactos operativos de la penetración de vehículos eléctricos pueden ser mitigados si la disposición espacial de los sistemas de carga varía en función del tiempo.

Para lograr este objetivo, es necesario utilizar herramientas de simulación de redes de distribución y algoritmos computacionales para la resolución de problemas de optimización, es por esto que es necesario encontrar herramientas que sean compatibles entre sí y que permitan resolver el problema de optimizar la disposición espacial de los sistemas de carga en función del tiempo. La propuesta metodológica se describe de manera general en la figura 3.1.

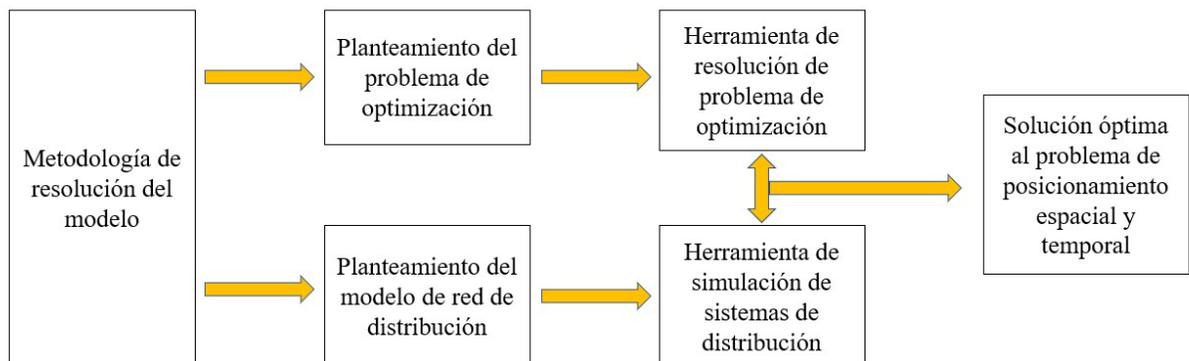


Figura 3.1: Diagrama general de la metodología de resolución (elaboración propia).

El primer paso en el desarrollo del modelo es el planteamiento tanto del problema general de optimización a resolver así como también del planteamiento de la red de distribución objetivo. Tal como se ha dicho anteriormente, se busca encontrar una solución al problema

de la ubicación óptima de cargadores de vehículos eléctricos donde existe la particularidad de que estos cargadores pueden ser reubicados en el tiempo si se estima conveniente. Esto implica que durante el horizonte de simulación, la posición del cargador de vehículos no necesariamente se mantendrá constante.

Con esta visión general, se deben contestar dos interrogantes principales, ¿Cuál es la función objetivo del problema? y ¿Cómo representar la variable de decisión del problema?.

La variable de decisión del problema se puede representar de manera apropiada relacionando la posición del cargador con la posición de los nodos de la red, por lo que el problema se resume a buscar el o los nodos óptimos de la red en donde colocar un cargador satisfaga la función objetivo del problema.

La función objetivo del problema puede ser planteada a partir de cualquier variable que cambie a partir de la posición del cargador. En la literatura, al aplicar problemas de optimización a redes eléctricas, se suele tomar como función objetivo la minimización de los costos asociados a la operación y/o inversión del sistema, en este caso se aplicará esta misma lógica para la resolución del problema, pero solo considerando costos de operación. El detalle del planteamiento de la función objetivo se realizará más adelante.

Por otra parte, es necesario determinar a que modelo de red se aplicará el problema de optimización. Para esto se tomaron en consideración aspectos en torno a complejidad de la red, similitud con redes de distribución chilenas y usos dados en la literatura. Con esto en consideración, se estimó que la red IEEE de 33 nodos presenta diversas ventajas que la hacen apropiada para demostrar la hipótesis de esta tesis. Adicionalmente, se tiene en consideración que el nivel de complejidad del modelo puede ser modificado para así observar como este incide en el resultado de la optimización y así establecer la importancia del detalle a la hora de modelar.

Para validar la operación lógica del modelo, también se construye una red radial de 7 nodos, la cual servirá como punto de partida para comprobar la validez de los resultados y del modelo planteado.

Para resolver el problema de optimización planteado de manera general, es posible utilizar métodos de resolución analíticos o heurísticos. Al resolver el problema de manera analítica, no es necesario contar con una herramienta adicional de simulación de redes de distribución, solo es necesario plantear el problema en detalle y considerando dentro de las restricciones ecuaciones de flujos de potencia, límites de tensión, límites de corriente, entre otras.

Resolver de manera analítica puede resultar en un problema que requiera gran cantidad de recursos computacionales lo que incide directamente en el tiempo de simulación y, adicionalmente, en caso de aumentar la cantidad de variables de decisión o aumentar el tamaño de la red, el problema de optimización se vuelve más complejo de resolver. Es por esto que se opta por una aproximación de tipo heurística para la resolución del problema.

Plantear la resolución de tipo heurística permite también plantear el problema de manera indirecta, esto en el sentido de que no es necesario expresar de manera explícita las restriccio-

nes del problema, sino que es posible trabajar el problema de manera más abierta. Con estas consideraciones, se buscan herramientas que permitan resolver el problema de optimización utilizando algoritmos de tipo heurístico y que permita delegar la parte del cálculo matemático de flujos de potencia de la red de distribución a una herramienta especializada. Esto tiene la ventaja de que es posible separar el problema en dos, pero es necesario que estas dos plataformas se comuniquen entre si.

Ante esto, se escoge como herramienta para implementar el problema de optimización el software Matlab, mientras que se escoge OpenDSS como software de simulación de redes de distribución. Esta decisión se basa en que tanto Matlab como OpenDSS presentan lenguajes de programación intuitivos y existen protocolos de comunicación entre estos programas que simplifica el intercambio de información. Adicionalmente, Matlab cuenta dentro de sus librerías con algoritmos de resolución heurísticos que solo necesitan ser configurados para poder ser utilizados.

Particularmente, se tiene en consideración el uso de un Algoritmo Genético para la resolución del problema, esto dado que no solo se encuentra disponible dentro de las librerías de Matlab, sino que también se ha observado que presenta resultados confiables en tiempos de computo menores y ha sido utilizado en la literatura para resolver modelos de optimización de redes eléctricas.

Con los aspectos generales del modelo ya descritos, es posible estructurar la metodología en función de la figura 3.2, donde se muestran los aspectos que se explicarán en detalle en las secciones posteriores.

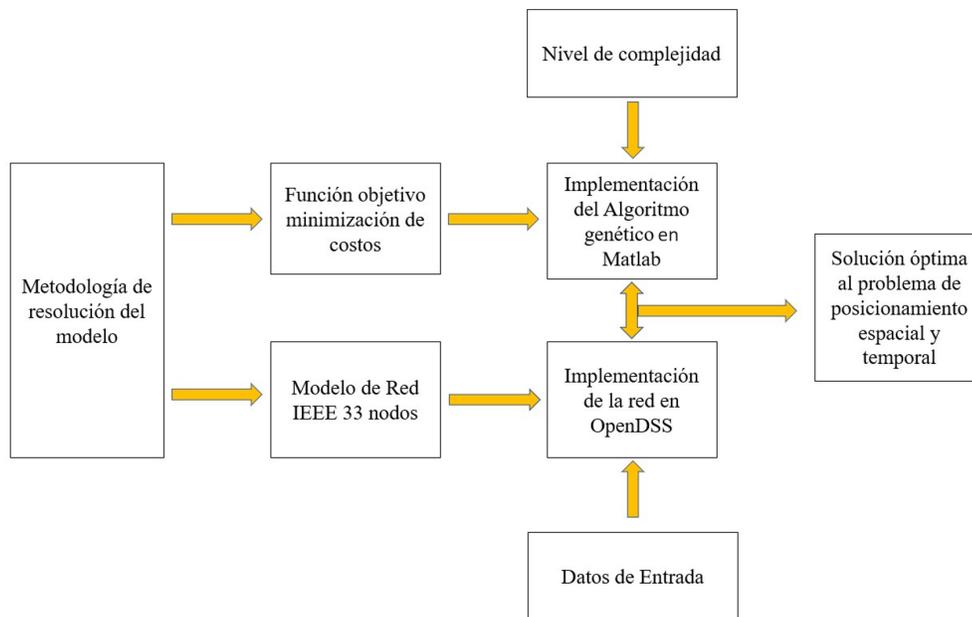


Figura 3.2: Diagrama estructural de la propuesta metodológica (elaboración propia).

## 3.2. Modelo de red

Tal como se ha dicho anteriormente, es necesario entregar información detallada acerca de la red a implementar. El primer paso es establecer las características principales de la red en cuestión.

El modelo utiliza una red IEEE de 33 barras y 32 líneas que opera a tensión 12.66kV. Este tipo de red ha sido utilizado para modelos de propósito general ya que es muy versátil a la hora de hacer estudios con generación distribuida, sistemas de baterías y reconfiguraciones. Adicionalmente, presenta características que la hacen similar a una red de distribución chilena, por lo que se hace idónea para aplicar en este modelo. La red es en primera instancia de tipo radial, pero la presencia de ciertos reconectores en algunos nodos de la red permite la reconfiguración con una de topología enmallada.

La figura 3.3 muestra un esquema de la red a utilizar. Este esquema proviene de [45] donde proponen una versión mejorada de la red IEEE 33 original.

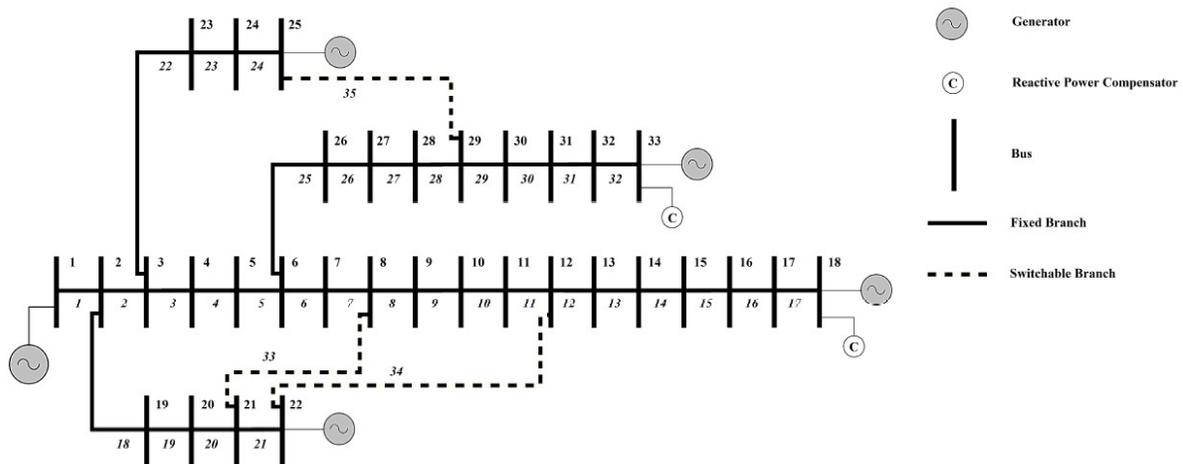


Figura 3.3: Red IEEE 33 original (Fuente: *An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies* [45])

En [45] se entrega información acerca de la tensión de la red, las potencias de los consumos asociados y los valores de resistencias y reactancias de las líneas, sin embargo, no se encuentra información suficiente acerca de las distancias de las líneas ni de las ampacidades máximas. Es por esto que la información necesaria para describir de manera correcta la red es complementada con información de las referencias [50] y [51].

La red opera se configura en el modelo para operar a tensión nominal de 12.66 kV, las tensiones máximas y mínimas corresponden a 1.06 p.u y 0.94 p.u respectivamente, las cuales son diferentes a las tensiones originales de la red dadas en [45] que correspondían a 1.05 p.u. y 0.95 p.u. respectivamente. Este cambio se realiza para así corresponderse con la norma chilena de distribución aplicada a sistemas de media tensión con densidad alta-media, tal como se mostró en la figura 2.9. Adicionalmente, son considerados los compensadores de reactivos de la red, de 400 [kVAR] en el nodo 18 y de 600 [kVAR] en el nodo 18. No son consideradas

las líneas de enmallamiento 33, 35 y 35.

Finalmente, la red se identifica de acuerdo a 4 ramales principales, los cuales se describen en la figura 3.4.

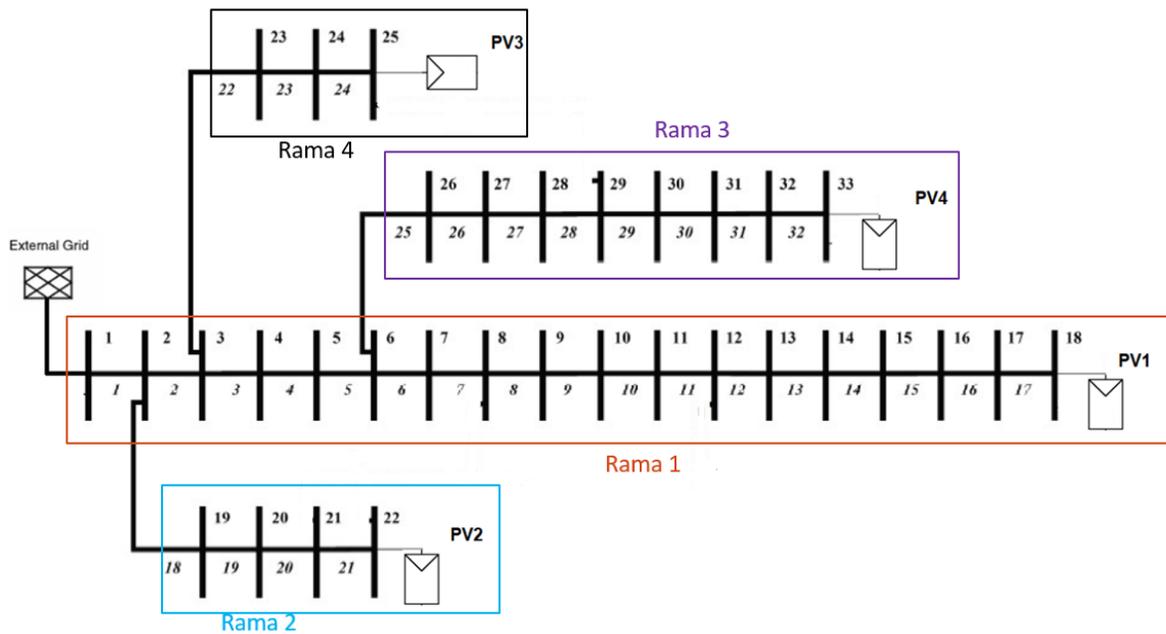


Figura 3.4: Red IEEE 33 usada en el modelo con identificación de ramales (elaboración propia).

En la tabla 3.1 se detallan los datos asociados a las cargas y generadores que se utilizaron para implementar la red de 33 barras y en la tabla 3.2 se muestra la información correspondiente a las líneas que conforman la red.

Tabla 3.1: Datos de potencias de los consumos de la red y conexión de los elementos (Fuente: *An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies* [45]).

| Nodo | Potencia Activa [kW] | Potencia Reactiva [kVAr] | Número de fases | Conexión |
|------|----------------------|--------------------------|-----------------|----------|
| 1*   | 0                    | 0                        | 3 (ABC)         | Y        |
| 2*   | 100                  | 60                       | 2 (AB)          | Y        |
| 3*   | 90                   | 40                       | 1 (A)           | Y        |
| 4*   | 120                  | 80                       | 2 (BC)          | Y        |
| 5*   | 60                   | 30                       | 1 (B)           | Y        |
| 6*   | 60                   | 20                       | 1 (C)           | Y        |
| 7*   | 200                  | 100                      | 3 (ABC)         | Delta    |
| 8    | 200                  | 100                      | 3 (ABC)         | Y        |
| 9    | 60                   | 20                       | 1 (A)           | Y        |
| 10   | 60                   | 20                       | 1 (B)           | Y        |
| 11   | 45                   | 30                       | 1 (C)           | Y        |
| 12   | 60                   | 35                       | 1 (A)           | Y        |
| 13   | 60                   | 35                       | 1 (B)           | Y        |
| 14   | 120                  | 80                       | 2 (AC)          | Y        |
| 15   | 60                   | 10                       | 1 (C)           | Y        |
| 16   | 60                   | 20                       | 1 (A)           | Y        |
| 17   | 60                   | 20                       | 1 (B)           | Y        |
| 18   | 90                   | 40                       | 1 (C)           | Y        |
| 19   | 90                   | 40                       | 1 (A)           | Y        |
| 20   | 90                   | 40                       | 1 (B)           | Y        |
| 21   | 90                   | 40                       | 1 (C)           | Y        |
| 22   | 90                   | 40                       | 1 (A)           | Y        |
| 23   | 90                   | 50                       | 1 (B)           | Y        |
| 24   | 420                  | 200                      | 3 (ABC)         | Y        |
| 25   | 420                  | 200                      | 3 (ABC)         | Delta    |
| 26   | 60                   | 25                       | 1 (C)           | Y        |
| 27   | 60                   | 25                       | 1 (A)           | Y        |
| 28   | 60                   | 20                       | 1 (B)           | Y        |
| 29   | 120                  | 70                       | 2 (AB)          | Y        |
| 30   | 200                  | 600                      | 1 (C)           | Y        |
| 31   | 150                  | 70                       | 2 (BC)          | Y        |
| 32   | 210                  | 100                      | 3 (ABC)         | Y        |
| 33   | 60                   | 40                       | 1 (A)           | Y        |

Tabla 3.2: Información de las líneas de la red IEEE 33 barras (Fuente: *An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies* [45]).

| ID Línea | Nodo origen | Nodo Destino | R [ $\Omega$ ] | X [ $\Omega$ ] | Largo [m] | $I_{max}$ [A] |
|----------|-------------|--------------|----------------|----------------|-----------|---------------|
| 1*       | 1           | 2            | 0.0922         | 0.047          | 100       | 400           |
| 2*       | 2           | 3            | 0.493          | 0.2512         | 500       | 400           |
| 3*       | 3           | 4            | 0.3661         | 0.1864         | 350       | 400           |
| 4*       | 4           | 5            | 0.3811         | 0.1941         | 350       | 400           |
| 5*       | 5           | 6            | 0.819          | 0.707          | 800       | 400           |
| 6*       | 6           | 7            | 0.1872         | 0.6188         | 200       | 300           |
| 7        | 7           | 8            | 0.7115         | 0.2351         | 700       | 300           |
| 8        | 8           | 9            | 1.0299         | 0.74           | 1000      | 200           |
| 9        | 9           | 10           | 1.044          | 0.74           | 1000      | 200           |
| 10       | 10          | 11           | 0.1967         | 0.0651         | 200       | 200           |
| 11       | 11          | 12           | 0.3744         | 0.1298         | 350       | 200           |
| 12       | 12          | 13           | 1.468          | 1.1549         | 1500      | 200           |
| 13       | 13          | 14           | 0.5416         | 0.7129         | 550       | 200           |
| 14       | 14          | 15           | 0.5909         | 0.526          | 600       | 200           |
| 15       | 15          | 16           | 0.7462         | 0.5449         | 750       | 200           |
| 16       | 16          | 17           | 1.2889         | 1.721          | 1300      | 200           |
| 17       | 17          | 18           | 0.732          | 0.5739         | 700       | 200           |
| 18       | 2           | 19           | 0.164          | 0.1565         | 150       | 200           |
| 19       | 19          | 20           | 1.5042         | 1.3555         | 1500      | 200           |
| 20       | 20          | 21           | 0.4095         | 0.4784         | 400       | 200           |
| 21       | 21          | 22           | 0.7089         | 0.9373         | 700       | 200           |
| 22       | 3           | 23           | 0.4512         | 0.3084         | 450       | 200           |
| 23       | 23          | 24           | 0.898          | 0.7091         | 900       | 200           |
| 24       | 24          | 25           | 0.898          | 0.7091         | 900       | 200           |
| 25       | 6           | 26           | 0.2031         | 0.1034         | 200       | 300           |
| 26       | 26          | 27           | 0.2842         | 0.1474         | 300       | 300           |
| 27       | 27          | 28           | 1.0589         | 0.9338         | 1000      | 300           |
| 28       | 28          | 29           | 0.8043         | 0.7006         | 800       | 200           |
| 29       | 29          | 30           | 0.5074         | 0.2585         | 500       | 200           |
| 30       | 30          | 31           | 0.9745         | 0.9629         | 950       | 200           |
| 21       | 31          | 32           | 0.3105         | 0.3619         | 300       | 200           |
| 32       | 32          | 33           | 0.3411         | 0.5302         | 350       | 200           |

En la figura 3.5 se muestra la red IEEE con las distancias en los ejes coordenados X e Y de acuerdo a la información entregada por la tabla anterior.

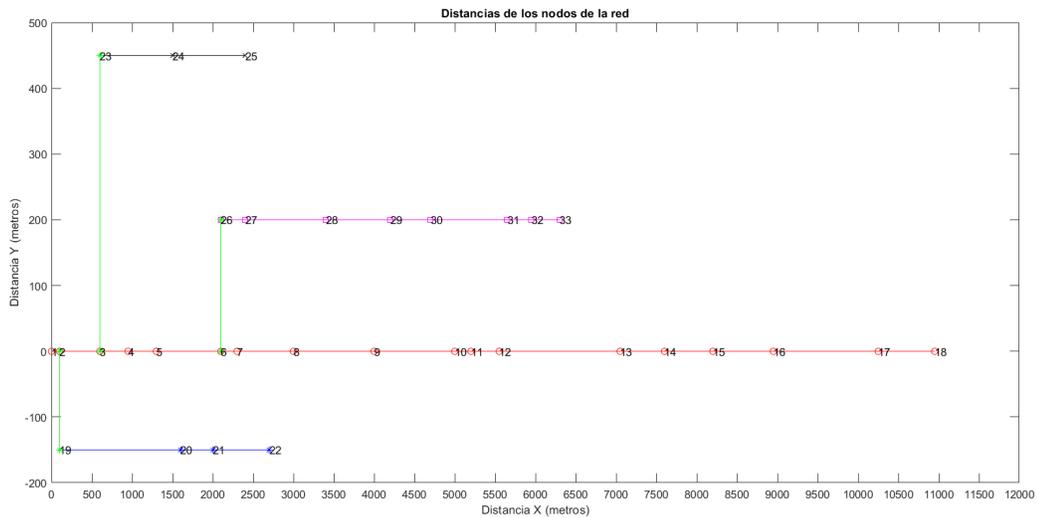


Figura 3.5: Red IEEE en estudio con sus distancias nodales.

Por otra parte, la información de la capacidad de los generadores distribuidos y del alimentador utilizada para el modelo de red implementado corresponde a la mostrada en la tabla 3.3.

Tabla 3.3: Datos de potencias de los puntos de inyección a la red (Fuente: *An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies* [45]).

| Nodo | Capacidad de Potencia Activa (kW) | Capacidad de potencia reactiva (kVAr) | Tipo                  |
|------|-----------------------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| 1    | 4000                              | 2500                                  | Alimentador           |
| 18   | 200                               | 0                                     | Generador distribuido |
| 22   | 200                               | 0                                     | Generador distribuido |
| 25   | 200                               | 0                                     | Generador distribuido |
| 33   | 200                               | 0                                     | Generador distribuido |

Adicionalmente, para efectuar un caso de validación de estudio, se crea una red simplificada de 7 barras, 6 líneas con un solo alimentador principal. Esta red simplificada presenta las mismas características que los primeros 7 nodos de la red IEEE 33 barras (marcados con \* en las tablas 3.1 y 3.2), donde se agrega un solo medio de generación distribuida y la capacidad del alimentador es un cuarto de la capacidad del transformador de la red IEEE de 33 barras (1000kW, 625KVAR). La red de 7 barras se representa en la figura 3.6.

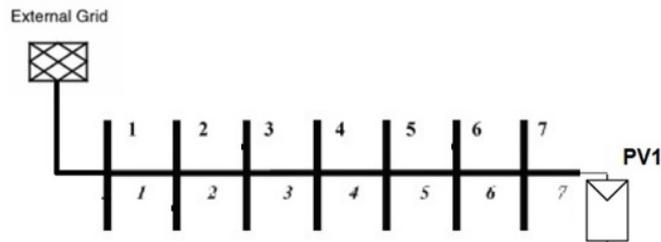


Figura 3.6: Red simplificada 7 barras (elaboración propia).

Con la información dispuesta ya es posible implementar la red mediante OpenDSS. Para el modelo a implementar se ha utilizado Matlab como compilador principal y OpenDSS como sistema adjunto para obtener los resultados necesarios a evaluar con el algoritmo genético, sin embargo, es necesario entregar los datos suficientes a OpenDSS para que cumpla su función.

Dado que el modelo opera para un año con resolución horaria, es necesario entregar información detallada acerca del comportamiento anual de cargas, generadores y vehículos eléctricos, así como también información acerca de la red a implementar, es decir, potencias de nodos, largo de líneas y posición de consumos y generadores.

### 3.3. Datos de entrada del modelo

Para complementar la implementación de la red IEEE de 33 barras, es necesario entregar información específica de perfiles de demanda de los usuarios, perfiles de carga de vehículos eléctricos y perfiles de generación de los medios de generación distribuida.

#### 3.3.1. Curvas de demanda anuales

Con la información entregada por la red IEEE 33 barras es posible modelar la red, pero cada nodo de consumo necesita una curva de representación del comportamiento de la demanda.

Para lograr estas curvas y tal como se ha descrito en secciones anteriores, se utilizará una metodología tipo Top-Down para obtener perfiles de consumo de tipo residencial-comercial.

En primer lugar, desde la web del coordinador eléctrico nacional, sección de retiros físicos y valorizado por horarios, es posible obtener información acerca de las subestaciones de la tabla 3.4 en el rango de años 2017-2019.

Tabla 3.4: Datos de las Subestaciones de 12,5 kV utilizadas para construir las curvas de demanda del modelo (Fuente: Información técnica CEN).

| Subestación       | Potencia Nominal (MVA) |
|-------------------|------------------------|
| San Cristobal     | 175                    |
| Macul             | 150                    |
| Lo Valledor       | 100                    |
| La Reina          | 175                    |
| Club Hípico       | 125                    |
| Brasil            | 150                    |
| Alonso de Cordova | 150                    |

La información de las curvas de demanda de estas subestaciones (Anexo 5) es procesada mediante un código en Matlab y normalizada con los datos de las potencias nominales de las subestaciones. Los datos de los 3 años de cada subestación son ordenados y promediados para reducir ciertos datos posiblemente erróneos. Estos promedios tienen en consideración el desfase de los días con respecto a cada año, es decir, se tienen en consideración los fines de semana y los feriados para que el promedio de perfiles sea consistente.

Con estos datos ordenados y normalizados, se proceden a construir perfiles aleatorios para cada uno de los nodos de la red IEEE de 33 barras, por lo que se obtiene un perfil con resolución horaria normalizada de la demanda por cada nodo de la red. Esta información complementada con la de la tabla 3.1 nos permite obtener perfiles en unidades físicas del total de la red.

La figura 3.7 muestra el perfil de demanda de la red IEEE durante el año de operación en estudio. En esta figura se puede apreciar claramente el aumento de demanda en los meses de invierno y como la demanda disminuye los fines de semana.

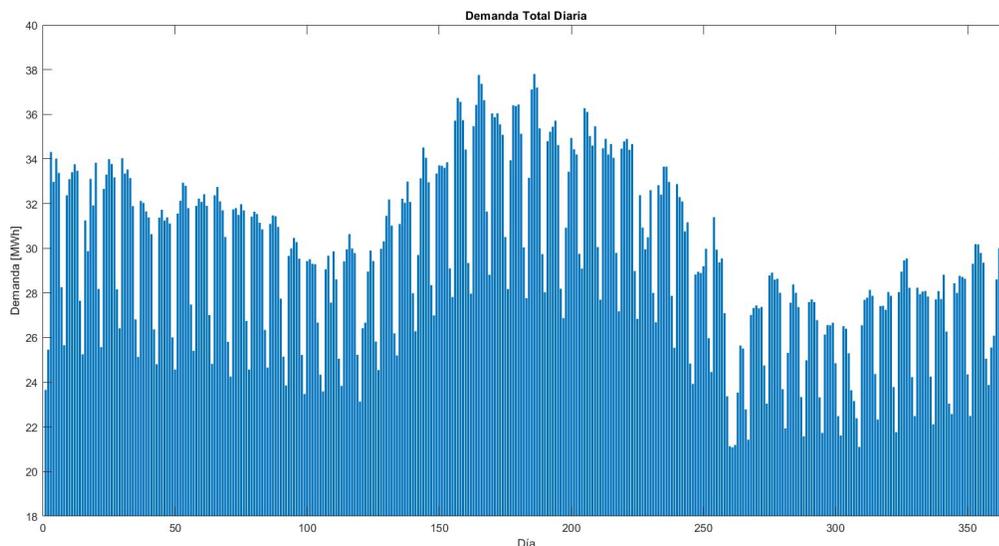


Figura 3.7: Demanda total diaria estimada de la red IEEE 33 barras sin vehículos (elaboración propia).

Por otra parte, la figura 3.8 muestra como se comportan las demandas nodales de la red y la desviación de estas con respecto a la media.

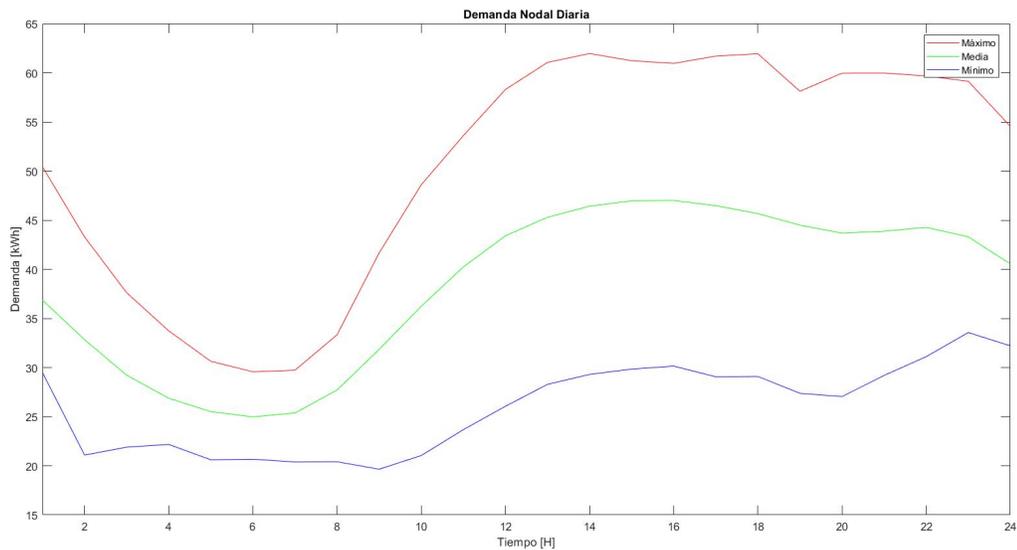


Figura 3.8: Demanda nodal diaria media, máxima y mínima sin vehículos (elaboración propia).

Finalmente, la figura 3.9 muestra el comportamiento promedio de los nodos de la red para el rango de meses de interés, mientras que la figura 3.10 muestra el promedio de la demanda total diaria para los meses de interes.

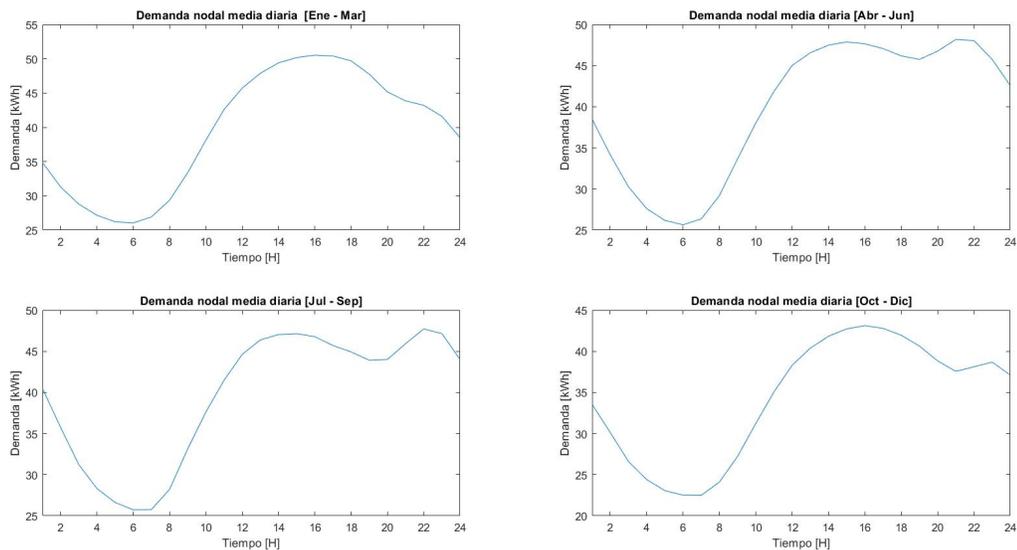


Figura 3.9: Demanda nodal media diaria periodos de estudio sin vehículos (elaboración propia).

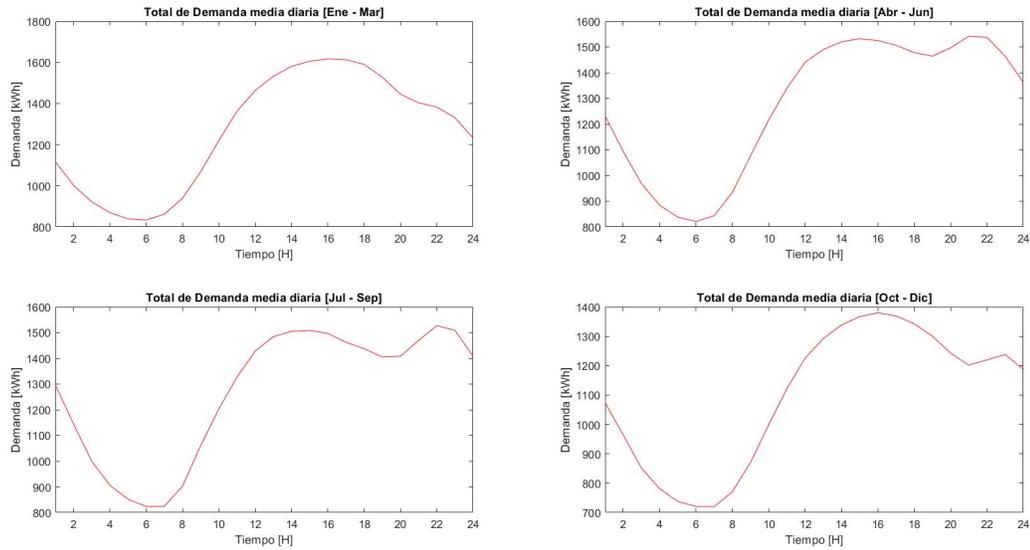


Figura 3.10: Demanda total media diaria de la red IEEE 33 barras para los periodos de estudio sin vehículos (elaboración propia).

A partir de toda la información recabada y considerando que un cliente utiliza en promedio 8.083 kWh de energía al año de los cuales el 25 % corresponde a energía eléctrica [52], se puede estimar un número de clientes equivalente 4.929 clientes en la red. Este número es muy importante para también determinar el máximo nivel de penetración de vehículos eléctricos que podemos tomar para el modelo.

### 3.3.2. Curvas de generación anual

Al igual que con las demandas del sistema, es necesario obtener curvas de representación anual de la generación de los medios distribuidos en el sistema. Los medios de generación distribuidos se asumen de tipo fotovoltaicos y para obtener los datos necesarios para representar el sistema se utiliza el explorador solar como medio de obtención de información.

El explorador solar es una herramienta que permite obtener resultados de la generación de sistemas fotovoltaicos a partir de datos históricos de radiación solar y de modelos realizados en base a estos datos. Esta herramienta permite estimar con cierto grado de precisión un sistema fotovoltaico instalado en una posición geográfica definida. Para las curvas de generación necesarias para el modelo de red IEEE 33 barras, se utilizan los supuestos de la tabla 3.5 que son tomados en consideración por la herramienta para entregar los resultados.

Tabla 3.5: Datos de configuración herramienta de estimación de generación distribuida.

|                                       |                |
|---------------------------------------|----------------|
| Tipo de Panel fotovoltaico            | Monofacial     |
| Tipo de Arreglo                       | Fijo Inclinado |
| Inclinación (°)                       | 26             |
| Azimut (°)                            | -3             |
| Capacidad instalada [kW]              | 200            |
| Capacidad del Inversor [kW]           | 250            |
| Eficiencia del Inversor (%)           | 96             |
| Factor de pérdidas del sistema FV (%) | 10             |

Los resultados que entrega la herramienta corresponde al perfil de generación para un periodo de años asumiendo datos desde el 2004 al 2018. Por simplicidad, se toma como generación anual los datos correspondientes al año 2017 y dado que no existen grandes distancias entre generadores distribuidos en la red, se asumen todos los perfiles de los generadores de la red como iguales. A continuación, en la figura 3.11 se muestra el perfil de generación anual utilizado en la red para la representación de los medios de generación distribuida.

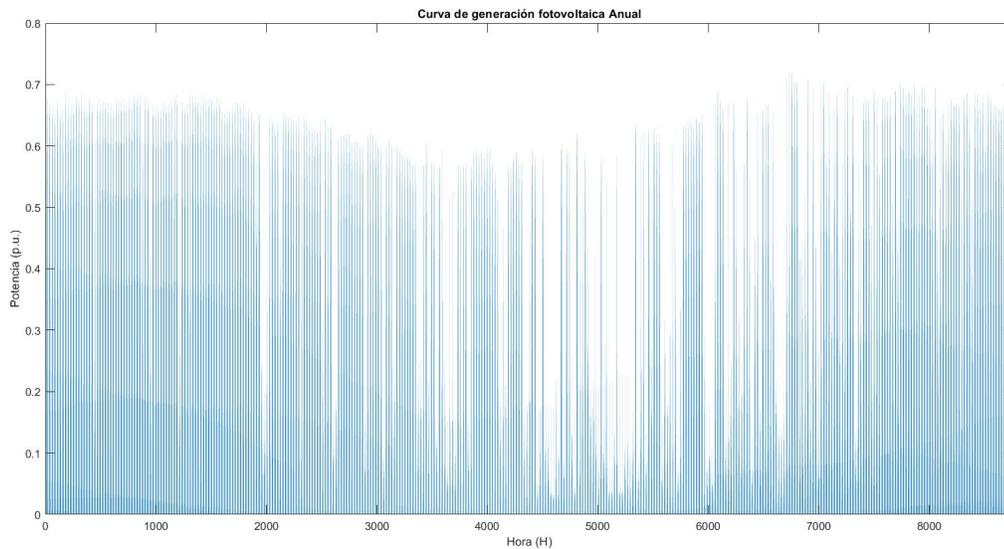


Figura 3.11: Curva de generación anual de los medios GD en la red (elaboración propia a partir de datos del explorador solar).

### 3.3.3. Medios de almacenamiento basados en baterías (BESS)

Dentro de los casos a evaluar en el desarrollo del modelo, existen escenarios en donde la estación móvil de carga de vehículos eléctricos tiene asociado un sistema de almacenamiento energético. Este sistema de almacenamiento es descrito mediante los parámetros de la tabla 3.6. Este sistema de almacenamiento es implementado dentro de la red mediante OPENDSS.

La función de carga y descarga de la batería viene definida por las horas del día y el periodo del año.

Tabla 3.6: Datos del sistema de almacenamiento asociado a una estación de carga rápida

| Característica                  | Valor |
|---------------------------------|-------|
| Capacidad energética BESS (kWh) | 240   |
| Eficiencia de carga (%)         | 90    |
| Eficiencia de descarga (%)      | 90    |
| Potencia nominal (kW)           | 40    |

Para periodos de verano (Enero-Marzo)

- Carga: 01:00 a 04:00 y de 12:00 a 16:00
- Descarga: 06:00 a 09:00 y de 19:00 a 23:00

Para periodos de otoño (Abril-Junio)

- Carga: 01:00 a 05:00 y de 12:00 a 15:00
- Descarga: 06:00 a 09:00 y de 19:00 a 23:00

Para periodos de invierno (Julio-Septiembre)

- Carga: 01:00 a 06:00 y de 13:00 a 15:00
- Descarga: 07:00 a 09:00 y de 19:00 a 23:00

Para periodos de primavera (Octubre-Diciembre)

- Carga: 01:00 a 05:00 y de 12:00 a 15:00
- Descarga: 06:00 a 09:00 y de 19:00 a 23:00

### 3.3.4. Modelo de carga de vehículos eléctricos

La carga de vehículos eléctricos es uno de los aspectos más importantes a considerar a la hora de modelar el movimiento de los cargadores del sistema, sin embargo, no es una tarea simple de realizar, esto debido a que la data estadística de nuestro país con respecto al comportamiento de carga de los vehículos es insuficiente. Es por esto que se desarrolla un modelo estocástico que busca representar el comportamiento de los usuarios a la hora de cargar vehículos eléctricos el cual se describe en la figura 3.12.

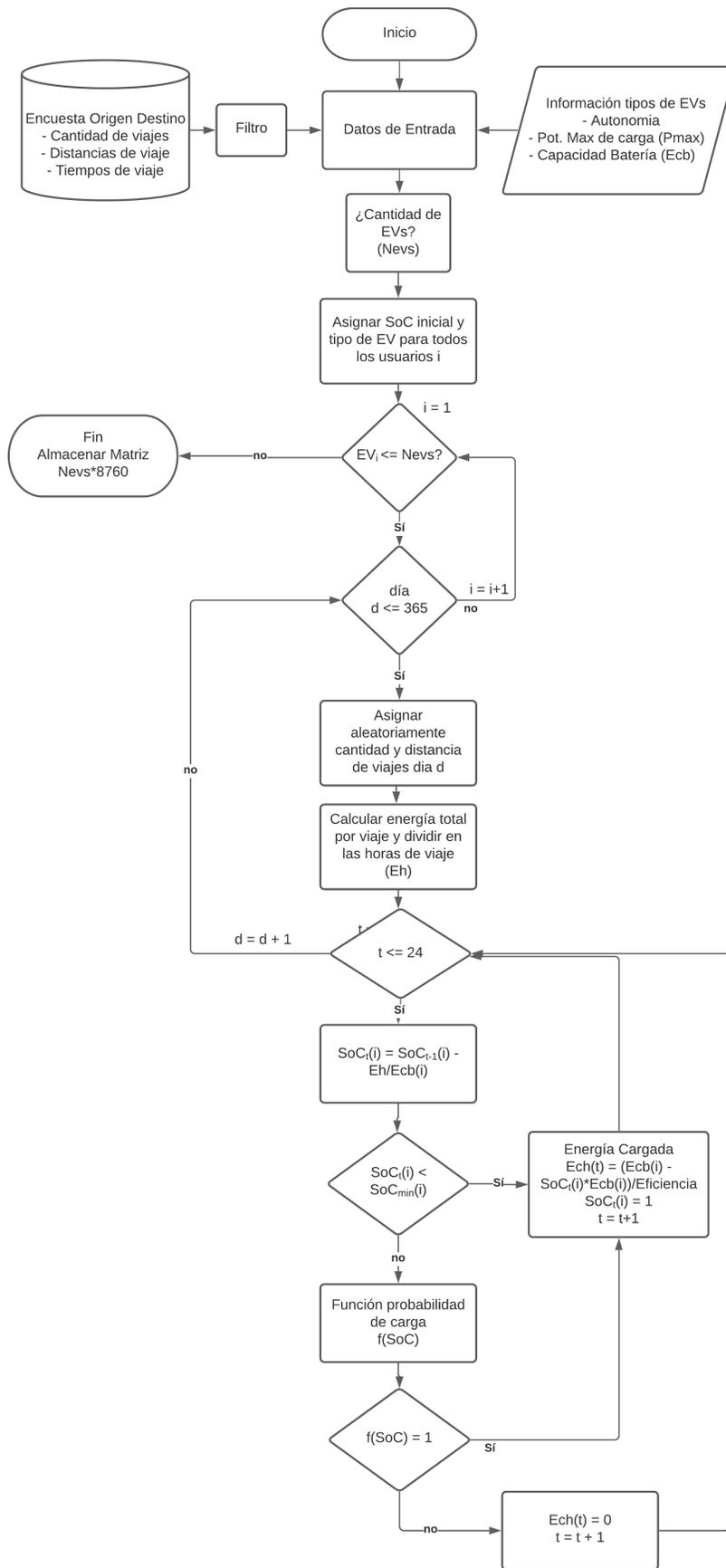


Figura 3.12: Diagrama de flujo del modelo de carga de vehículos eléctricos (elaboración propia).

Este modelo entrega como resultado en que momentos del año, los usuarios cargan sus vehículos eléctricos en estaciones de carga de hasta 50[kW], esto tomando en consideración el estado de carga del vehículo. Para lograr este objetivo se toman en cuenta datos históricos de la encuesta origen-destino aplicada a Santiago de Chile [53], la cual indica información de cantidad de viajes promedio por usuario al día, distancias de viaje y tiempos de recorrido. Con esta información es posible estimar la energía que utilizan los vehículos eléctricos en sus viajes.

El modelo obtiene resultados siguiendo el siguiente proceso:

1. Se extraen los datos de la encuesta origen-destino correspondientes a cantidad de viajes del usuario, tiempos de viaje y distancia recorrida. Estos datos son filtrados para eliminar inconsistencias como tiempos de viaje que no se condicen con las distancias y distancias mayores a 250 km.
2. Se ingresan al modelo datos de modelos de vehículos eléctricos. Para el modelo se consideran los siguientes datos mostrados en la tabla 3.7. Por simplicidad, si bien el modelo Nissan Leaf V2 puede alcanzar potencias máximas de carga de 100 [kW], solo se considera un máximo de 50 [kW] para todos los vehículos.

Tabla 3.7: Información sobre los modelos de vehículos eléctricos considerados.

| Modelo EV        | Capacidad nominal batería [kWh] | Capacidad útil [kWh] | Autonomía [km] | Pot. Máxima Carga [kW] |
|------------------|---------------------------------|----------------------|----------------|------------------------|
| Nissan Leaf V1   | 40                              | 36                   | 220            | 50                     |
| Nissan Leaf V2   | 62                              | 56                   | 325            | 100*                   |
| Hyundai Ioniq EV | 40.4                            | 38.3                 | 250            | 50                     |
| BMW i3           | 42.2                            | 37.9                 | 235            | 50                     |
| Renault Zoe      | 54.7                            | 41                   | 255            | 50                     |

3. Ingresar número de vehículos eléctricos en la red ( $N_{evs}$ )
4. Asignar características a los usuarios de vehículos eléctricos. Estas características incluyen estados de carga iniciales para los vehículos (SoC\_ini) y el modelo de vehículo asignado al usuario, el cual es asignado aleatoriamente.
5. Para cada vehículo eléctrico  $EV_i$ , se inicia el proceso de creación de perfiles de carga. El proceso se hace día a día hasta crear un vector anual con resolución horaria.
6. Para el usuario  $EV_i$  en el día d, se asigna aleatoriamente el número de viajes que se realizarán en ese día, así como la distancia de cada viaje. El tiempo de viaje esta directamente relacionado con la distancia del viaje. La distribución de probabilidad del número de viajes se muestra en la figura 3.13, mientras que la distribución de probabilidad de la distancia se muestra en la figura 3.14.

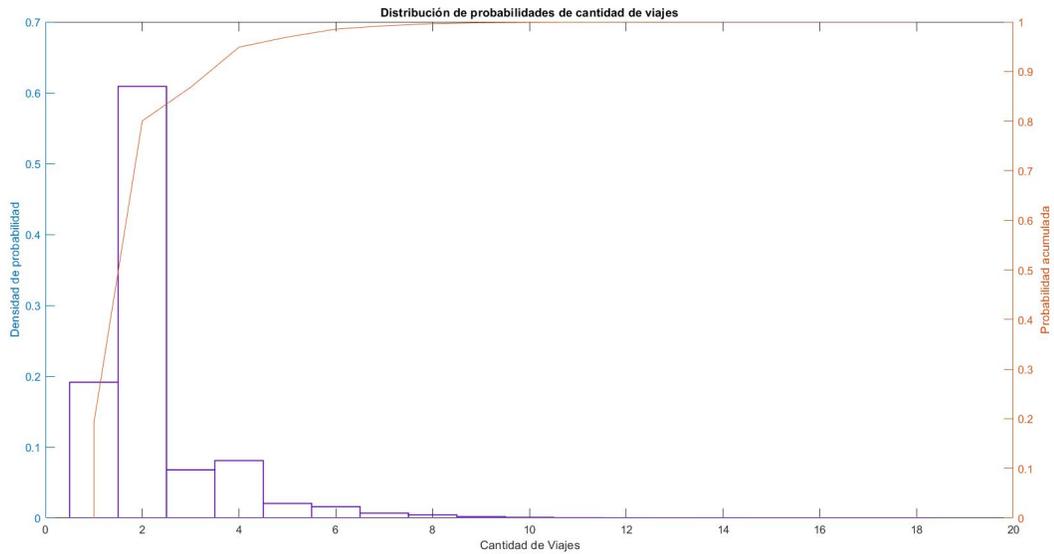


Figura 3.13: Distribución de probabilidad de la cantidad de viajes (elaboración propia a partir de datos de encuesta origen-destino [53]).

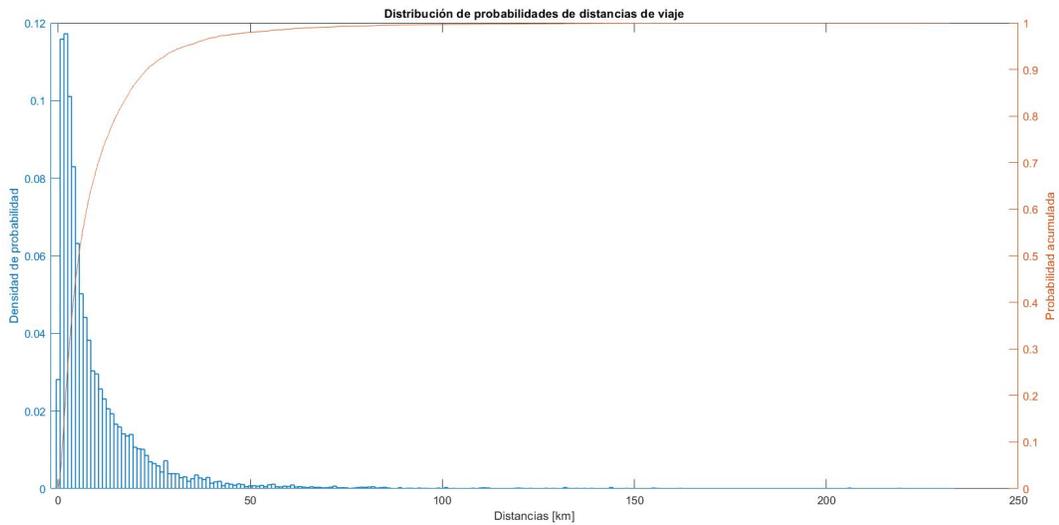


Figura 3.14: Distribución de probabilidad de la distancia de viajes (elaboración propia a partir de datos de encuesta origen-destino [53]).

7. Calcular la energía total ocupada  $E_{tot}(j)$  por viaje  $j$  y dividir entre la cantidad de horas de duración del viaje  $h_j$ , para obtener la energía por hora de viaje  $E_h$  como se describen en las ecuaciones 3.1 y 3.2.

$$E_{tot_j} = \frac{Capacidad\_util}{Autonomia} \cdot Dist\_viaje \quad (3.1)$$

$$E_h = \frac{E_{tot_j}}{h_j} \quad (3.2)$$

8. Calcular el estado de carga inicial del vehículo  $EV_i$  para la hora  $t$  del día. En caso de que no exista viaje, el estado de carga es igual al de la hora anterior y si existe viaje, entonces el estado de carga de la hora  $t$  tiene en consideración el estado de carga de la hora  $t-1$ , la energía  $E_h$  utilizada y la capacidad nominal de la batería  $Ecb(i)$ , tal como lo muestra la ecuación 3.3.. En caso de que sea la primera hora del año, este valor corresponde a  $SoC\_ini$ .

$$SoC_t = SoC_{t-1} - \frac{E_h}{Ecb(i)} \quad (3.3)$$

9. Con el estado de carga inicial de la hora  $t$ , se procede a decidir si el vehículo se carga o no. Ante esto, si el  $SoC_t < SoC_{min}$ , entonces el vehículo se cargara inmediatamente. En caso contrario, el vehículo se cargara solo si la función de carga, que corresponde a una variable aleatoria binomial con función de probabilidad asociada, lo indica. La distribución de probabilidad de carga se muestra en la figura 3.15.

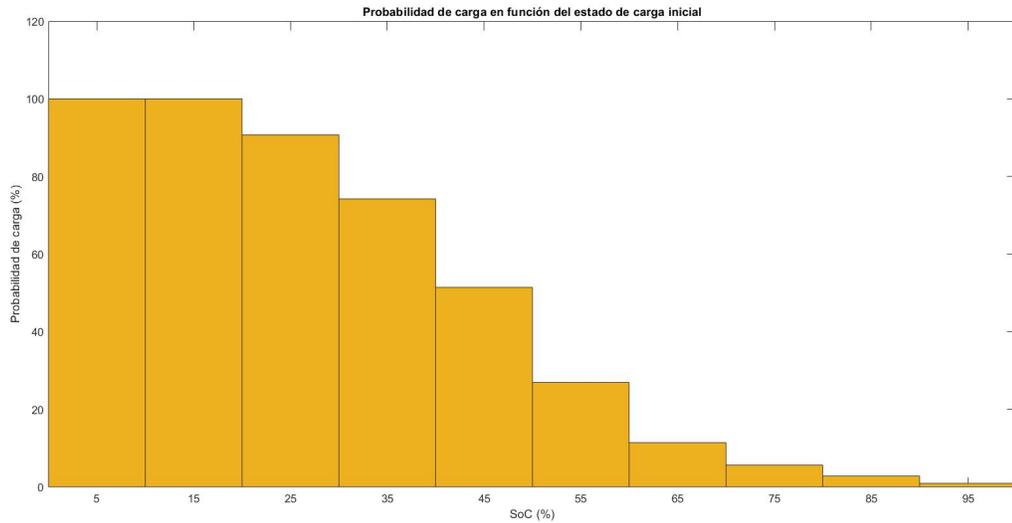


Figura 3.15: Probabilidad de carga del vehículo en función del SoC (elaboración propia).

10. En el caso de que el vehículo se cargue, se asume una carga completa  $SoC_t = 1$  que pasa a ser el valor inicial para el periodo de  $SoC_{t+1}$  y adicionalmente, se agrega la energía cargada  $Ech(t)$  al vector de energía. Esta energía se calcula mediante la siguiente relación mostrada en 3.4

$$Ech(t) = \frac{(Ecb(i) - SoC_t \cdot Ecb(i))}{Eficiencia} \quad (3.4)$$

En caso de que no se ejecute la carga, el  $SoC_{t+1} = SoC_t$  y la energía cargada  $Ech(t)$  en el tiempo  $t$  es igual a 0.

11. El proceso se repite para todas las horas del día y para todos los días del año siempre considerando el estado de carga del momento anterior al de la hora de análisis.
12. Adicionalmente, es posible definir casos en donde se considere carga domiciliaria de vehículos eléctricos, para estos casos, se define por cada día si un vehículo cargará o no

de manera domiciliaria. En caso de que exista el caso de carga domiciliaria, la potencia máxima de carga esta limitada a 3,3 kW y solo se puede ejecutar si se han finalizado los viajes diarios y es sobre las 7 pm.

Con toda la información entregada, ya es posible modelar de manera integra la red y sus características, las cuales son fundamentales para lograr que el algoritmo genético de Matlab pueda encontrar una solución al problema de optimización.

### **3.3.5. Distribución de los vehículos en la red**

Un aspecto a evaluar dentro de los casos de estudio es si la dependencia del origen de los vehículos eléctricos tiene incidencia en el desempeño de la red de distribución en su operación.

A partir de la estimación de clientes hecha en la sección curva de demandas anuales y de la información de los nodos de la red IEEE descrita en la tabla 3.1 es posible describir una cantidad de vehículos eléctricos máximos asociados a cada nodo. Esta cantidad es definida mediante dos métodos, el primero es considerando las capacidad de los nodos para realizar una aproximación proporcional a las potencias descritas, es decir, la cantidad de vehículos eléctricos asociados a cada nodo es proporcional a la potencia máxima que acepta dicho nodo.

Por otra parte, también se evalúan escenarios donde la cantidad de vehículos por cada nodo es independiente y aleatoria con respecto a la potencia asociada a dicho nodo. Así, se obtienen las distribuciones proporcional de la figura 3.16 y la distribución aleatoria de la figura 3.17. Estos números corresponden a la cantidad de posibles vehículos eléctricos asociados a cada nodo y que será ponderado por el porcentaje de penetración que se evalúa en cada caso (25 %, 50 % o 75 %). Con lo anterior, el número de clientes asociado a una distribución proporcional es de 4.929, mientras que para el caso aleatorio es de 4.931.

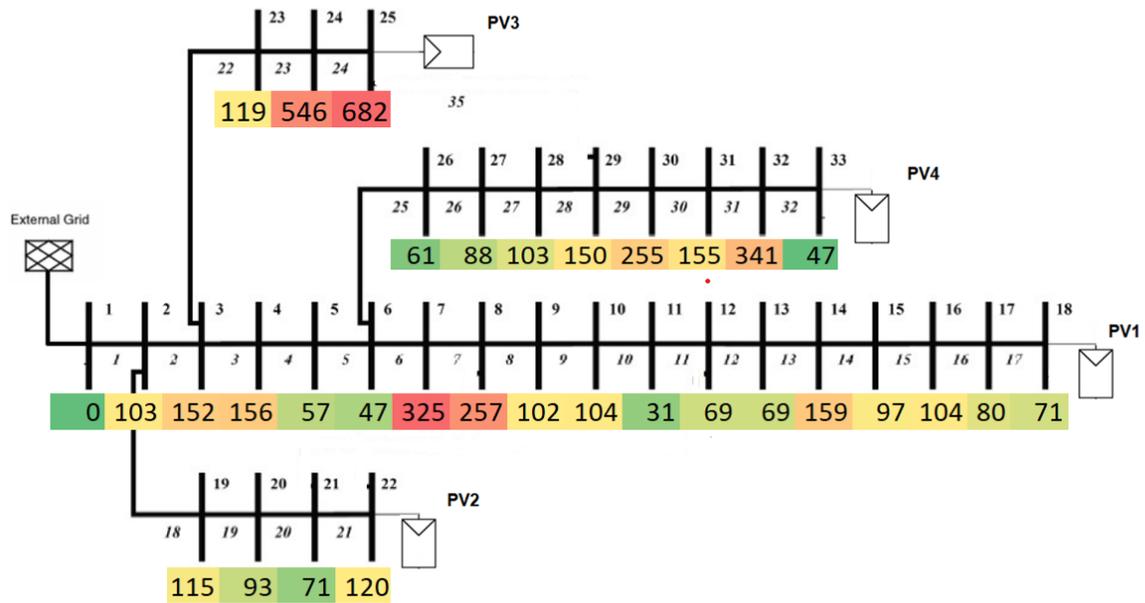


Figura 3.16: Distribución proporcional de los vehículos en la red 33 nodos (elaboración propia).

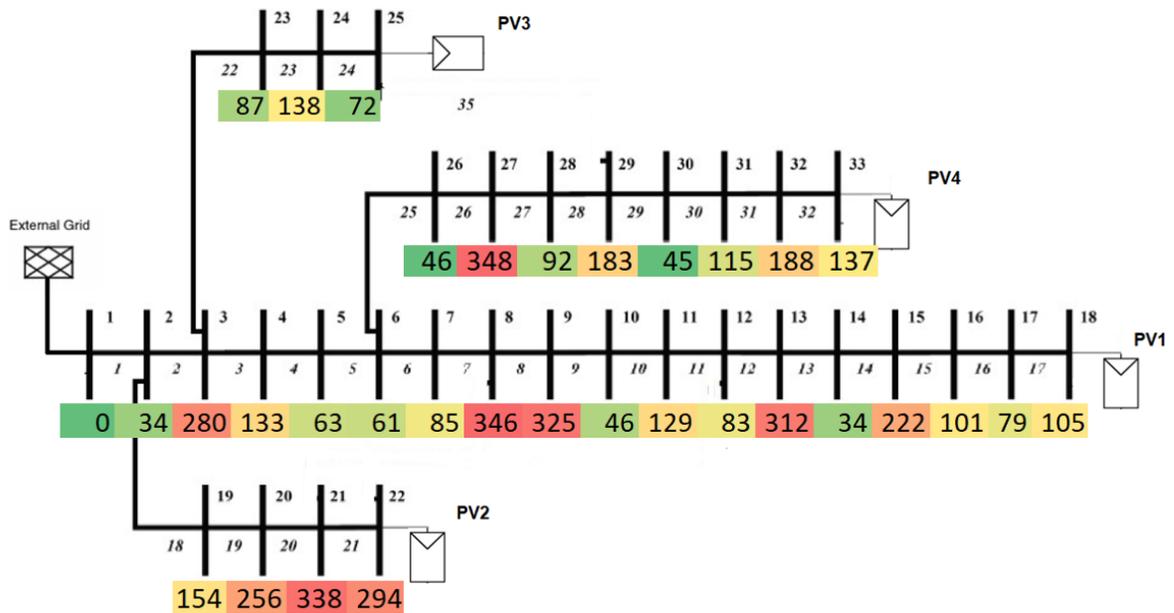


Figura 3.17: Distribución aleatoria de los vehículos en la red 33 nodos (elaboración propia).

Adicionalmente, y bajo la misma lógica descrita, se describen los usuarios para el caso de validación de 7 barras, mas solo se describe bajo una distribución proporcional de los usuarios. Esto se muestra en la figura 3.18.

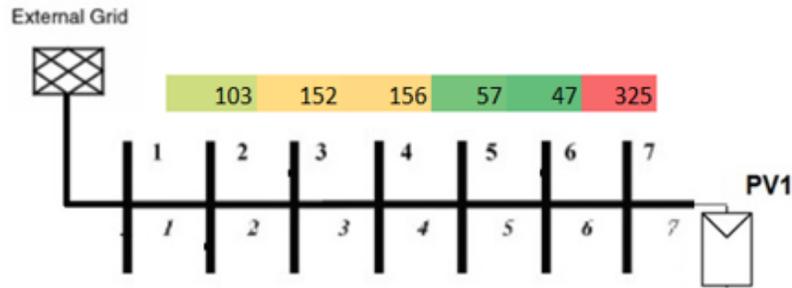


Figura 3.18: Distribución proporcional de los vehículos en la red 7 nodos (elaboración propia).

### 3.4. Planteamiento del algoritmo genético

Con los parámetros del modelo en OpenDSS ya definidos, es posible plantear como operar el algoritmo genético. Como se ha dicho en secciones anteriores, se utilizará el algoritmo implementado en Matlab, donde solo es necesario configurar el número de generaciones y las funciones asociadas a mutaciones y reproducción.

La parte más importante a definir para que el algoritmo opere es la función objetivo del sistema, la cual tiene directa relación con los resultados que entregan las simulaciones de OpenDSS.

#### 3.4.1. Función objetivo y función de aptitud

Es necesario hacer una diferenciación entre la función objetivo y la función aptitud del algoritmo. La primera corresponde a la función que efectivamente se busca minimizar en el problema de optimización, mientras que la segunda corresponde a una función que entrega un costo asociado a la operación de la función objetivo y a la factibilidad de la solución.

La función objetivo del problema corresponde a la minimización de los costos totales de operación del sistema de distribución IEEE 33 barras para un año. Estos costos incluyen:

- $Ct_e$ : costo de la energía anual.
- $Cf_v$ : costo de violación de restricciones de voltaje.
- $Cf_i$ : costo de violación de restricciones de corriente por conductores.
- $Cmov_{ev}$ : costos de la energía asociada al desplazamiento de los vehículos a sus cargadores asignados.

- $C_{mov\_ch}$ : costo de movimiento del cargador.
- $C_{nserv}$ : costo de energía no servida debido a cargador sin capacidad.

La función objetivo queda expresada mediante la ecuación 3.5.

$$\text{Min } f(x) = Ct\_e + Cf\_v + Cf\_i + C_{mov\_ev} + C_{mov\_ch} + C_{nserv} \quad (3.5)$$

En esta función  $x$  representa la variable a optimizar en el problema, la cual corresponde a la posición de los cargadores en función del trimestre.

En base a esto, la función de aptitud necesita que la variable  $x$  este codificada en un vector cromosoma. En este caso, el cromosoma que representa a una solución corresponde a un vector de 8 valores enteros, que indican el nodo en que se posiciona el cargador y el periodo del año como lo muestra la figura 3.19. Los primeros 4 valores del vector indican la posición del cargador número 1 durante los trimestres anuales en orden creciente, mientras que los últimos 4 valores indican la posición del cargador 2 durante los trimestres del año. Se considera que el primer valor de cada cargador corresponde a los meses de verano, el segundo a otoño, el tercero a invierno y el cuarto a primavera. Esta manera de codificar la solución se puede para un número mayor de cargadores o para un número mayor de periodos, pero esto repercutirá en el tiempo de simulación.

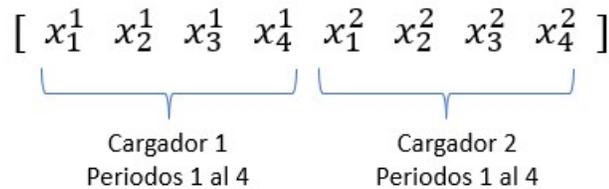


Figura 3.19: Cromosoma representativo de solución

Dadas las características del problema, con restricciones enteras, la función de aptitud pasa a ser una función de penalización que entrega como resultado el mismo valor que la función objetivo si esta es una solución factible y en caso contrario, cuando no se trata de una solución factible, la función de aptitud corresponde al máximo valor de la función objetivo en la iteración actual más un valor de penalización.

Esta manera de tratar el problema se describe en detalle en [54] donde se muestra la metodología más conveniente para tratar problemas de optimización con algoritmos genéticos con variables enteras.

Dado que el problema esta bien acotado, para efectos prácticos, no es posible que se presenten infactibilidades en el las soluciones, por lo que el valor de la función de penalización es equivalente al de la función objetivo.

### 3.4.2. Configuración del algoritmo

Ya se ha explicado como el problema a optimizar es el de la minimización de los costos mostrados en la ecuación 3.5 mediante el uso de un algoritmo genético que codifica las soluciones mediante el cromosoma de la figura 3.19, sin embargo, aun no se ha dado detalle de como opera el algoritmo en si.

Tal como se explica en el marco teórico, es necesario definir parámetros como población, número de generaciones, mecanismos de cruce, mutación y selección. Se han definido estos parámetros mediante las sugerencias que indicaba el manual de operación del algoritmo de Matlab y teniendo en cuenta otros aspectos que surgen debido a que el problema es de optimización entera. La tabla 3.8 muestra como se ha configurado el algoritmo.

Tabla 3.8: Configuración del Algoritmo

| Parámetro                        | Configuración           |
|----------------------------------|-------------------------|
| N° de individuos de la población | 150                     |
| N° de generaciones máximas       | 10                      |
| Mecanismo de cruce               | Vector binario disperso |
| Mecanismo selección de padres    | Selección por torneo    |
| % de reproducciones              | 80                      |
| Mecanismo de mutación            | Uniforme                |
| % de mutaciones                  | 5                       |
| Mecanismo de selección           | elitista                |
| % de selección                   | 5                       |

El mecanismo de cruce definido como Vector binario disperso, utiliza un vector auxiliar de valores binarios que se define aleatoriamente. Este vector auxiliar indica en que posiciones se combinaran los genes de padre y madre para crear un hijo. Los padres se seleccionan mediante el mecanismo de torneo, donde entran a competir 4 individuos para definir, en función de los mejores valores de función de aptitud, quienes serán padres.

Por otra parte, el mecanismo de mutación selecciona aleatoriamente una parte del cromosoma a mutar y reemplaza uno o varios valores en función de una selección mediante variable uniforme entre los candidatos. Finalmente, el mecanismo de selección por elitismo, asegura que los mejores individuos de la población pasen directamente a la siguiente generación.

### 3.4.3. Resolución del problema de optimización

Con todos los parámetros definidos, es posible describir de manera detallada como opera el modelo de resolución del problema de optimización. La figura 3.20 muestra el proceso completo que se ejecuta para lograr el resultado óptimo.

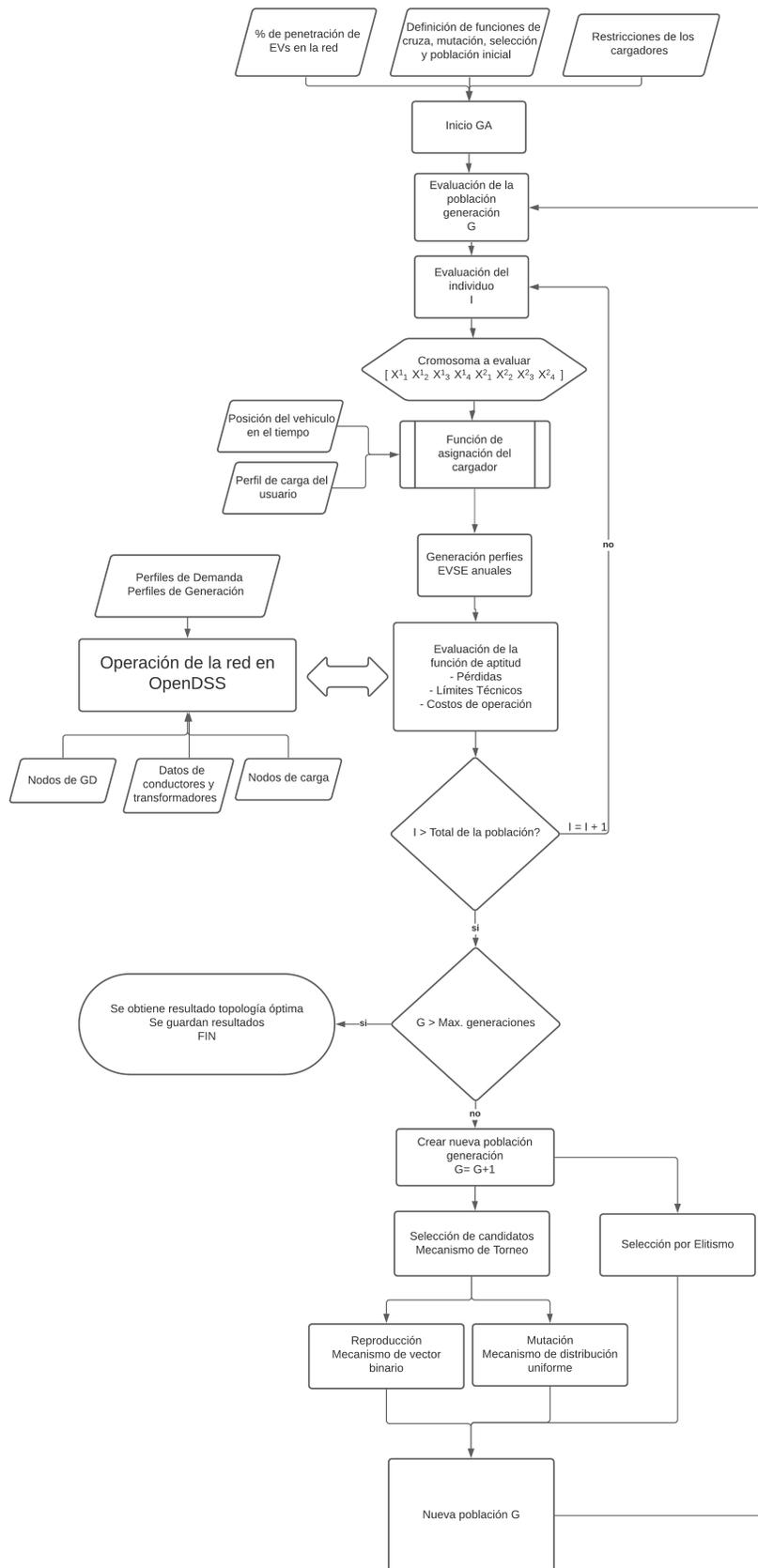


Figura 3.20: Diagrama de operación del algoritmo genético (elaboración propia).

Inicialmente es necesario definir el porcentaje de vehículos eléctricos que se encontraran en la red con respecto al número de usuarios que exista junto con las restricciones de potencia de los sistemas de carga rápida, la inclusión de los medios de generación distribuida y la existencia de sistema de almacenamiento asociado al cargador. También, se configuran los aspectos del algoritmo descritos en la tabla 3.8 y se inicia el proceso con la creación de una generación inicial de individuos que son candidatos a ser solución del problema.

La función aptitud del sistema toma los cromosomas de la población inicial y comienza a operar mediante la interfaz COM para modificar el código de OpenDSS que describe a la red. Cuando la función recibe el cromosoma, interpreta cada valor y asigna un cargador a la posición descrita.

Una vez asignada la posición del cargador se escoge cuales usuarios irán a cargar a ese cargador, esto se hace minimizando la distancia euclidiana entre el usuario de la red y el cargador. Es importante destacar que gracias a la información de los perfiles de demanda, es posible determinar la cantidad de usuarios por nodo de la red, con esta información se asigna un nodo central que corresponde al nodo de origen del usuario en la red. Sin embargo, utilizando una distribución de probabilidad de valor extremo (mayor probabilidad de encontrar a un usuario en el nodo original), se asigna una posición aleatoria de la red para el día y el algoritmo busca minimizar la distancia entre la posición del usuario para ese día y la posición del cargador.

Claramente, al asignar un número mayor de usuarios a un cargador, este va copando su capacidad de carga (500kW por defecto). Al llegar al tope, el usuario tendrá que viajar a una distancia mayor para cargar, lo cual se considera como un costo adicional de movimiento del vehículo eléctrico.

Con esta información, OpenDSS procede a ejecutar los cálculos de flujos de potencia en el tiempo y se obtienen como resultados, las horas en que se sobrepasan límites técnicos, la energía total consumida en el año y la energía correspondiente a las pérdidas anuales.

Los costos asociados a los parámetros del modelo se muestran en la tabla 3.9 donde se muestran los costos de la energía, el costo por movimiento de cargador entre periodos y los costos debido a violación de restricciones de tensión y corriente.

Tabla 3.9: Costos asociados al proceso de optimización

|   | Valor |
|---|-------|
| Costo de Energía (USD/MWh)                  | 96,00 |
| Costo cambio de posición (USD/Cambio)       | 1.829 |
| Costo violación de restricciones (USD/Hora) | 47,28 |

El valor del costo de la energía se obtiene del precio nudo promedio de energía para Enel Distribución el año 2022.

El costo de cambio de posición es un estimado del costo que presenta la compañía eléctrica para la reubicación de un empalme de media tensión, con un valor de \$1.682.492. En este

caso, este valor se obtuvo de la tarifa de servicios regulados publicada por la empresa CGE en septiembre de 2023.

Mientras que el costo de violación de restricciones se obtiene ponderando el valor de la multa que puede ser cursada a la empresa de distribución en caso de violar las condiciones técnicas de servicio, que corresponden hasta 500 unidades tributarias mensuales (1 UTM = \$63.515 pesos chilenos). Se ha considerado que este costo puede ser cobrado por mes de multa y ha sido dividido en horas para agregarlo de manera más conveniente al modelo.

Todos los costos que se expresan en pesos chilenos, han sido convertidos a dolares mediante la tasa de 1 dolar equivalente a \$920 pesos chilenos.

Finalmente, el proceso arroja el costo total de operación para un año. Este valor pasa a ser el que se almacena como valor de la función de aptitud y ser comparado con otros individuos de la población para determinar que solución es la óptima dentro del total de evaluadas. Este proceso se repite hasta que se alcanza el límite de generaciones del problema o si se detecta que no existe un cambio significativo en los mejores individuos de tres generaciones consecutivas.

### 3.5. Descripción del entorno computacional

Para finalizar la descripción de la propuesta metodológica, se detallan las características que los equipos en donde se ejecutaron las simulaciones.

El software de programación utilizado para compilar el algoritmo genético, desarrollar el modelo de carga de vehículos eléctricos y procesar los resultados es Matlab R2017b, mientras que el software utilizado para ejecutar los flujos de potencia es OPENDSS version 9.7.1.1.

Ambos softwares fueron ejecutados en 2 computadores con las características descritas en la tabla 3.10

Tabla 3.10: Características técnicas de los computadores utilizados para ejecutar los modelos y procesar resultados.

|                  | Laptop 1                               | Laptop 2                     |
|------------------|--|------------------------------|
| Marca - modelo   | Gigabyte G5KF                          | Asus FX505DT                 |
| Procesador       | Intel(R) Core(TM)<br>i5-12500H 2,5 GHz | AMD Ryzen 5<br>3550H 2,1 GHz |
| Memoria RAM      | 32 GB                                  | 16 GB                        |
| Disco Duro       | 512 GB                                 | 256 GB                       |
| Tarjeta de Video | Nvidia GeForce RTX4060                 | Nvidia GeForce GTX1650       |

# Capítulo 4

## Casos de estudio

En el presente capítulo se mostrarán los resultados obtenidos a partir de la evaluación de diversos casos de estudio.

En primera instancia, se ejecuta un caso de validación con un sistema de red radial simplificada de 7 barras y 6 líneas. Este sistema presenta las mismas características técnicas que el sistemas de 33 Nodos IEEE, pero solo considera los primeros 7 nodos.

Este primer caso se realiza como caso de validación, para avalar mediante sensibilidad la lógica, consistencia y validez del modelo. Esta red presentará un medio de generación distribuida, carga domiciliaria y solo contará con un cargador rápido de vehículos eléctricos.

Luego, se realizan diversas simulaciones de escenarios para el caso de estudio de la red IEEE 33 barras, donde se varía el porcentaje de penetración de vehículos eléctricos, la inclusión de carga domiciliaria, la inclusión de medios de generación distribuida y la existencia de un sistema de almacenamiento basado en baterías asociado a los sistemas de carga rápida.

Adicionalmente, la distribución de los vehículos eléctricos en la red también es puesta a prueba, donde se puede distinguir una distribución uniforme de vehículos en la red, la cual es proporcional al número de clientes asociados por nodo o una distribución aleatoria de estos en la red, donde la cantidad de vehículos por nodo es escogida aleatoriamente.

Así, es posible describir los casos a evaluar en la red IEEE 33 mediante la figura 4.1.

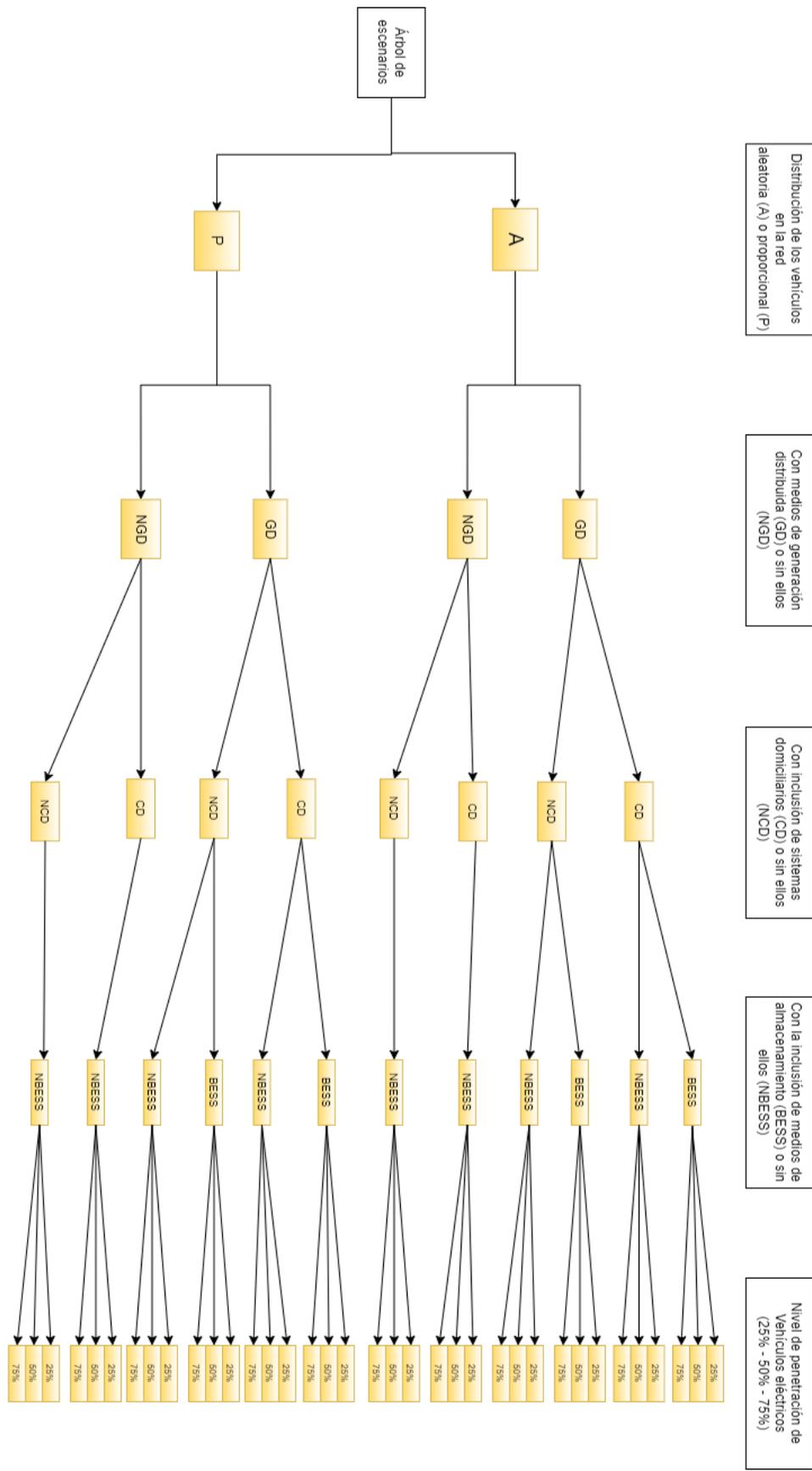


Figura 4.1: Árbol de escenarios red IEEE 33 nodos.

## 4.1. Caso de validación: red 7 nodos

A continuación se muestran los resultados del proceso de optimización con uso de algoritmo genético para una red simplificada de 7 barras. Los datos de esta red son los equivalentes a los mostrados para el sistema IEEE 33 barras, pero solo considerando los primeros 7 nodos del sistema, tal como se muestra en la figura 3.6.

Para este caso se realiza un análisis comparativo entre la ejecución del algoritmo genético para determinar la posición óptima del cargador y la evaluación de todos los casos posibles que se pueden dar en la red. Dadas las características simplificadas de la red, es posible evaluar cada uno de los casos de estudio con cada una de las posibles soluciones, que equivalen a 1.296 posibilidades. El algoritmo genético es ejecutado con 10 generaciones de 50 individuos cada uno.

Se simulan 6 casos de estudio donde cada vez se va agregando mayor nivel de complejidad. El primer caso corresponde al sistema sin carga domiciliaria, con 25 % de penetración de vehículos y sin generación distribuida (Pdom0\_EV25\_NGD), luego se evalúa el caso con un aumento a un 75 % de penetración de vehículos (Pdom0\_EV75\_NGD). Se evalúa la influencia de la generación distribuida, para esto se sensibiliza con respecto al nivel de GD en la red, manteniendo el nivel de penetración del 75 % de vehículos, esto se hace para un generador de 200 [kW] (Pdom0\_EV75\_200GD) y uno de 400 [kW] (Pdom0\_EV75\_400GD). Finalmente, se considera el caso anterior con carga domiciliaria (Pdom50\_EV75\_400GD) y un análisis sin considerar los costos de cambio del cargador (Pdom50\_EV75\_400GD\_NC).

La tabla 4.1 muestra los resultados obtenidos del proceso.

Tabla 4.1: Resultados de la evaluación de la red 7 barras simplificada.

| Caso<br>[Solución GA]                                     | Costo total<br>(USD) | Energía total<br>(MWh) | Energía EV<br>(MWh) | Demanda<br>adicional<br>EV (MWh) | Pérdidas<br>(MWh) | Pérdidas<br>(%) | Demanda<br>máxima<br>(MW) | Energía EV<br>no suministrada<br>(MWh) | Máximo<br>desequilibrio<br>de tensión<br>(%) | Máxima<br>ocupación<br>transformador<br>(%) |
|---|----------------------|------------------------|---------------------|----------------------------------|-------------------|-----------------|---------------------------|--|--|---|
| Pdom0_EV25_NGD<br>GA = [4 4 4 4]<br>INS = [4 4 4 4]       | \$191.858            | 1.979                  | 224,98              | 3,27                             | 4,89              | 0,25            | 585,75                    | 0,00                                   | 0,17   | 58,57                                       |
| Pdom0_EV75_NGD<br>GA = [4 4 4 4]<br>INS = [3 3 3 3]       | \$235.923            | 2.397                  | 635,08              | 9,19                             | 7,08              | 0,30            | 740,34                    | 40,81                                  | 0,17   | 74,03                                       |
| Pdom0_EV75_200GD<br>GA = [4 4 4 4]<br>INS = [4 4 4 4]     | \$235.777            | 2.396                  | 635,08              | 9,19                             | 5,56              | 0,23            | 733,80                    | 40,81                                  | 0,17   | 73,38                                       |
| Pdom0_EV75_400GD<br>GA = [5 5 5 5]<br>INS = [5 5 5 5]     | \$235.735            | 2.395                  | 635,08              | 9,03                             | 5,28              | 0,22            | 729,09                    | 40,81                                  | 0,17   | 72,91                                       |
| Pdom50_EV75_400GD<br>GA = [5 5 5 5]<br>INS = [5 5 5 5]    | \$237.797            | 2.457                  | 231,24              | 4,05                             | 6,11              | 0,25            | 672,85                    | 0,11                                   | 0,28   | 67,29                                       |
| Pdom50_EV75_400GD_NC<br>GA = [5 4 4 5]<br>INS = [5 4 4 5] | \$237.786            | 2.456                  | 231,24              | 3,95                             | 6,08              | 0,25            | 672,64                    | 0,11                                   | 0,28   | 67,26                                       |

En la tabla, el costo total representa el valor de la función evaluada en el vector resultado. Este valor depende enormemente de la energía total del sistema, que es la energía considerando la demanda de la red y los vehículos eléctricos y en menor medida de la Demanda Adicional EV, que representa la energía adicional por concepto de desplazamiento de los vehículos al punto de carga y de las pérdidas del sistema que pueden ser minimizadas por una posición óptima del cargador y por la inclusión de medios de generación distribuida.

La energía EV es la energía demandada por la estación de carga y depende del nivel de penetración de vehículos y de la existencia de carga domiciliaria. En caso de que exista carga domiciliaria, este valor disminuye por que es transferido a los nodos del sistema como una demanda adicional. Por otra parte, la demanda máxima representa la potencia máxima que se requirió en algún momento del año y la energía EV no suministrada es la energía que no pudo ser suministrada por la estación de carga debido a que se sobrepasa la capacidad del sistema de carga. En los casos en que se da copamiento de la estación, se asume que el vehículo carga en una estación fuera de la red, pero se añade el costo como parte del proceso de optimización.

Finalmente, el máximo desbalance de tensión muestra el máximo porcentaje de desbalance registrado en las líneas de la red calculado mediante la formula 3.2 y la máxima ocupación del transformador muestra la máxima demanda a la que estuvo sometida el transformador durante el año evaluado.

A partir de los datos de la tabla 4.1 se puede observar en primer lugar que en la mayoría de los casos el vector resultado del algoritmo genético (GA) es equivalente al resultado de evaluar por inspección (INS) hasta encontrar el mínimo global. La única excepción es el caso (Pdom0\_EV75\_NGD) donde la solución se encontró en un nodo diferente de la red, esto es algo esperable ya que cabe recordar que las soluciones mediante métodos heurísticos no pueden asegurar al 100 % que el resultado será el óptimo, pero si se asegura que es un buen resultado tal como se comprueba en los demás casos, donde la solución encontrada no solo era buena, sino que era la óptima.

Por otra parte, se hace evidente que en la mayoría de los casos no existe un cambio de la posición del cargador en el tiempo. Esto se debe a que el costo de cambiar el cargador no se compensa con las pérdidas aminoradas del sistema ni con la demanda adicional de EV, por lo que no existe incentivo para un cambio de posición en el tiempo. Esto no ocurre en el último caso evaluado (Pdom50\_EV75\_400GD\_NC) donde no se consideran los costos por cambio de posición, lo que lleva a una solución donde en ciertos periodos es más conveniente cambiar el cargador de posición.

Al analizar el aumento de los niveles de penetración es evidente que habrá aumento de costos debido al aumento de energía requerida y también un aumento de las pérdidas del sistema y la ocupación del transformador. Dado que el sistema de carga rápida es trifásico, el desbalance por las líneas no debe verse afectado para los casos en que no haya carga domiciliaria. Sin embargo, se hace evidente que al introducir carga domiciliaria deben aumentar los desbalances de tensión.

Esto a su vez es compensado por una reducción de la máxima ocupación del transformador en el tiempo, esto debido a que la carga domiciliaria esta limitada a una potencia mucho menor que la de carga rápida y la cantidad de clientes no es suficiente para generar un aumento significativo en la ocupación del transformador.

También se aprecia que para los casos en donde hay un nivel de penetración de 75 % y no existe carga domiciliaria, existe un cierto nivel de energía no suministrada. Esto es indicativo que un solo punto de carga rápida puede llegar a ser insuficiente para suministrar energía a todos los usuarios de la red. Al añadir la posibilidad de carga domiciliaria, esta energía no

suministrada prácticamente desaparece, sin embargo, repercute negativamente en los desbalances de la red y en las pérdidas del sistema.

Finalmente, se puede apreciar que el cargador rápido tiende a posicionarse en el punto medio de la red, entre los puntos 3 a 5. Considerando la figura 3.18 que muestra la posición de los usuarios de la red, se puede apreciar que para niveles bajos de penetración, el cargador tiende a moverse hacia un punto central de modo que la distancia entre los usuarios de la red y los cargadores sea más conveniente. Al aumentar el nivel de penetración a un 75 %, la posición óptima cambia y el cargador busca acercarse al nodo del alimentador para así minimizar las pérdidas del sistema.

Al agregar generación distribuida, el cargador vuelve a un nuevo punto óptimo ubicado al centro de la red, donde las pérdidas son compensadas por el medio de generación distribuida. Si se aumenta la generación distribuida al doble, el cargador se desplaza a una posición más cercana al medio de generación distribuida manteniéndose en una zona central. Al incluir la generación domiciliaria, disminuye la influencia de la posición de los usuarios en la red, pero aún así se busca estar en un punto donde se minimicen las pérdidas por lo que el cargador se mantiene cerca del medio de generación distribuida.

Finalmente, si no se considera un costo de desplazamiento, el cargador se mueve a una posición más cerca del alimentador en los meses donde la generación distribuida es insuficiente, es decir, los meses de invierno.

## **4.2. Caso de estudio: Red IEEE 33 nodos**

A continuación se muestra el estudio de la evaluación de los diversos escenarios a los que se ha sometido la red de estudio. Por cada escenario se obtiene una evaluación de los parámetros principales de pérdidas, tensiones, desbalances en las líneas, nivel de ocupación del transformador del alimentador, entre otros resultados.

En los anexos del informe se muestra el gráfico iterativo del algoritmo genético de cada caso. Estos gráficos muestran la evaluación de los individuos con cada generación y los valores que toma la función de aptitud con cada iteración. Estos resultados son complementarios ya que el resultado final, que corresponde al costo y vector objetivo son mostrados en cada uno de los casos evaluados en esta sección.

### **4.2.1. Escenarios sin generación distribuida, sin carga domiciliaria ni almacenamiento**

El presente escenario muestra el comportamiento de la red con la inclusión de los sistemas de carga rápida sin considerar medios de generación distribuida, ni almacenamiento. Adicionalmente, se asume que todos los usuarios de la red hacen uso solo de estaciones de carga rápida para recargar sus vehículos eléctricos.

Este escenario presenta tres niveles de penetración de vehículos eléctricos (25 %, 50 % y 75 %) y considera la integración proporcional y aleatoria de los usuarios. Al final del estudio

de este escenario, se muestra un cuadro resumen técnico con los resultados de todos los casos.

#### 4.2.1.1. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %. La tabla 4.2 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.2: Resultados del escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliar y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria   | Distribución proporcional |
|---|--------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [6 13 13 13 22 22 22 26] | [11 11 18 10 24 24 24 24] |
| Costo total (USD)                               | \$ 1.158.388             | \$ 1.158.446              |
| Energía total (MWh)                             | 11.910,61                | 11.908,85                 |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 1.254,52                 | 1.249,38                  |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 46,30                    | 43,55                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 368,91                   | 375,05                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 3,10                     | 3,15                      |

La figura 4.2 y 4.5 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

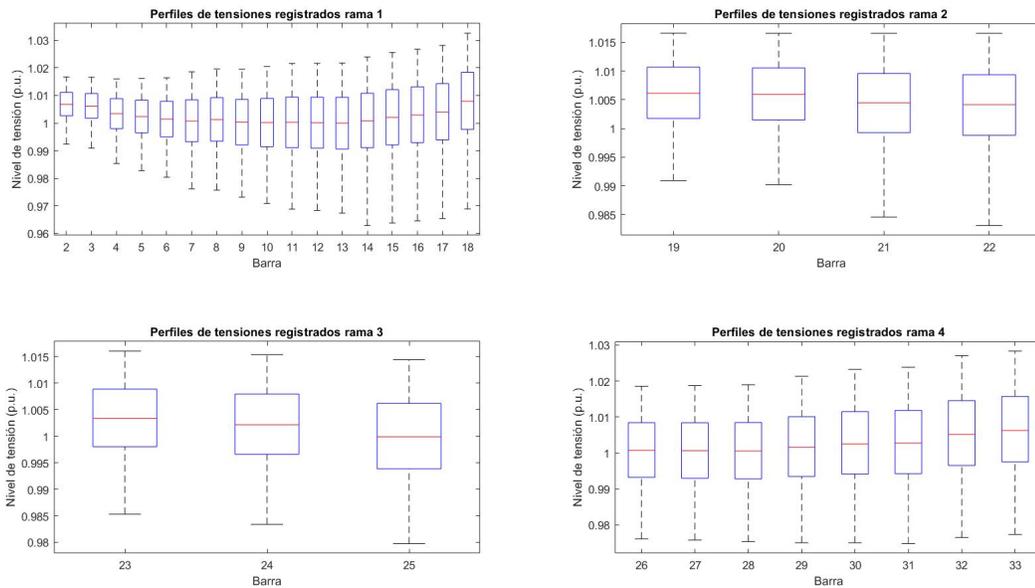


Figura 4.2: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.3 y 4.6 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

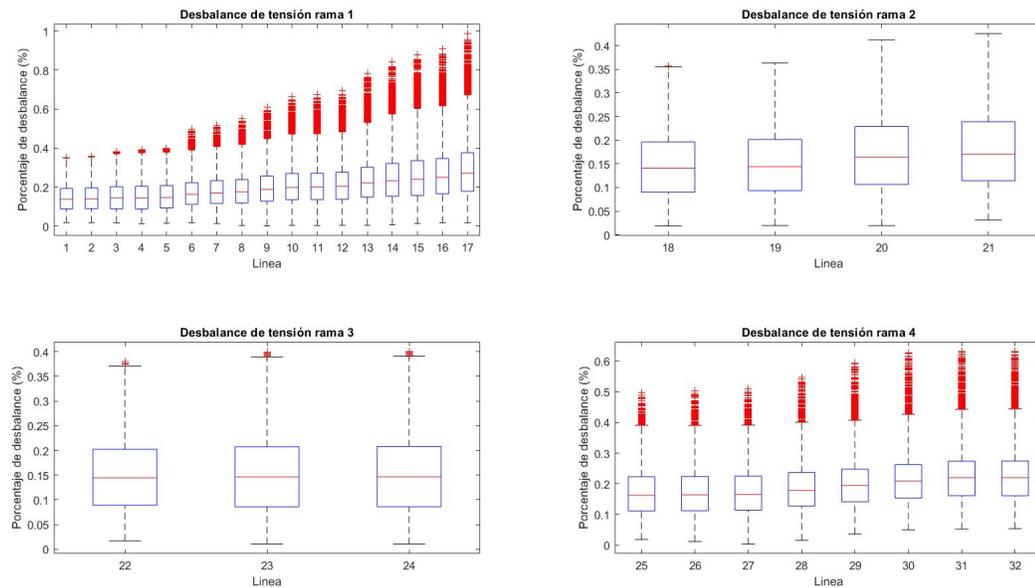


Figura 4.3: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.4 y 4.7 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

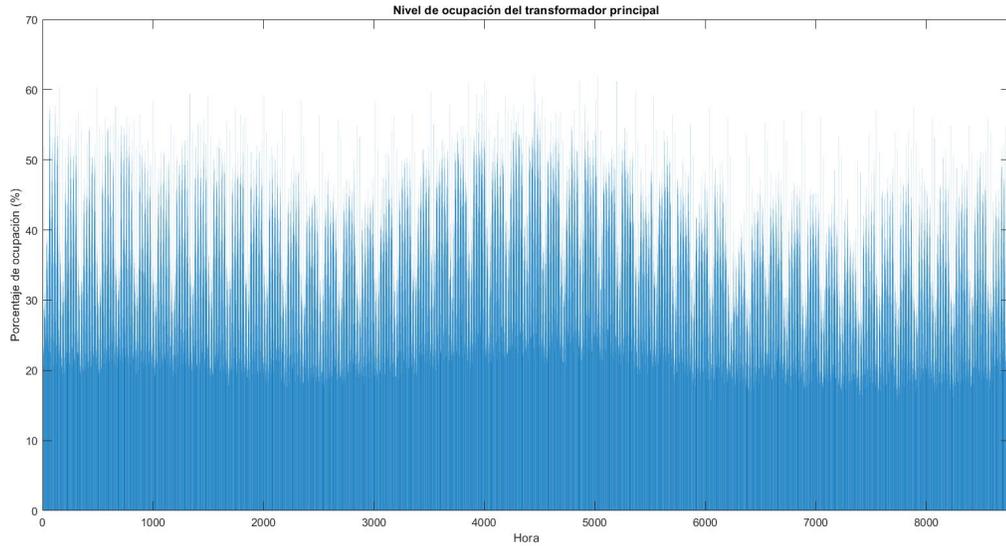


Figura 4.4: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

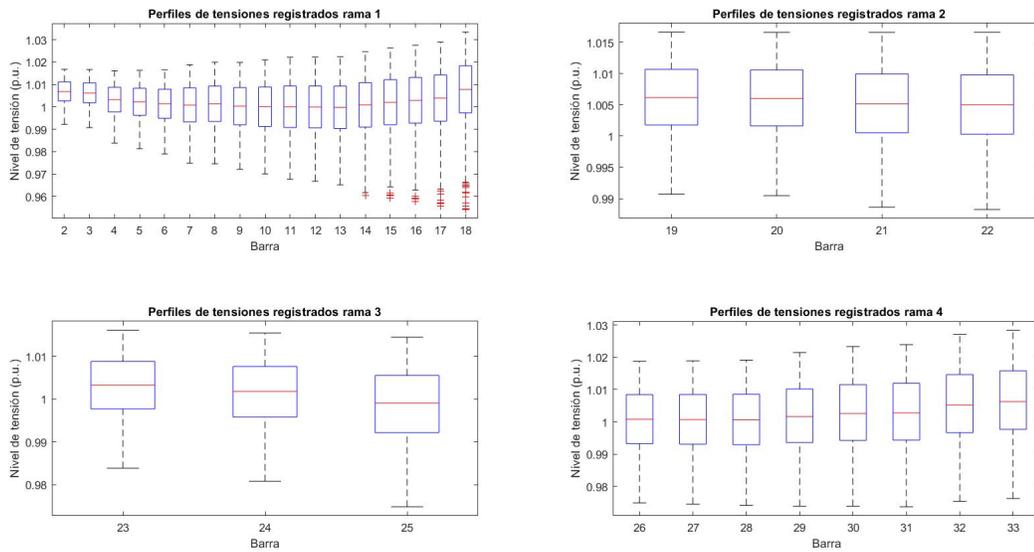


Figura 4.5: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

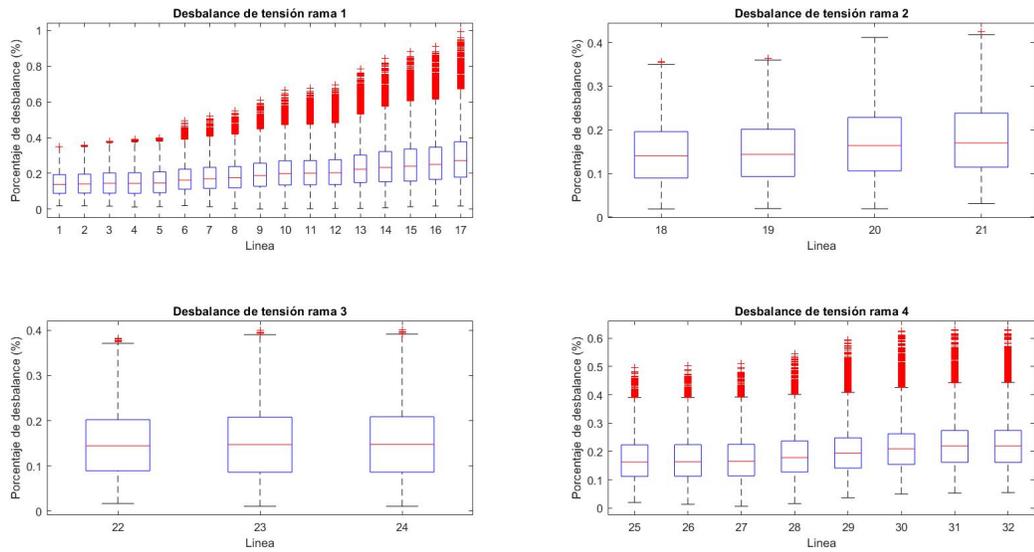


Figura 4.6: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

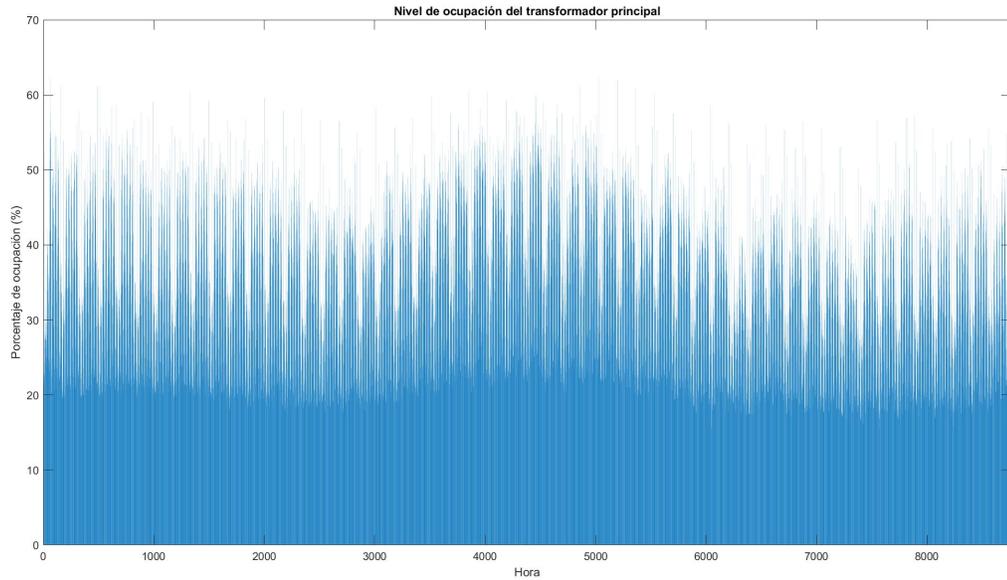


Figura 4.7: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.2 se puede apreciar que los costos asociados son muy similares, esto debido a que si bien la distribución de los vehículos es distinta, la cantidad de vehículos es parecida. Esto es indicativo que en ambos casos la solución esta cerca de ser

la más conveniente para cada caso. Esto también se aprecia en cierta medida dado que la energía de desplazamiento adicional en cada caso es muy similar, por lo que la posición del cargador se relaciona en cierta medida con la posición de los usuarios.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que en la rama 1 para ambos casos la tensión mínima registrada se produce en los nodos más lejanos del sistema, lo cual es lógico considerando la extensión de la línea. Sin embargo, el mínimo se alcanza en el caso de la línea 17 del caso de distribución proporcional, lo cual tiene sentido si se considera que se posicionó el cargador en el nodo 18 del sistema, a diferencia del caso aleatorio donde el cargador se colocó en los nodos más centrales de la rama 1, en específico en el nodo 13 y donde se aprecia que las líneas 12 y 13 de la rama 1 de este caso tienen los voltajes más bajos. Adicionalmente, hay que considerar el efecto de los compensadores de reactivos de los nodos 18 y 33 que elevan la tensión en las líneas cercanas a estos nodos. Por otra parte, las ramas 2, 3 y 4 no presentan grandes variaciones dado que se encuentran cerca del nodo alimentador y son más cortas que la rama 1.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son similares ya que no se ven afectados en gran medida por la posición de un cargador de tipo trifásico.

El nivel de ocupación del transformador también presenta niveles similares de carga, dado que la energía y la distribución es similar en ambos casos. Se destaca una ocupación ligeramente mayor en los meses de invierno (mitad del gráfico) y picos de ocupación en las horas punta de cada día.

Finalmente, la figura 4.8 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

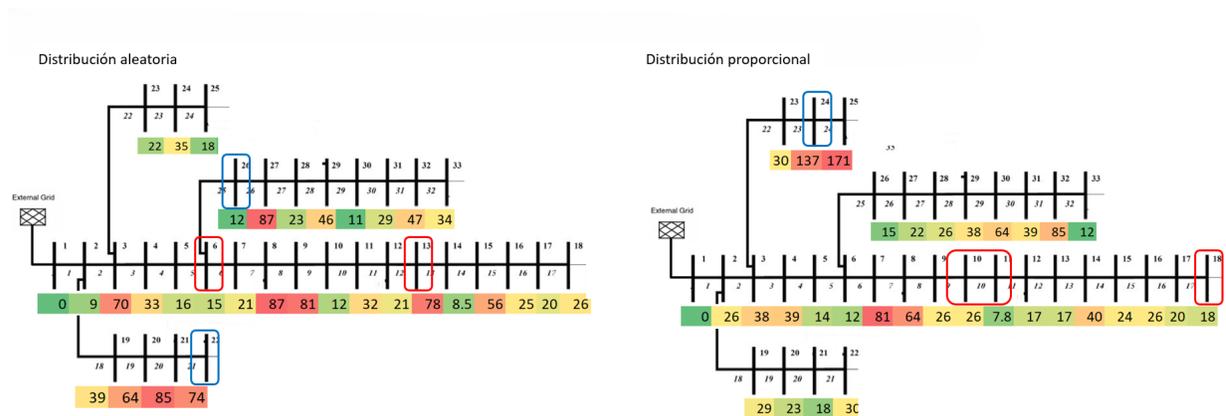


Figura 4.8: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.1.2. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %. La tabla 4.3 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la

distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.3: Resultados del escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [2 2 2 3 21 20 20 20]  | [2 6 6 6 22 22 22 22]     |
| Costo total (USD)                               | \$ 1.292.293           | \$ 1.290.428              |
| Energía total (MWh)                             | 12.928                 | 12.920                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 2.213                  | 2.209                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 110,9                  | 85,96                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 363,71                 | 384,19                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,81                   | 2,97                      |

La figura 4.9 y 4.12 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

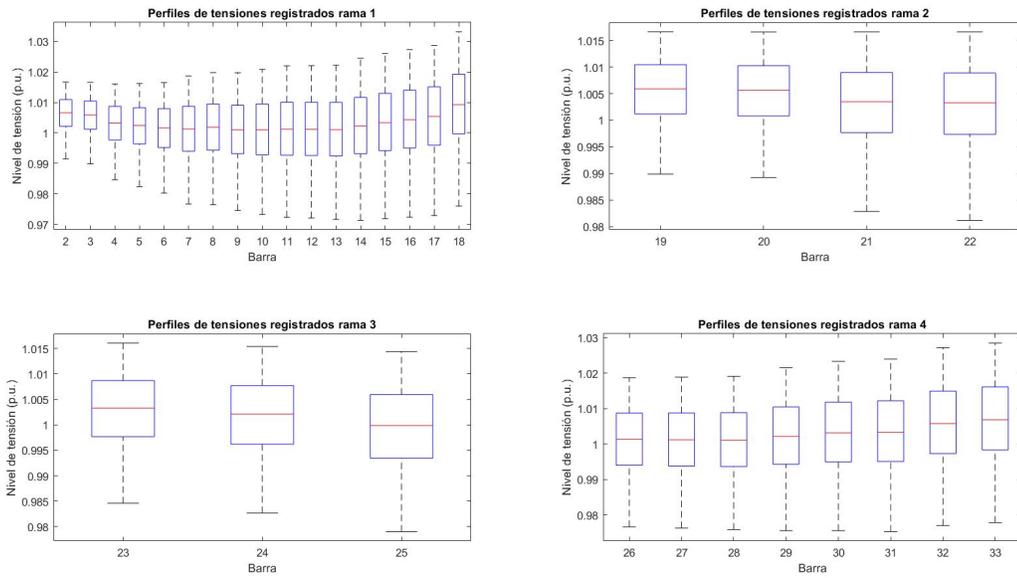


Figura 4.9: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.10 y 4.13 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

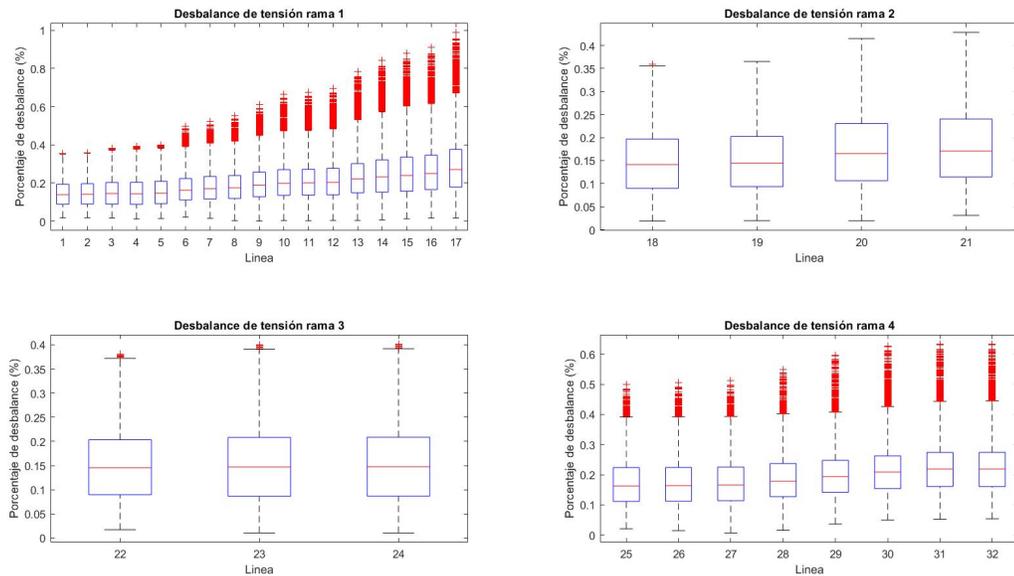


Figura 4.10: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.11 y 4.14 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

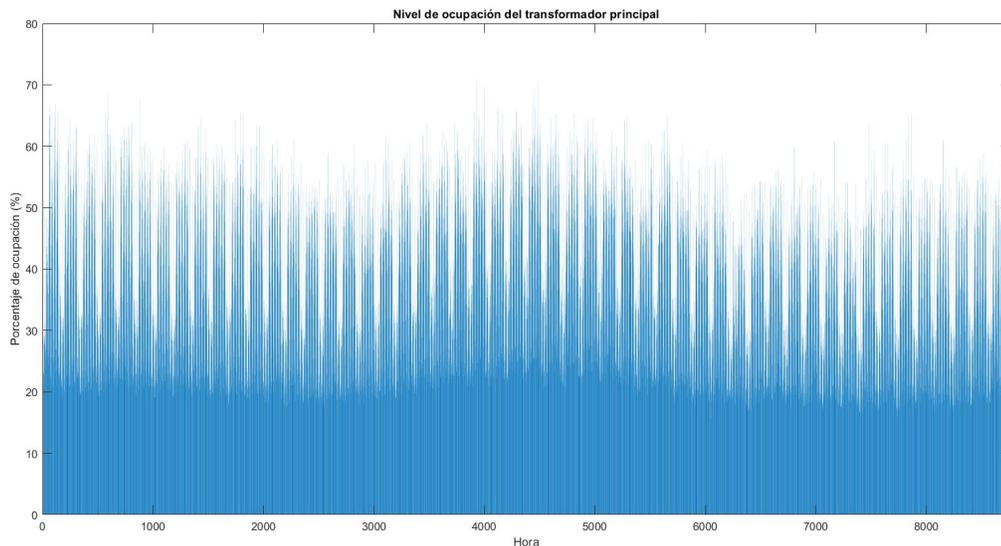


Figura 4.11: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

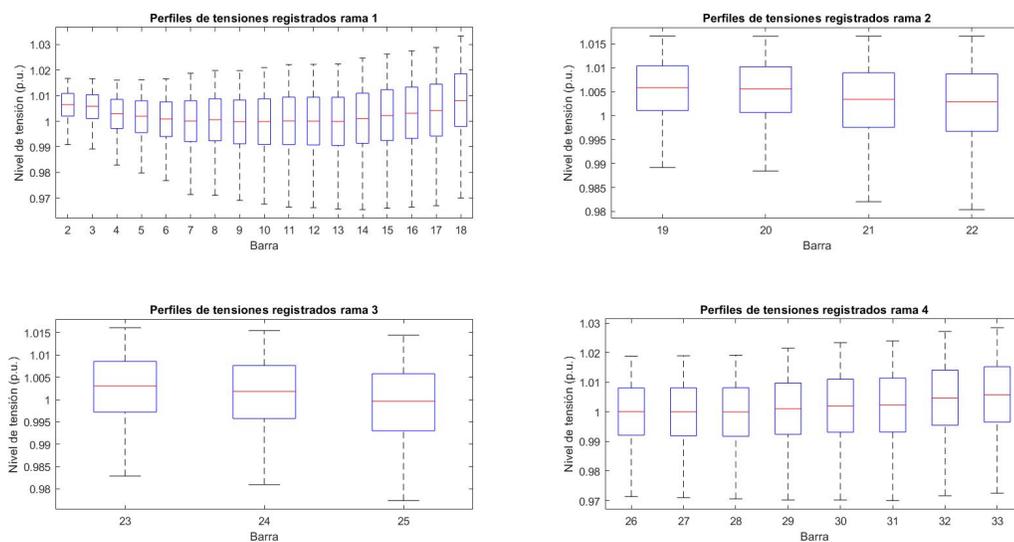


Figura 4.12: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

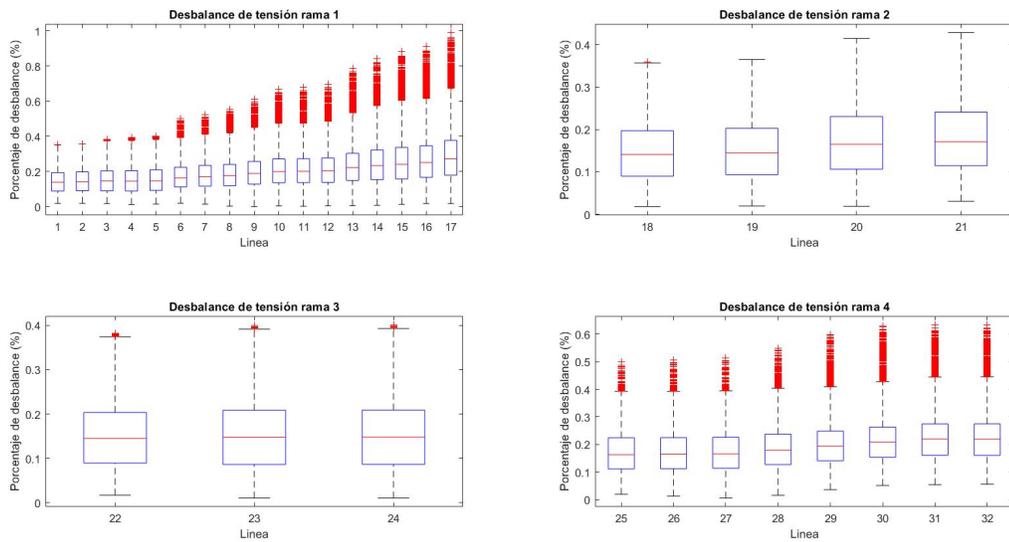


Figura 4.13: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

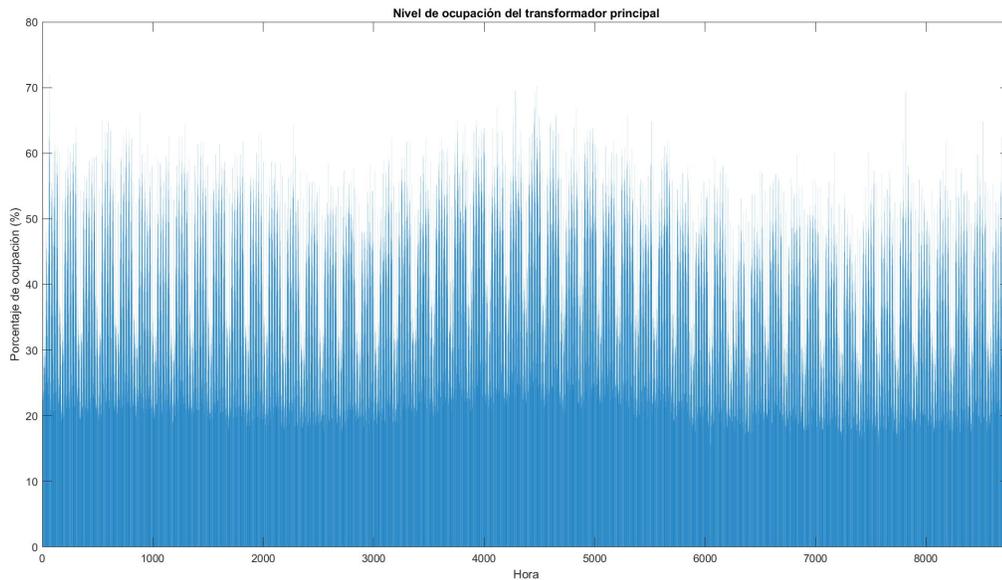


Figura 4.14: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.3 se puede apreciar que la energía total en ambos casos es muy similar, sin embargo, los costos asociados son ligeramente diferentes. La mejor teoría que explica esto es que en la distribución aleatoria la posición del cargador se ubicó de tal manera que la energía adicional de desplazamiento sea mayor, pero las pérdidas en

el sistema sean menores por lo que se alcanza una buena solución, mientras que en el caso proporcional ocurre lo contrario, donde se minimiza la energía de desplazamiento adicional, pero las posición hace que las pérdidas sean mayores. Esto demuestra en cierta medida que pueden haber diversas soluciones para el problema, aun cuando la energía requerida es similar.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión se comporta de manera similar. Con tensiones mínimas en las líneas aledañas a la posición del cargador y que se encuentran lejanas al alimentador.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son similares ya que no se ven afectados en gran medida por la posición de un cargador de tipo trifásico y aumentan en cierto nivel por la demanda adicional del sistema.

Por otra parte, el nivel de ocupación del transformador también presenta niveles similares de carga que aumentaron con respecto al nivel de penetración anterior, y con una ocupación ligeramente mayor en los meses de invierno (mitad del gráfico) y picos de ocupación en las horas punta de cada día.

Finalmente, la figura 4.15 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

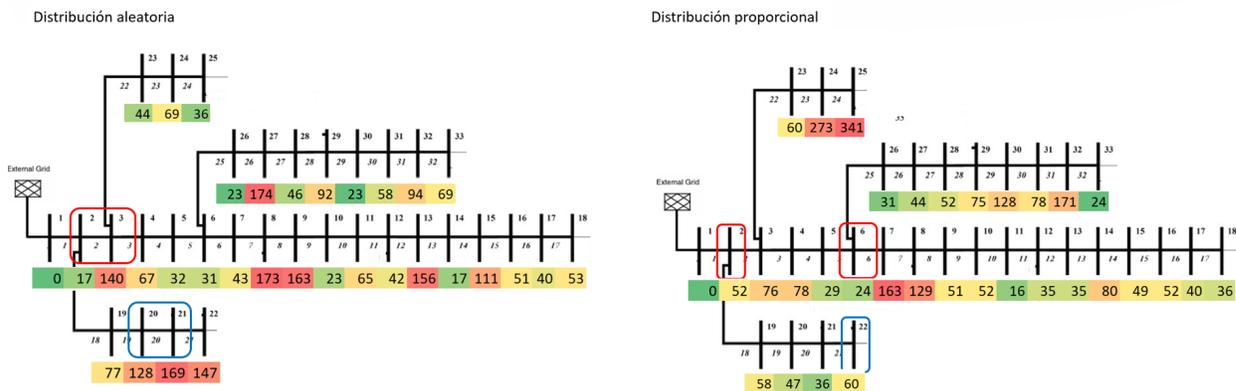


Figura 4.15: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.1.3. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %. La tabla 4.4 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.4: Resultados del escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [4 5 2 2 20 22 22 23]  | [2 2 2 2 19 19 19 19]     |
| Costo total (USD)                               | \$ 1.425.305           | \$ 1.417.654              |
| Energía total (MWh)                             | 13.090                 | 13.095                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 2.357                  | 2.365                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 117,27                 | 131,11                    |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 375,75                 | 357,75                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,87                   | 2,73                      |

La figura 4.16 y 4.19 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

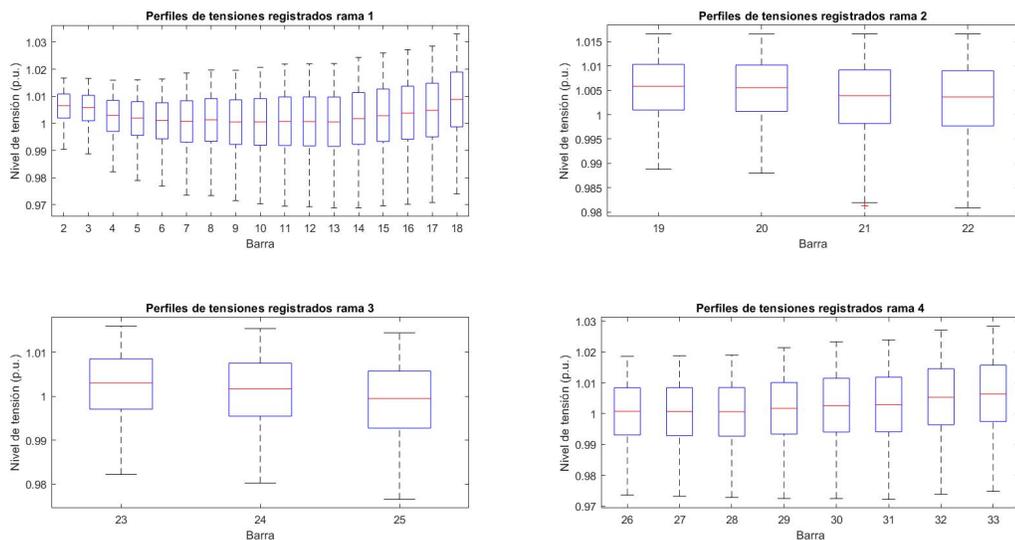


Figura 4.16: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.17 y 4.20 muestran los máximos desbalances de tensión re-

gistrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

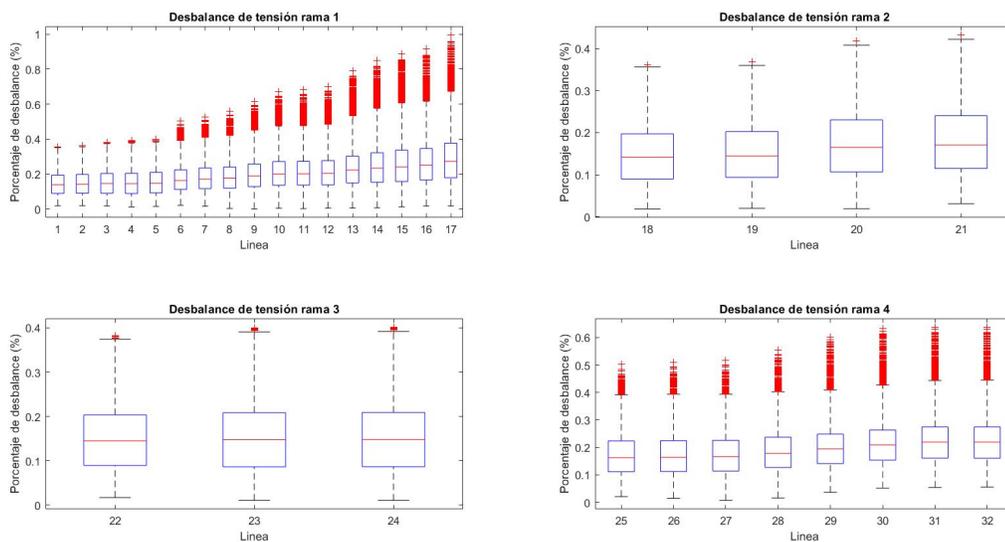


Figura 4.17: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.18 y 4.21 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

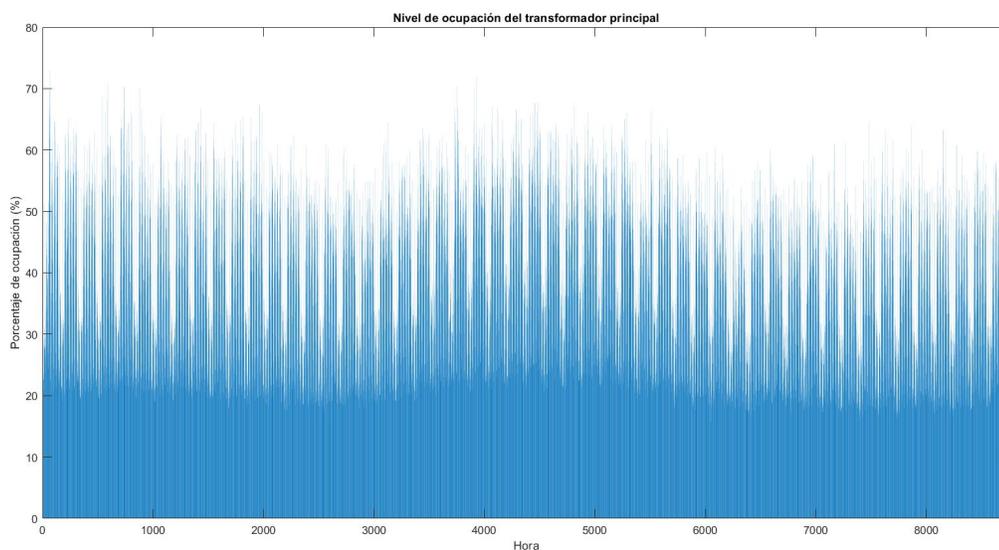


Figura 4.18: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

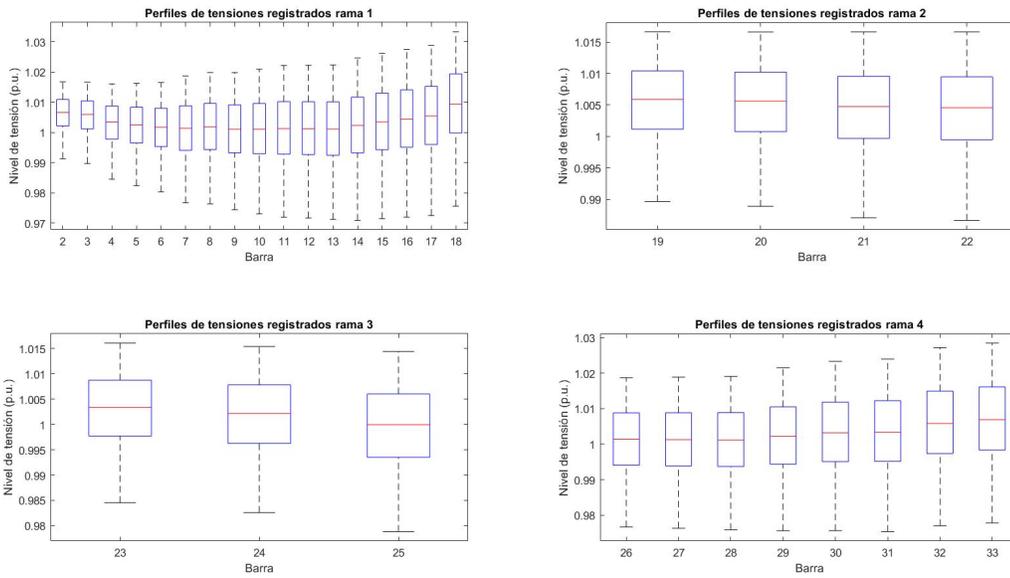


Figura 4.19: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

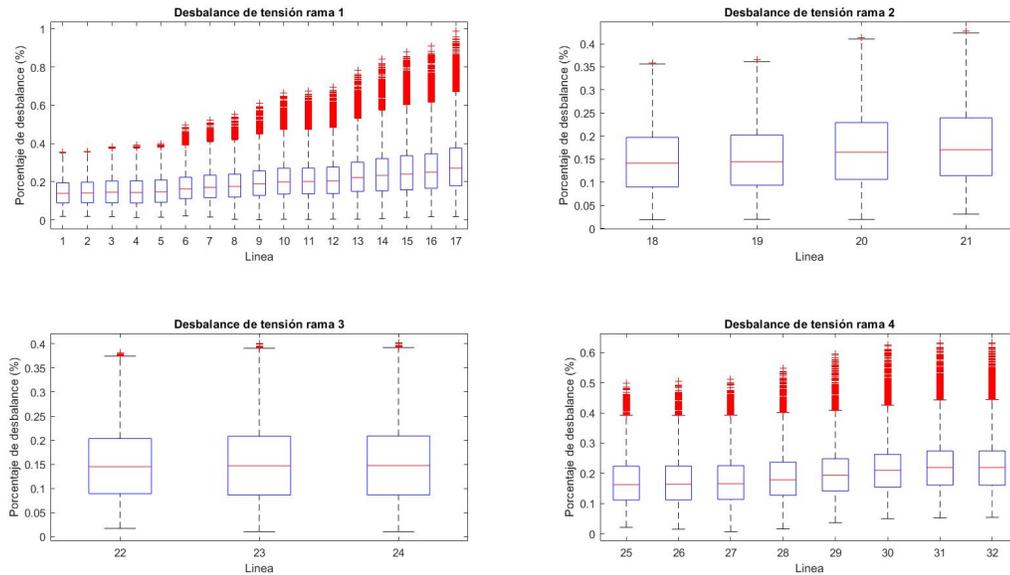


Figura 4.20: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

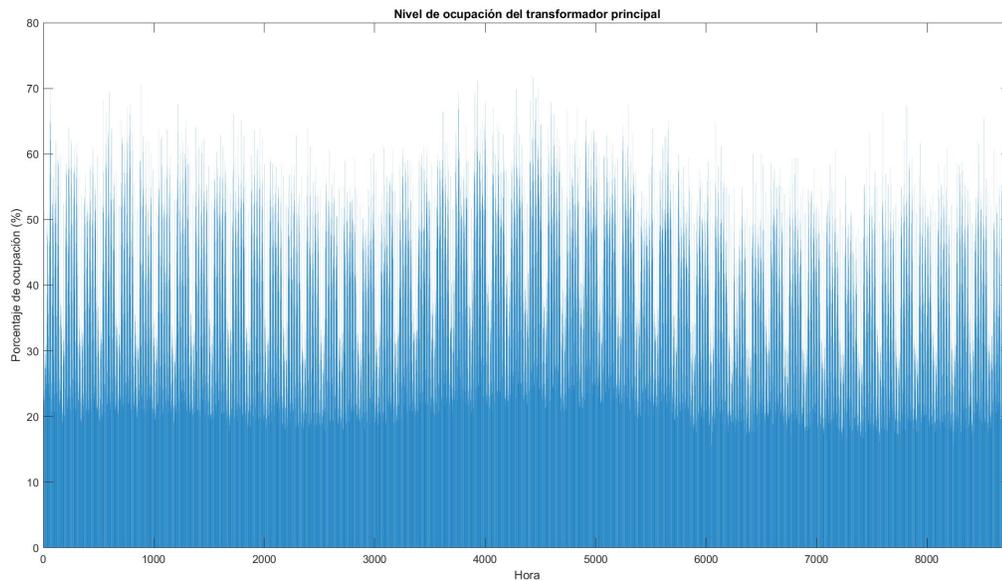


Figura 4.21: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.4 se puede apreciar que la energía total en ambos casos es muy similar, sin embargo, los costos asociados son diferentes. En este caso, se da que tanto la energía de desplazamiento adicional y las pérdidas son menores para el caso de distribución proporcional, mientras que la distribución aleatoria tiene costos mayores debido a que el cargador cambie de posición más veces de las necesarias. Para ambos casos se hace evidente que la posición del cargador intenta acercarse lo más posible al nodo del alimentador. Esto se debe a que no hay un medio que compense las pérdidas del sistema.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión se comporta de manera similar. Dada la cercanía de los cargadores al nodo del alimentador, las tensiones mínimas se aprecian al final de las ramas, pero vienen determinadas por la demanda de los usuarios y el largo de las líneas, en vez de por la posición del cargador.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son similares ya que no se ven afectados por la posición del cargador dado que se encuentran muy cerca del alimentador y aumentan en cierto nivel por la demanda adicional del sistema y las cargas desbalanceadas de la red.

Por otra parte, el nivel de ocupación del transformador también presenta niveles similares de carga que aumentaron con respecto al nivel de penetración anterior, y que mantiene una ocupación ligeramente mayor en los meses de invierno (mitad del gráfico) y picos de ocupación en las horas punta de cada día.

Finalmente, la figura 4.22 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

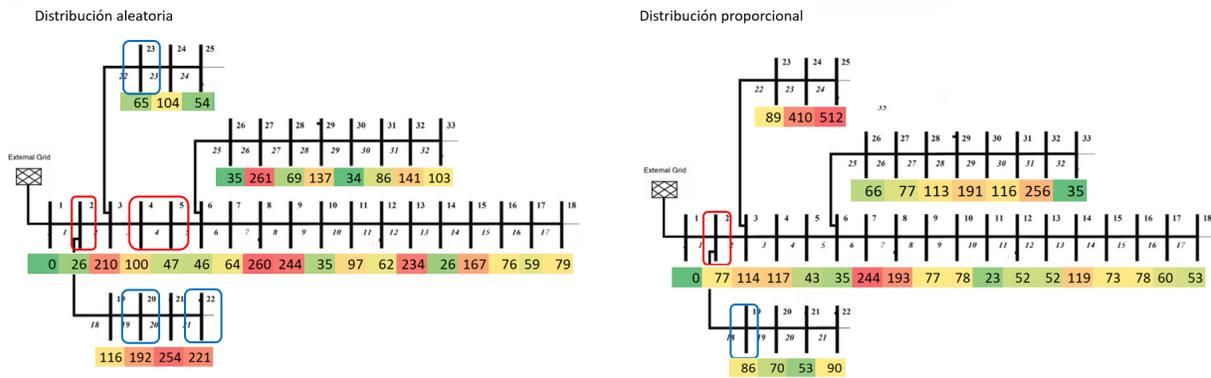


Figura 4.22: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.1.4. Resumen técnico de resultados

Para resumir todos los resultados obtenidos en la evaluación de los niveles de penetración, se presenta la tabla 4.5

Tabla 4.5: Resumen de resultados escenario sin generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento.

|  | Distribución aleatoria |        |         | Distribución proporcional |        |         |
|--|------------------------|--------|---------|---------------------------|--------|---------|
|  | 25 %                   | 50 %   | 75 %    | 25 %                      | 50 %   | 75 %    |
| Máxima ocupación del transformador principal (%)     | 61,98                  | 70,58  | 72,88   | 62,18                     | 71,99  | 71,60   |
| Energía no suministrada a vehículos eléctricos (MWh) | 79,74                  | 456,34 | 1.641,7 | 82,09                     | 464,31 | 1.633,8 |
| Máxima demanda vehículos (MW)                        | 2.479                  | 2.823  | 2.915   | 2.487                     | 2.879  | 2.863   |
| Máximo desbalance de tensión (%)                     | 0,98                   | 0,99   | 1,01    | 0,99                      | 0,99   | 0,99    |
| Incidencias de bajo voltaje                          | 0                      | 0      | 0       | 0                         | 0      | 0       |
| N° de movimientos                                    | 2                      | 2      | 4       | 2                         | 2      | 0       |

A partir de la tabla anterior se puede observar como para todos los casos existen comportamientos similares, sin embargo, se hace evidente que existen soluciones que no necesariamente son las más adecuadas. En particular, el caso de distribución aleatoria con un 75 % de penetración es el que presenta un peor desempeño, dado que presenta el máximo nivel de demanda en el año, el máximo nivel de ocupación del transformador y el máximo porcentaje de desbalance de las líneas. Esto no necesariamente indica que la solución hallada sea equivocada, pero se puede apreciar que pueden existir mejores. Para los otros casos, el comportamiento

se mantiene dentro de lo esperado.

Adicionalmente, se puede apreciar como la energía de vehículos eléctricos que no puede ser abastecido por los cargadores aumenta en gran medida con el nivel de penetración. Esta sobrecarga de la infraestructura de carga indica que se hace necesario agregar un tercer cargador en esta red.

#### **4.2.2. Escenarios sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento.**

El presente escenario muestra el comportamiento de la red con la inclusión de los sistemas de carga rápida sin considerar medios de generación distribuida, ni almacenamiento. Adicionalmente, se asume que todos los usuarios de la red hacen uso de estaciones de carga rápida, pero que también existe la probabilidad de que se efectúe carga domiciliaria con potencia máxima de 3,3 [kW]

Este escenario presenta tres niveles de penetración de vehículos eléctricos (25 %, 50 % y 75 %) y considera la integración proporcional y aleatoria de los usuarios. Al final del estudio de este escenario, se muestra un cuadro resumen técnico con los resultados de todos los casos.

##### **4.2.2.1. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %**

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % con la inclusión de carga domiciliaria. La tabla 4.6 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.6: Resultados del escenario sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [7 7 7 7 23 29 22 22]  | [12 12 9 10 21 21 21 21]  |
| Costo total (USD)                               | \$1.161.613            | \$1.159.915               |
| Energía total (MWh)                             | 12.023                 | 12.005                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 452,98                 | 451,79                    |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 22,27                  | 16,14                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 377,93                 | 375,10                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 3,14                   | 3,12                      |

La figura 4.23 y 4.26 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

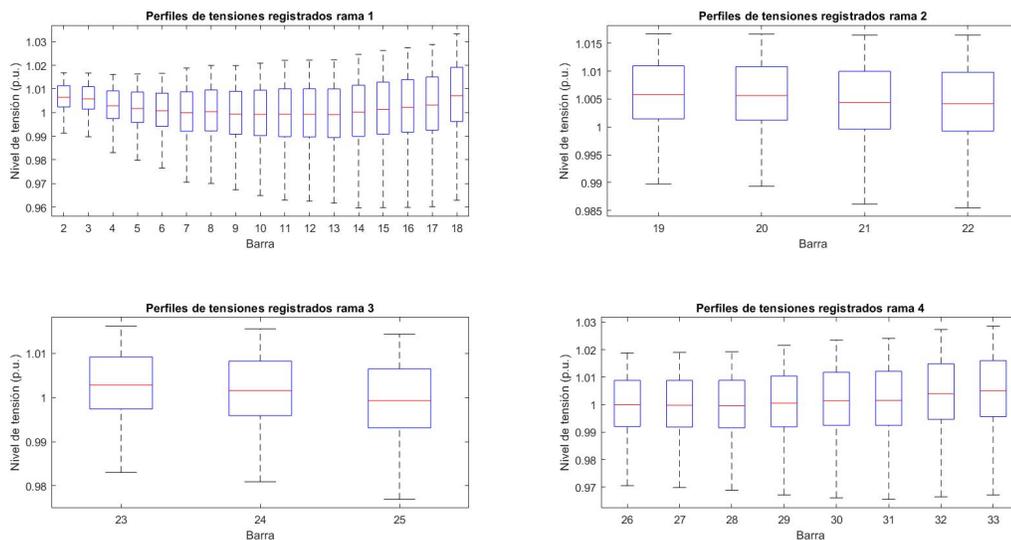


Figura 4.23: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.24 y 4.27 muestran los máximos desbalances de tensión re-

gistrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

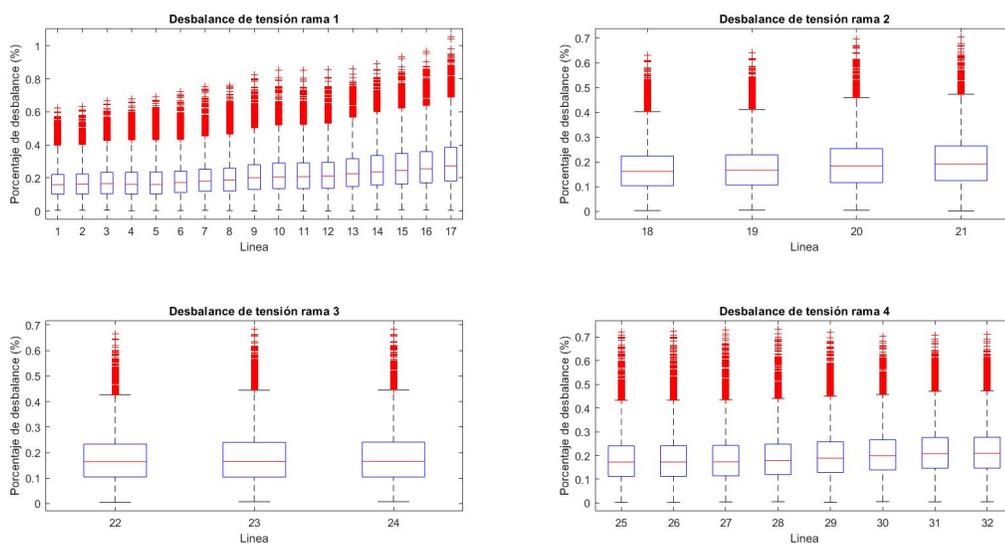


Figura 4.24: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.25 y 4.28 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

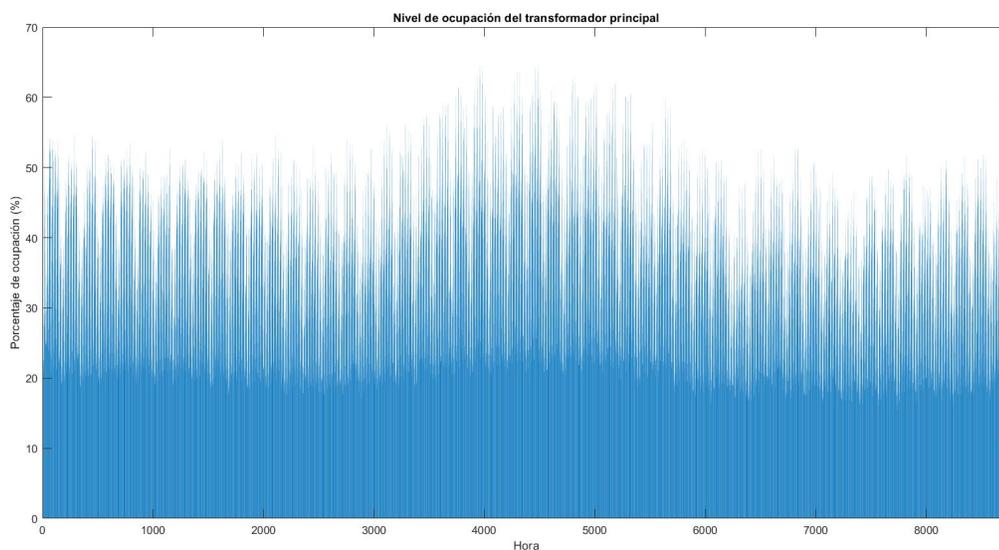


Figura 4.25: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

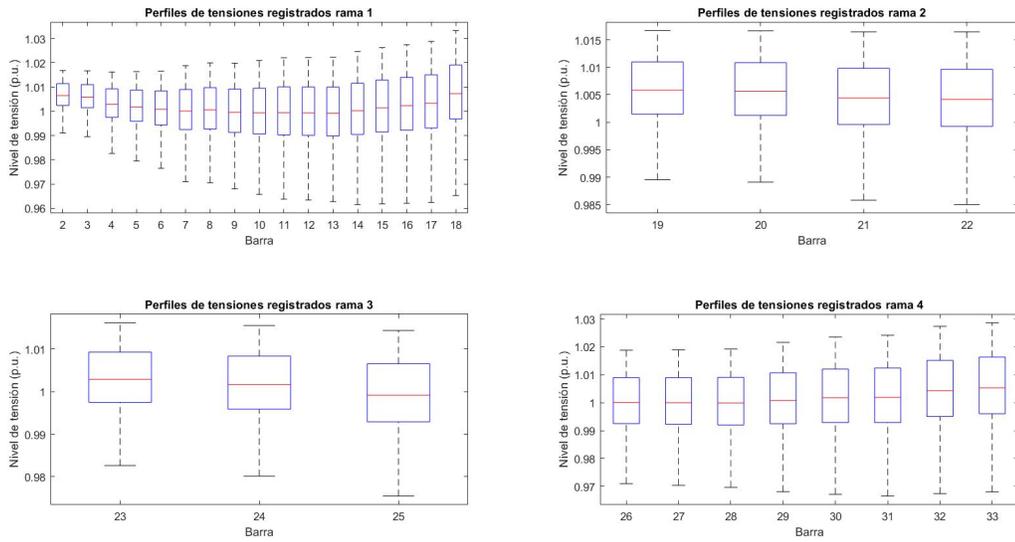


Figura 4.26: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

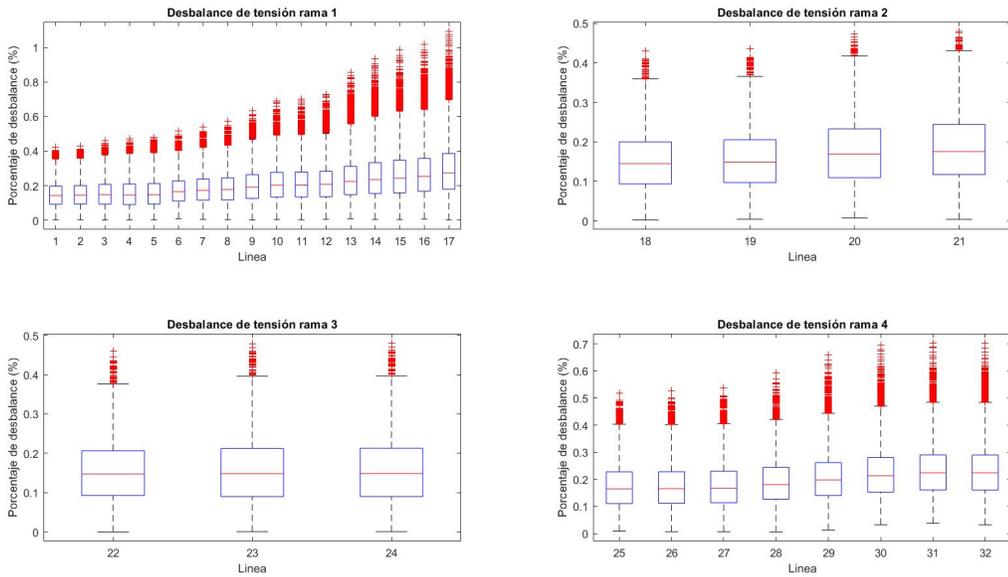


Figura 4.27: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

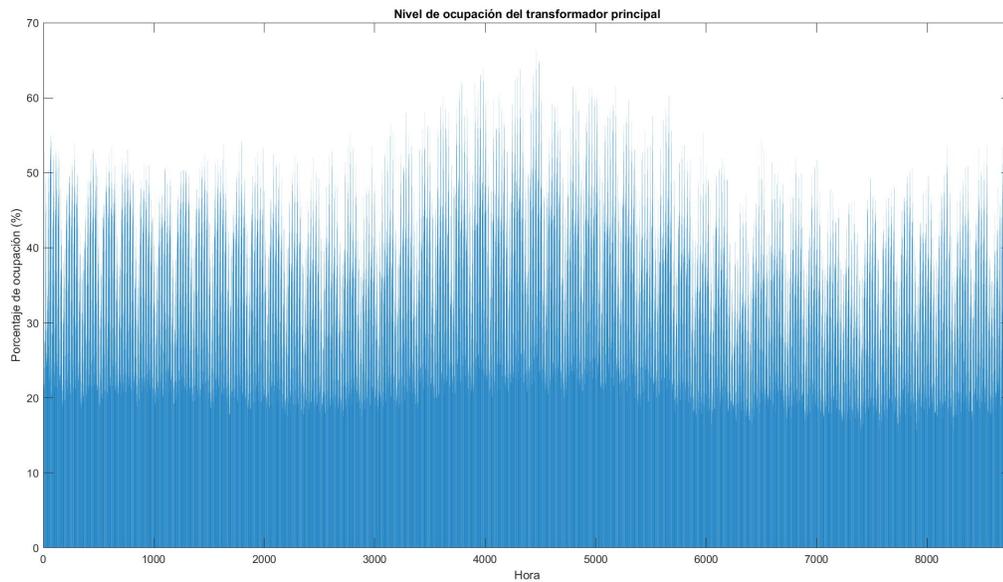


Figura 4.28: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.6 se puede apreciar que los costos asociados difieren ligeramente, mientras que la energía total también es ligeramente diferente. En el caso proporcional, se consigue que la energía adicional de desplazamiento sea menor que en el caso aleatorio y las pérdidas también son menores si comparamos entre si, sin embargo, al analizar con respecto al caso sin carga domiciliaria, se puede observar que acá son mayores. Esto se debe a que se reparte la demanda de vehículos eléctricos entre los nodos de la red y no se externaliza como sucedía en el caso anterior.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos las tensiones se comportan de manera similar. Esta vez no se aprecia una gran caída debido al efecto de los cargadores, esto se debe a que parte de la demanda se ha transferido de manera proporcional o aleatoria a los nodos de la red gracias a la carga domiciliaria.

Sin embargo, los desbalances de las líneas en ambos casos son mayores con respecto al caso sin carga domiciliaria llegando incluso a superar el umbral del 1%. Esto claramente se debe a que la demanda de carga de vehículos eléctricos se distribuye de manera asimétrica entre las fases de la red. Esto se puede apreciar claramente en el gráfico de desbalances de tensión de la rama 4 con distribución aleatoria, donde se aprecia un desbalance mayor que en su contraparte proporcional, debido a que ese es un punto de alta demanda en el caso aleatorio, pero no así en el caso proporcional.

Finalmente, la figura 4.29 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

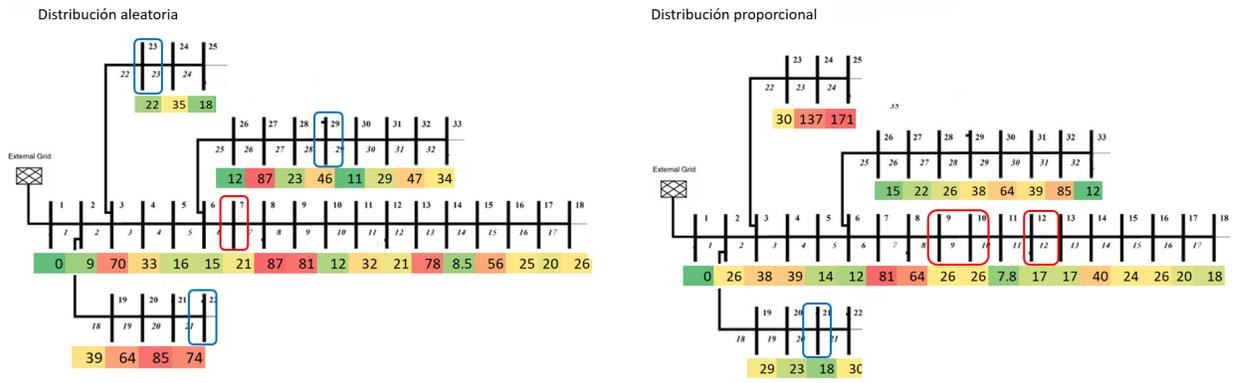


Figura 4.29: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.2.2. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50%

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50% y con inclusión de carga domiciliaria. La tabla 4.7 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.7: Resultados del escenario sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 50% de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria    | Distribución proporcional |
|---|---------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [18 18 18 18 19 19 19 19] | [12 7 7 5 20 20 20 20]    |
| Costo total (USD)                               | \$1.299.004               | 1.299.624                 |
| Energía total (MWh)                             | 13.474                    | 13.451                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 897,13                    | 895,03                    |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 46,16                     | 40,82                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 433,04                    | 426,24                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 3,21                      | 3,17                      |

La figura 4.30 y 4.33 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

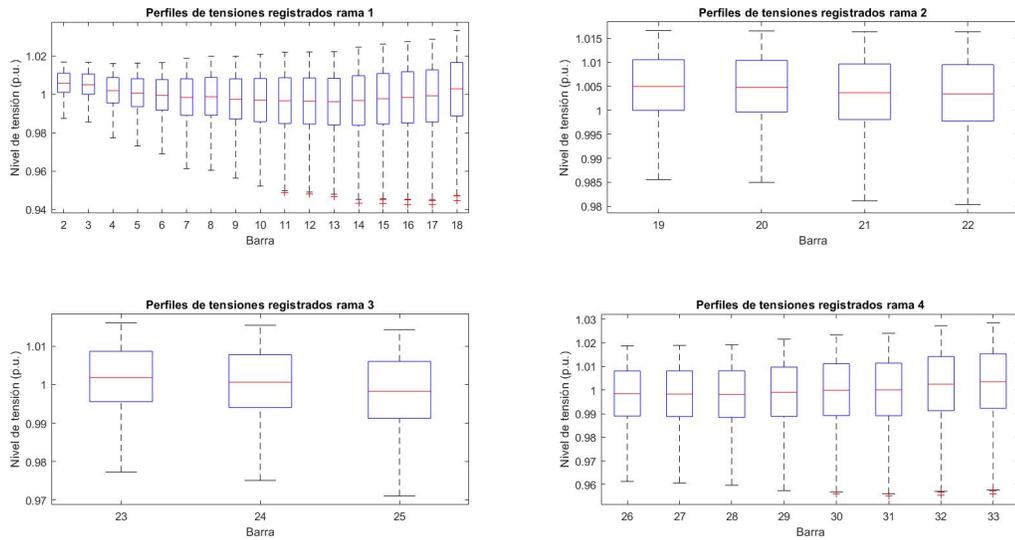


Figura 4.30: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.31 y 4.34 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

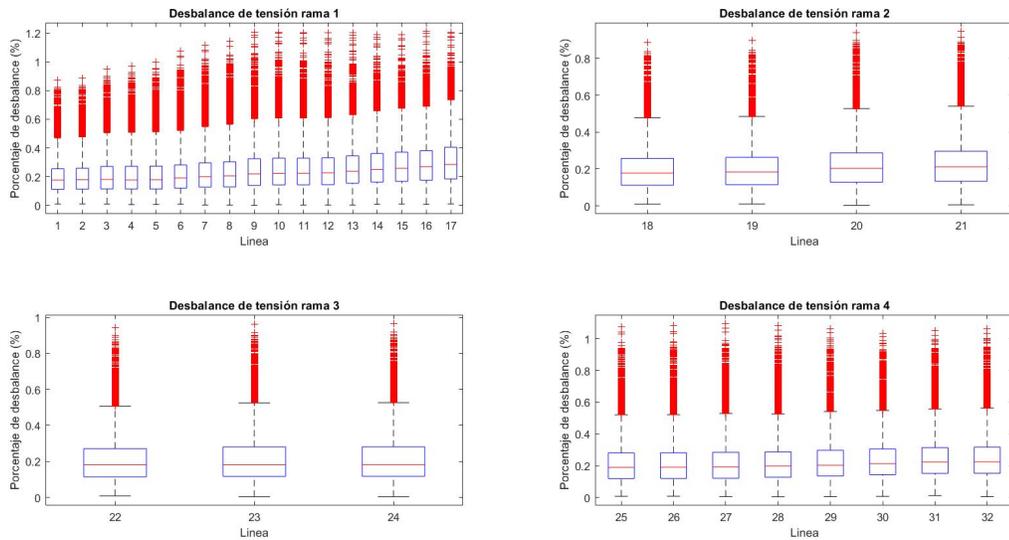


Figura 4.31: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.32 y 4.35 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional

respectivamente.

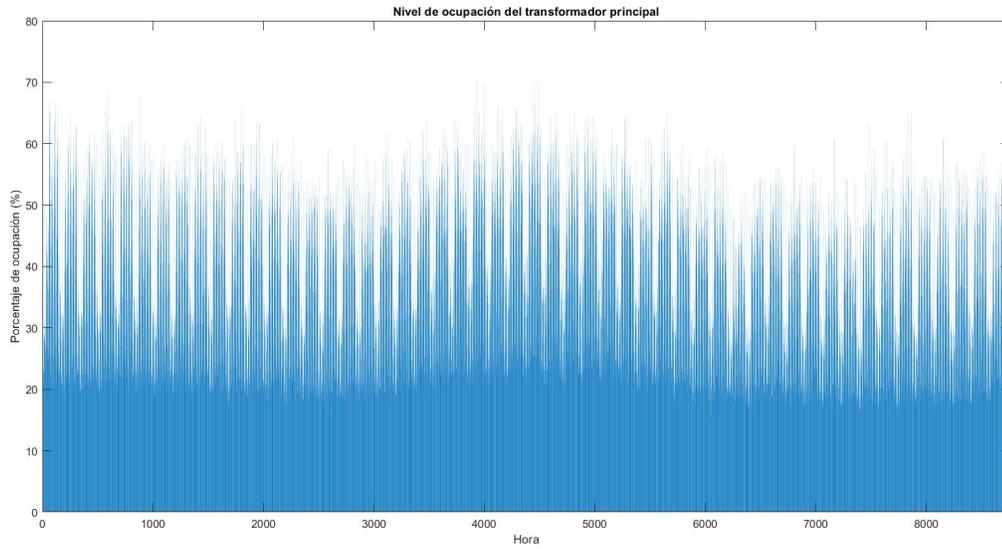


Figura 4.32: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

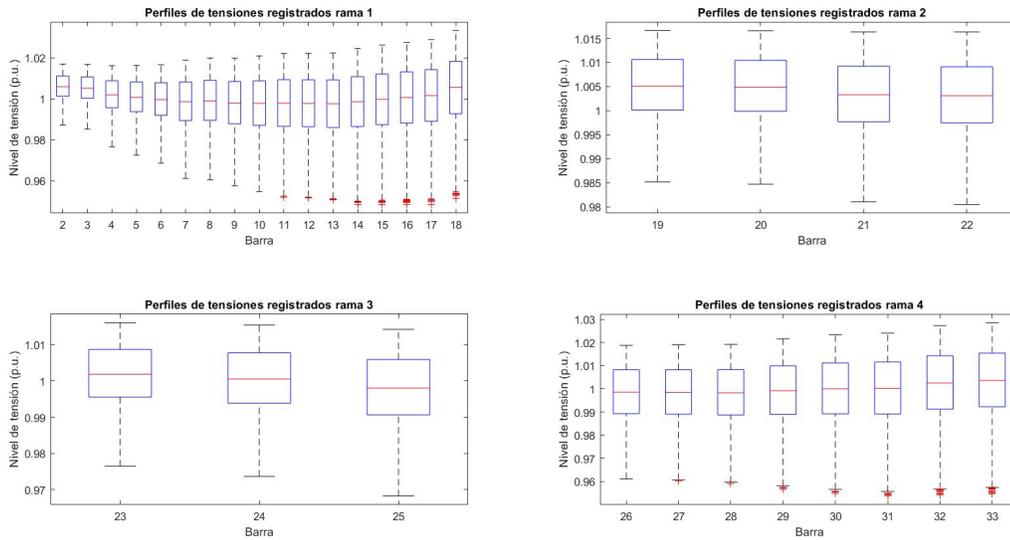


Figura 4.33: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

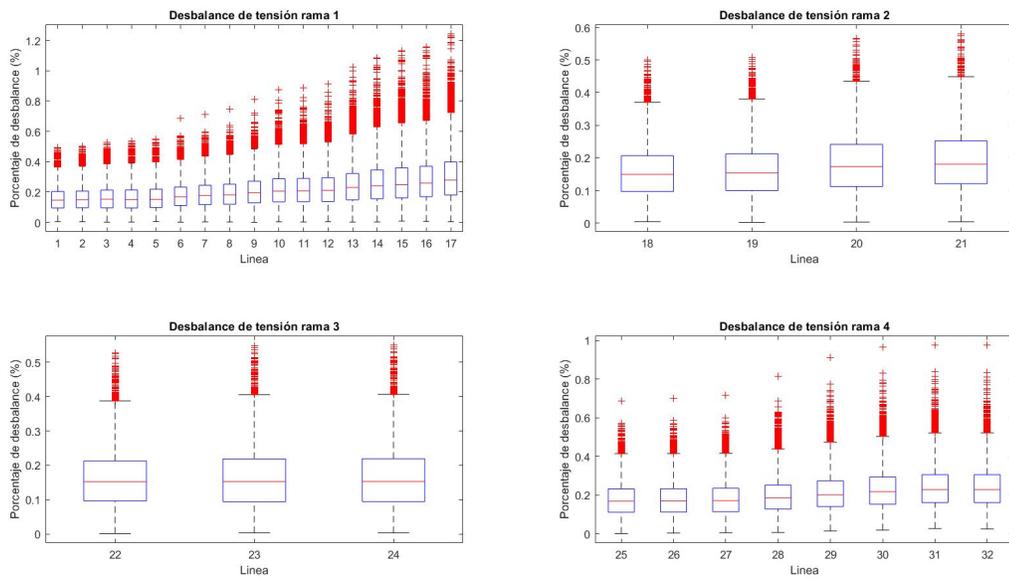


Figura 4.34: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

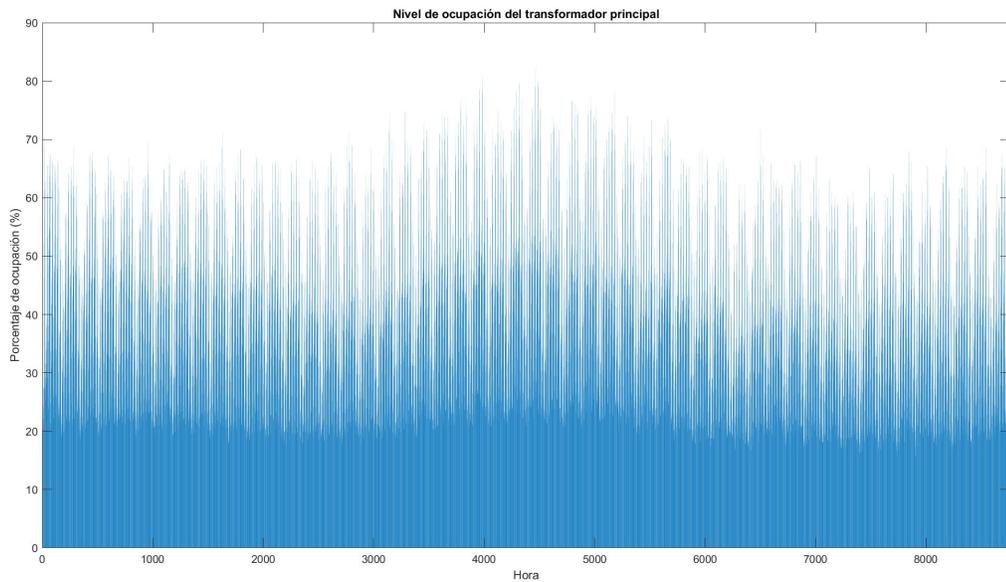


Figura 4.35: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.7 se puede apreciar que la energía total en ambos casos difiere en cierta medida al igual que los costos. Este caso presenta la particularidad que para la distribución proporcional se alcanzan mejores desempeños en torno a pérdidas y

energía de desplazamiento adicional, pero el costo total es mayor, esto indica que al menos un desplazamiento de cargador pudo ser adicional.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión se acerca a niveles que pueden estar fuera de norma. En particular, el caso con distribución aleatoria presenta niveles de tensión muy cercanos al límite de 0,94 p.u. de la norma chilena. Este comportamiento se da principalmente en la rama 1 de la red, la cual es la más larga de todas y se da a pesar de la compensación de reactivos.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son mayores con respecto al caso sin carga domiciliaria y se aprecia claramente que crecen con respecto al caso con penetración del 25 % llegando incluso a superar el umbral del 1,2 % en la rama 1 y cercano al 1 % en las ramas 2,3 y 4. Esto claramente se debe a que la demanda de carga de vehículos eléctricos se distribuye de manera asimétrica entre las fases de la red, ya que la carga domiciliaria es monofásica.

Adicionalmente, los niveles de ocupación del transformador muestran un aumento del nivel de carga del sistema, llegando a superar el umbral del 80 % en algunos periodos. Esto se debe a que la demanda neta de potencia aumenta debido a que existe transferencia de potencia desde cargadores rápidos a sistema domiciliario y esta transferencia a su vez puede darse en horas punta de la red.

Finalmente, la figura 4.36 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

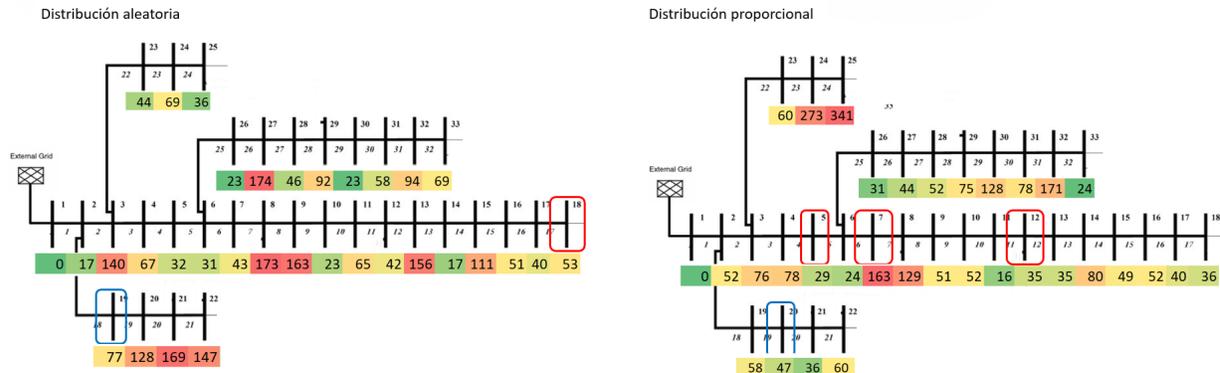


Figura 4.36: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.2.3. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % y la inclusión de carga domiciliaria. La tabla 4.8 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.8: Resultados del escenario sin generación distribuida, con carga domiciliar y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria  | Distribución proporcional |
|---|-------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [5 3 15 14 20 20 20 20] | [18 9 10 10 22 22 22 22]  |
| Costo total (USD)                               | \$1.468.449             | \$1.452.676               |
| Energía total (MWh)                             | 14.867                  | 14.844                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 1.294                   | 1295                      |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 64,62                   | 52,84                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 488,77                  | 489,93                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 3,29                    | 3,3                       |

La figura 4.37 y 4.40 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

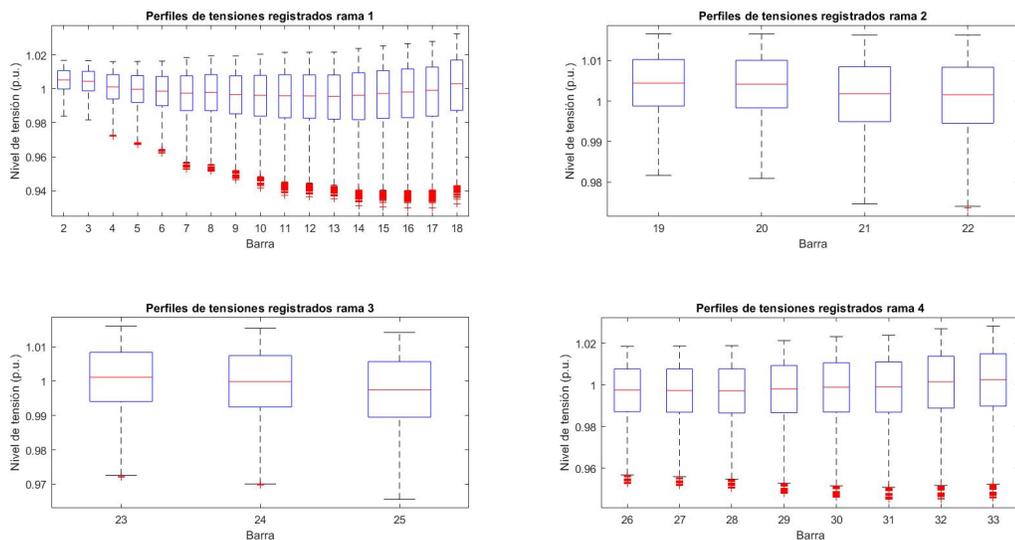


Figura 4.37: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliar, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.38 y 4.41 muestran los máximos desbalances de tensión re-

gistrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

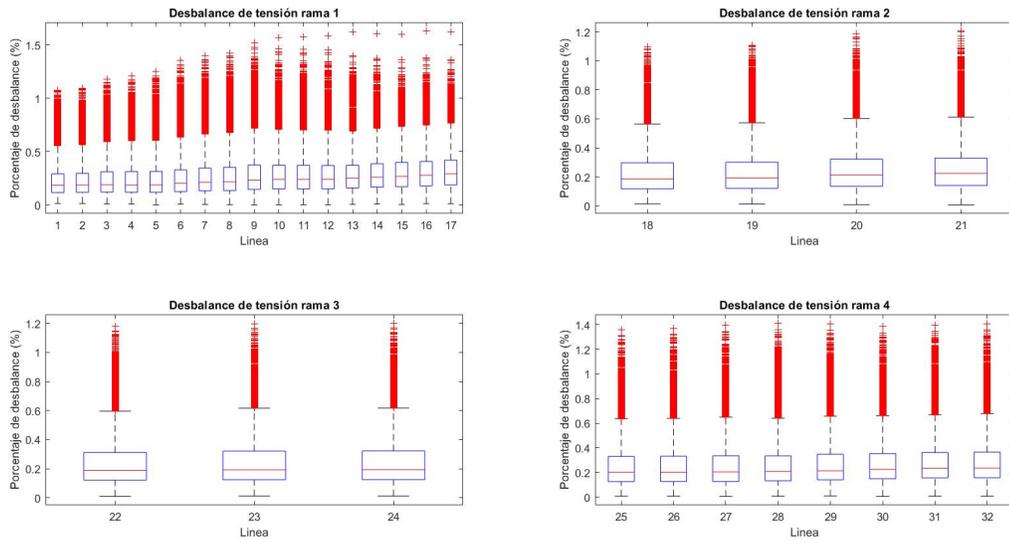


Figura 4.38: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.39 y 4.42 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

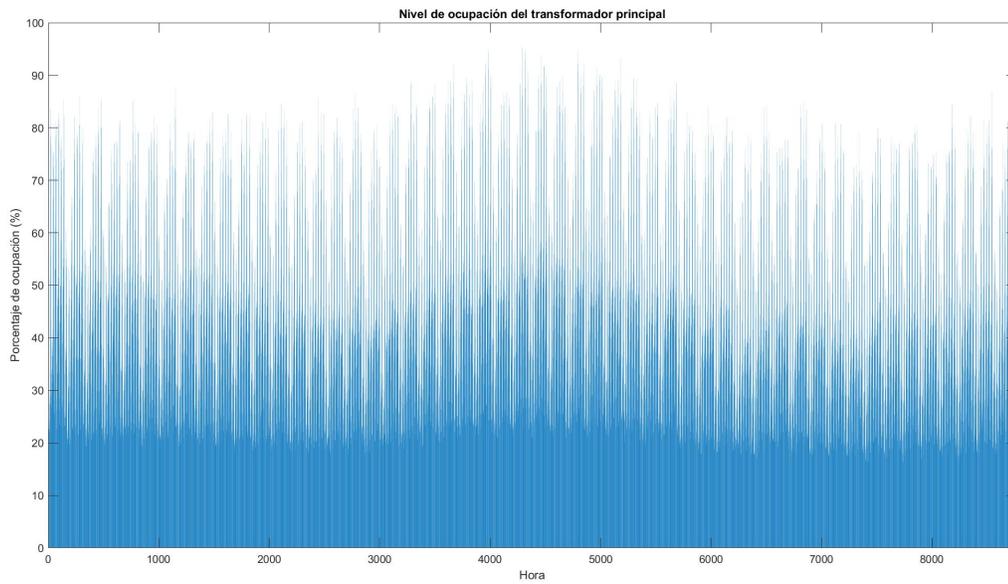


Figura 4.39: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

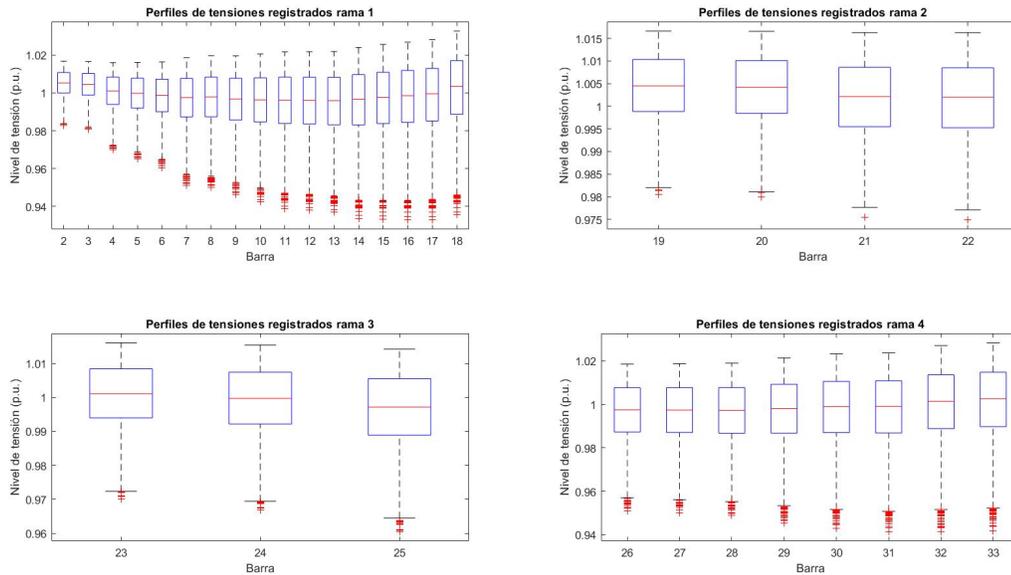


Figura 4.40: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

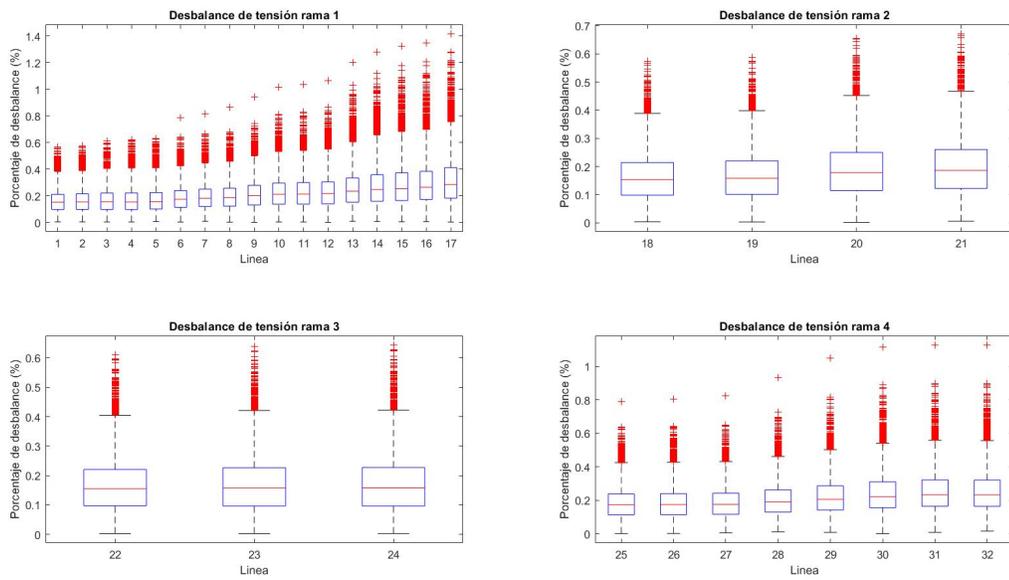


Figura 4.41: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

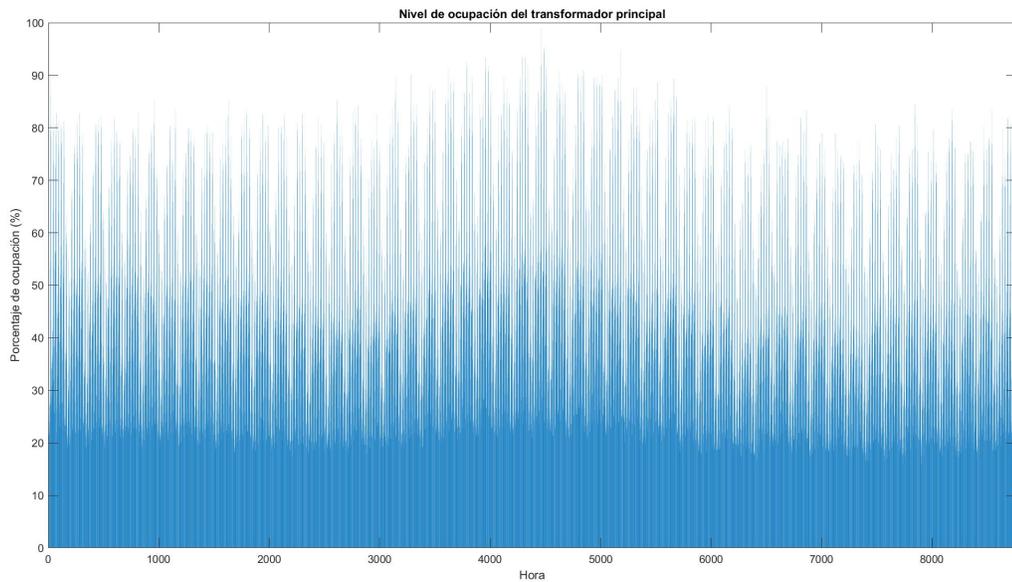


Figura 4.42: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.8 se puede apreciar que en ambos casos se tienen pérdidas similares del sistema, pero que son mucho más elevadas que en todos los casos anteriores incluyendo los casos sin carga domiciliaria. Esto se debe a que también existe una capacidad

demandada en el transformador muy alta, llegando incluso a superar el umbral del 90%. La red en este punto esta operando cercano al límite de potencia, los costos son elevados y otros aspectos también presentan problemas. La solución para el caso de distribución proporcional pareciera tener mejor desempeño que la de la solución aleatoria, donde la energía adicional por desplazamiento es menor en el caso proporcional.

Al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión se comporta de manera similar y en ambos casos en la rama 1 de la red se supera el umbral de 0,94 p.u. en algunos momentos del año para algunas líneas del sistema.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son se encuentran cercanos al límite del 2% permitido por norma debido a la gran cantidad de vehículos insertos en la red y que basan su carga en sistemas domiciliarios.

Finalmente, la figura 4.43 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

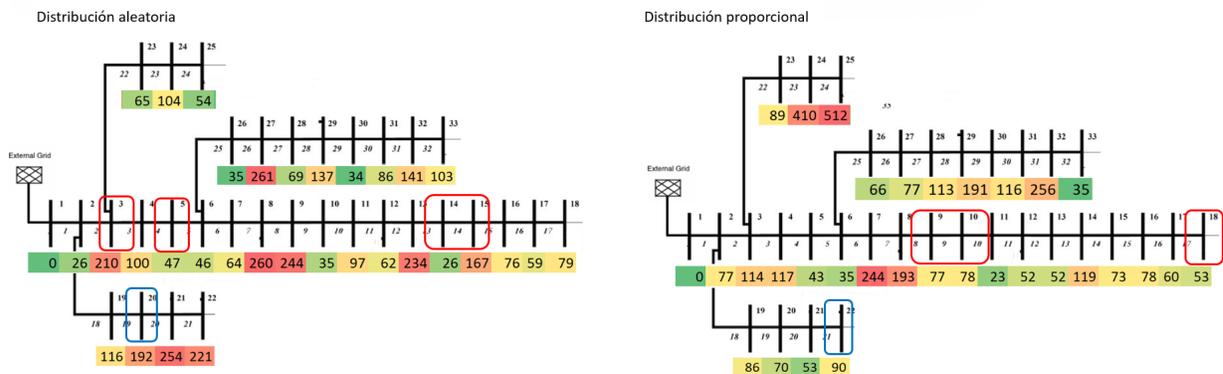


Figura 4.43: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.2.4. Resumen técnico de resultados

Para resumir todos los resultados obtenidos en la evaluación de los niveles de penetración, se presenta la tabla 4.9

Tabla 4.9: Resumen de resultados escenario sin generación distribuida, con carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento.

|  | Distribución aleatoria |        |        | Distribución proporcional |       |        |
|--|------------------------|--------|--------|---------------------------|-------|--------|
|  | 25 %                   | 50 %   | 75 %   | 25 %                      | 50 %  | 75 %   |
| Máxima ocupación del transformador principal (%)     | 64,4                   | 80,65  | 95,27  | 66,25                     | 82,17 | 98,65  |
| Energía no suministrada a vehículos eléctricos (MWh) | 0,49                   | 8,62   | 57,50  | 0,48                      | 9,63  | 58,97  |
| Máxima demanda vehículos (MW)                        | 2.575                  | 3.225  | 3.810  | 2.650                     | 3.286 | 3.946  |
| Máximo desbalance de tensión (%)                     | 1,05                   | 1,21   | 1,63   | 1,09                      | 1,24  | 1,41   |
| Incidencias de bajo voltaje                          | 0                      | 20     | 560    | 0                         | 0     | 266    |
| Costo asociado a incidencias (USD)                   | 0                      | 945,72 | 26.480 | 0                         | 0     | 12.531 |
| N° de movimientos                                    | 2                      | 0      | 3      | 2                         | 2     | 2      |

A partir de la tabla anterior se puede observar como se hace evidente que existen soluciones que no necesariamente son las más óptimas. En particular, el caso de distribución aleatoria con un 75 % de nuevamente destaca con un desempeño por debajo de sus pares. En este caso particular se aprecia como existe un nivel de ocupación que llega a alcanzar un 98,65 % lo cual esta cerca al máximo permitido por el transformador, adicionalmente en esta red se registra el mayor nivel demanda máxima.

Por otra parte, el caso 75 % en distribución aleatoria presenta la mayor cantidad de incidencias de bajo voltaje de los casos de estudio, cabe destacar que las incidencias corresponden a la cantidad de veces en que líneas han bajado del umbral del 0,94 p.u. en tensión y no las horas.

Resulta interesante destacar que los casos con penetración del 75 % son los que potencialmente pueden presentar mayores problemas debido a la carga domiciliaria y donde los desbalances de tensión alcanzan valores cercanos al límite de la norma. Adicionalmente, si bien la solución presentada en la distribución aleatoria presenta menores niveles de ocupación del transformador, presenta un desempeño peor en tensión que el caso con distribución proporcional.

Finalmente, se puede apreciar como la energía de vehículos eléctricos que no puede ser abastecido por los cargadores es mucho menor que en el caso sin carga domiciliaria, por lo que la instalación de un tercer cargador no se hace necesaria.

### 4.2.3. Escenarios con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento.

El presente escenario muestra el comportamiento de la red con la inclusión 4 medios de generación distribuida fotovoltaicos de 200 [kW] ubicados en diversos nodos de la red, ni almacenamiento. En este escenario no se considera carga domiciliaria, solo se consideran las estaciones de carga rápida del sistema. Este escenario presenta tres niveles de penetración de vehículos eléctricos (25 %, 50 % y 75 %) y considera la integración proporcional y aleatoria de los usuarios. Al final del estudio de este escenario, se muestra un cuadro resumen técnico con los resultados de todos los casos.

#### 4.2.3.1. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 % y 4 medios de generación distribuida. La tabla 4.10 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.10: Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria   | Distribución proporcional |
|---|--------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [5 13 11 11 21 21 21 21] | [3 3 3 18 19 19 19 19]    |
| Costo total (USD)                               | \$1.154.822              | \$1.154.110               |
| Energía total (MWh)                             | 11.874                   | 11.882                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 1.254                    | 1.249                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 47,22                    | 65,97                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 330,87                   | 325,52                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,78                     | 2,73                      |

La figura 4.44 y 4.47 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

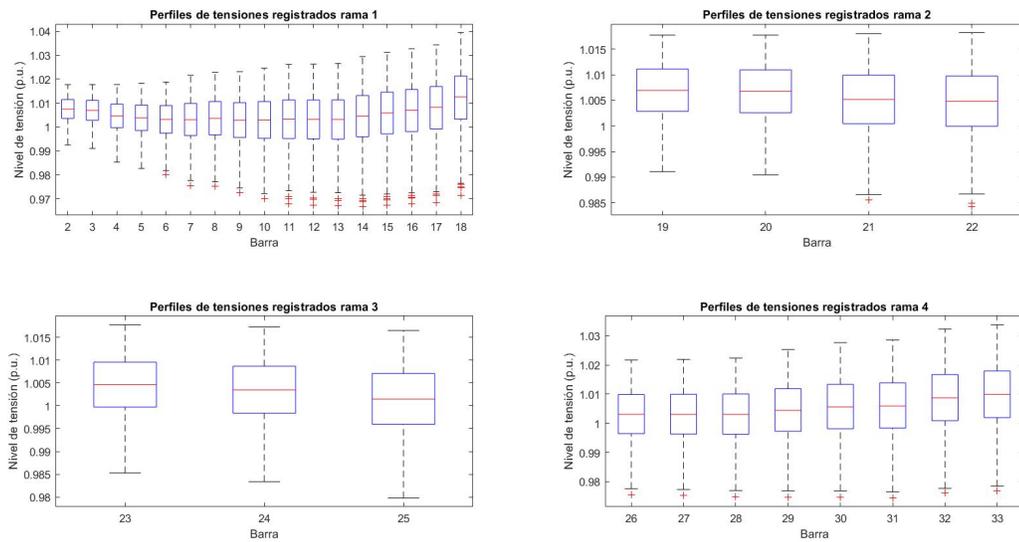


Figura 4.44: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.45 y 4.48 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

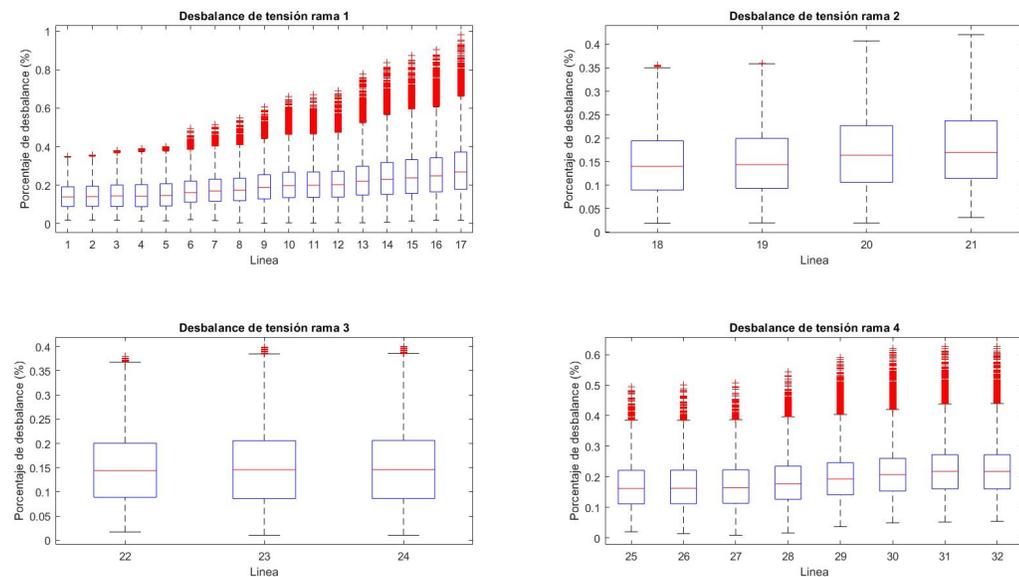


Figura 4.45: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.46 y 4.49 muestran el comportamiento del nivel de ocupación

del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

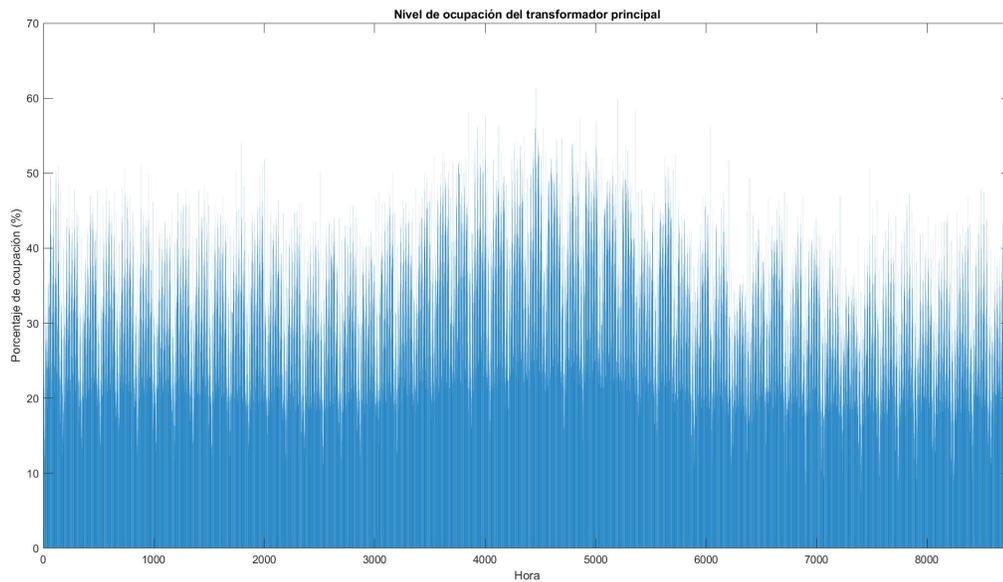


Figura 4.46: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

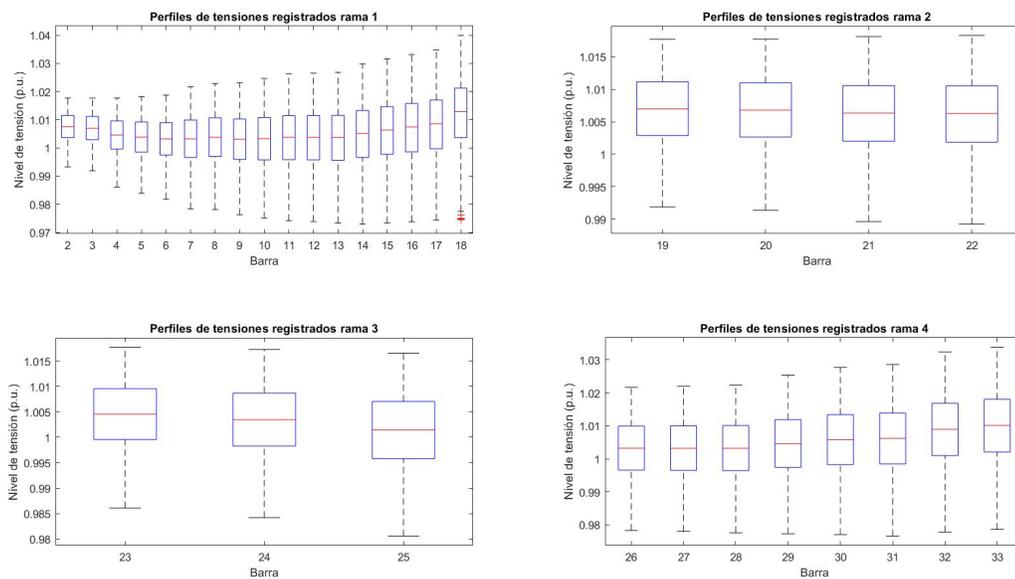


Figura 4.47: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

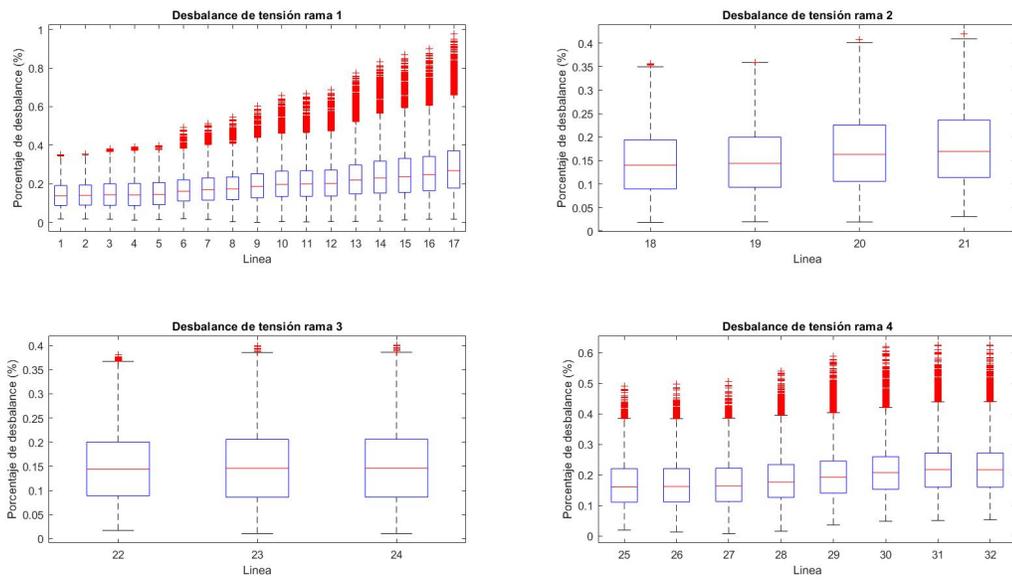


Figura 4.48: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

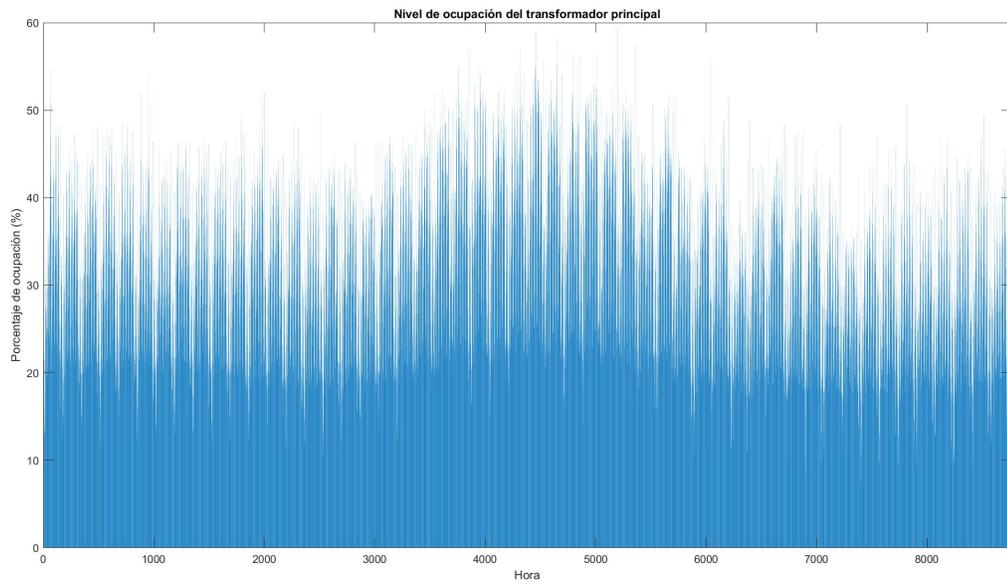


Figura 4.49: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.10 se puede apreciar que los costos asociados son muy similares en ambas situaciones, al igual que el caso sin generación distribuida esto se debe a que si bien la distribución de los vehículos es distinta, la cantidad de vehículos es muy

similar, esto es indicativo que en ambos casos la solución esta cerca de ser la más conveniente para cada caso. El caso de distribución proporcional presenta la característica que la energía de desplazamiento adicional es mayor que en el caso aleatorio, pero las pérdidas del sistema son menores, por lo que la solución junto con la cantidad de desplazamientos del cargador es buena a pesar de que la energía de desplazamiento es mayor.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que en la rama 1 para ambos casos la tensión mínima registrada se produce en los nodos centrales del sistema debido a que el cargador se posiciona en estos nodos y la compensación de reactivos junto con la generación distribuida eleva la tensión en las líneas de los extremos.

Un ejemplo claro de la influencia del medio de generación distribuida es que la línea 16 y 17 del caso con distribución proporcional presenta un perfil plano con valores cercanos a las líneas aledañas, mientras que si se compara con el perfil del caso sin generación distribuida y sin carga domiciliar de la figura 4.5 se aprecia una caída abrupta en los nodos de las líneas 16 y 17 y donde en ambos casos el cargador se ubica en el nodo 18 de la red. Con esto se hace evidente que los medios de GD ayudan a mejorar los niveles de tensión en la red.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son similares ya que no se ven afectados en gran medida por la posición de un cargador de tipo trifásico. Por otra parte, el nivel de ocupación del transformador también presenta niveles similares de carga, con el respectivo aumento de demanda en los meses de invierno.

Finalmente, la figura 4.50 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

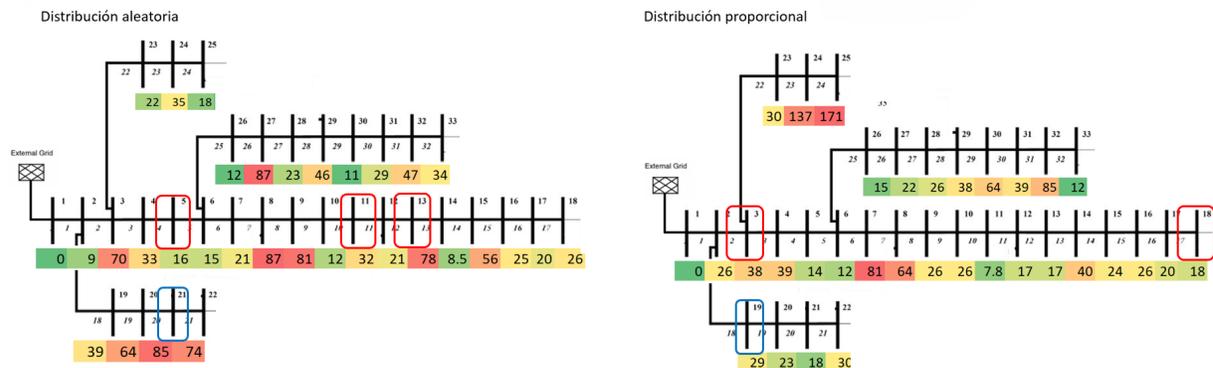


Figura 4.50: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.3.2. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 % y la inclusión de 4 medios de generación distribuida. La tabla 4.11 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.11: Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [15 3 3 2 20 20 20 20] | [2 2 2 2 19 19 19 19]     |
| Costo total (USD)                               | \$1.290.682            | \$1.287.115               |
| Energía total (MWh)                             | 12.909                 | 12.905                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 2.210                  | 2.209                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 109,94                 | 127,30                    |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 347,95                 | 327,43                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,69                   | 2,53                      |

La figura 4.51 y 4.54 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

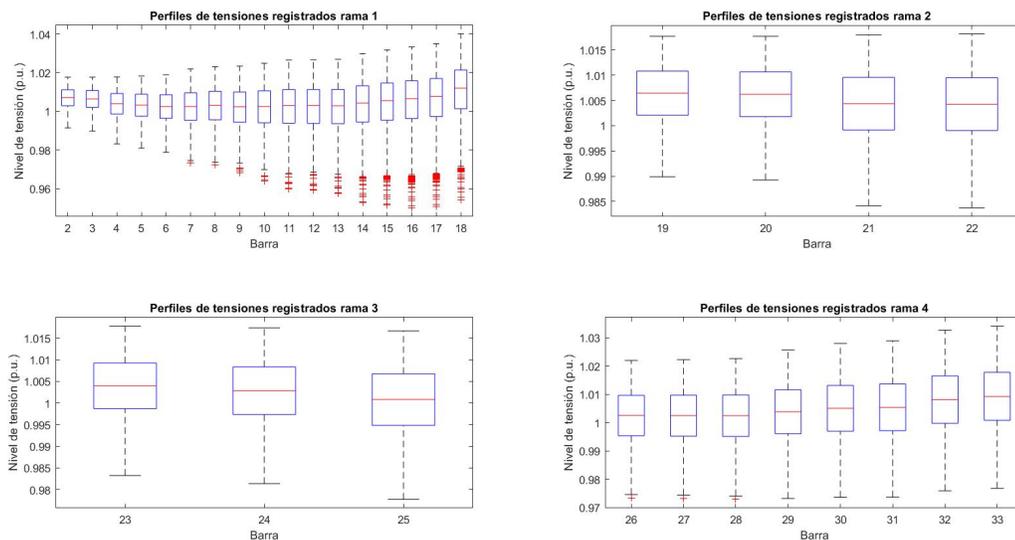


Figura 4.51: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.52 y 4.55 muestran los máximos desbalances de tensión re-

gistrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

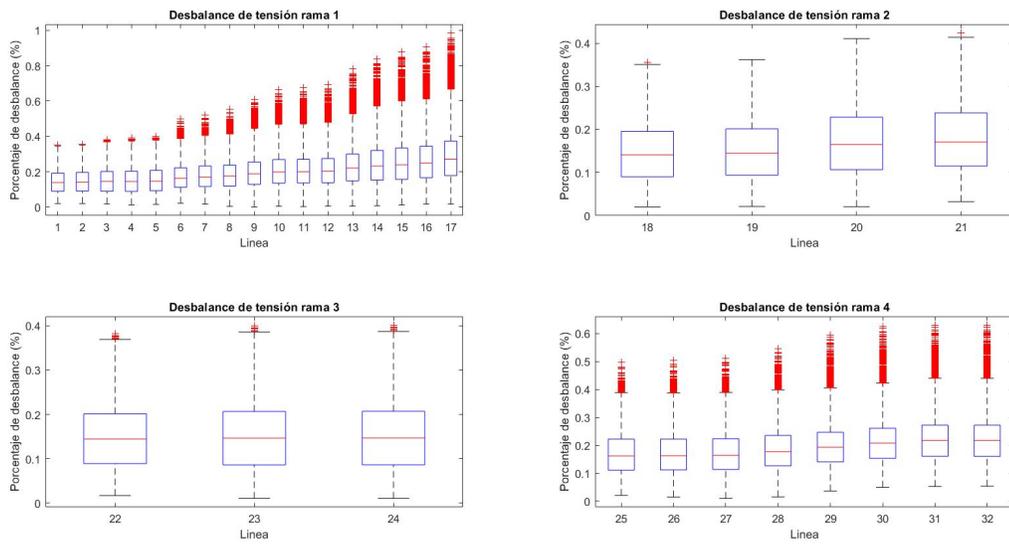


Figura 4.52: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.53 y 4.56 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

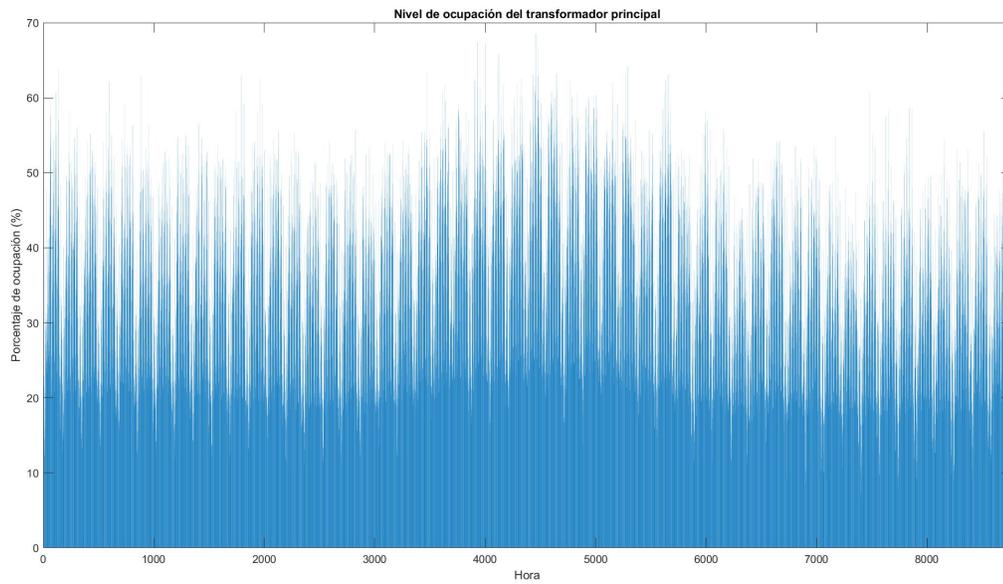


Figura 4.53: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

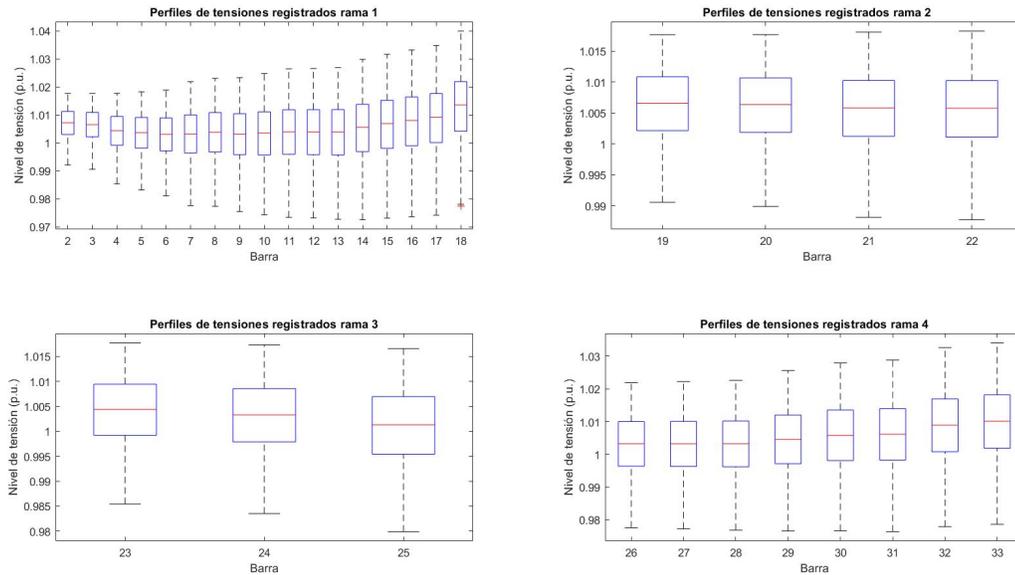


Figura 4.54: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

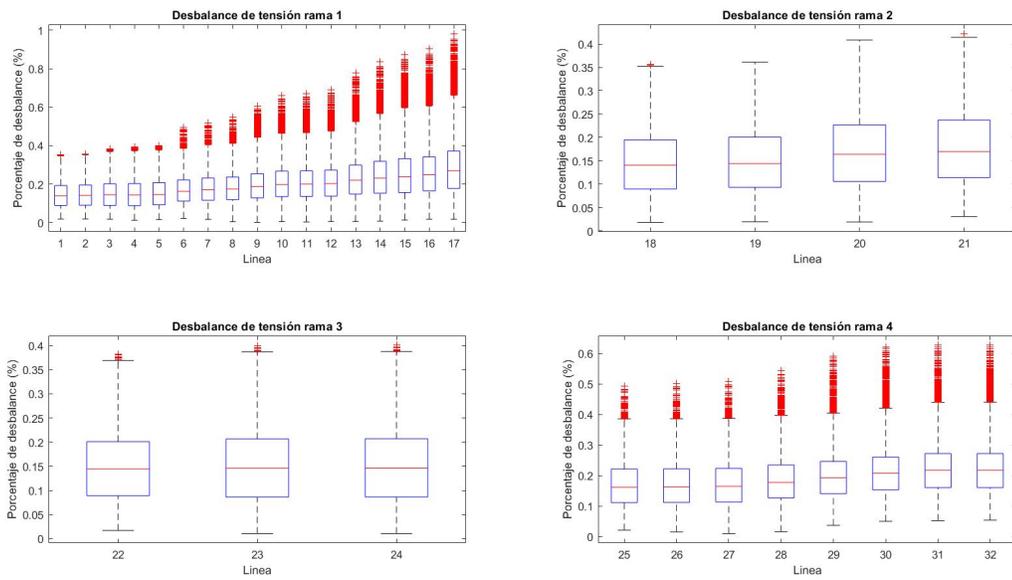


Figura 4.55: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

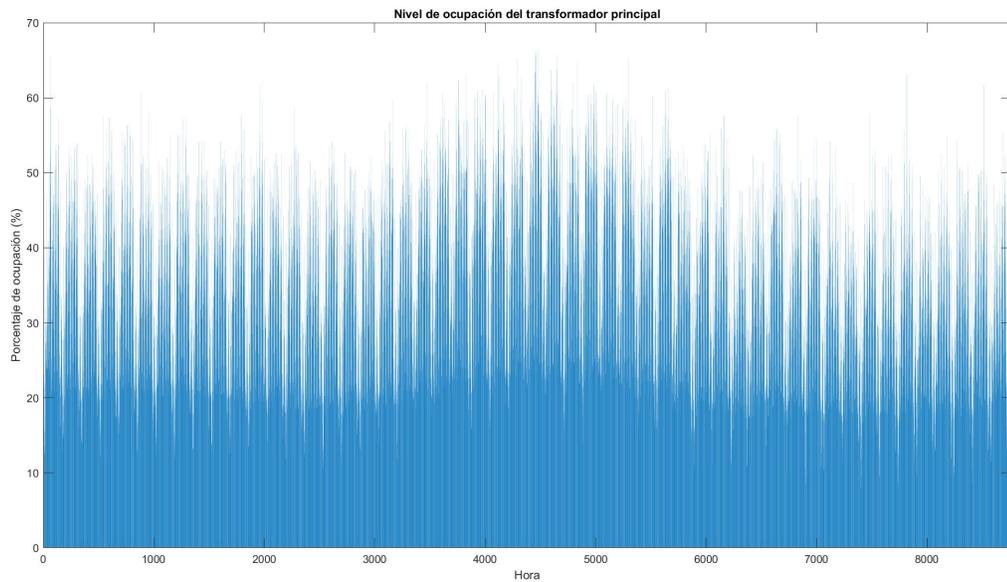


Figura 4.56: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.11 se puede apreciar que la energía total en ambos casos es muy similar y que la energía adicional por desplazamiento es mayor en el caso de la distribución proporcional, mientras que sus pérdidas son menores de manera general. La

solución encontrada en este caso parece haber priorizado una leve disminución de pérdidas sin hacer uso de la capacidad del cargador de desplazarse en el tiempo. Por otra parte, en la distribución aleatoria se beneficia en mayor medida a los usuarios disminuyendo las distancias, pero a costa de un ligero aumento de las pérdidas y del costo total.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión se comporta de manera similar. Con tensiones mínimas en las líneas aledañas a la posición del cargador y que se encuentran lejanas al alimentador. Para el caso de distribución aleatoria, dado que el cargador se colocó en el nodo 15 (línea 14), se aprecia como este tiene un efecto en el menor voltaje que se obtiene en el año, particularidad que no ocurre en la distribución proporcional ya que el cargador se ubica en nodos más cercanos a la cabecera del alimentador.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son similares ya que una vez más, no se ven afectados en gran medida por la posición de un cargador de tipo trifásico y aumentan en cierto nivel por la demanda adicional del sistema. Por otra parte, el nivel de ocupación del transformador también presenta niveles similares de carga que aumentaron con respecto al nivel de penetración anterior, pero que mantiene una ocupación ligeramente mayor en los meses de invierno (mitad del gráfico) y picos de ocupación en las horas punta de cada día.

Finalmente, la figura 4.57 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

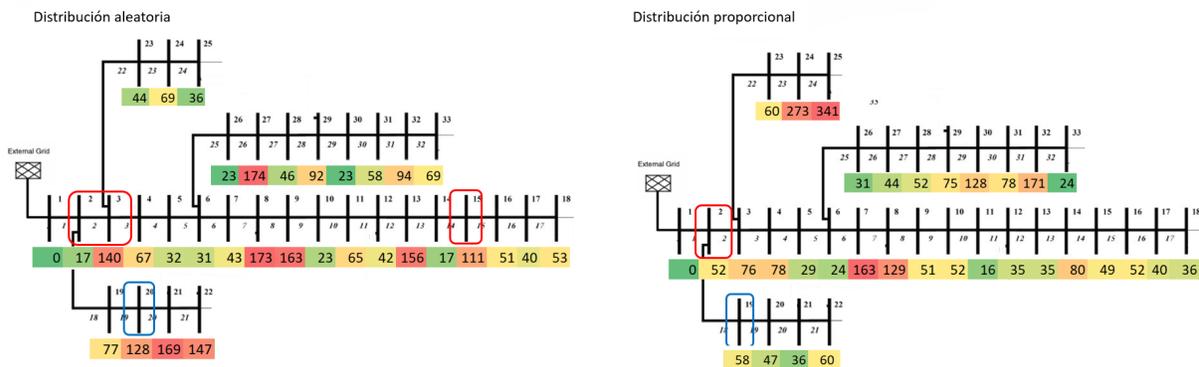


Figura 4.57: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.3.3. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % y la inclusión de 4 medios de generación distribuida. La tabla 4.12 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.12: Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [3 5 9 5 21 21 21 21]  | [2 2 2 2 32 20 20 20]     |
| Costo total (USD)                               | \$1.420.974            | \$1.418.015               |
| Energía total (MWh)                             | 13.068                 | 13.079                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 2.359                  | 2.364                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 111,40                 | 129,80                    |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 355,59                 | 343,84                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,72                   | 2,62                      |

La figura 4.58 y 4.61 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

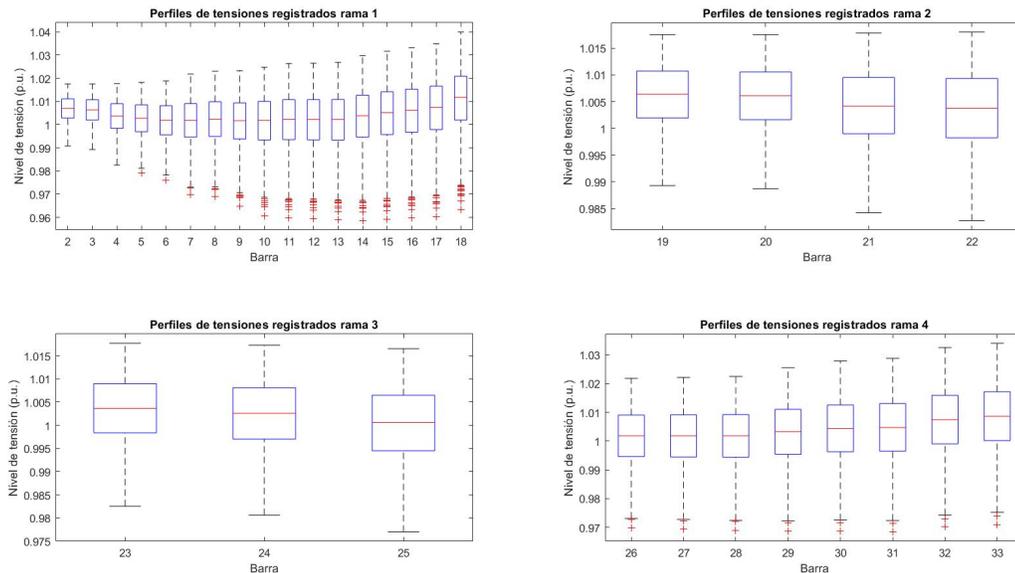


Figura 4.58: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.59 y 4.62 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

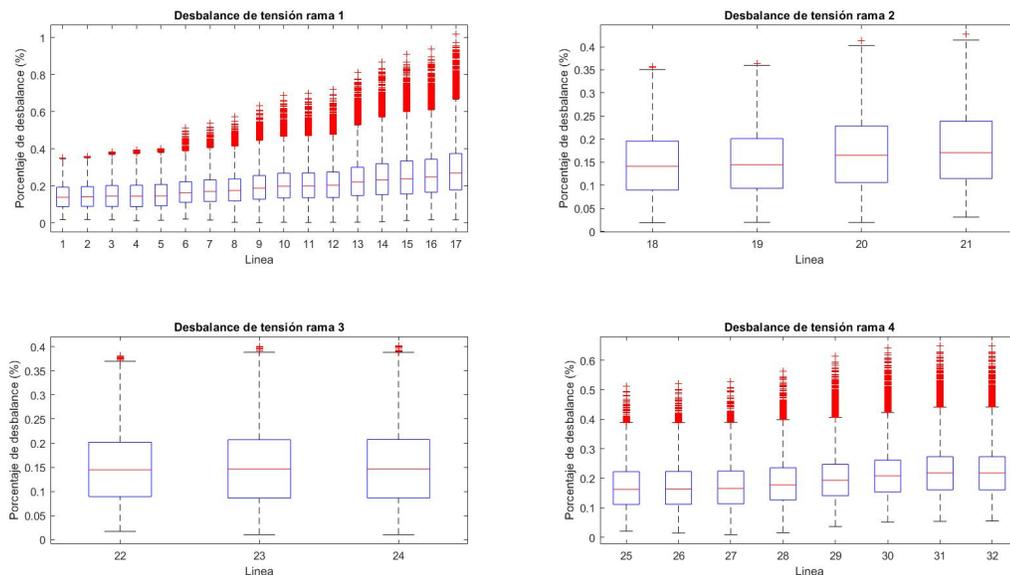


Figura 4.59: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.60 y 4.63 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

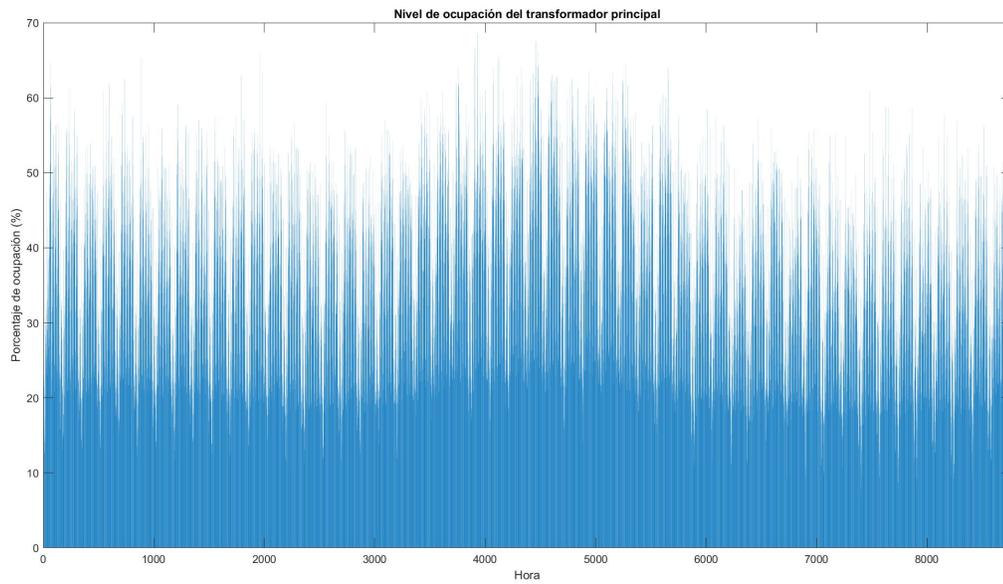


Figura 4.60: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

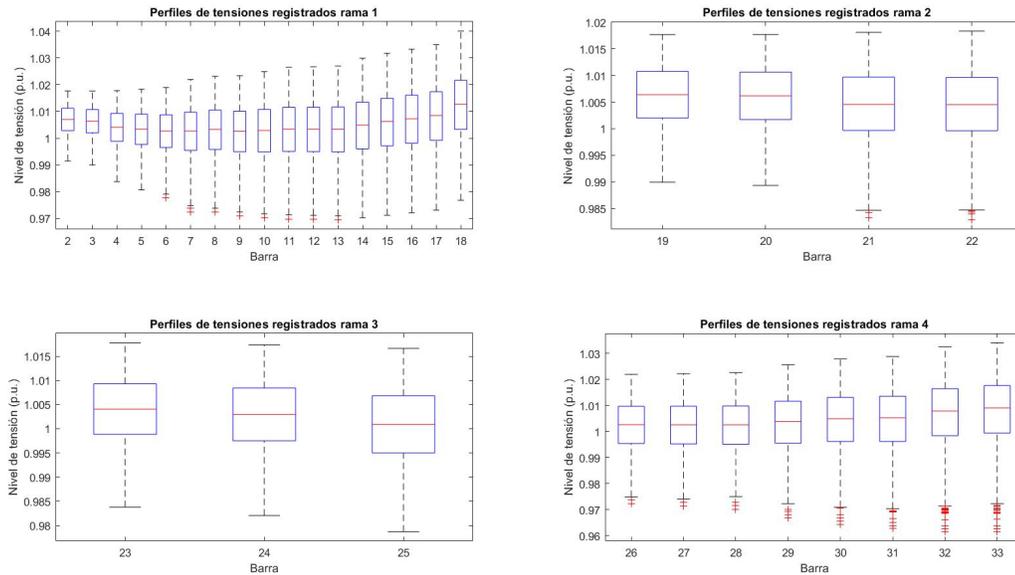


Figura 4.61: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

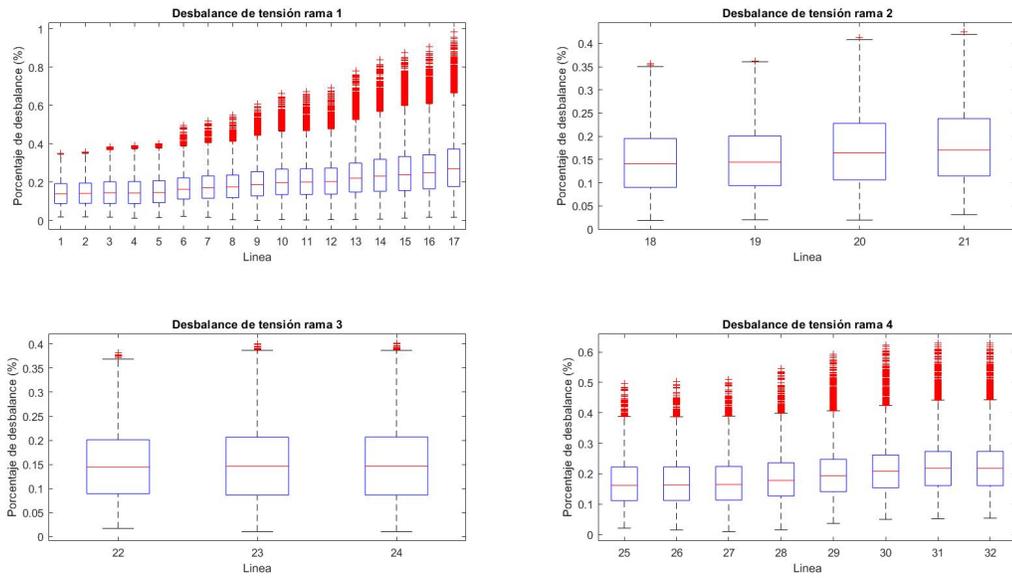


Figura 4.62: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

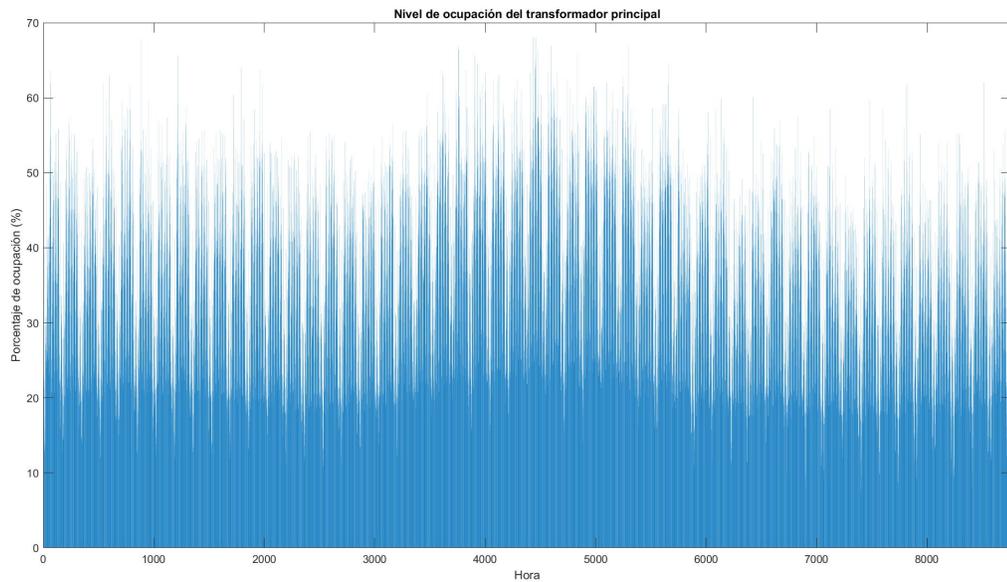


Figura 4.63: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.12 se puede observar que existen ciertas diferencias entre los costos observados para cada caso. En el caso proporcional se consigue que las pérdidas sean menores que en el caso aleatorio, pero la energía adicional de desplazamiento es

mayor. Por otra parte, con una distribución aleatoria, se obtiene un mayor beneficio para los usuarios, pero a costa de mayores pérdidas y un costo mayor. Es importante destacar que para todos los casos con generación distribuida, el porcentaje de pérdidas del sistema es menor que su contraparte sin generación distribuida. Esto se debe a que ahora hay energía que fluye desde nodos alejados de la red hacia los puntos de carga y los hacia los puntos de demanda del sistema, por lo que la energía no tiene que recorrer enormes distancias desde el punto del alimentador.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión no se ve perturbada en gran medida por la posición del cargador debido a que se ubica en nodos cercanos al punto inicial del alimentador. Esto se aprecia también al ver como la tensión en los nodos más alejados presenta mejoras e incluso en valores máximos se acerca al límite superior de tensión máxima de 1,06 p.u.

Los desbalances de las líneas una vez más no presentan grandes cambios con respecto al caso sin generación distribuida y se aprecia como van en aumento a medida que se aleja del nodo del alimentador. Por otra parte, la ocupación del transformador sufre un aumento consistente con el aumento de la demanda y se siguen apreciando los aumentos en meses de invierno y en las horas punta del sistema.

Finalmente, la figura 4.64 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

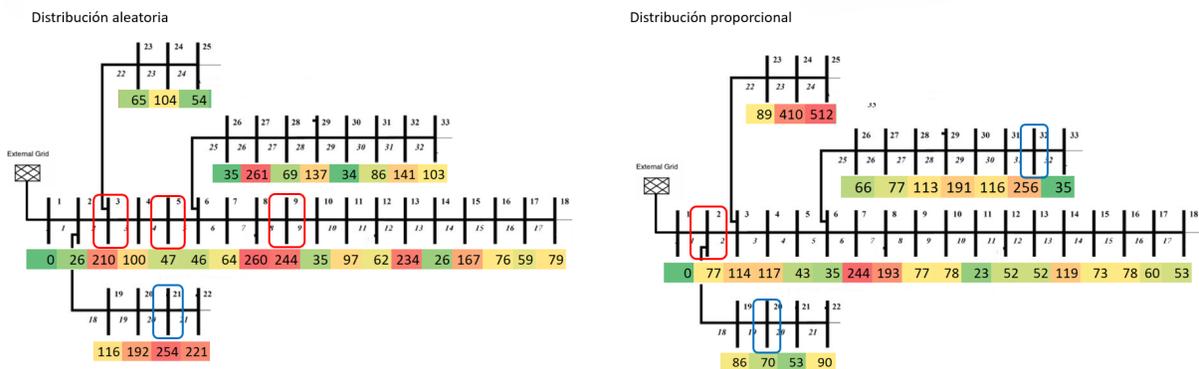


Figura 4.64: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.3.4. Resumen técnico de resultados

Para resumir todos los resultados obtenidos en la evaluación de los niveles de penetración, se presenta la tabla 4.13. A partir de la tabla anterior se puede observar como en primer lugar el porcentaje de máxima ocupación del transformador principal es menor comparado con los resultados de la tabla 4.5. Esto debido a que la generación distribuida claramente disminuye la carga sobre el transformador principal y también sobre las pérdidas del sistema y la demanda máxima percibida por el transformador.

Por otra parte, los desbalances máximos del sistema se mantienen prácticamente constantes debido a que solo se utilizaron sistemas de carga rápida y no existen incidencias de bajo voltaje en la red gracias a que no se utiliza carga domiciliaria y los medios de generación distribuida junto con la compensación de reactivos ayudan a aminorar los efectos de baja tensión.

Finalmente, la energía no suministrada a los vehículos eléctricos permanece muy similar al caso sin generación distribuida, esto ya que la influencia del medio de generación distribuida no afecta el copamiento de los cargadores. En todos los casos se hace necesario agregar un sistema de carga adicional a la red para suministrar energía a los vehículos que no pueden cargarse en la infraestructura existente.

Tabla 4.13: Resumen de resultados escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento.

|  | Distribución aleatoria |        |       | Distribución proporcional |        |       |
|--|------------------------|--------|-------|---------------------------|--------|-------|
|  | 25 %                   | 50 %   | 75 %  | 25 %                      | 50 %   | 75 %  |
| Máxima ocupación del transformador principal (%)     | 61,26                  | 68,55  | 68,51 | 59,45                     | 66,5   | 68,14 |
| Energía no suministrada a vehículos eléctricos (MWh) | 79,62                  | 459,45 | 1.638 | 82,11                     | 464,41 | 1.635 |
| Máxima demanda vehículos (MW)                        | 2.450                  | 2.741  | 2.740 | 2.378                     | 2.660  | 2.725 |
| Máximo desbalance de tensión (%)                     | 0,98                   | 0,99   | 1,02  | 0,98                      | 0,98   | 0,98  |
| Incidencias de bajo voltaje                          | 0                      | 0      | 0     | 0                         | 0      | 0     |
| Nº de movimientos                                    | 2                      | 2      | 3     | 1                         | 0      | 1     |

#### 4.2.4. Escenarios con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento.

El presente escenario muestra el comportamiento de la red con la inclusión 4 medios de generación distribuida fotovoltaicos de 200 [kW] ubicados en diversos nodos de la red, con posibilidad de carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento de energía. En este escenario se considera carga domiciliaria con potencia de 3,3[kW], junto con la adición de las estaciones de carga rápida del sistema. Este escenario presenta tres niveles de penetración de vehículos eléctricos (25 %, 50 % y 75 %) y considera la integración proporcional y aleatoria de los usuarios. Al final del estudio de este escenario, se muestra un cuadro resumen técnico con los resultados de todos los casos.

##### 4.2.4.1. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %. La tabla 4.14 muestra los resultados principales

de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.14: Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliar y sin almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria   | Distribución proporcional |
|---|--------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [11 12 12 9 21 21 21 20] | [2 2 2 2 19 19 19 19]     |
| Costo total (USD)                               | \$1.160.187              | \$1.154.765               |
| Energía total (MWh)                             | 11.990                   | 11.990                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 452,96                   | 451,79                    |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 18,75                    | 32,47                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 347,59                   | 343,27                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,89                     | 2,86                      |

La figura 4.65 y 4.68 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

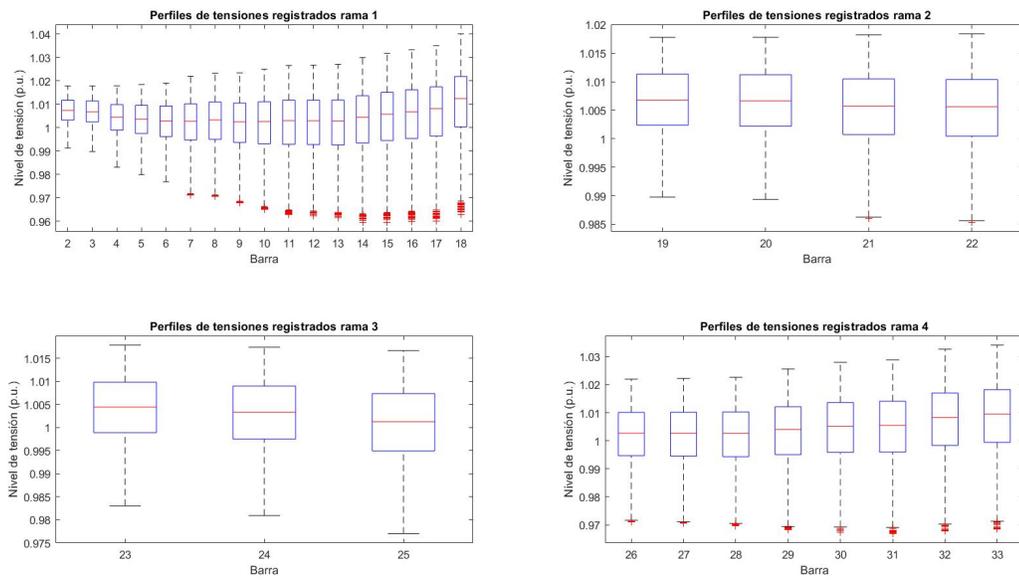


Figura 4.65: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.66 y 4.69 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

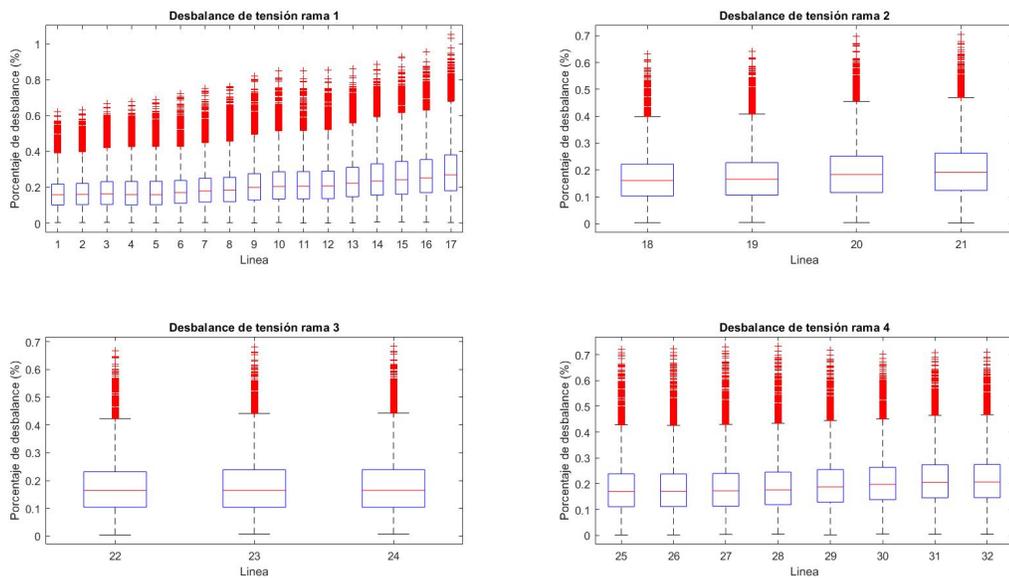


Figura 4.66: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.67 y 4.70 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

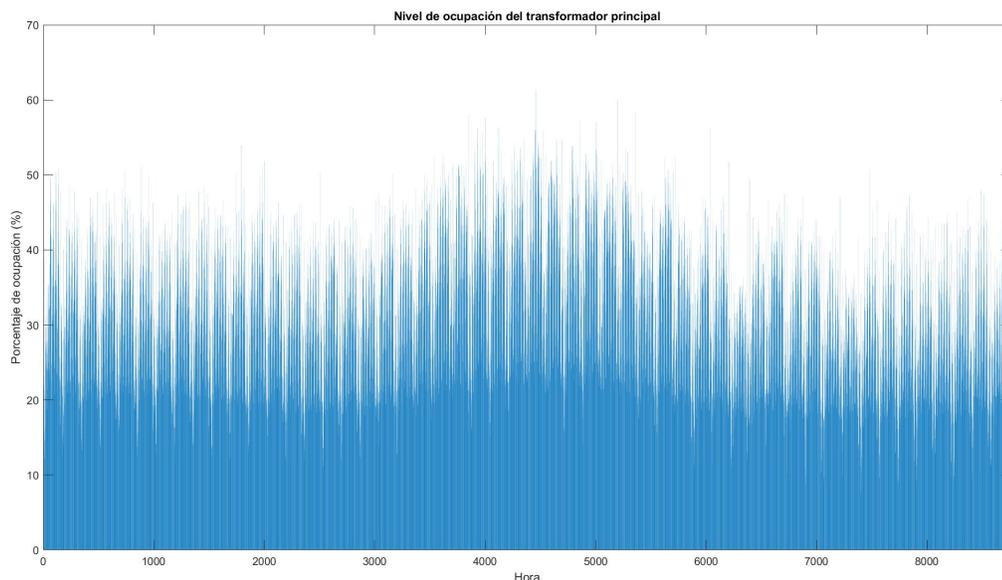


Figura 4.67: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

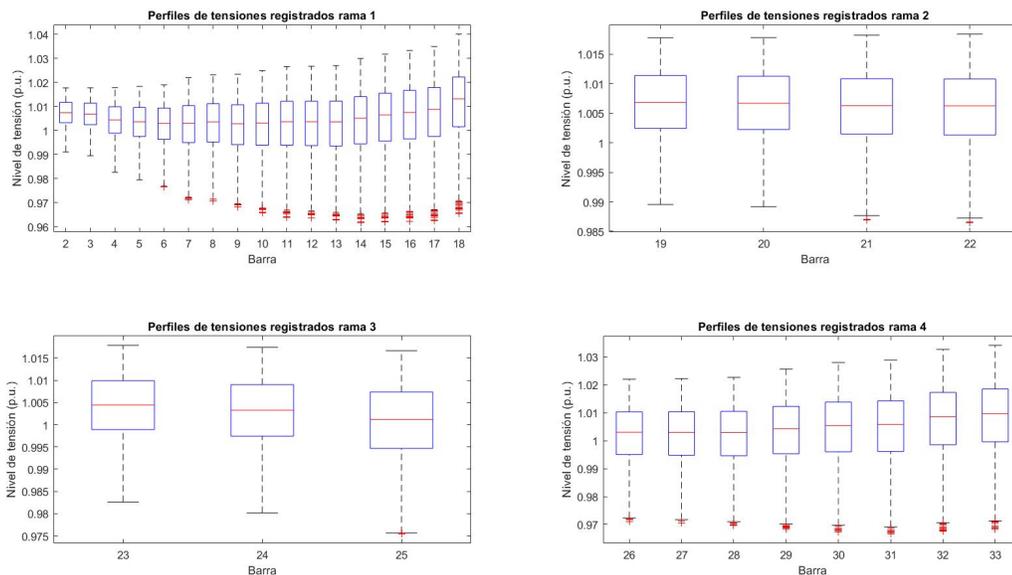


Figura 4.68: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

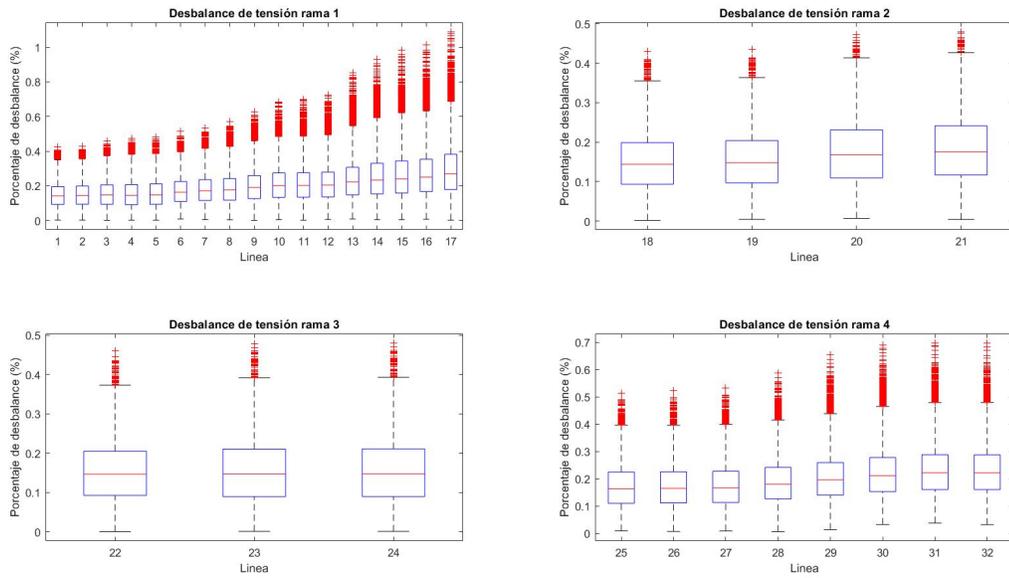


Figura 4.69: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

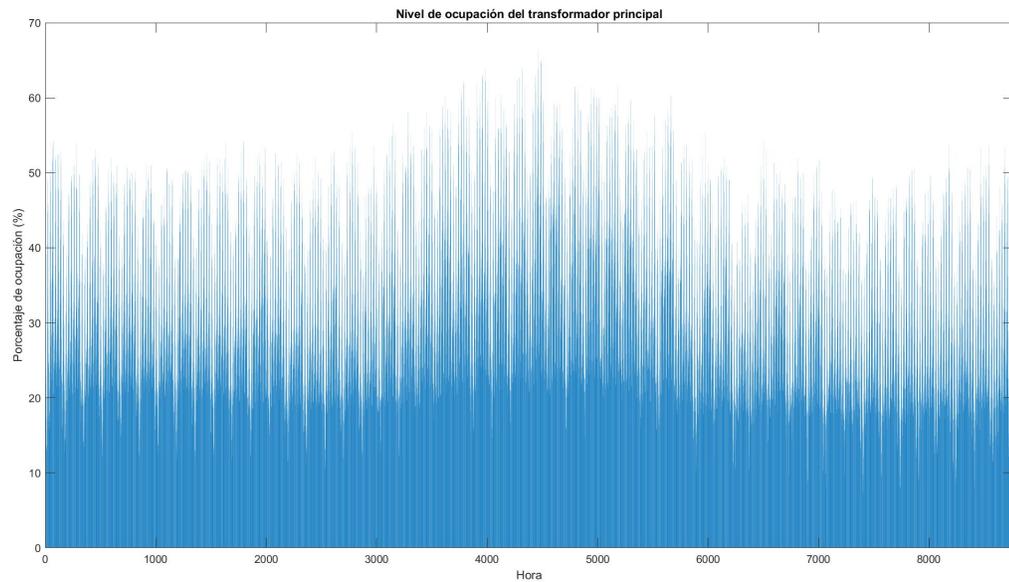


Figura 4.70: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.14 se puede apreciar que los costos asociados difieren en gran medida. En este caso se debe a que la solución encontrada para el caso aleatorio disminuye en gran medida la energía adicional de desplazamiento, pero a costa de mover mucho

el cargador. En este caso los costos no se compensan. Si se comparan estos resultados con el caso sin generación distribuida, las pérdidas del sistema se aminoran gracias a la inclusión del medio de generación distribuida.

Al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia un comportamiento similar al caso sin generación distribuida. Dado que el nivel de penetración es bajo, existe medios de generación distribuida y hay carga domiciliaria, el efecto de los cargadores en la red no tiene mucho impacto en la red. Por otra parte, se aprecia nuevamente un aumento de los desbalances de la red.

Los desbalances en particular para el caso con distribución uniforme se acentúan en los nodos más lejanos de la rama 1, esto debido a la cantidad de usuarios que se muestran en la red en esos nodos, mientras que para el caso proporcional, existen desbalances mayores en las líneas centrales de la rama 1. En las demás ramas de la red, los desbalances son muy similares, pero con valores mayores al caso en donde no se incluye la carga domiciliaria.

Por otra parte, el nivel de ocupación del transformador presenta un menor nivel de ocupación con respecto al caso sin GD, pero presenta un aumento con respecto al caso en donde no hay carga domiciliaria.

Finalmente, la figura 4.71 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

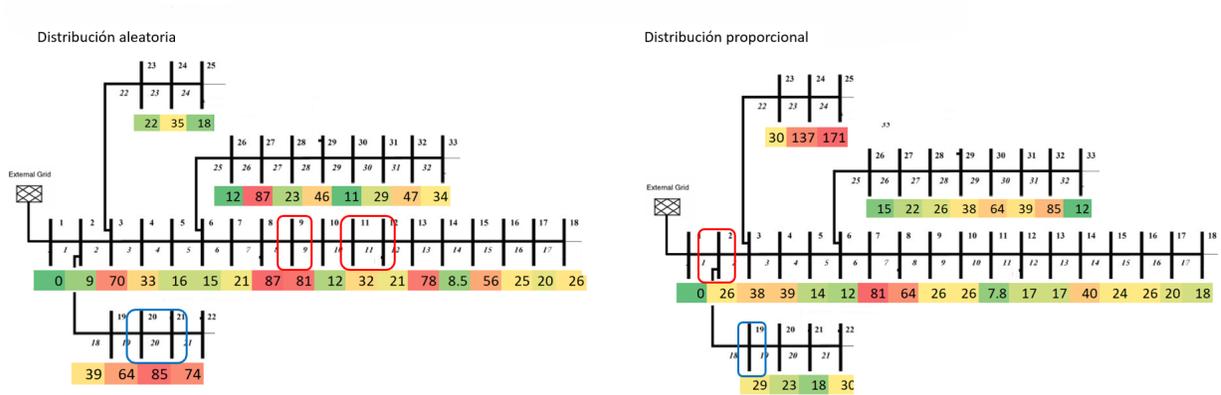


Figura 4.71: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.4.2. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50%

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50%. La tabla 4.15 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.15: Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliar y sin almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [18 2 2 2 19 19 19 19] | [18 18 2 2 19 19 19 19]   |
| Costo total (USD)                               | \$1.297.770            | \$1.298.147               |
| Energía total (MWh)                             | 13.450                 | 13.436                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 897,15                 | 895,04                    |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 62,25                  | 56,42                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 392,35                 | 394,31                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,91                   | 2,93                      |

La figura 4.72 y 4.75 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

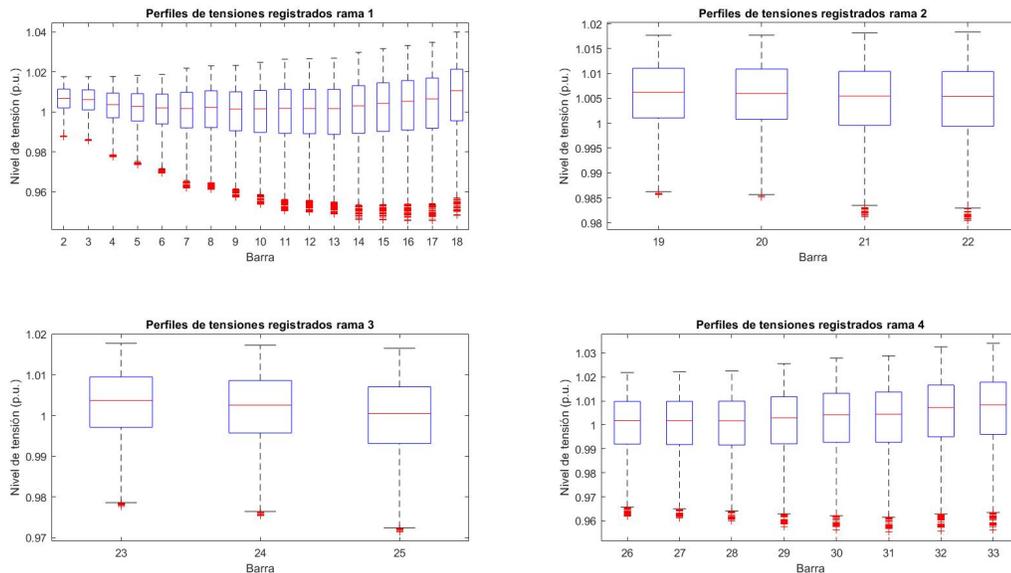


Figura 4.72: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliar, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.73 y 4.76 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

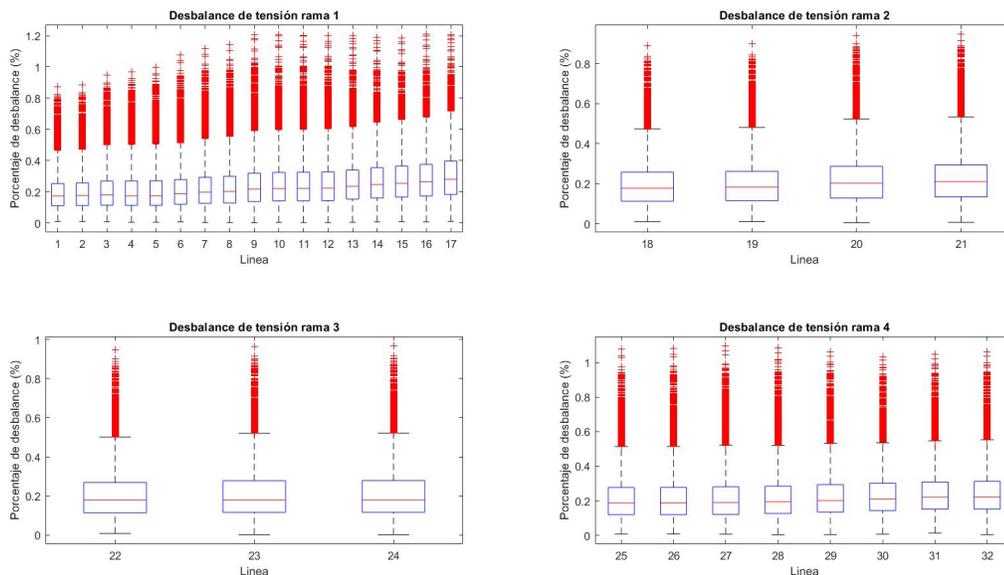


Figura 4.73: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.74 y 4.77 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

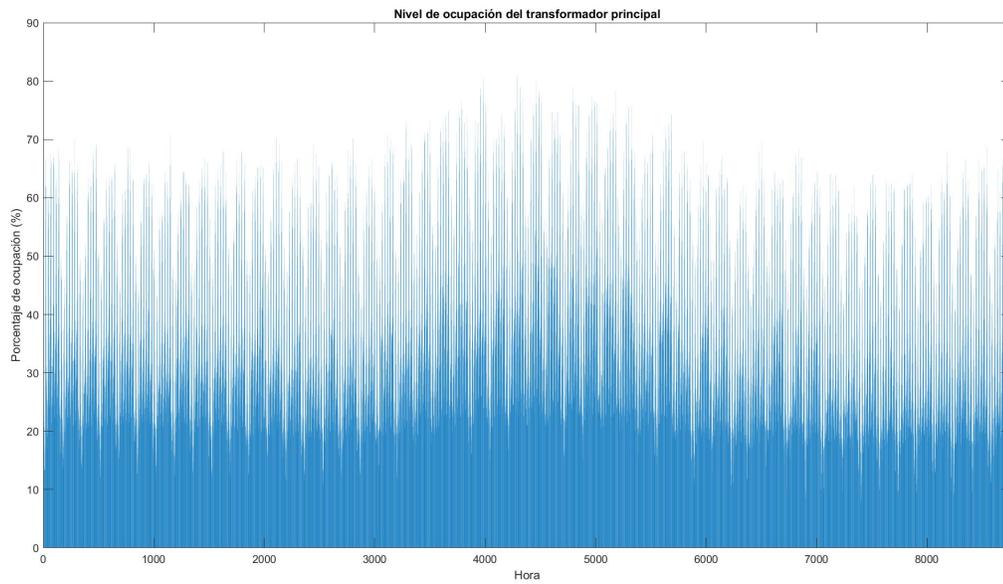


Figura 4.74: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

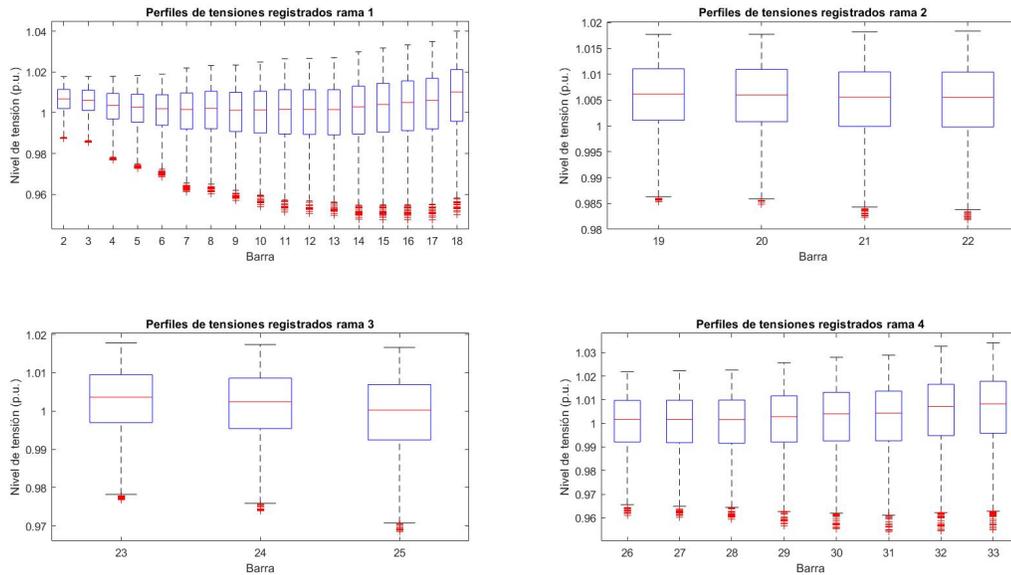


Figura 4.75: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

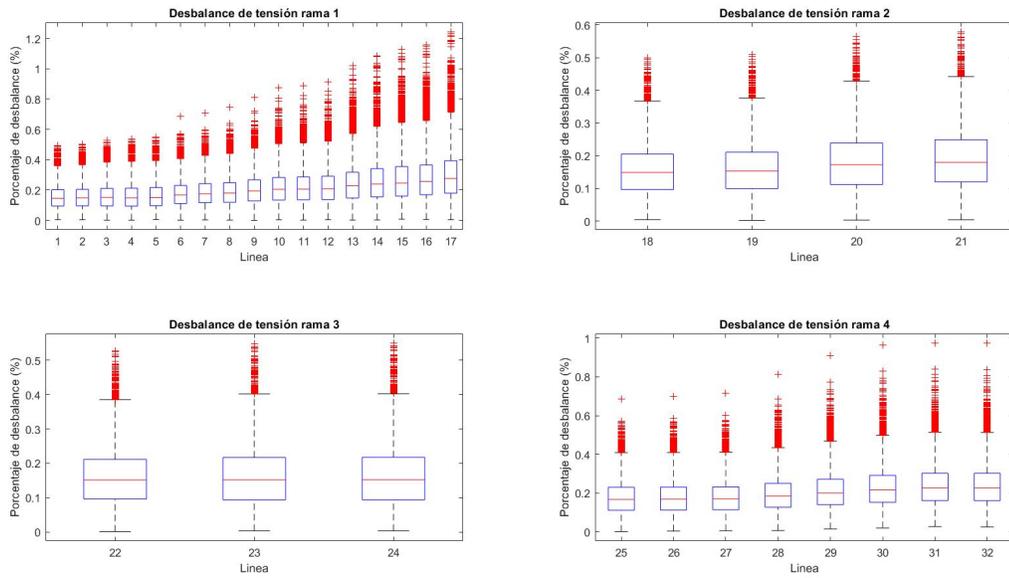


Figura 4.76: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

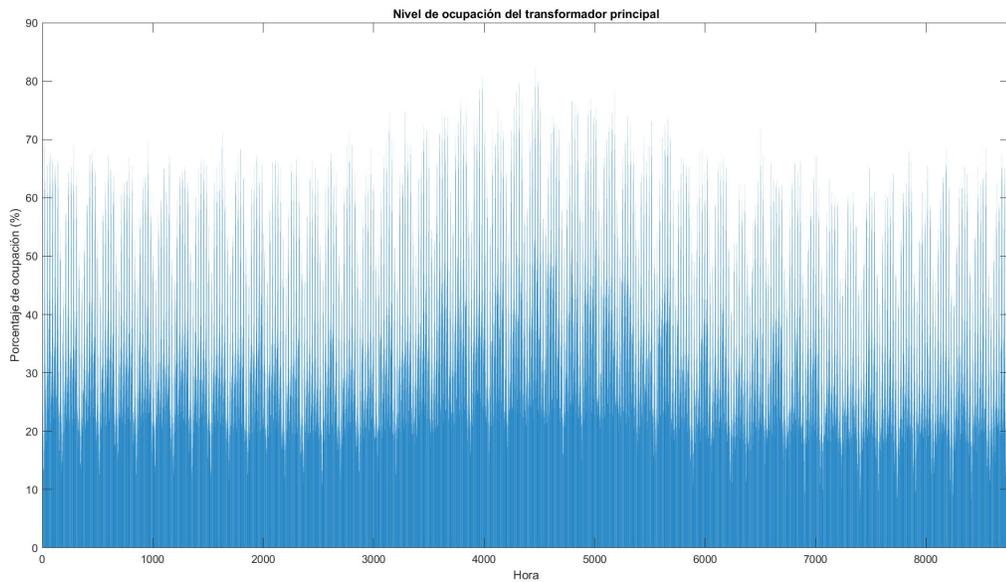


Figura 4.77: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.15 se puede apreciar que el costo total en ambos casos es casi idéntico así como también el vector solución. Si se analiza desde el punto de vista de la energía adicional de desplazamiento se puede apreciar como esta energía es ligeramente

mayor que en el caso de la distribución aleatoria, mientras que el porcentaje de pérdidas es ligeramente menor. Se puede deducir que en el caso de la distribución aleatoria la solución es buena, pero es probable que la posición del cargador en uno de los periodos no sea la adecuada.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión presenta caídas mayores consistentes con el uso de la carga domiciliar y se acerca al límite de la norma de 0,94 p.u.. La rama 1 de la red para ambos casos se comporta de manera similar y no se aprecia un gran efecto en la colocación del cargador en las líneas aledañas a los nodos del cargador, esto principalmente se debe a que la posición del cargador esta en nodos cercanos al alimentador.

Adicionalmente, los desbalances por las líneas comienzan a aumentar debido al aumento de la demanda domiciliar. En particular se aprecia que en el caso de distribución aleatoria que el mayor desbalance se alcanza en las zonas intermedias de la rama 1 y se mantiene relativamente constante en las líneas más lejanas debido a que existe un punto de alta demanda al centro de la rama 1. Por otra parte, en la distribución proporcional se tiene que el mayor desbalance se obtiene en la línea más lejana de la rama 1.

Con respecto al nivel de ocupación del transformador se aprecia el aumento de ocupación en comparación al caso sin carga domiciliar, pero presenta un nivel menor de ocupación si se compara con el mismo caso sin considerar generación distribuida.

Finalmente, la figura 4.78 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

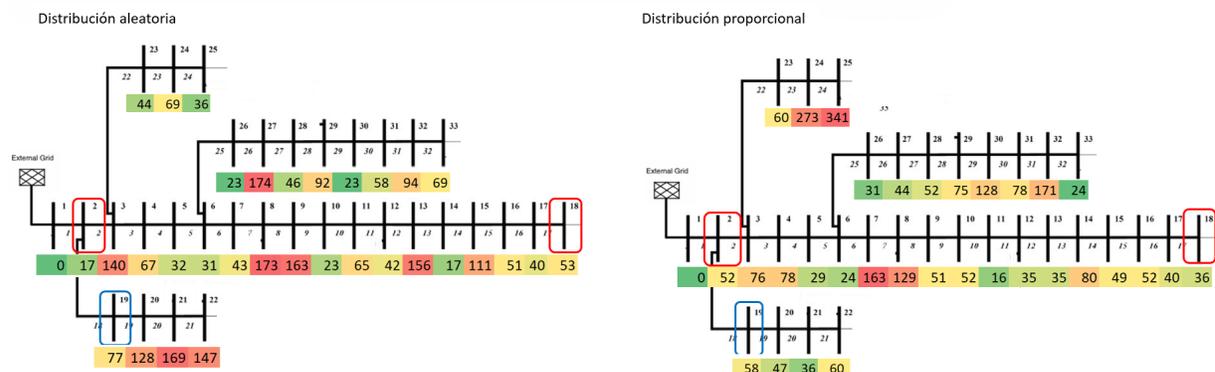


Figura 4.78: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.4.3. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %

A continuación se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 % con 4 medios de generación distribuida y la inclusión de carga domiciliar. La tabla 4.16 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.16: Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria    | Distribución proporcional |
|---|---------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [18 18 18 10 19 19 19 19] | [8 8 16 4 20 20 20 20]    |
| Costo total (USD)                               | \$1.471.422               | \$1.448.682               |
| Energía total (MWh)                             | 14.850                    | 14.819                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 1.294,55                  | 1.295,67                  |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 70,72                     | 60,18                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 465,43                    | 456,78                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 3,13                      | 3,08                      |

La figura 4.79 y 4.82 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

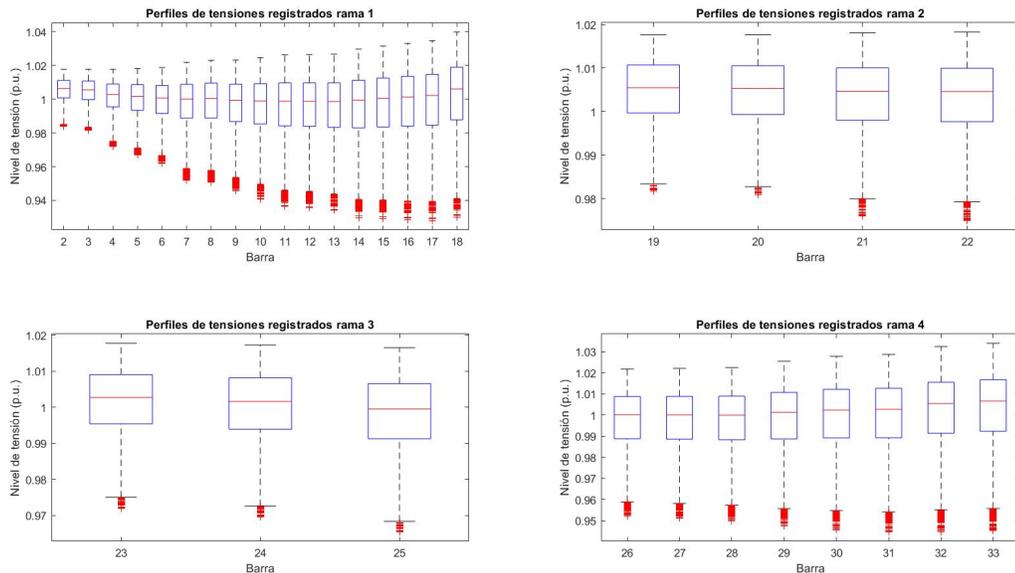


Figura 4.79: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.80 y 4.83 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

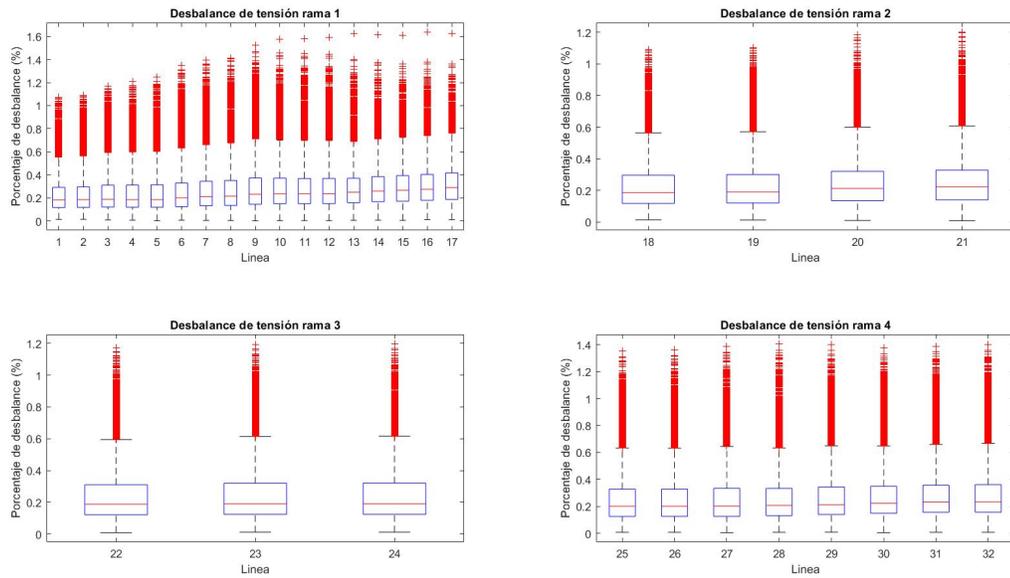


Figura 4.80: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.81 y 4.84 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

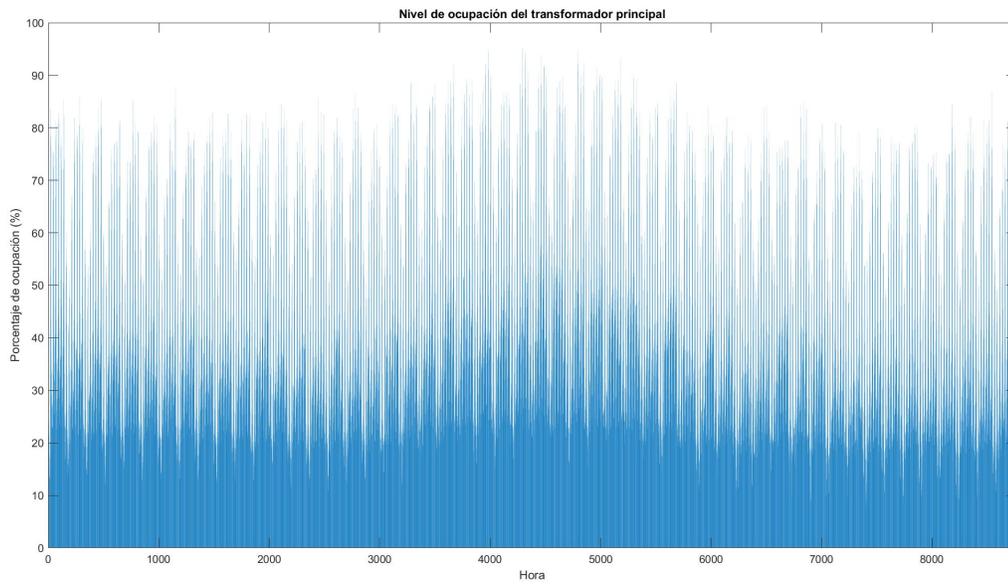


Figura 4.81: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

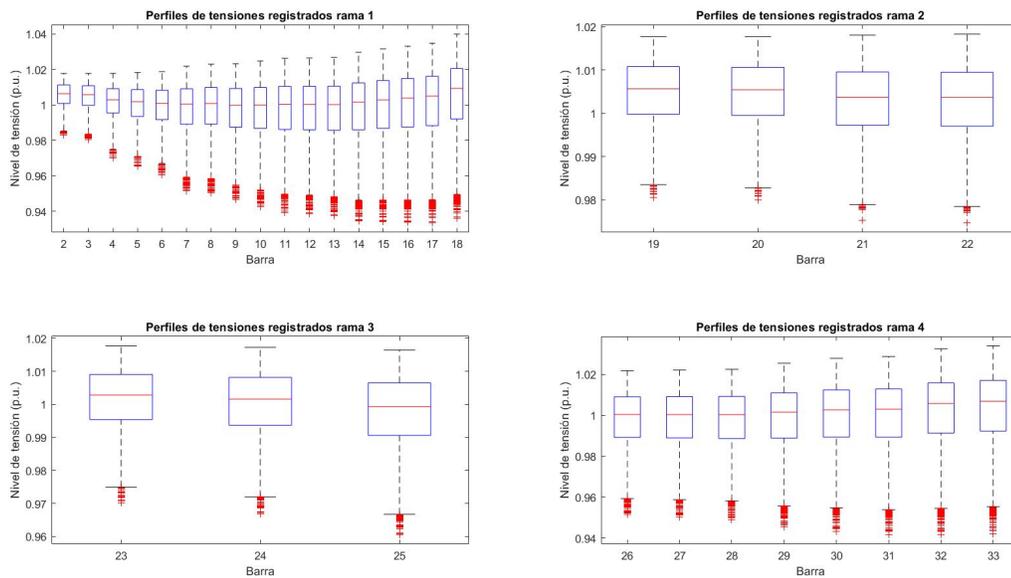


Figura 4.82: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

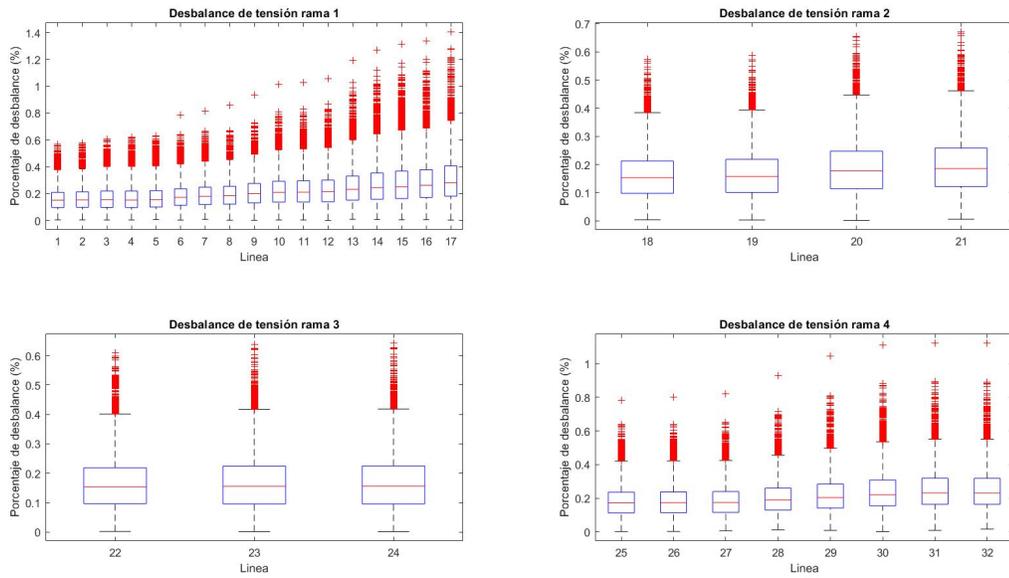


Figura 4.83: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

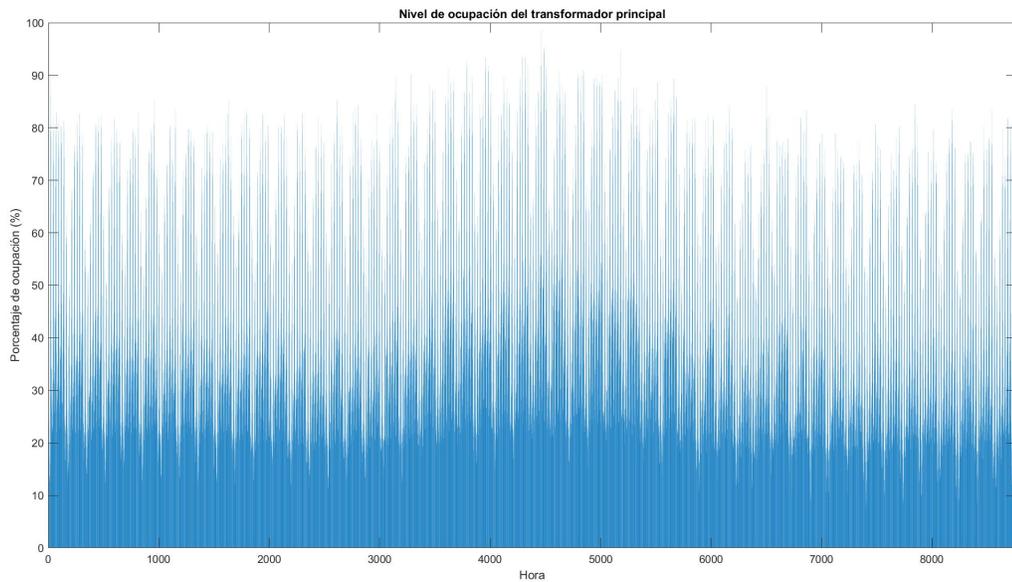


Figura 4.84: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y sin uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.16 se puede apreciar que el costo total en ambos casos presenta ciertas diferencias. Si se analiza desde el punto de vista de la energía adicional de desplazamiento se puede apreciar como esta energía es ligeramente mayor que en el caso

de la distribución aleatoria, sin embargo, las pérdidas también son ligeramente mayores con respecto al caso proporcional. Se puede deducir que en el caso de la distribución aleatoria existen soluciones que pueden mejorar el desempeño de la red.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión presenta caídas mayores consistentes con el uso de la carga domiciliaria y sobrepasan el límite de la norma de 0,94 p.u.. La rama 1 de la red para el caso de la distribución aleatoria presenta un peor desempeño que el caso aleatorio, esto debido a que existe una mayor número de usuarios en estos nodos de la red con respecto al caso proporcional. Adicionalmente, el cargador rápido en la solución aleatoria se posiciona en el nodo 18, por lo que la línea 17 tiene una mayor caída de tensión debido a el posicionamiento del cargador.

Los desbalances por las líneas nuevamente aumentan debido al aumento de la demanda domiciliaria. En particular se aprecia que en el caso de distribución aleatoria que el mayor desbalance se alcanza en las zonas intermedias de la rama 1 y se mantiene relativamente constante en las líneas más lejanas debido a que existe un punto de alta demanda al centro de la rama 1. Por otra parte, en la distribución proporcional se tiene que el mayor desbalance se obtiene en la línea más lejana de la rama 1. Para ambos casos, el porcentaje de desbalance se acerca al límite técnico de 2%. Esto se debe a que hay una concentración de vehículos eléctricos en los nodos centrales de la red con distribución aleatoria, mientras que en la distribución proporcional las cargas se encuentran más a los extremos.

Con respecto al nivel de ocupación del transformador se aprecia como se acerca al máximo de ocupación. Si se analizan las secciones del gráfico de ocupación en las horas de menor demanda, se aprecia como la ocupación es menor que donde no hay generación distribuida. Esto se explica debido a que las horas de mayor generación son consistentes con las horas de menor demanda (horas de la mañana-tarde), sin embargo, la máxima ocupación del transformador en las horas punta se mantiene similar al caso sin generación distribuida.

Finalmente, la figura 4.85 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

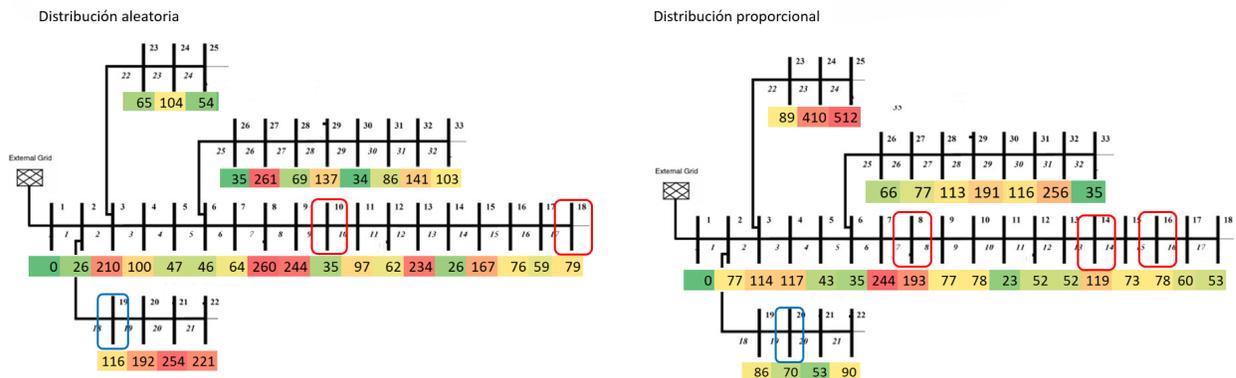


Figura 4.85: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.4.4. Resumen técnico de resultados

Para resumir todos los resultados obtenidos en la evaluación de los niveles de penetración, se presenta la tabla 4.17. A partir de la tabla se puede observar que en general el resultado con distribución aleatoria presenta mejores resultados con respecto al nivel de ocupación del transformador y la máxima demanda. Es importante destacar que a pesar de que los resultados en el caso de distribución aleatoria se ven mejores, también existen aspectos en donde el desempeño es peor con respecto a su contraparte proporcional. En particular, las incidencias de baja tensión en el caso proporcional son menores que en el caso aleatorio y el porcentaje de desbalance también presenta ciertas diferencias. Se debe destacar que la distribución de los usuarios en la red genera la posibilidad de distintos resultados.

Al analizar los resultados de esta tabla y compararlos con los resultados de la tabla 4.9, se aprecia que a nivel técnico no existen grandes diferencias tanto en la máxima demanda, como en la máxima ocupación del transformador, en la energía no suministrada ni en los máximos desbalances registrados.

Esto se debe a que la inclusión de generación distribuida aporta a mejorar las condiciones de la red, pero los valores máximos, que suelen darse en las horas de mayor demanda, no necesariamente coinciden con las horas de generación.

Finalmente, se puede apreciar como la energía de vehículos eléctricos que no puede ser abastecido por los cargadores es menor con respecto al caso sin carga domiciliaria debido a que esta energía se distribuye en los nodos de la red gracias a la carga domiciliaria. Por lo que no existe copiamiento de la infraestructura de carga

Tabla 4.17: Resumen de resultados escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y sin sistema de almacenamiento.

|  | Distribución aleatoria |        |        | Distribución proporcional |       |        |
|--|------------------------|--------|--------|---------------------------|-------|--------|
|  | 25 %                   | 50 %   | 75 %   | 25 %                      | 50 %  | 75 %   |
| Máxima ocupación del transformador principal (%)     | 64,39                  | 80,70  | 95,08  | 66,27                     | 82,17 | 98,53  |
| Energía no suministrada a vehículos eléctricos (MWh) | 0,51                   | 8,61   | 57,53  | 0,48                      | 9,63  | 59,11  |
| Máxima demanda vehículos (MW)                        | 2.575                  | 3.227  | 3.803  | 2.650                     | 3.286 | 3.941  |
| Máximo desbalance de tensión (%)                     | 1,05                   | 1,21   | 1,64   | 1,09                      | 1,24  | 1,41   |
| Incidencias de bajo voltaje                          | 0                      | 5      | 537    | 0                         | 2     | 277    |
| Costo asociado a incidencias (USD)                   | 0                      | 236,43 | 34.850 | 0                         | 94,57 | 13.098 |
| N° de movimientos                                    | 2                      | 1      | 1      | 0                         | 1     | 2      |

## 4.2.5. Escenarios con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento.

El presente escenario muestra el comportamiento de la red con la inclusión 4 medios de generación distribuida fotovoltaicos de 200 [kW] ubicados en diversos nodos de la red y 2 sistemas de almacenamiento de energía de 240 [kWh] de capacidad asociados a los puntos de posición de los cargadores de vehículos eléctricos. En este escenario no se considera carga domiciliaria, solo se consideran las estaciones de carga rápida del sistema. Este escenario presenta tres niveles de penetración de vehículos eléctricos (25 %, 50 % y 75 %) y considera la integración proporcional y aleatoria de los usuarios. Al final del estudio de este escenario, se muestra un cuadro resumen técnico con los resultados de todos los casos.

### 4.2.5.1. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %, con 4 medios de generación distribuida y con sistemas de almacenamiento de baterías (BESS). La tabla 4.18 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.18: Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [8 8 8 8 22 22 27 25]  | [12 12 7 5 22 22 22 22]   |
| Costo total (USD)                               | \$1.161.595            | \$1.159.753               |
| Energía total (MWh)                             | 11.944                 | 11.922                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 1.254                  | 1.249                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 50,44                  | 41,24                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 339,38                 | 332,16                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,84                   | 2,79                      |

La figura 4.86 y 4.89 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

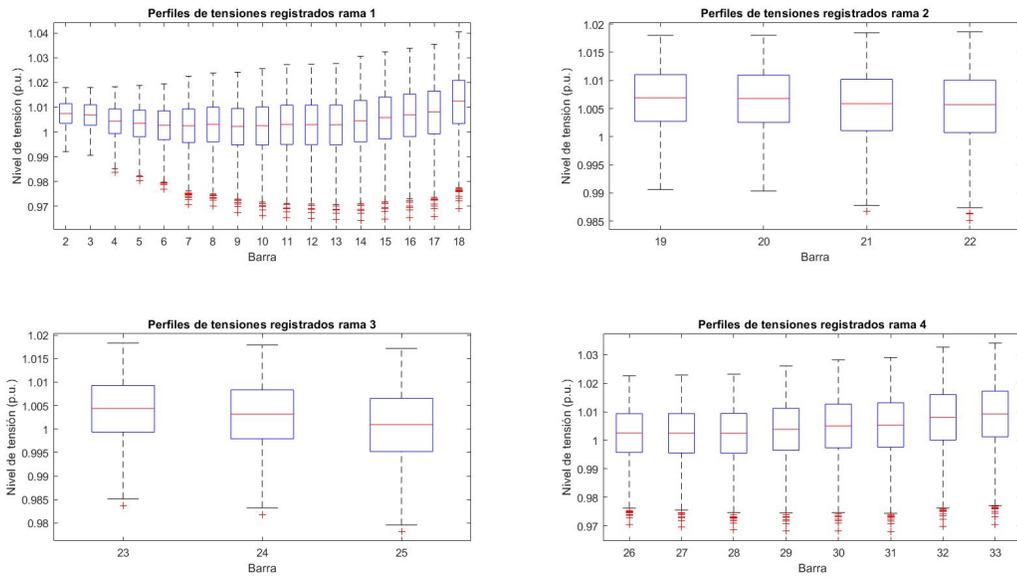


Figura 4.86: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.87 y 4.90 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

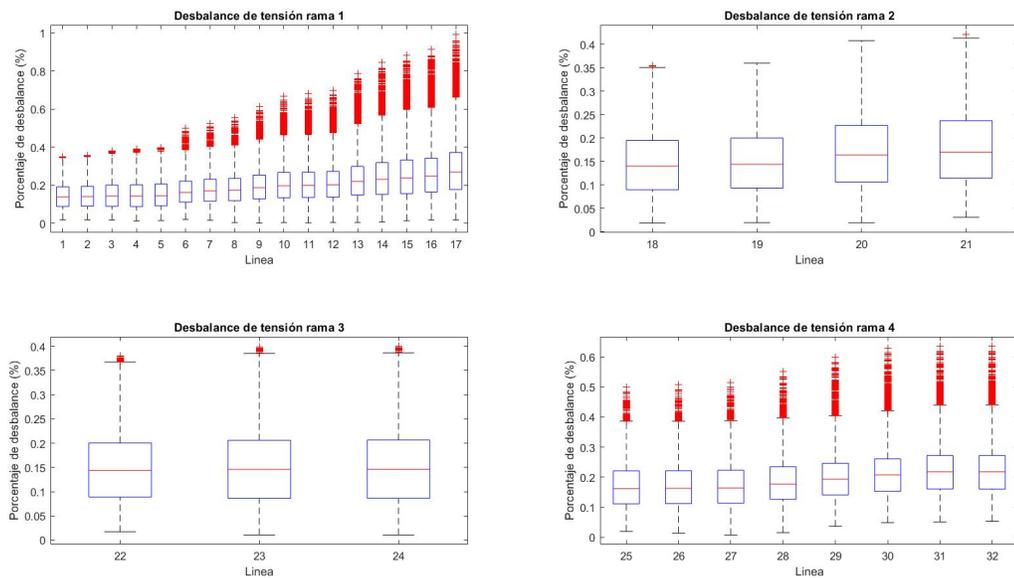


Figura 4.87: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.88 y 4.91 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

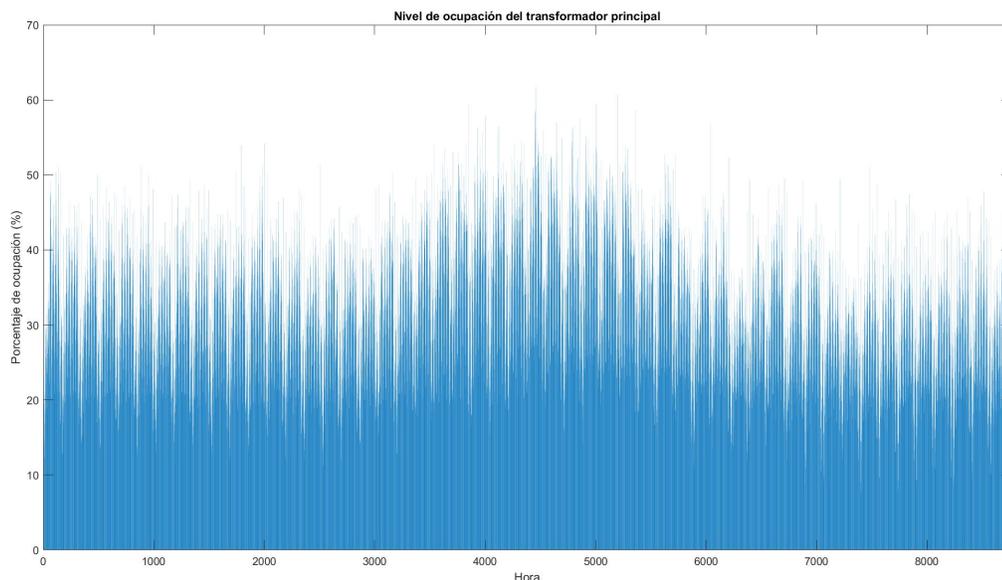


Figura 4.88: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

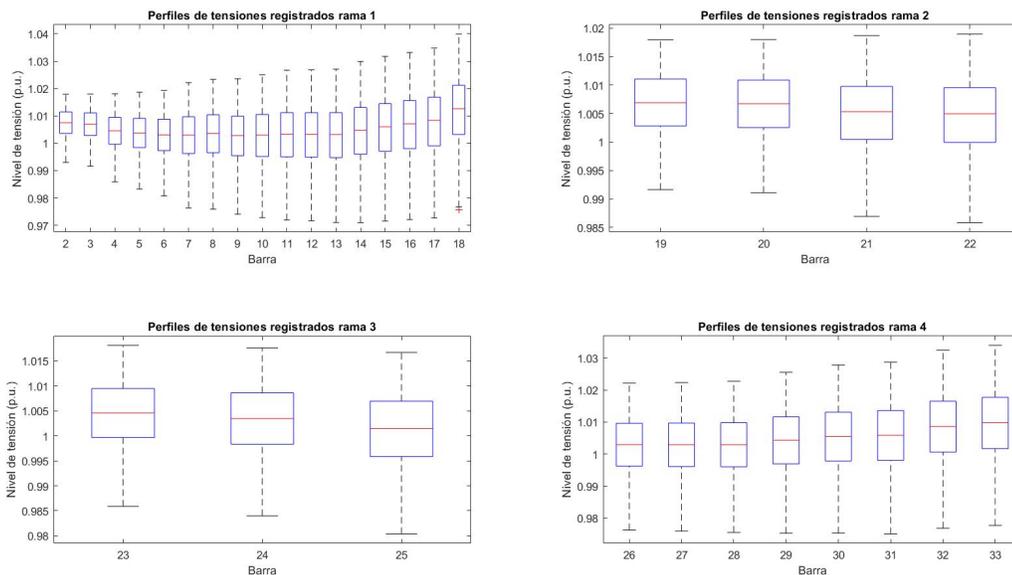


Figura 4.89: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

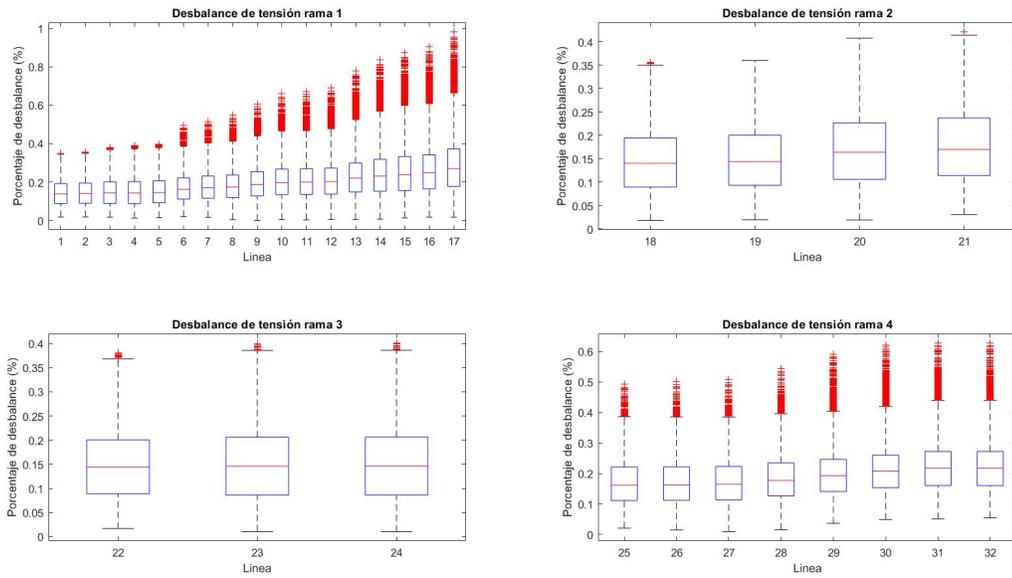


Figura 4.90: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

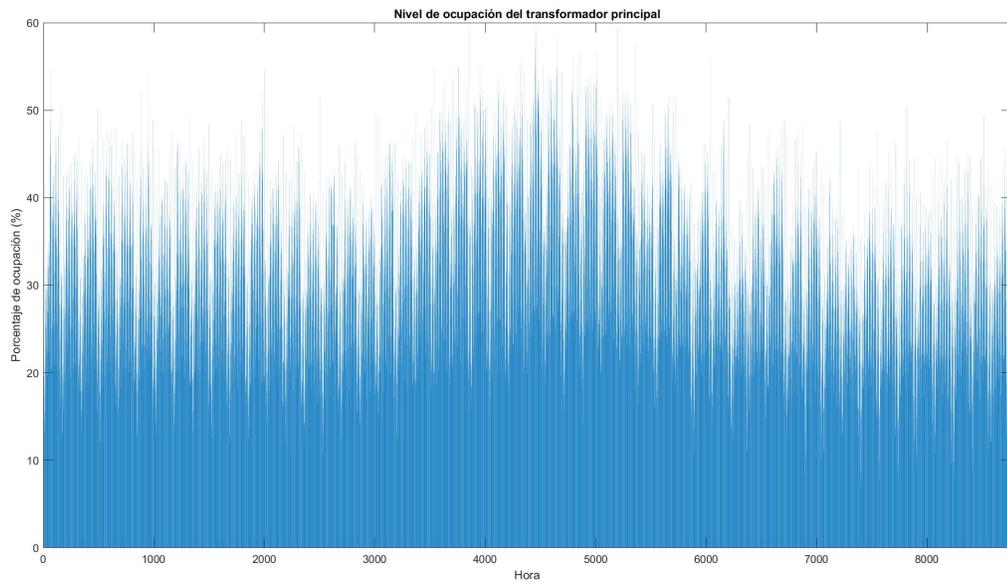


Figura 4.91: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.18 se observa que el resultado de la posición del cargador para el caso proporcional es mejor que la del caso aleatorio. En ambos casos el costo es similar, pero la cantidad de energía adicional de desplazamiento y las pérdidas del sistema

son menores para el caso proporcional. Esto implica que el cargador se ubica en nodos del sistema donde los usuarios se encuentran relativamente cercanos al cargador. Se observa que las pérdidas en este caso son menores que en el escenario sin generación distribuida y sin sistema de almacenamiento, pero son mayores que el caso con generación distribuida. Esto se debe a que si bien el sistema de baterías tiende a entregar la misma energía que consume, la eficiencia de carga y descarga no es del 100 %, por lo que existe un consumo adicional de energía, lo cual se ve reflejado en la energía total del sistema.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia un comportamiento similar en ambos casos, donde la posición del cargador en los nodos centrales y cercanos al alimentador hacen que las caídas de tensión del sistema en ambos casos no sea significativa. Adicionalmente, dado que no existe carga domiciliaria y el sistema de baterías es trifásico, los desbalances de tensión son similares a los casos anteriores donde no hay carga domiciliaria y solo dependen de las demandas desbalanceadas originales de la red.

Finalmente, al analizar los niveles de ocupación del transformador en este caso y comparar con los resultados del escenario sin baterías y sin generación distribuida de las figuras 4.4 y 4.7, se puede apreciar que se alcanzan niveles de ocupación entorno al 60 % en las horas punta del sistema, mientras que en el caso con baterías, este valor se reduce a un 50 % en punta. Esto demuestra que la estrategia de utilización del sistema de baterías ayuda a reducir los niveles de ocupación del transformador.

Finalmente, la figura 4.92 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

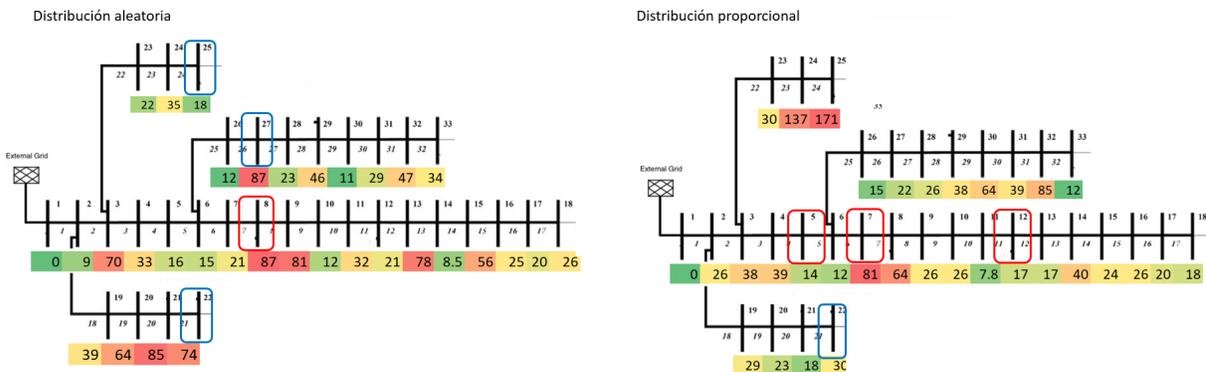


Figura 4.92: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.5.2. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %, con 4 medios de generación distribuida y con sistemas de almacenamiento de baterías (BESS). La tabla 4.19 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.19: Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento para un 50 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [8 4 4 4 21 21 21 21]  | [3 4 4 9 22 22 22 22]     |
| Costo total (USD)                               | \$1.293.400            | \$1.294.895               |
| Energía total (MWh)                             | 12.954                 | 12.951                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 2.208                  | 2.212                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 97,80                  | 89,33                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 348,62                 | 349,52                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,69                   | 2,70                      |

La figura 4.93 y 4.96 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

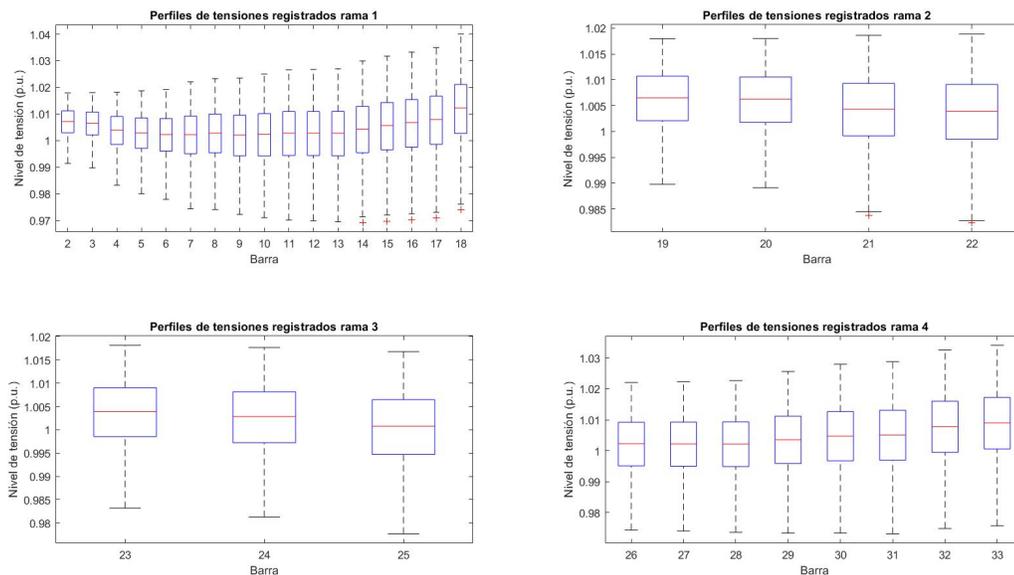


Figura 4.93: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.94 y 4.97 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

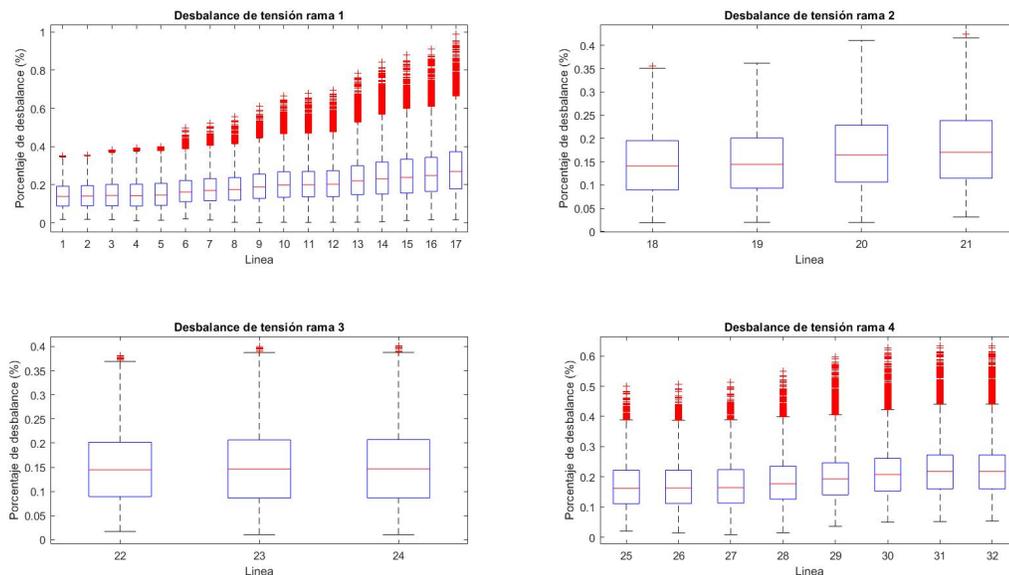


Figura 4.94: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.95 y 4.98 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

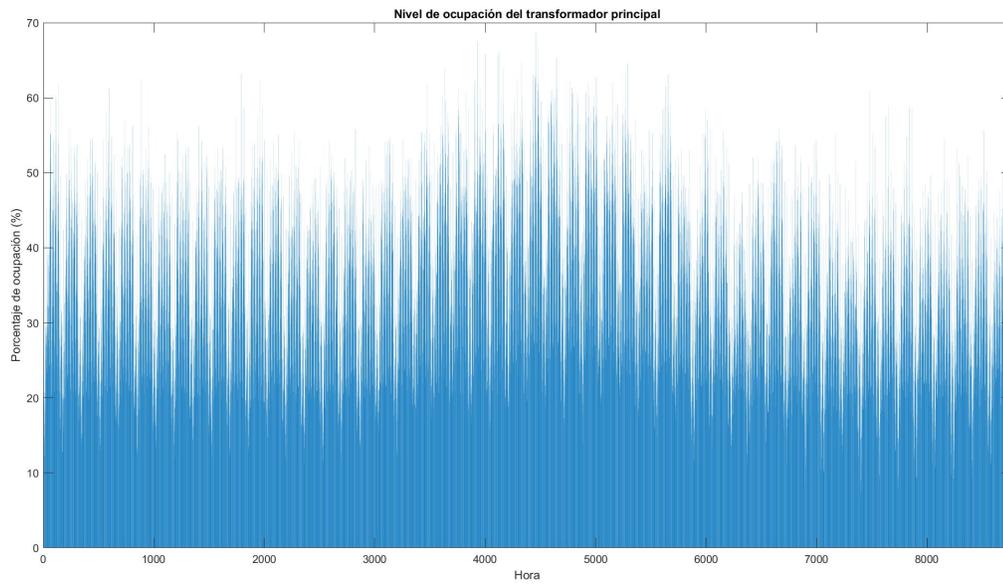


Figura 4.95: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

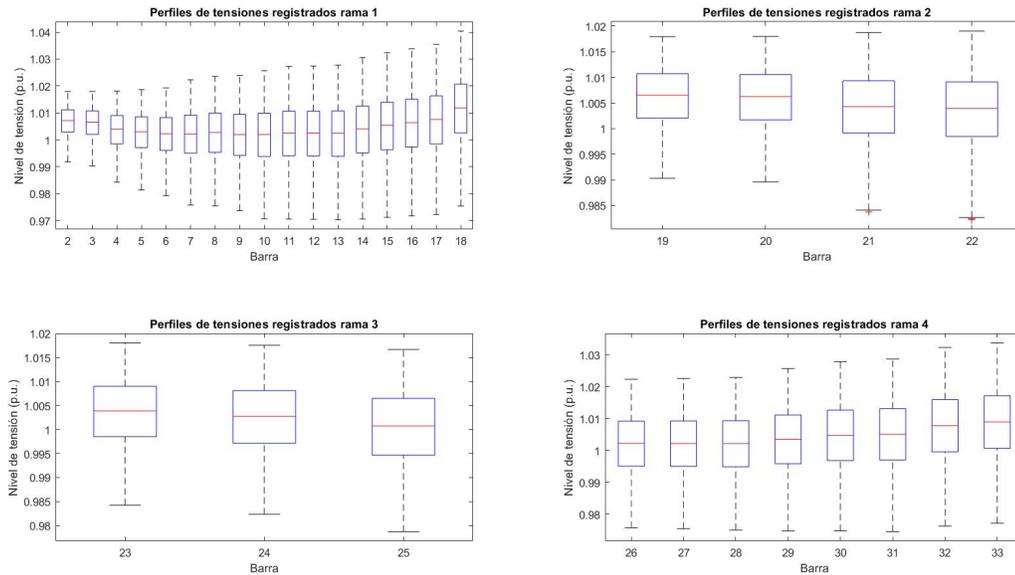


Figura 4.96: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

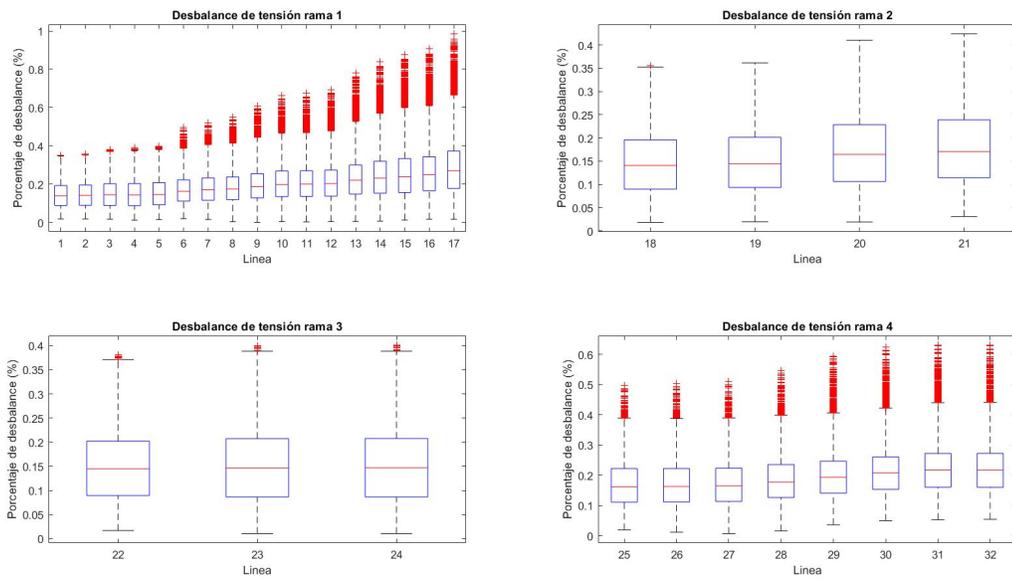


Figura 4.97: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

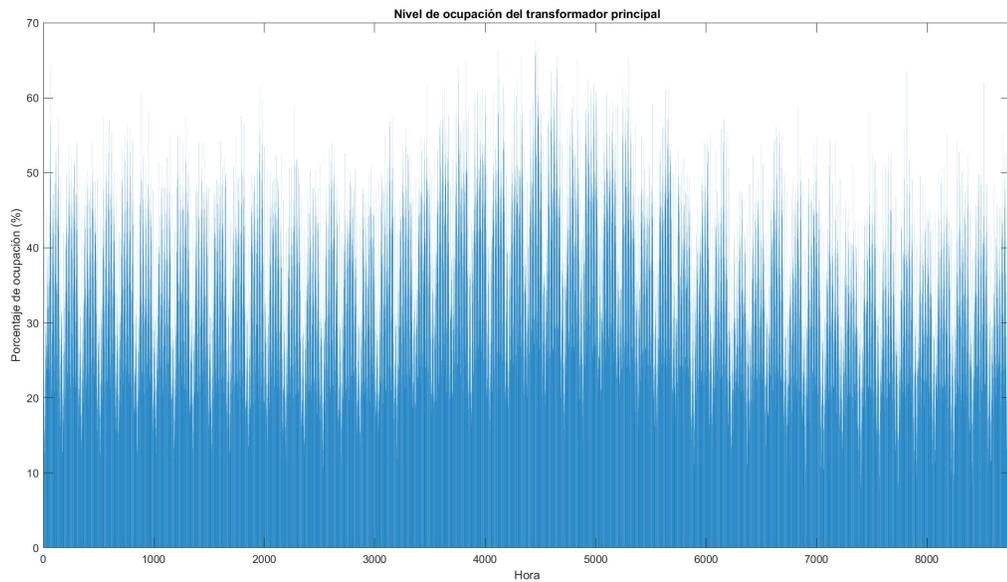


Figura 4.98: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.19 se puede apreciar que la energía total y los costos en ambos casos son similares, al igual que los resultados asociados a las pérdidas, mientras que la energía adicional de desplazamiento difiere en cierta medida en el caso aleatorio siendo

más alta que el caso proporcional. Esta pequeña diferencia es la que explica las diferencias de costos entre ambas soluciones.

Al analizar las gráficas de tensión, el comportamiento es muy similar a las gráficas del caso solo con generación distribuida y dada la posición del cargador en nodos cercanos al alimentador y centrales de la red no se aprecia un efecto significativo de la tensión por las líneas del sistema.

Los desbalances de las líneas en ambos casos son similares ya que no se ven afectados en gran medida por la posición de un cargador de tipo trifásico. Por otra parte, el nivel de ocupación del transformador también presenta niveles similares de carga que aumentaron con respecto al nivel de penetración anterior y adicionalmente se cumple el mismo fenómeno descrito en el análisis con penetración del 25 %, donde la ocupación a lo largo de las horas presenta menores porcentajes para las horas punta del sistema comparado con el caso sin generación distribuida ni sistema de almacenamiento.

Finalmente, la figura 4.99 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

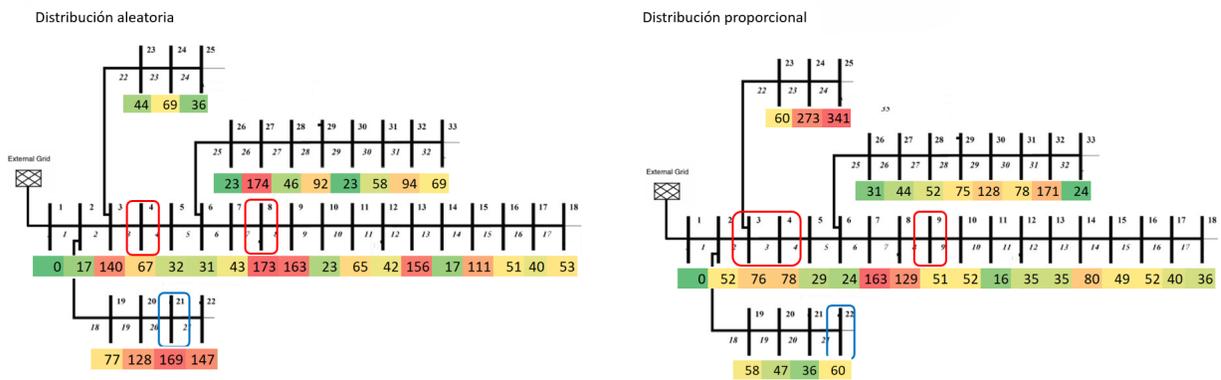


Figura 4.99: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.5.3. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %, con 4 medios de generación distribuida y con sistemas de almacenamiento de baterías (BESS). La tabla 4.20 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.20: Resultados del escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria | Distribución proporcional |
|---|------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [3 3 2 4 21 21 21 21]  | [7 4 4 4 22 22 22 24]     |
| Costo total (USD)                               | \$1.423.569            | \$1.423.419               |
| Energía total (MWh)                             | 13.112                 | 13.116                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 2.358                  | 2.364                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 112,52                 | 95,72                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 341,74                 | 356,32                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,61                   | 2,72                      |

La figura 4.100 y 4.103 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

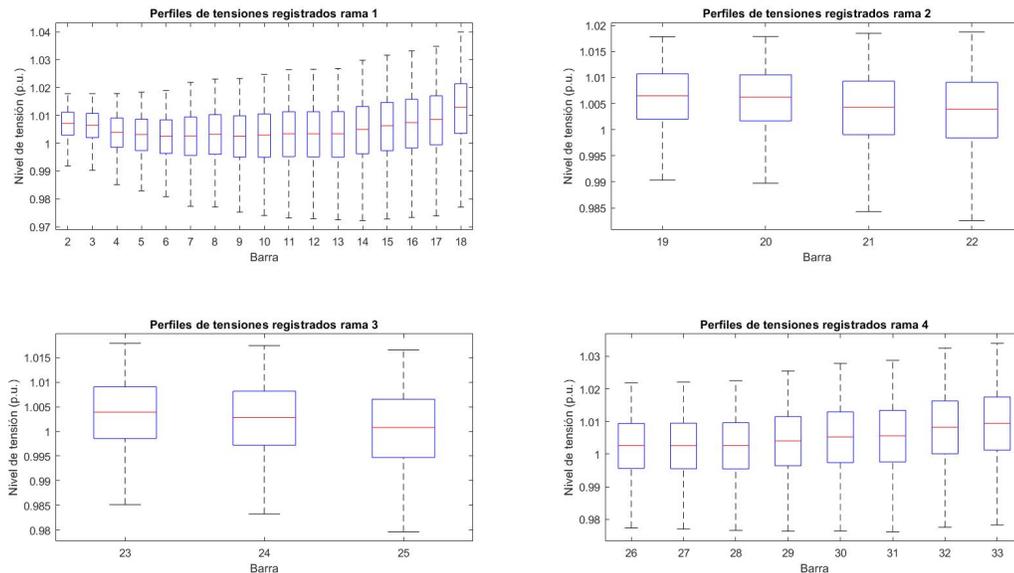


Figura 4.100: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.101 y 4.104 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

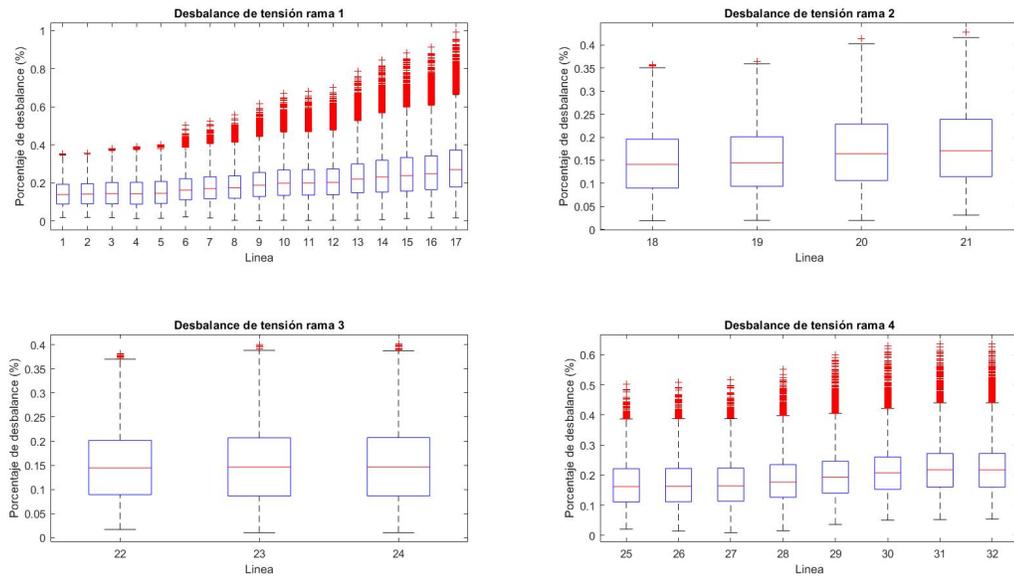


Figura 4.101: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.102 y 4.105 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

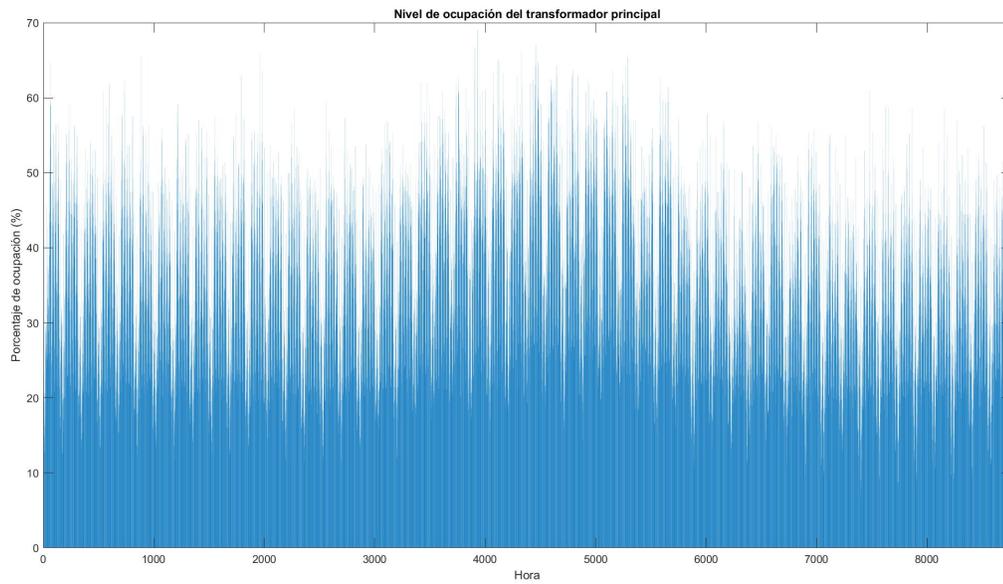


Figura 4.102: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

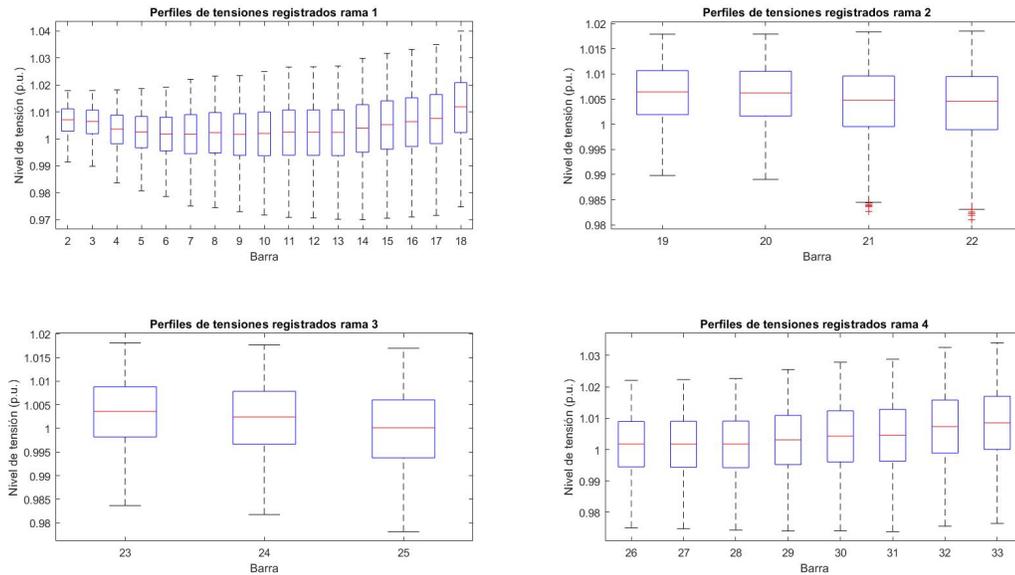


Figura 4.103: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

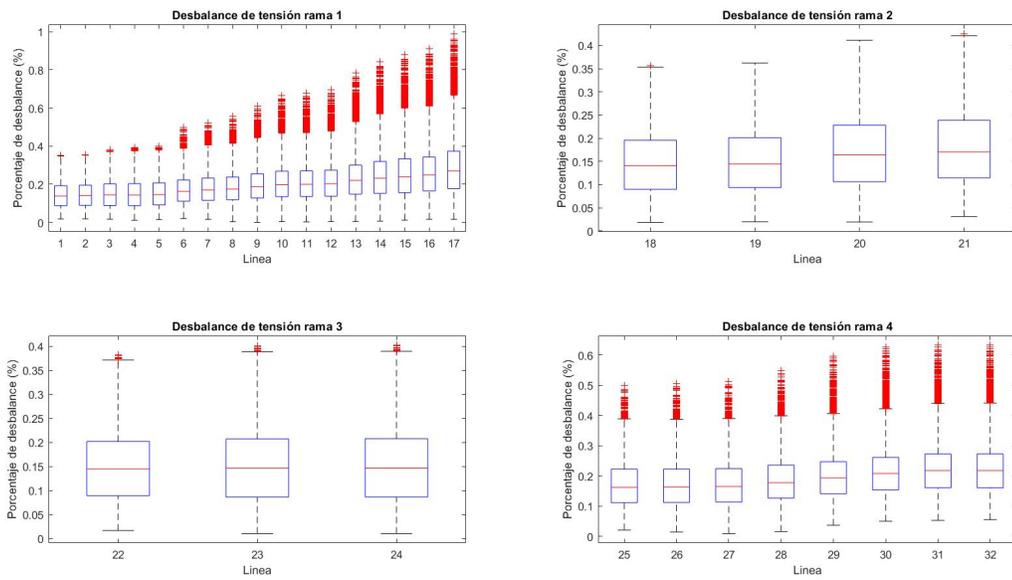


Figura 4.104: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

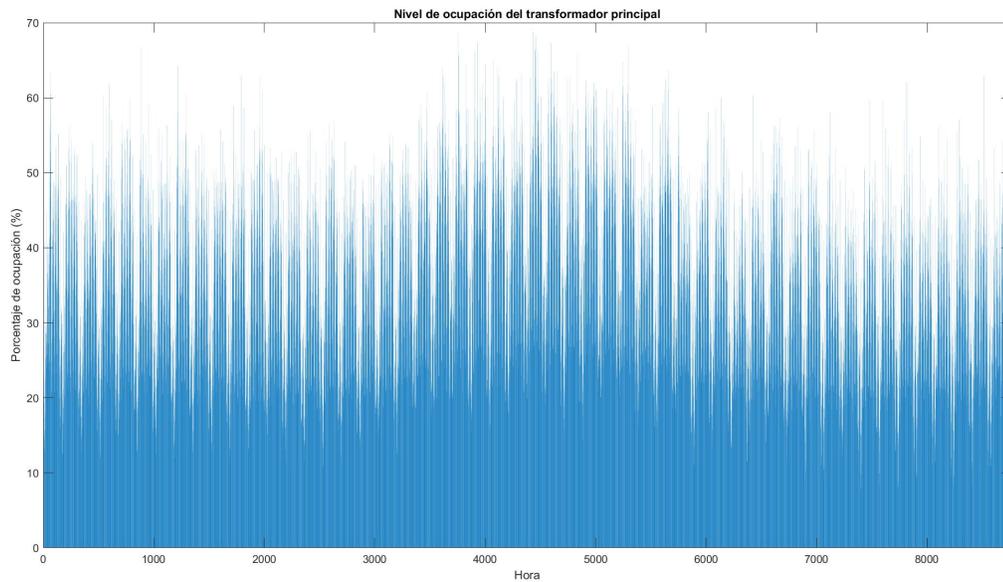


Figura 4.105: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.20 se puede apreciar que la energía total y el costo en ambos casos es prácticamente idéntico. En este caso, se da que para el caso de distribución proporcional la solución disminuye la energía de desplazamiento adicional de los vehículos,

pero aumenta las pérdidas, por otra parte en el caso de distribución aleatoria se privilegia una solución con pérdidas menores, pero energías adicionales de desplazamiento mayores.

Las gráficas de tensión por líneas no sufren grandes cambios con respecto al caso anterior, dado que la posición del cargador esta cerca de nodos cercanos al alimentador, la caída de tensión por las líneas no es significativa y gracias a los medios de generación distribuida y a la compensación en nodos clave de la red, se aprecia que hacia el final de la línea no hay problemas de tensión. Los desbalances de las líneas tampoco presentan cambios significativos con respecto al caso anterior debido a que los medios de generación distribuida, las baterías y los cargadores son trifásicos balanceados.

Nuevamente el nivel de ocupación del transformador presenta bajas en las horas punta en comparación con el escenario sin generación distribuida y sin BESS, debido a que la operación de inyección de la batería coincide con las horas punta del sistema.

Finalmente, la figura 4.106 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

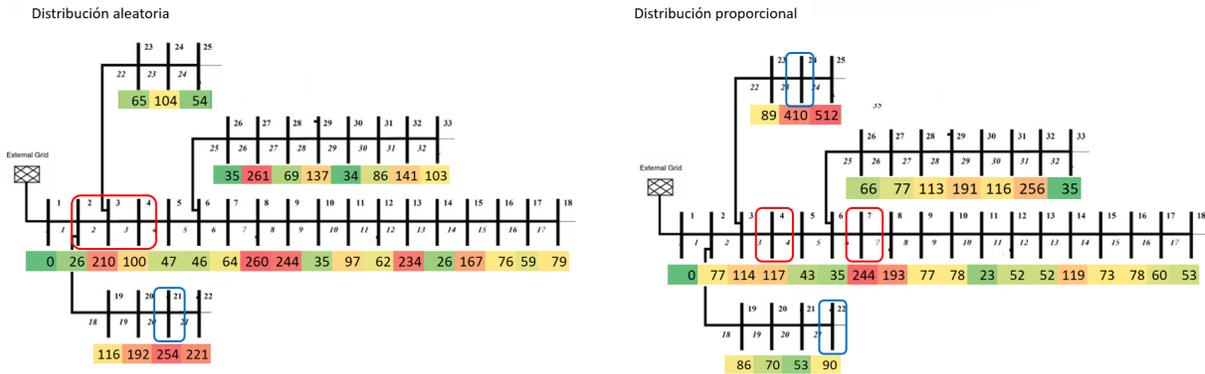


Figura 4.106: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.5.4. Resumen técnico de resultados

Para resumir todos los resultados obtenidos en la evaluación de los niveles de penetración, se presenta la tabla 4.21. A partir de la tabla anterior se puede observar como para todos los casos existen comportamientos similares, con respecto a la ocupación del transformador y los desbalances máximos registrados comparando con los casos sin baterías. No se registran incidencias de baja tensión, pero al igual que en los escenarios anteriores sin considerar carga domiciliaria se hace necesaria la instalación de un tercer o cuarto cargador en la red.

Adicionalmente, si se compara el porcentaje de máxima ocupación del transformador y la máxima demanda registrada con respecto a los escenarios sin carga domiciliaria y sin generación distribuida de la tabla 4.5, se puede apreciar que el uso del sistema de almacenamiento para desplazar energía de periodos con baja demanda a periodos con alta demanda del cargador (coincidente con horas punta del sistema) disminuye la ocupación del transformador

en horas críticas y reduce la demanda máxima necesaria en el año. Sin embargo, se debe destacar que este resultado es peor que si se compara con los de la tabla 4.13 ya que en este caso la demanda máxima del sistema es menor. Esto se debe a que la operación de la batería esta programada por hora del día y pueden existir casos donde la batería se comience a cargar y aun se encuentre en hora punta del sistema.

Tabla 4.21: Resumen de resultados escenario con generación distribuida, sin carga domiciliaria y con sistema de almacenamiento.

|  | Distribución aleatoria |        |       | Distribución proporcional |        |       |
|--|------------------------|--------|-------|---------------------------|--------|-------|
|  | 25 %                   | 50 %   | 75 %  | 25 %                      | 50 %   | 75 %  |
| Máxima ocupación del transformador principal (%)     | 61,68                  | 68,65  | 69,07 | 59,86                     | 67,73  | 68,76 |
| Energía no suministrada a vehículos eléctricos (MWh) | 79,40                  | 461,56 | 1.640 | 82,07                     | 460,86 | 1.634 |
| Máxima demanda vehículos (MW)                        | 2.467                  | 2.745  | 2.762 | 2.394                     | 2.709  | 2.750 |
| Máximo desbalance de tensión (%)                     | 0,99                   | 0,99   | 0,99  | 0,98                      | 0,98   | 0,99  |
| Incidencias de bajo voltaje                          | 0                      | 0      | 0     | 0                         | 0      | 0     |
| Nº de movimientos                                    | 2                      | 1      | 2     | 2                         | 2      | 2     |

#### 4.2.6. Escenarios con generación distribuida, con carga domiciliaria y con almacenamiento.

El presente escenario muestra el comportamiento de la red con la inclusión 4 medios de generación distribuida fotovoltaicos de 200 [kW] ubicados en diversos nodos de la red y con la inclusión de sistemas de almacenamiento energético en base a baterías (BESS). En este escenario se considera carga domiciliaria junto con las estaciones de carga rápida del sistema. Este escenario presenta tres niveles de penetración de vehículos eléctricos (25 %, 50 % y 75 %) y considera la integración proporcional y aleatoria de los usuarios. Al final del estudio de este escenario, se muestra un cuadro resumen técnico con los resultados de todos los casos.

##### 4.2.6.1. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %, con inclusión de generación distribuida y medios de almacenamiento. La tabla 4.22 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.22: Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliar y con almacenamiento para un 25 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria    | Distribución proporcional |
|---|---------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [18 18 18 18 19 19 19 20] | [2 2 2 2 17 20 20 20]     |
| Costo total (USD)                               | \$1.162.493               | \$1.161.346               |
| Energía total (MWh)                             | 12.051                    | 12.039                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 452,98                    | 451,79                    |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 20,63                     | 21,60                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 348,99                    | 344,81                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,90                      | 2,86                      |

La figura 4.107 y 4.110 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

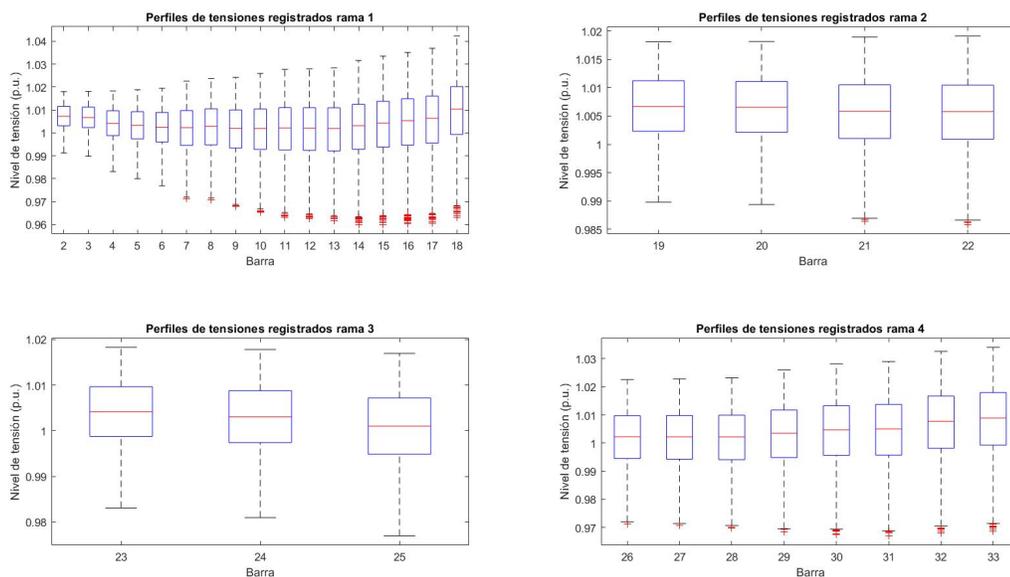


Figura 4.107: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliar, con generación distribuida y con uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.108 y 4.111 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

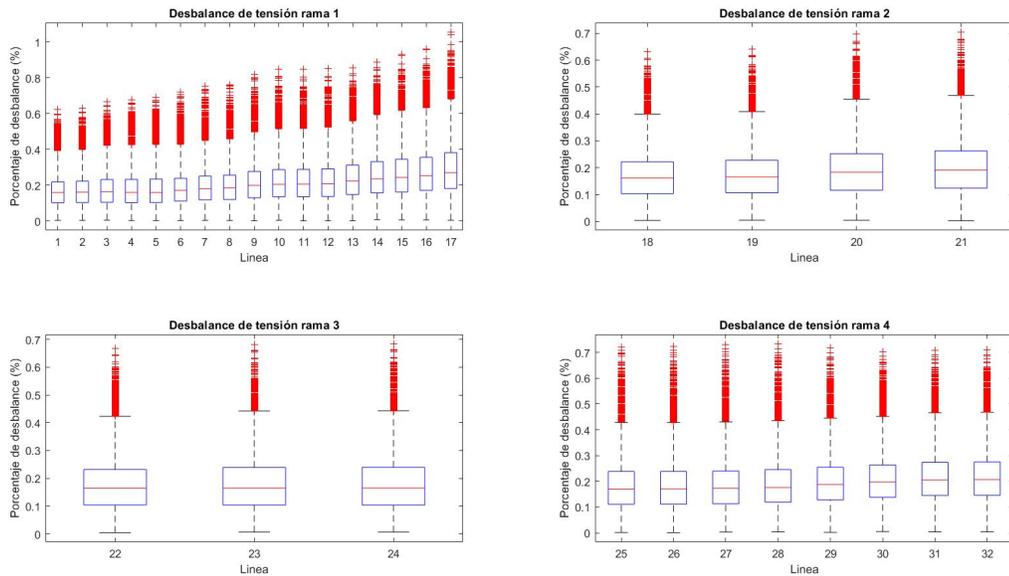


Figura 4.108: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.109 y 4.112 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

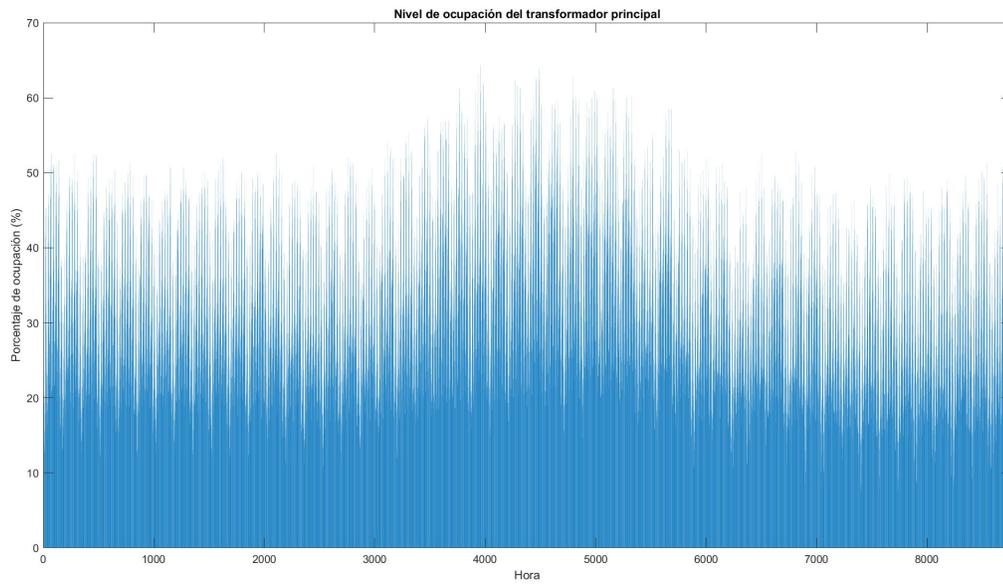


Figura 4.109: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

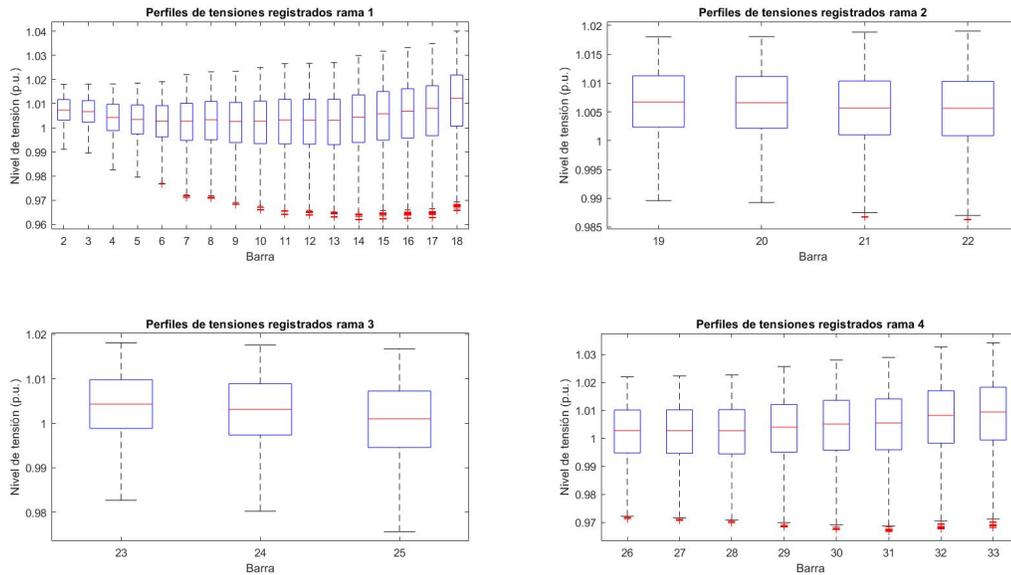


Figura 4.110: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

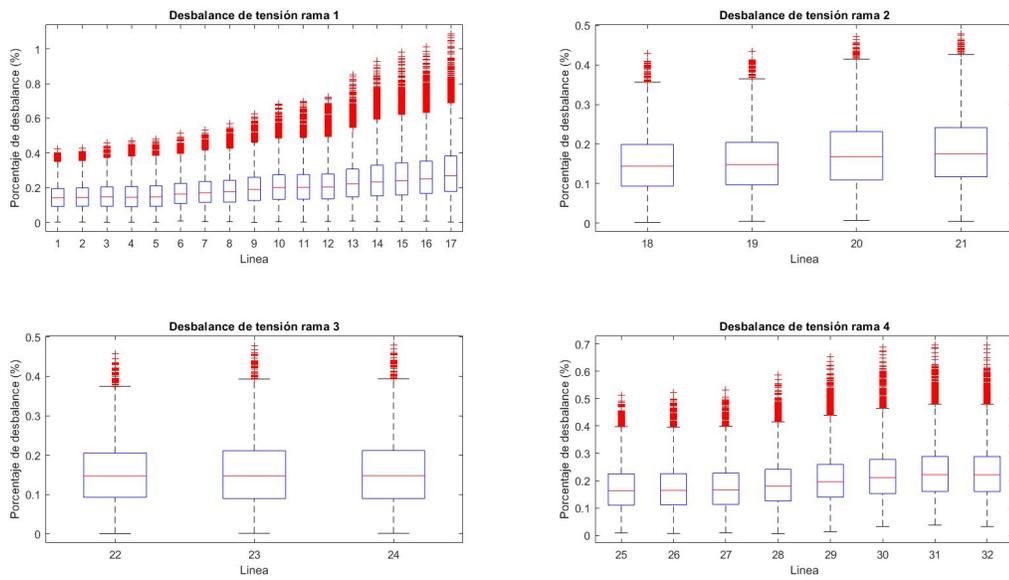


Figura 4.111: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

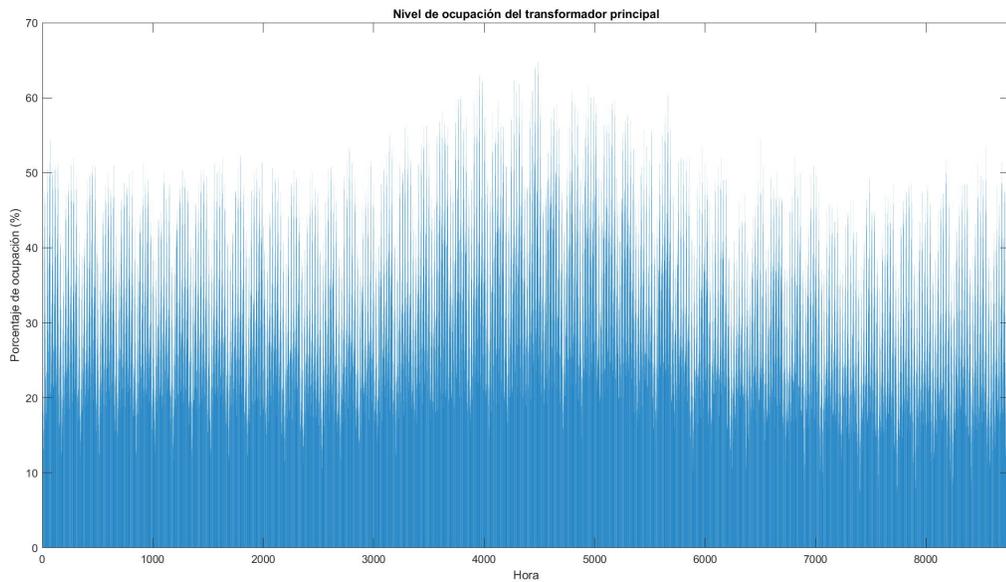


Figura 4.112: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.22 se aprecia que la solución proporcional presenta un mejor desempeño que la solución con distribución aleatoria. La energía adicional de desplazamiento para el caso aleatorio es menor que para el caso proporcional, mientras que las

pérdidas del caso aleatorio son mayores que en el caso proporcional. Para ambos casos la energía adicional es muy similar.

Por otra parte, los perfiles de tensión de las líneas de la red para ambos casos presentan un comportamiento similar. Dado que la energía de las estaciones de carga es menor que en los casos sin carga domiciliaria, las tensiones promedio y mínima de cada línea caen en mayor medida dado que existe un porcentaje de carga domiciliaria. Al igual que en los casos con carga domiciliaria de otros escenarios, la tensión se acerca al límite establecido por norma.

Los desbalances de las líneas en ambos casos aumentan con la carga domiciliaria, en particular en la distribución aleatoria se aprecia un perfil con valores superiores al 0,8 % a partir del nodo 8 de la rama 1 debido a que es un punto de alta concentración de usuarios como lo muestra la figura 4.113

, mientras que en el caso de la distribución proporcional el aumento de desbalance es creciente con el largo de la rama 1 y alcanza valores sobre el 0,8 % en los nodos más lejanos de la rama 1 (nodo 13). En el caso de las otras ramas, el comportamiento no difiere en gran medida entre los casos salvo por la rama 4, en donde dado que el nodo 27 del caso aleatorio es un punto de alta demanda y se alcanza un desbalance sobre el 0,7 % desde ese nodo de la red, caso que no se da en la distribución proporcional.

Finalmente, la ocupación del transformador principal presenta cierta disminución en las horas punta del sistema al comparar con el escenario sin generación distribuida y sin almacenamiento. Esta reducción no es tan significativa como en el caso sin carga domiciliaria.

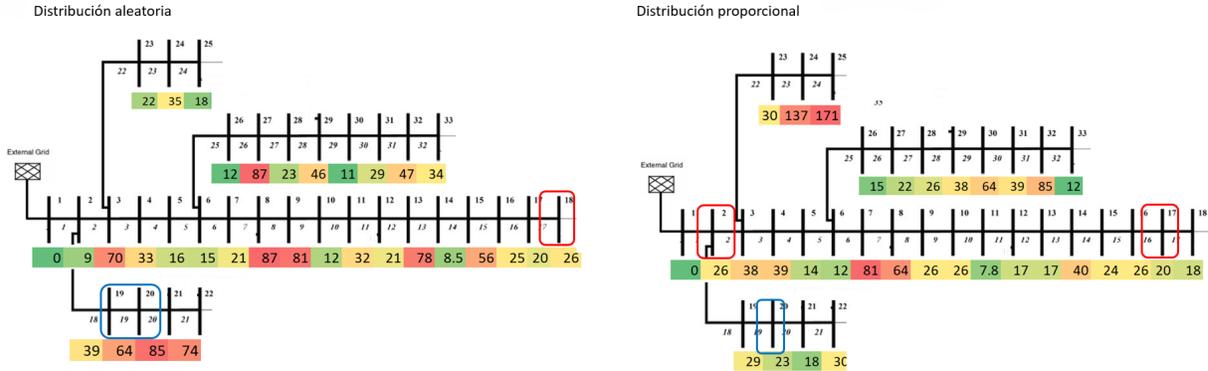


Figura 4.113: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.6.2. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 50 %, con 4 medios de generación distribuida y con sistemas de almacenamiento de baterías (BESS). La tabla 4.23 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.23: Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y con almacenamiento para un 50% de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria  | Distribución proporcional |
|---|-------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [3 3 17 17 20 20 20 20] | [12 12 12 12 25 25 25 27] |
| Costo total (USD)                               | \$1.304.058             | \$1.300.906               |
| Energía total (MWh)                             | 13.495                  | 13.484                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 897,16                  | 895,05                    |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 44,18                   | 31,37                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 396,04                  | 409,26                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 2,93                    | 3,04                      |

La figura 4.114 y 4.117 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

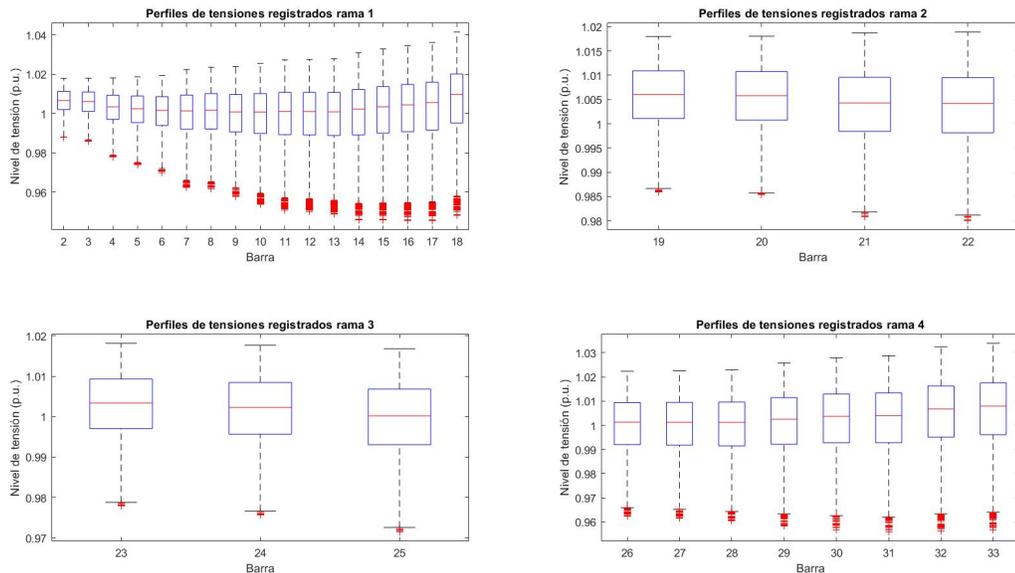


Figura 4.114: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.115 y 4.118 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

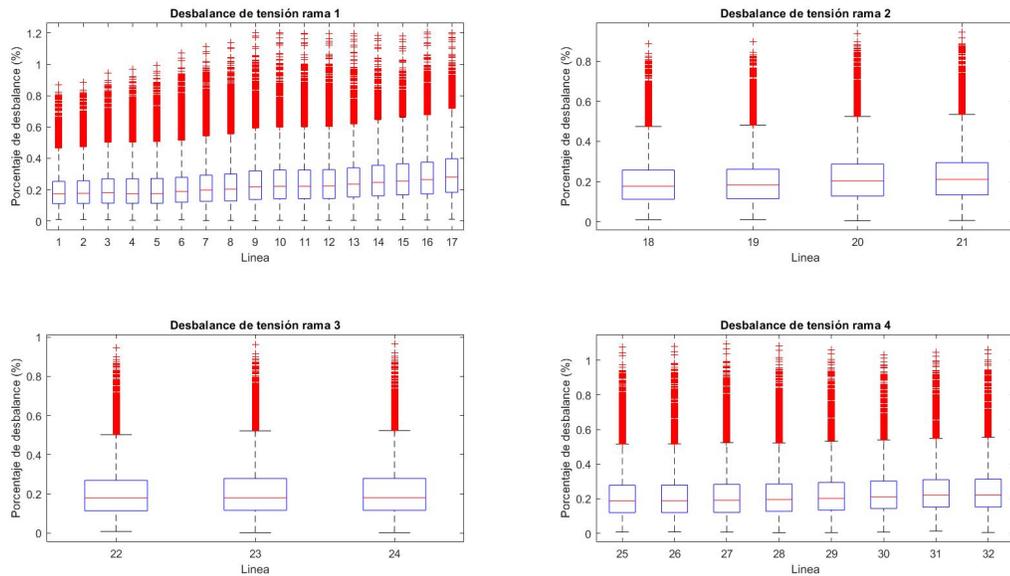


Figura 4.115: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.116 y 4.119 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

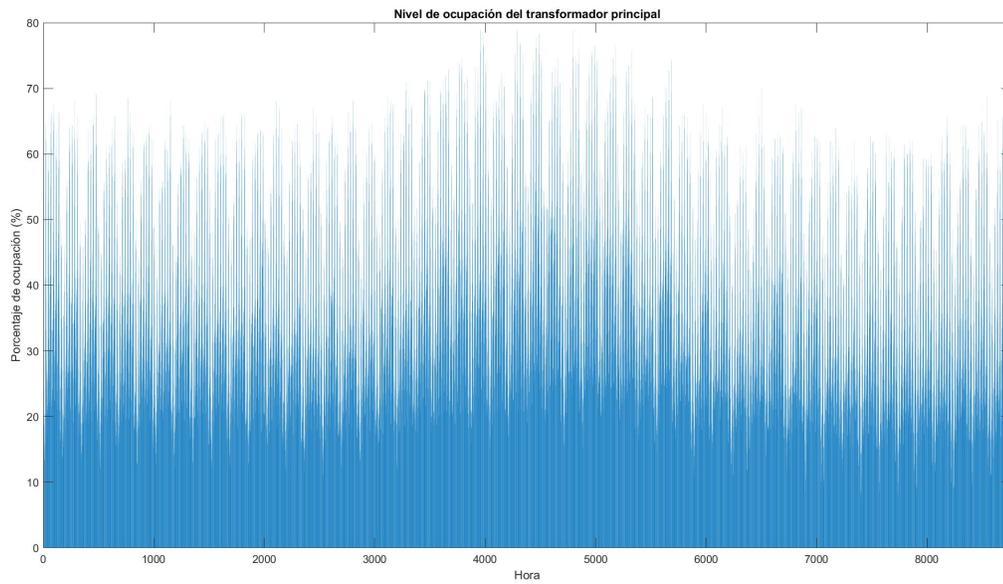


Figura 4.116: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

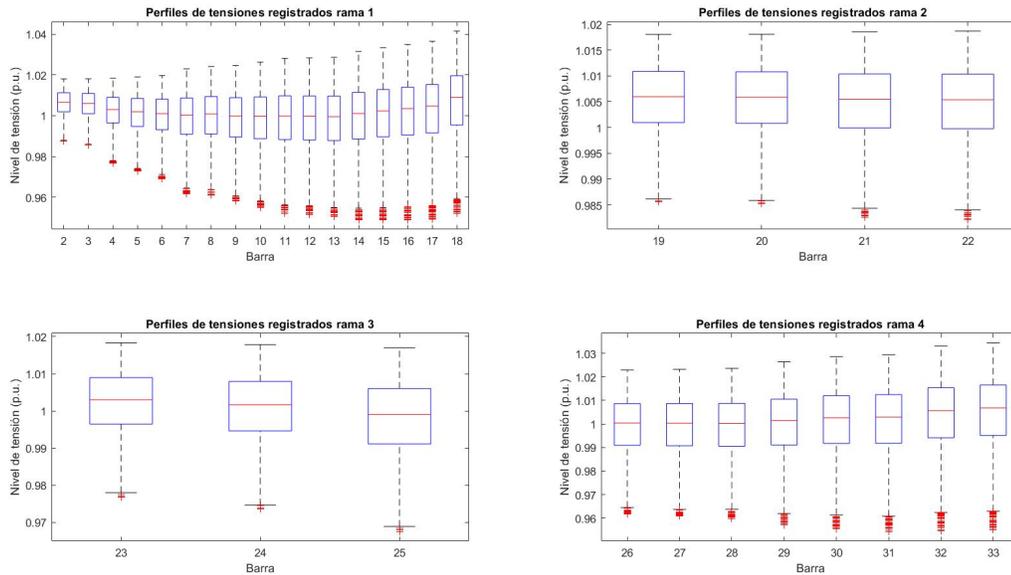


Figura 4.117: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

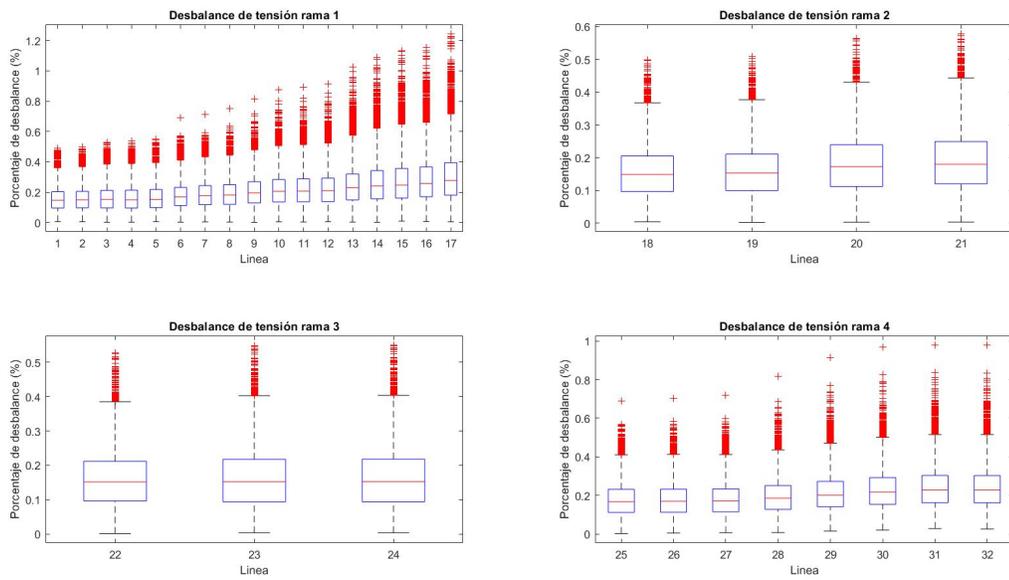


Figura 4.118: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

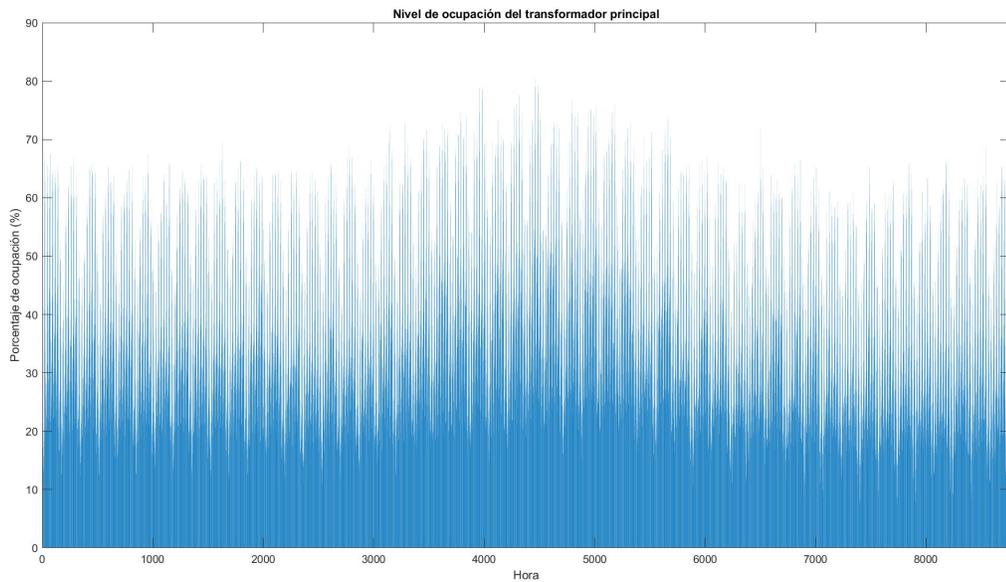


Figura 4.119: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.23 se puede apreciar que existe una diferencia en los costos de ambos casos debido a que en la distribución aleatoria el cargador se movió varias veces de posición. Estos movimientos no son compensados por las pérdidas ni por la energía

adicional de desplazamiento. Es más, las pérdidas del sistema son menores en el caso aleatorio, pero la energía adicional de desplazamiento es mayor.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que se esta por alcanzar el límite de baja tensión de la norma. Esta situación se acentúa en los nodos 17 del caso aleatorio y el nodo 12 del caso proporcional. Las líneas de las otras ramas de la red muestran comportamientos similares entre sí, y dada su cercanía al alimentador, no se acercan al límite inferior de tensión.

Los desbalances de las líneas en ambos casos presentan un comportamiento similar al caso con penetración del 25 %, pero la magnitud máxima de los desbalances registrados aumenta en concordancia con el aumento de demanda de carga domiciliaria.

El nivel de ocupación del transformador para ambos casos denota un aumento que se va acercando cada vez más al nivel de 100 % de capacidad del transformador. Al igual que en el caso anterior, el efecto de la batería hace que disminuya en cierta medida el porcentaje de ocupación en horas punta.

Finalmente, la figura 4.120 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

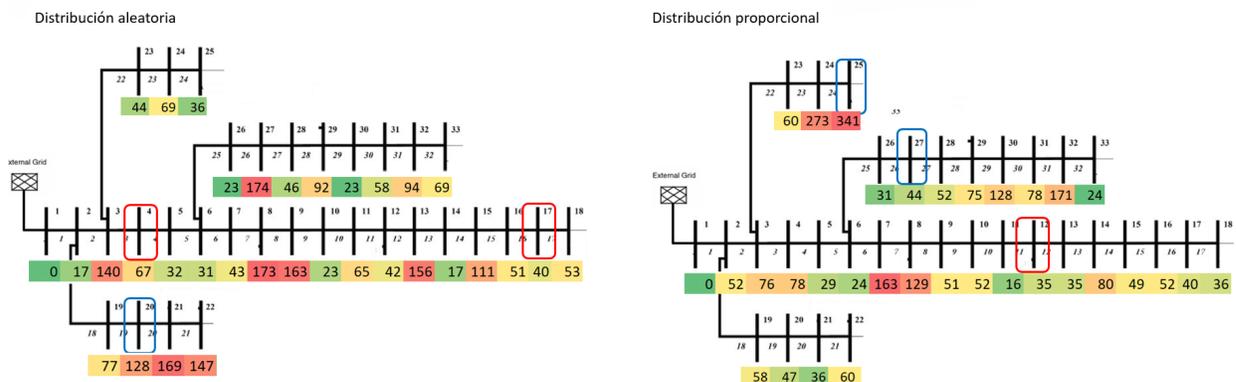


Figura 4.120: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.6.3. Nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 75 %

A continuación, se muestran los resultados del estudio del escenario con un nivel de penetración de vehículos eléctricos de un 25 %, con 4 medios de generación distribuida y con sistemas de almacenamiento de baterías (BESS). La tabla 4.24 muestra los resultados principales de la evaluación técnica del algoritmo genético para el caso de estudio, diferenciando entre si la distribución es aleatoria o proporcional.

Tabla 4.24: Resultados del escenario con generación distribuida, con carga domiciliar y con almacenamiento para un 75 % de penetración de vehículos eléctricos.

|   | Distribución aleatoria    | Distribución proporcional |
|---|---------------------------|---------------------------|
| Vector solución                                 | [18 16 16 16 19 19 19 19] | [18 18 18 18 19 19 19 19] |
| Costo total (USD)                               | \$1.469.703               | \$1.439.188               |
| Energía total (MWh)                             | 14.907                    | 14.894                    |
| Energía del sistema de carga de vehículos (MWh) | 1.294                     | 1.295                     |
| Energía adicional de desplazamiento (MWh)       | 68,57                     | 72,44                     |
| Pérdidas totales (MWh)                          | 465,35                    | 461,13                    |
| Porcentaje pérdidas del sistema (%)             | 3,12                      | 3,10                      |

La figura 4.121 y 4.124 muestra el comportamiento de los valores registrados de tensiones mínimas, promedios y máximas registradas por línea del sistema durante el año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

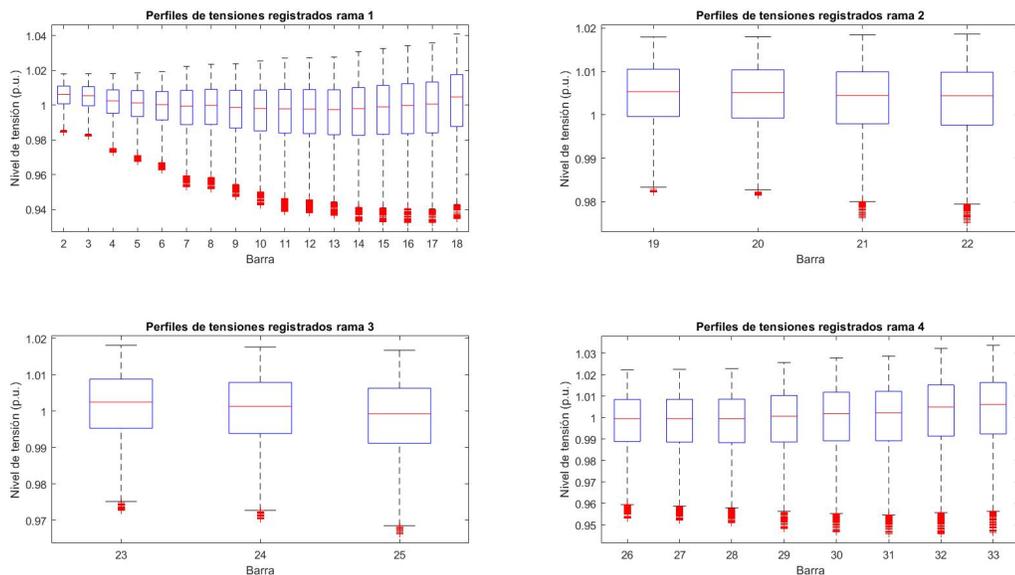


Figura 4.121: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliar, con generación distribuida y con uso de BESS.

Por otra parte, las figuras 4.122 y 4.125 muestran los máximos desbalances de tensión registrados en el año por cada línea del sistema para los casos con distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

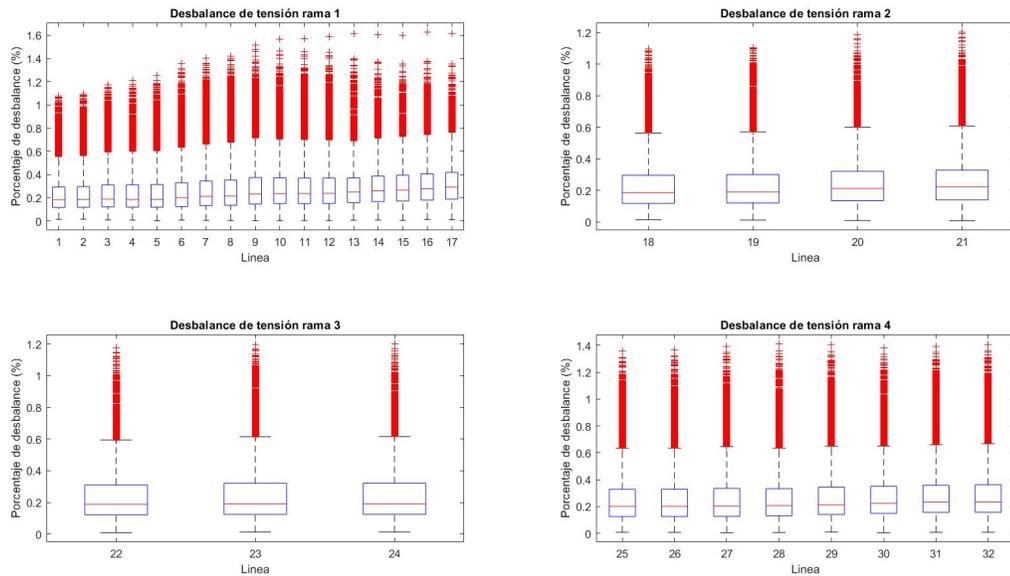


Figura 4.122: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

Finalmente, las figuras 4.123 y 4.126 muestran el comportamiento del nivel de ocupación del transformador por hora del año para los casos de distribución aleatoria y proporcional respectivamente.

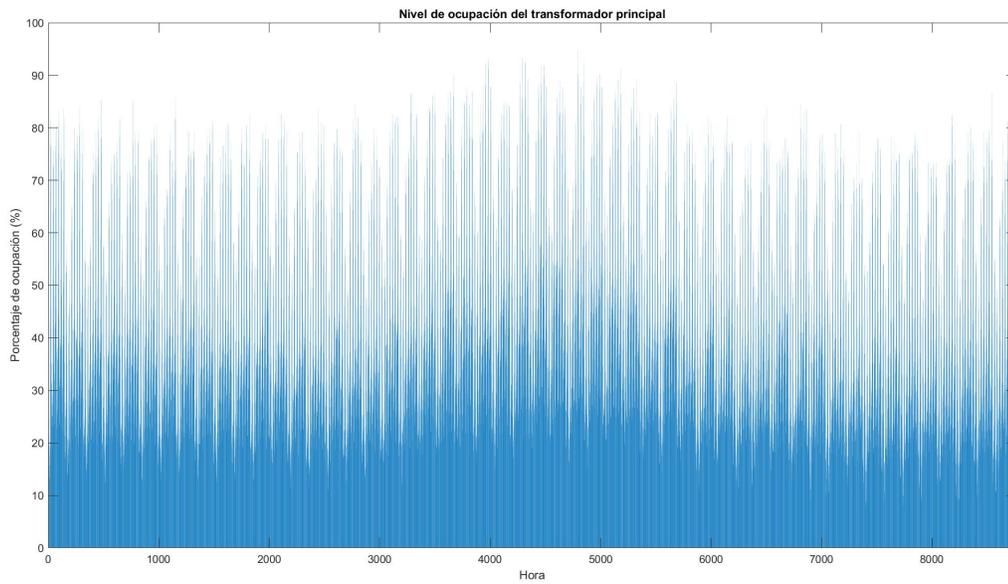


Figura 4.123: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

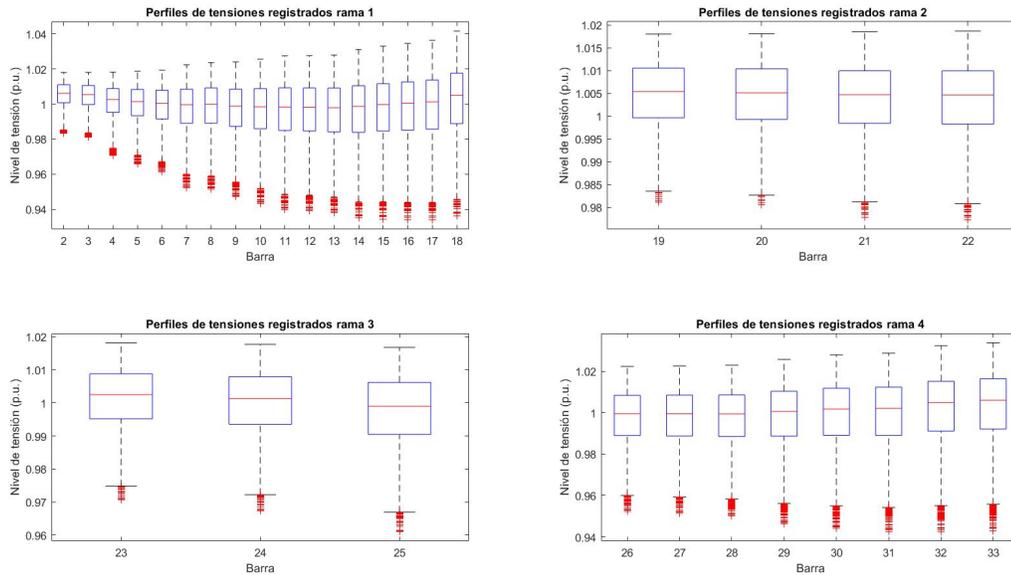


Figura 4.124: Perfiles de tensión de las ramas de la red para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

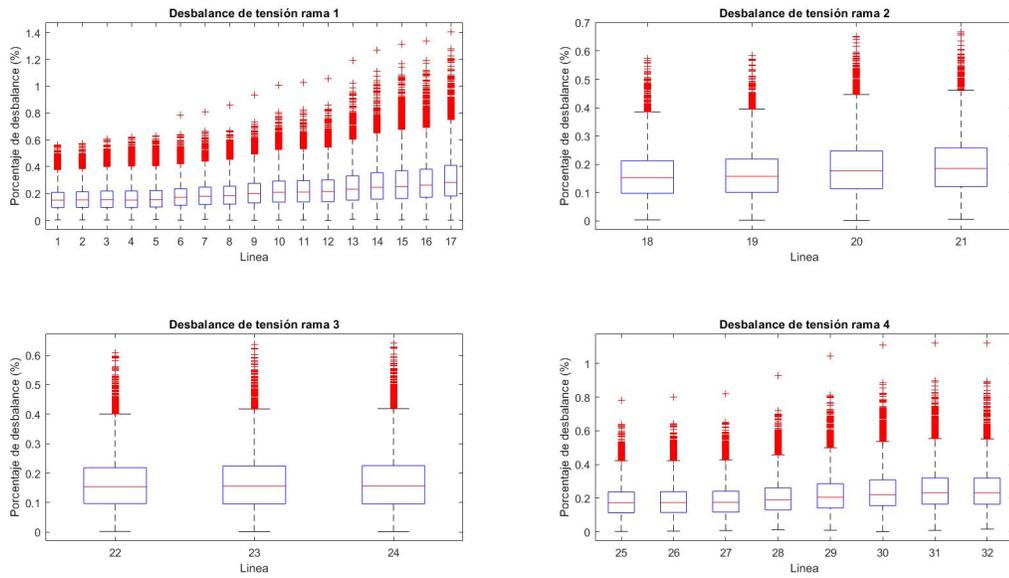


Figura 4.125: Nivel de desbalance de tensión registrado en las líneas de cada rama para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

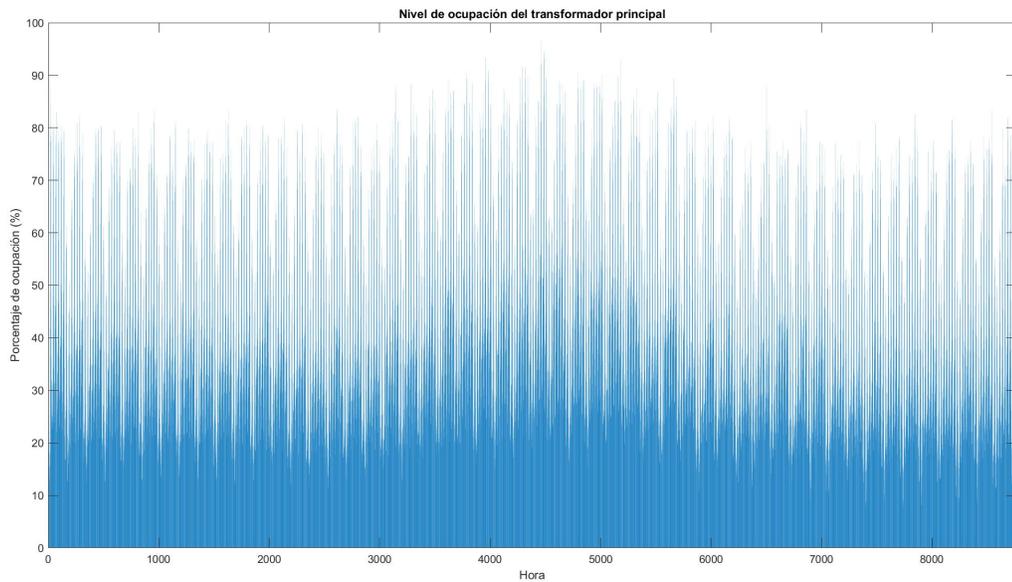


Figura 4.126: Nivel de ocupación del transformador principal para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con carga domiciliaria, con generación distribuida y con uso de BESS.

A partir de los datos de la tabla 4.24 se puede apreciar que tanto las pérdidas como la energía adicional de desplazamiento son muy similares, sin embargo, los costos finales son diferentes debido en gran parte por un desplazamiento adicional en el caso de distribución

aleatoria. Se aprecia que para este caso donde existe alto nivel de penetración y alto nivel de carga domiciliaria el cargador tiende a no moverse de su posición.

Por otra parte, al analizar las gráficas de tensión por líneas se aprecia que para ambos casos la tensión supera el umbral de los 0,94 p.u. de tensión mínima en la rama 1 en los nodos más lejano del alimentador. Mientras que las ramas 2, 3 y 4 mantienen perfiles más altos debido a su cercanía con el alimentador. Esto también se ve influenciado por la posición del cargador en ambos casos, en donde se coloca espacialmente en el nodo 16 y 18 en la distribución aleatoria y en el nodo 18 en la distribución proporcional, nodos que presentan características más débiles.

Los desbalances de las líneas en ambos casos presentan un comportamiento similar al caso con penetración del 25 % y al de 50 %, pero la magnitud máxima de los desbalances registrados aumenta en concordancia con el aumento de demanda de carga domiciliaria llegando a valores cercanos al 1,6 %, muy cercano al límite impuesto por la norma técnica.

Finalmente, el nivel de ocupación del transformador para ambos casos denota un aumento que supera el umbral del 90 % de capacidad del transformador en algunos momentos del año. Al igual que en los casos anteriores, el efecto de la batería hace que disminuya en cierta medida el porcentaje de ocupación en horas punta.

La figura 4.127 muestra la posición del cargador en la red junto con la cantidad de usuarios dado el nivel de penetración.

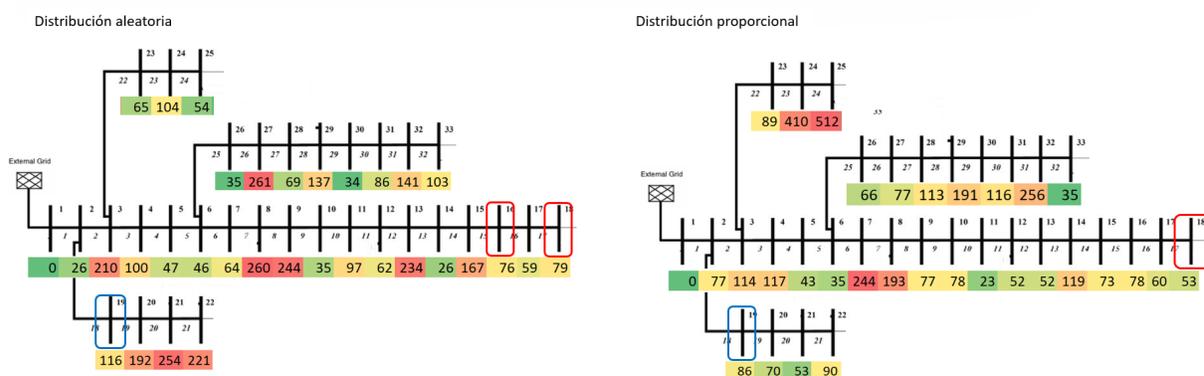


Figura 4.127: Distribución de usuarios de vehículos y posición del cargador 1 (cuadro rojo) y cargador 2 (cuadro azul) en la red.

#### 4.2.6.4. Resumen técnico de resultados

Para resumir todos los resultados obtenidos en la evaluación de los niveles de penetración, se presenta la tabla 4.25. A partir de la tabla se puede observar como a medida que aumenta el porcentaje de penetración en el caso de incluir carga domiciliaria, el nivel de ocupación del transformador aumenta hasta incluso acercarse al 100 % de su capacidad. A pesar de esto, si se compara con los casos que no tienen baterías, se puede apreciar que el uso de sistemas de almacenamiento asociados al cargador disminuye en cierta medida el porcentaje de ocupación

del transformador y la demanda máxima registrada en la red. Esto debido al desplazamiento de energía de un punto de menor demanda a uno de mayor en donde se necesita.

Adicionalmente, se aprecia de manera clara que los desbalances máximos registrados en la red aumentan considerablemente en función de el nivel de penetración de vehículos eléctricos en el contexto de carga domiciliaria, llegando incluso a acercarse al límite técnico del 2 %.

Con respecto a la energía no suministrada a vehículos eléctricos, esta es menor con respecto a los escenarios sin carga domiciliaria, debido a que un número importante de vehículos no ocupa las estaciones de carga ya que hace uso de la carga domiciliaria.

Finalmente, se aprecia como existen incidencias de baja tensión en algunos de los casos de estudio debido a la carga domiciliaria, lo que se traduce en una operación del sistema más ineficiente.

Tabla 4.25: Resumen de resultados escenario con generación distribuida, con carga domiciliaria y con sistema de almacenamiento.

|  | Distribución aleatoria |        |        | Distribución proporcional |       |        |
|--|------------------------|--------|--------|---------------------------|-------|--------|
|  | 25 %                   | 50 %   | 75 %   | 25 %                      | 50 %  | 75 %   |
| Máxima ocupación del transformador principal (%)     | 64,33                  | 78,85  | 94,93  | 64,67                     | 80,21 | 96,64  |
| Energía no suministrada a vehículos eléctricos (MWh) | 0,49                   | 8,59   | 57,41  | 0,48                      | 9,62  | 58,93  |
| Máxima demanda vehículos (MW)                        | 2.573                  | 3.154  | 3.797  | 2.586                     | 3.208 | 3.865  |
| Máximo desbalance de tensión (%)                     | 1,06                   | 1,21   | 1,63   | 1,09                      | 1,24  | 1,41   |
| Incidencias de bajo voltaje                          | 0                      | 9      | 584    | 0                         | 0     | 223    |
| Costo asociado a incidencias (USD)                   | 0                      | 425,57 | 27.615 | 0                         | 0     | 10.545 |
| N° de movimientos                                    | 1                      | 1      | 1      | 1                         | 1     | 0      |

### 4.3. Análisis global de los casos de estudio

A partir de los resultados obtenidos es posible hacer un análisis global del caso de estudio en la red IEEE 33 barras.

En primera instancia, es posible observar como ciertas características de los escenarios de estudio se repiten a lo largo de las simulaciones. En primer lugar se tiene que a medida que se aumenta el nivel de penetración, los efectos negativos en la red aumentan. Esta es una consecuencia lógica que se describió en la sección del estado del arte. A medida que se

aumenta la penetración de vehículos eléctricos en cualquiera de los escenarios, los niveles de tensión de la red se veían afectados y las pérdidas también.

Por otra parte, en los casos en que se incluía la carga domiciliaria los niveles de tensión empeoraban aún más y aparecían desbalances en las líneas que en algunos casos estaban cerca del límite técnico impuesto por la norma vistos en la figura 2.11. Sea cual fuere el escenario, en todos se repite el patrón de aumento de desbalances con la carga domiciliaria, lo que comprueba algunos de los fenómenos descritos en la revisión del estado del arte.

Al incluir medios de generación distribuida, en cada escenario se aprecia una disminución de las pérdidas del sistema, esto dado que existe un flujo de energía desde puntos más alejados de la red hacia las cargas de los nodos y los sistemas de carga rápida. Sin embargo, los niveles de ocupación máxima de los transformadores en cada caso no se ven en gran medida reducidos, esto debido a que las horas de generación fotovoltaica no se condicen con las horas punta del sistema ni con los meses de mayor demanda que corresponde a los invernales.

A partir de lo anterior, nace la alternativa de incluir sistemas de almacenamiento energético. La idea con la que se incluyen es que tome los excedentes de energía que se dan en las horas donde hay generación distribuida o en los momentos de baja demanda y los traslade hacía las horas donde la demanda es mayor. En todos los casos de estudio se evidenció que hacer esto reduce la ocupación del transformador principal y mejora los niveles de tensión en los casos. Sin embargo, las pérdidas del sistema y la energía demandada aumentaron en cierta medida. Esto se debe a que la eficiencia de la carga añade un estrés adicional a la red en ciertas horas del día. Aun así, el desempeño de los casos en donde hay medios de almacenamiento es mejor que en los casos en donde no hay.

Por último, a partir de los resultados obtenidos en cada escenario es posible hacer un mapa de incidencias de las posiciones de los cargadores en la red. Estos mapas se presentan con respecto a si no existe carga domiciliaria en la red representado en la figura 4.128 y si existe carga domiciliaria representado en la figura 4.130.

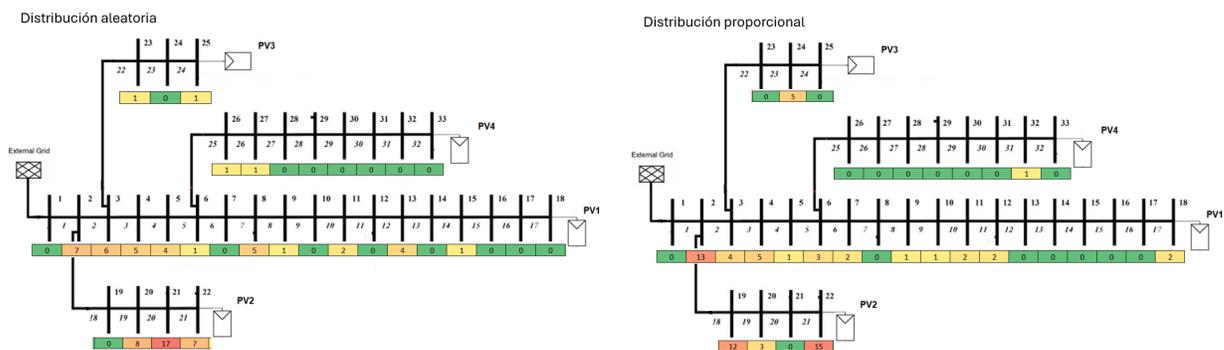


Figura 4.128: Incidencia en la posición del cargador sin considerar carga domiciliaria.

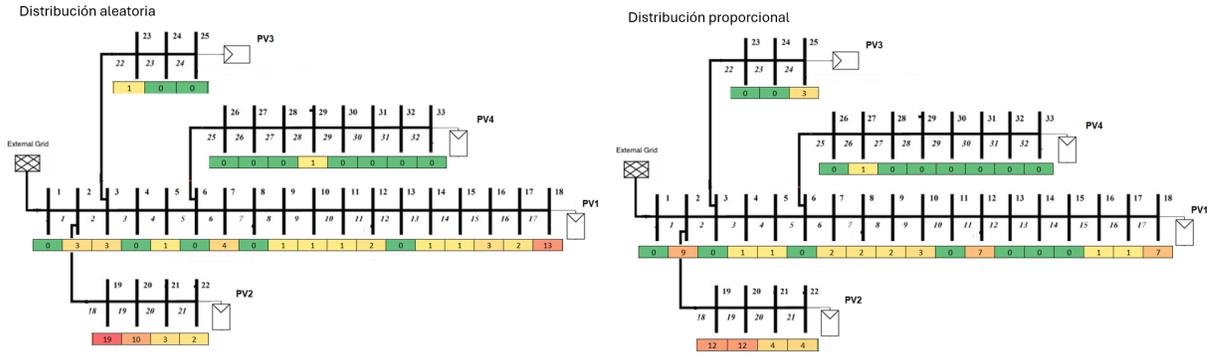


Figura 4.129: Incidencia en la posición del cargador considerando carga domiciliaria.

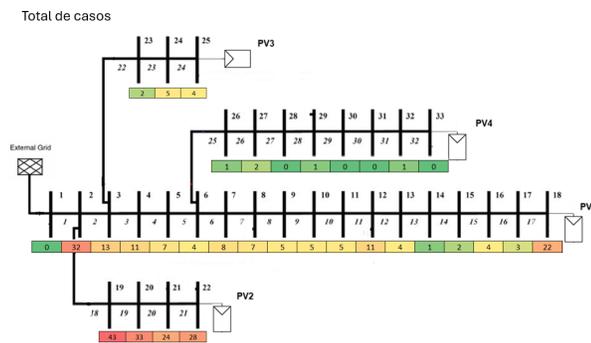


Figura 4.130: Incidencia en el total de casos.

A partir de las figuras anteriores se puede percibir claramente una tendencia a la posición de los puntos de carga. Para los casos en que no hay carga domiciliaria, el cargador tiende a colocarse en las zonas intermedias de la rama 1 de la red y cerca del alimentador principal, mientras que el cargador 2 suele ubicarse en los nodos más cercanos al alimentador de la rama 2. Sin embargo, cuando se habilita la opción de carga domiciliaria, si bien el cargador 2 tiende a mantenerse en la rama 2, el cargador de la rama 1 busca puntos cercanos al centro con varias incidencias en torno al nodo 18 donde se encuentra el medio de generación distribuida.

Adicionalmente, es posible hacer un análisis del movimiento de los cargadores en cada caso. Para visualizar esto de mejor manera se hace uso de un mapa auto-organizado (SOM). Este mapa auto-organizado agrupa las soluciones de manera de observar correlaciones entre las variables de cada caso, tal como lo describe Kohonen, creador del algoritmo de mapa auto-organizado [55]. En la figura 4.131 se muestra el número de casos que abarca cada cluster, mientras que la figura 4.132 muestra las correlaciones entre las variables en estudio. Este mapa auto-organizado fue realizado con la herramienta RStudio.

Para crear estos mapas, las variables de cada caso se representaron de manera binaria en función de si se presenta la característica o no. Para las variables generación distribuida, carga domiciliaria y sistemas de almacenamiento, se asigna un 1 para representar la existencia y 0 para cuando no se da. La variable asociada a la distribución de los vehículos en la

red se asocia a 1 cuando existe distribución proporcional y 0 cuando es aleatoria. Por otra parte, para representar la cantidad de movimientos que tiene el cargador en la red, se utiliza el 0 para representar una cantidad de movimientos menor o igual 1 en el año de estudio (correspondiente a un total de 17 casos) y se utiliza 1 para representar movimientos mayores a 2 (correspondiente a un total de 19 casos). Es importante destacar que el máximo número de movimientos registrados en los resultados fue de 3.

Las variables que representan la penetración en cada caso son mutuamente excluyentes, es decir, solo se asigna un 1 como variable binaria en función del nivel de penetración de cada caso. Finalmente, las variables Pos\_ini, Pos\_med y Pos\_fin representan el lugar donde se posicionaron los cargadores físicamente en la red con respecto a la distancia del alimentador principal (inicio, medio o final). Para que cualquiera de estas variables se represente con un 1, se debe cumplir que al menos en 3 periodos se ubique en alguno de los nodos clasificados como iniciales, medios o finales. Es decir, si en un año los cargadores se ubicaron en 3 periodos en el inicio y en 5 periodos en el medio, el sistema del SOM reconocerá que es un caso donde la variable Pos\_ini y Pos\_med será 1. Los periodos máximos posibles son 8, dado que son 4 periodos reales por cada cargador de la red.

Los nodos se clasificaron como iniciales si la distancia al nodo 1 es menor o igual a 2.500 metros (nodos 2-7, nodos 19-21, nodos 23-24 y nodo 26), medios si la distancia esta entre 2.500 metros y 8.500 metros (nodos 8-15 y nodos 27-33) y finales si la distancia es mayor a 8.500 metros (nodos 16-18). En anexos se encuentra una figura que muestra la distancia de los nodos de la red.

La cantidad de clusters formados se escoge a partir de diversas pruebas de aplicar SOM con distintos números de clusters. Se encontró que con menos de 3 grupos no se alcanzaba a representar adecuadamente las correlaciones entre las variables y con un número mayor a 5 se formaban clusters sin grupos en su interior en algunos casos.

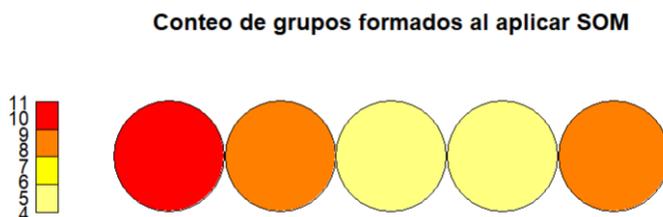


Figura 4.131: Clusters formados mediante el mapa auto-organizado, el primer cluster cuenta con 10 casos, el segundo con 8 casos, el tercero y el cuarto con 5 casos cada uno y el quinto con 8 casos.

### Correlación entre variables

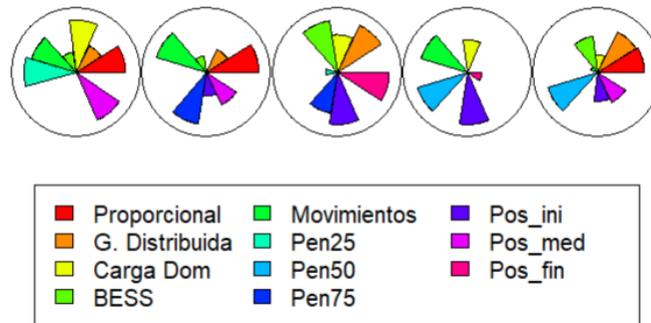


Figura 4.132: Correlación entre las variables en cada cluster

La figura 4.132 es construida a partir del vector de pesos que asigna el algoritmo de Kohonen a cada variable en función del grupo al que pertenece y que representa la correlación de dicha variable con el grupo. A partir de estas correlaciones y de los resultados del estudio, es posible identificar 5 clusters.

- **Estrategia para bajo nivel de penetración:** El primer cluster agrupa los resultados donde en su mayoría los niveles de penetración son del 25 %. En este cluster se puede apreciar una alta correlación con los movimientos mayores a 2 durante los periodos de estudio y en su mayoría para los casos donde la distribución de los usuarios es proporcional. Esto quiere decir que en general para bajos niveles de penetración, los cargadores tienden a moverse más libremente por la red, pero manteniéndose en la mayoría de los casos en posiciones intermedias del alimentador. Adicionalmente, la carga domiciliaria también juega un rol importante en permitir este tipo de distribución. En conclusión, la estrategia de cargadores para bajos niveles de penetración privilegia localizaciones medias en los alimentadores y movilidad de los cargadores durante el año.
- **Estrategia para niveles altos de penetración y distribución proporcional:** El segundo cluster agrupa aquellos escenarios de alta penetración de vehículos eléctricos, una distribución proporcional de usuarios en la red, una baja presencia de generación distribuida y sin opción de carga domiciliaria. En este caso la estrategia seleccionada corresponde a ubicar los cargadores ya sea en la zona media o inicial del alimentador, evitando ubicarlo en la zona final de éste. Asimismo, la estrategia se complementa con un movimiento de los cargadores a lo largo del año. Cabe señalar que este cluster no integra el almacenamiento como parte de la estrategia.
- **Estrategia para niveles altos de penetración, distribución aleatoria y sistemas de almacenamiento:** El tercer cluster agrupa los casos donde se da un alto nivel de penetración, existe una distribución aleatoria de los usuarios, se desarrolla fuertemente la generación distribuida, existe carga domiciliaria y medios de almacenamiento. En este escenario se puede apreciar que se opta por posiciones fijas (sin movimientos) al final del alimentador y al inicio del alimentador, evitando las posiciones intermedias. Cabe señalar que sólo el cargador 1 puede posicionarse en los nodos más alejados, de lo que se deduce que el cargador 2 se posiciona en los nodos iniciales del alimentador.

La característica de distribución aleatoria y de carga domiciliaria provocan un estrés mayor a la red como se ha comprobado en los resultados mostrados con anterioridad. Sin embargo, la existencia de generación distribuida y sistemas de almacenamiento, entregan la flexibilidad necesaria para permitir que al menos un cargador se posicione al final del alimentador.

- **Estrategia para niveles medios de penetración, distribución aleatoria con sistemas de almacenamiento:** El cuarto cluster agrupa al nivel de penetración intermedio de la red y distribución aleatoria de los usuarios de vehículos en la red, junto con la opción de almacenamiento. En este caso, domina la estrategia de posicionar los cargadores al inicio de los alimentadores, descartándose opciones de localización en posiciones medias y extremas del alimentador. Asimismo, la estrategia considera la posibilidad de movimientos de los cargadores a lo largo del año limitado a posiciones iniciales de los alimentadores. Este escenario puede o no considerar carga domiciliaria y no contempla aportes de generación distribuida ni almacenamiento.
- **Estrategia para niveles medios de penetración, distribución proporcional y generación distribuida:** Para los escenarios en donde los niveles de penetración media se suman a una distribución proporcional de los usuarios y el desarrollo relevante de generación distribuida, la estrategia resultante extiende la localización de los cargadores a las zonas medias de los alimentadores y elimina la movilidad de los mismos. Sin embargo, estos escenarios consideran situaciones donde se disponen sistemas de almacenamiento.

Finalmente, analizando de manera transversal las estrategias seleccionadas, llama la atención que se identifica un efecto de sustitución entre el movimiento de cargadores y la presencia de generación distribuida-almacenamiento. Es decir, cuando se dispone de almacenamiento y de generación distribuida, se tiende a evitar mayores movimientos en la posición de los cargadores.

Adicionalmente, en base al estudio del caso modelo, el movimiento del cargador en los periodos de tiempo viene determinado enormemente por el costo de movimiento del cargador, el cual debe ser compensado ya sea por el ahorro energético del movimiento de los usuarios desde su origen hacia el punto de carga, mediante las pérdidas del sistema o mediante los costos que pueden ser incurridos por violación de restricciones. En caso de hacer este problema en una red tamaño ciudad, con cientos de alimentadores y varios puntos de carga se podrá apreciar que el movimiento es justificado.

# Capítulo 5

## Conclusiones y trabajo futuro

Para concluir este trabajo de investigación, se debe mencionar que se cumplen los objetivos principales y particulares de esta investigación. Por una parte, en los resultados se logran evaluar los efectos de la carga de vehículos eléctricos en una red donde los cargadores no son estáticos en el tiempo. Por otra parte, se logra desarrollar una metodología que incluye un modelo de optimización basado en algoritmos genéticos que busca ubicar de manera conveniente la posición espacio temporal de dichos cargadores. Es importante destacar que se ha investigado diversas técnicas de modelación y optimización y el uso de algoritmos genéticos destaca gracias a la versatilidad con que se puede plantear el problema y a sus menores tiempos de computo.

Se ha podido desarrollar no solo un modelo que evalúa el impacto de cargadores móviles en la red, sino que también se ha desarrollado un conjunto de escenarios donde se evalúa como la carga de vehículos eléctricos repercute enormemente en el desempeño de una red de distribución.

Adicionalmente, se ha desarrollado un algoritmo computacional que a partir de datos históricos del comportamiento de los usuarios de vehículos en una ciudad (encuesta origen-destino), permite obtener perfiles de uso de vehículos eléctricos. Este algoritmo fue fundamental para poder describir el comportamiento de los usuarios en la red.

Junto con el modelo y el algoritmo de optimización se desarrolla un caso de validación para demostrar como la posición del cargador depende en gran medida de la topología de la red y como esta posición puede cambiar en el tiempo dadas ciertas condiciones. Luego, se desarrolla un caso de estudio con diversos escenarios para mostrar el comportamiento de la red ante un sistema de cargadores móviles.

Con todo lo anterior en mente, se puede afirmar en base a resultados que el efecto de la carga de vehículos eléctricos en la red depende enormemente del nivel de penetración de estos, la topología de la red y la posición del cargador.

Si se tiene una topología radial, sin medios de generación distribuida y sin uso de baterías, la red sufrirá diversos efectos negativos por la inclusión de vehículos eléctricos. Por una parte, si no se considera la carga domiciliar de vehículos, se presentan problemas de tensión en los nodos donde se coloque la estación de carga, este problema es bien focalizado y se

puede corregir de diversas maneras e incluso gracias a que el cargador se puede desplazar, se pueden buscar puntos mejores de posición en el tiempo sin comprometer la estabilidad y robustez de la red. Sin embargo, al incluir carga domiciliaria (caso más realista), se producen aún más problemas y a nivel generalizado en la red, sobretodo en los puntos más alejados del alimentador. Para solucionar este problema, se debe recurrir a compensación en varios puntos de la red, lo cual puede llegar a ser costoso.

En los casos en que se incluye generación distribuida, el desempeño general de la red tiende a mejorar gracias a los puntos de generación. Sin embargo, si bien la posición del cargador puede mejorar la situación de la red al ubicarse en puntos cercanos a estos medios, el horario de carga de vehículos eléctricos, tanto para el caso con carga domiciliaria como sin, no se condice con el horario de máxima generación (en caso de ser medios fotovoltaicos). Ante esto nace la alternativa de la instalación de sistemas de almacenamiento. Tal como se demostró, estos sistemas ayudan a desplazar energía de los momentos de mayor generación a los de mayor demanda, mejorando el desempeño general de la red.

Los sistemas de baterías asociados al cargador móvil se presentan como una excelente alternativa para aminorar los efectos de la carga rápida en la red y también pueden ser utilizados en momentos en que la red lo requiera.

A pesar de estos mecanismos, se evidenció que el uso de carga domiciliaria tiene grandes efectos negativos en los nodos de la red.

En todos los escenarios descritos, la posición del cargador juega un rol fundamental. No solo se logra que el cargador se ubique en zonas adecuadas para el desempeño de la red, sino que también se ubica en zonas donde beneficia a los grupos de usuario minimizando la distancia que estos como conjunto deben recorrer para llegar a un punto de carga.

Aun así, se debe mencionar que la posición del cargador no puede asegurarse que sea la solución óptima global en los casos en que la dimensión del espacio de solución sea muy grande. Lo anterior se debe a que los mecanismos heurísticos de resolución de problemas de optimización aseguran soluciones óptimas a nivel local, pero es imposible aseverar que sean óptimas a nivel global. Dada la cantidad de posibles resultados que se deberían evaluar para tener esa certeza, el uso de estos métodos es apropiado para determinar una posición adecuada dentro de la red.

Es importante mencionar que a pesar de que mover el cargador es una buena opción para lograr mejores desempeños, el costo de este movimiento puede llegar a ser muy elevado y no compensarse necesariamente con el ahorro por concepto de mejoras en el desempeño de la red.

Con los resultados descritos anteriormente, es posible afirmar que se cumple la hipótesis descrita al inicio, en donde se establece la existencia de grados de inflexibilidad en las redes de distribución y queda demostrado que la inclusión de vehículos eléctricos trae consigo diversos efectos en la red de distribución. Estos efectos aumentan cuando el nivel de penetración es alto y se considera carga domiciliaria.

Por otra parte, es posible afirmar que los cargadores móviles entregan ciertos grados de

flexibilidad a la red entregando mayor cantidad de alternativas de solución al problema. Se visualiza de manera clara que los resultados pueden priorizar un mayor beneficio a los usuarios ubicando el cargador más cerca de estos para disminuir la energía asociada al desplazamiento, mientras que también existían soluciones en donde el beneficio social se dejaba en segundo plano para priorizar una operación con menores costos por concepto de violación de restricciones y de pérdidas. Ambas soluciones podían llegar a tener costos similares de operación, por lo que se aprecia flexibilidad a la hora de operar la red, esto no necesariamente se puede conseguir con cargadores estacionarios, ya que la decisión de que beneficio priorizar se establece al momento de instalar el cargador estacionario y no puede cambiar a lo largo del tiempo.

Adicionalmente, gracias al uso de mapas auto-organizados es posible establecer ciertos patrones que definen estrategias de posición de los cargadores en los diferentes periodos del año. Con esto, se pudo apreciar de manera más transversal un efecto de sustitución entre el movimiento de cargadores y la presencia de generación distribuida-almacenamiento en la red.

Para el trabajo futuro se espera que este modelo pueda evolucionar a algo aún más desarrollado, con datos actualizados de los patrones de uso de los usuarios de vehículos eléctricos y patrones de carga. Adicionalmente, dada lo abierto del planteamiento del problema, es posible agregar mayores variables al modelo, como restricciones espaciales de la colocación del cargador, costos más realistas del cambio de punto de carga, costos asociados al desempeño de la red (y no solo costos de falla) y costos asociado al beneficio de los usuarios en torno a los tiempo de viajes. Con esto se puede desarrollar un modelo mucho más detallado y versátil.

Por otra parte, queda como trabajo futuro una validación más exhaustiva del modelo mediante la repetición de un caso realista con un resultado final conocido, la comparación con el caso de imponer cargadores estacionarios y el aumento de generaciones en el proceso iterativo. Para lograr esto es fundamental implementar un algoritmo genético que se pueda resolver paralelizando los procesos, lo cual trae consigo menores tiempos de simulación y por consiguiente una mayor cantidad de resultados.

También, el uso de SOM permite reconocer patrones que no son visibles a simple vista al inspeccionar los resultados. Dentro de los resultados observados se pueden ver ciertos patrones que llevan a la pregunta de si estos pueden ser aplicables a otro tipo de redes. Esto es una pregunta que requiere mayor investigación y pruebas en otros casos de estudio, lo cual se propone como trabajo futuro.

Adicionalmente, se deja como una propuesta la evaluación del sistema desde un punto de vista más comercial mediante un modelo de negocios y considerando los costos de inversión en el sistema. Sin embargo, es importante destacar que dichos costos de inversión no deberían tener gran incidencia en el resultado final del proceso, dado que, si bien es necesario adquirir un sistema de carga móvil que sea capaz de soportar una cantidad determinada de vehículos, estos costos pueden llegar a ser similares a los de adquirir un terreno e instalar un sistema de carga fijo (electrolinera), por lo que el CAPEX teórico entre un sistema de carga móvil y uno estacionario no debiese ser un factor decisivo a la hora de comparar los proyectos.

Para finalizar, se debe mencionar que la forma de modelar y optimizar no esta ligada a que se pueda usar solo con sistemas de carga móvil, también es posible aplicar los paráme-

tros de este modelo a un sistema con cargadores estacionarios en la red. Esta característica es intrínseca del modelo, ya que si se detecta que el cargador no se mueve en los periodos descritos es equivalente a tener un cargador estacionario para el horizonte de simulación, por lo que no es necesario imponer una restricción de cargadores estacionarios en el problema.

# Bibliografía

- [1] Masson-Delmotte V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor y T. Waterfield, 'Calentamiento global de 1,5 °C, Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza', IPCC, 2018.
- [2] S. Wang, M. Ge (2019, 16 de Oct), "Everything You Need to Know About the Fastest-Growing Source of Global Emissions: Transport", World Resource Institute, Disponible en: <https://www.wri.org/insights/everything-you-need-know-about-fastest-growing-source-global-emissions-transport>. [Accesado 17 Dic 2023]
- [3] IEA (2023), Global EV Outlook 2023, IEA, pp 15 and 109, Paris Disponible en : <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>, License:CCBY4.0 [Visitado: 20 Nov 2023].
- [4] ANAC 2023, "Informe de Ventas Vehículos cero y bajas emisiones, Octubre 2023", Asociación Nacional Automotriz de Chile, [online] Disponible en: <https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2023/11/10-ANAC-Informe-Cero-y-Bajas-Emissiones-October-2023.pdf> [Visitado: 26 Nov 2023].
- [5] Noticias Gobierno, "Chile confirma la segunda mayor flota de buses eléctricos del mundo" Disponible en: <https://www.gob.cl/noticias/chile-confirma-la-segunda-mayor-flota-de-buses-electricos-del-mundo/#:~:text=Hoy%20Red%20Movilidad%20cuenta%20con,buses%20el%C3%A9ctricos%20circulando%20por%20Santiago>. [Visitado: 26 Nov 2023].
- [6] Ministerio de Energía, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones y Ministerio del Medio Ambiente, "Estrategia Nacional de Electromovilidad," , 2021, Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia-nacional-electromovilidad\\_ministerio-de-energia.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia-nacional-electromovilidad_ministerio-de-energia.pdf). [Visitado: 26 Nov 2023].
- [7] J. Wirges, "Planning the Charging Infrastructure for Electric Vehicles in Cities and Regions", Karlsruhe Institut für Technologie (KIT) Scientific Publishing, pp 1-83 doi:10.5445/KSP/1000053253, 2016.
- [8] E. Lorentzen, P. Haugneland, C. Bu, and E. Hauge, "Charging infrastructure experiences in Norway -The worlds most advanced EV market," EVS 2017 - 30th Int. Electr. Veh. Symp. Exhib., pp. 1–11, 2017.

- [9] M. Lillebo, S. Zaferanlouei, A. Zecchino, and H. Farahmand, “Impact of large-scale EV integration and fast chargers in a Norwegian LV grid,” *J. Eng.*, vol. 2019, no. 18, pp. 5104–5108, 2019, doi: 10.1049/joe.2018.9318.
- [10] M. Zarghami, M. Y. Vaziri, A. Rahimi, and S. Vadhva, “Applications of battery storage to improve performance of distribution systems,” *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 345–350, 2013, doi: 10.1109/GreenTech.2013.59.
- [11] J. Larminie and J. Lowry, “Electric Vehicle Technology Explained”, Vol 2, pp 19-27, 2012, ISBN:9781119942733.
- [12] Nissan Motor Co., Imagen del Nissan Leaf 2023, disponible en: [https://www.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/cl/vehicles/Leaf-MY22/CHL/LEAF\\_CALC\\_EV\\_MY23.jpg](https://www.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/cl/vehicles/Leaf-MY22/CHL/LEAF_CALC_EV_MY23.jpg) [Visitado: 17-dic-2023].
- [13] Tesla Motors, Imagen del Tesla Modelo S 2023, disponible en: [https://digitalassets.tesla.com/tesla-contents/image/upload/h\\_1800,w\\_2800,c\\_fit,f\\_auto,q\\_auto:best/Model-S-Performance-Hero-Desktop-LHD](https://digitalassets.tesla.com/tesla-contents/image/upload/h_1800,w_2800,c_fit,f_auto,q_auto:best/Model-S-Performance-Hero-Desktop-LHD) [Visitado: 17-dic-2023]
- [14] Toyota Motor Corporation, Imagen del Toyota Prius 2024, disponible en: <https://www.toyota.com/espanol/prius/>. [Visitado: 17-dic-2023].
- [15] General Motors, Imagen del Chevrolet Volt 2019, disponible en: [https://media.chevrolet.com/media/us/en/chevrolet/global\\_news.detail.html/content/Pages/news/mx/es/2018/june/0629-chevy-volt.html](https://media.chevrolet.com/media/us/en/chevrolet/global_news.detail.html/content/Pages/news/mx/es/2018/june/0629-chevy-volt.html). [Visitado: 17-dic-2023].
- [16] Ruta Valparaiso, Imagen de un Trolebús de Valparaíso, disponible en: <https://www.rutavalparaiso.cl/storage/app/uploads/public/5e5/546/3b5/5e55463b5ed0b078466545.jpg>. [Visitado: 17-dic-2023].
- [17] “Cargadores para buses electricos”, Plataforma de Electromovilidad, Gobierno de Chile. [online] disponible en: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/recursos-e-informacion-tecnica/cargadores-para-buses-electricos> [Visitado: 17-dic-2023].
- [18] “Modos de carga vehículos eléctricos”, Plataforma de Electromovilidad, Gobierno de Chile. [online] Available at: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/infografias?info=7> [Visitado: 17 Diciembre 2023].
- [19] H. H. Wu, A. Gilchrist, K. Sealy, P. Israelsen, and J. Muhs, “A review on inductive charging for electric vehicles,” 2011 IEEE Int. Electr. Mach. Drives Conf. IEMDC 2011, pp. 143–147, 2011, doi: 10.1109/IEMDC.2011.5994820.
- [20] S. Lee, J. Huh, C. Park, N. S. Choi, G. H. Cho, and C. T. Rim, “On-Line Electric Vehicle using inductive power transfer system,” 2010 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2010 - Proc., pp. 1598–1601, 2010, doi: 10.1109/ECCE.2010.5618092.
- [21] NIO Inc., “NioPower: Power Swap”, China [online] Disponible en: <https://www.nio.com/nio-power> [Visto el 17-dic-2023]
- [22] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, and T. K. Saha, “Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 57, pp. 241–249, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.12.005.
- [23] A. Ul-Haq, C. Cecati, K. Strunz, and E. Abbasi, “Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network,” *Intell. Ind. Syst.*, vol. 1, no.

- 1, pp. 51–60, 2015, doi: 10.1007/s40903-015-0005-x.
- [24] B. Walter and R. Palma, *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*. 1era edición, pp 49,50 y 124 ISBN: 978-956-398-395-1, 2018.
- [25] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución,” cap 3, 2017.
- [26] A. G. Anastasiadis, G. P. Kondylis, A. Polyzakis, and G. Vokas, “Effects of increased electric vehicles into a distribution network,” *Energy Procedia*, vol. 157, no. 2018, pp. 586–593, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.223.
- [27] C. D. M. Affonso and M. Kezunovic, “Technical and economic impact of pv-bess charging station on transformer life: A case study,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4683–4692, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2866938.
- [28] Y. Wu and L. Zhang, “Can the development of electric vehicles reduce the emission of air pollutants and greenhouse gases in developing countries?,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 51, no. 2017, pp. 129–145, 2017, doi: 10.1016/j.trd.2016.12.007.
- [29] B. Behi, A. Arefi, H. Pezeshki, and F. Shahnia, “Distribution transformer lifetime analysis in the presence of demand response and rooftop PV integration,” *Renew. Energy Environ. Sustain.*, vol. 2, p. 27, 2017, doi: 10.1051/rees/2017013.
- [30] M. R. Rodríguez, *Impacto de un Parque Vehicular Eléctrico en los Requerimientos de Reconfiguración de la red de distribución de Santiago*, Tesis de Magister, cap 3, Departamento de ingeniería eléctrica, U. de Chile, Santiago, 2013.
- [31] A. G. Anastasiadis, G. P. Kondylis, A. Polyzakis, and G. Vokas, “Effects of increased electric vehicles into a distribution network,” *Energy Procedia*, vol. 157, no. 2018, pp. 586–593, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.223.
- [32] J. Rowlatt, “Why you have (probably) already bought your last car” *BBC News*, 10 Oct. 2018. [online] Disponible en: <https://www.bbc.com/news/business-45786690> [Visitado: 17-dic-2023].
- [33] Nissan Motor Corporation “Mobile power stations on the way - with the use of electric car Nissan LEAF to stabilise the German electricity grid” 24 Oct. 2018. [online] Disponible en: <https://uk.nissannews.com/en-GB/releases/release-c3ab03e612b96ba1ffc8b2fce03b9385-mobile-power-stations-on-the-way-with-the-use-of-electric-car-nissan-leaf-to-stabilise-the-german-electricity-grid#> [Visitado: 17-dic-2023].
- [34] D. Meyer, J. C. Choi, and J. Wang, “Increasing EV public charging with distributed generation in the electric grid,” 2015 IEEE Transp. Electrification Conf. Expo, ITEC 2015, 2015, doi: 10.1109/ITEC.2015.7165780.
- [35] M. Zarghami, M. Y. Vaziri, A. Rahimi, and S. Vadhva, “Applications of battery storage to improve performance of distribution systems,” *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 345–350, 2013, doi: 10.1109/GreenTech.2013.59.
- [36] L. Richard and M. Petit, “Fast Charging Station with Battery Storage System for EV: Optimal Integration into the Grid,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, no. January 2019, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2018.8585856.

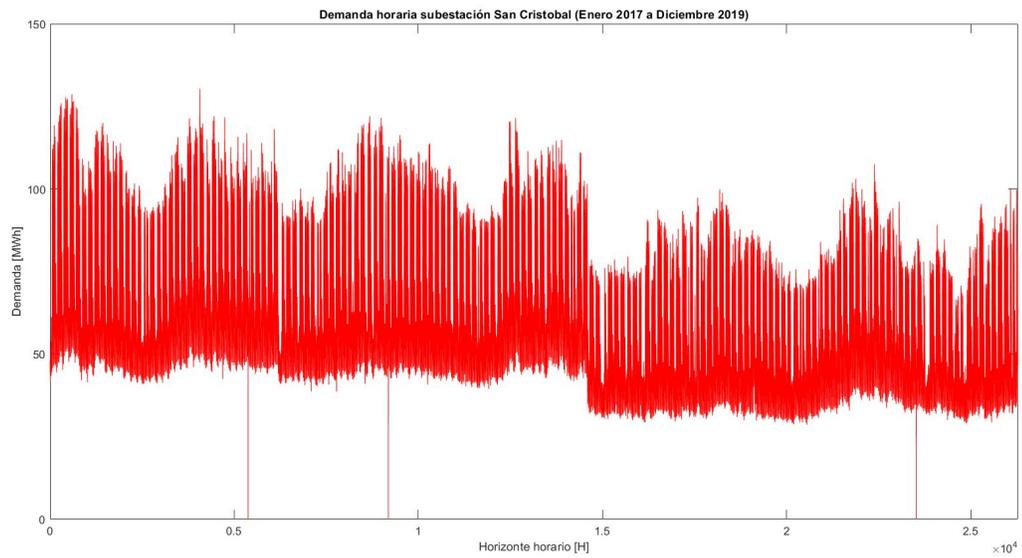
- [37] H. S. Hayajneh and X. Zhang, "Logistics Design for Mobile Battery Energy Storage Systems" *Integr. Altern. Sources Energy*, pp. 262–300, 2006, doi: 10.1002/0471755621.ch11.
- [38] K. S. P. Oruganti, C. A. Vaithilingam, G. Rajendran, and A. Ramasamy, "Design and sizing of mobile solar photovoltaic power plant to support rapid charging for electric vehicles," *Energies*, vol. 12, no. 18, 2019, doi: 10.3390/en12183579.
- [39] Rajit Gadh, "Final Project Report: Demonstrating Plug-in Electric Vehicles Smart Charging and Storage Supporting the Grid," California Energy Commission, Publication Number: CEC-500-2018-020. pp 1 - 7 y 24 - 25 August, 2018.
- [40] Envision Solar, EV ARC™2020, [online] Disponible en: <https://beamforall.com/product/ev-arc-2020/> [Visitado: 17-Dic-2023].
- [41] M. Kuypers, "German startup Chargery offers mobile charging for electric cars (4 april 2019)" [online] Disponible en: <https://innovationorigins.com/en/german-startup-chargery-offers-mobile-charging-for-electric-cars/> [Visitado: 17-Dic-2023].
- [42] King Solarman, Mobile EV Charger Brochure, [online] Disponible en: <https://issuu.com/dabeeraliabbas/docs/brochure> [Visitado: 17-dic.2023].
- [43] FreeWire Technologies, Inc, Mobi EV Charger Brochure, [online] Disponible en: <https://freewiretech.com/download/987/> [Visitado: 17-dic.2023].
- [44] A. M. Stanisavljević, V. A. Katić, B. P. Dumnić, and B. P. Popadić, "A brief overview of the distribution test grids with a distributed generation inclusion case study," *Serbian J. Electr. Eng.*, vol. 15, no. 1, pp. 115–129, 2018, doi: 10.2298/SJEE1801115S.
- [45] S. H. Dolatabadi, M. Ghorbanian, P. Siano, and N. D. Hatziargyriou, "An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 3, pp. 2565–2572, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3038030.
- [46] X. S. Yang, S. Koziel, and L. Leifsson, "Computational optimization, modelling and simulation: Smart algorithms and better models," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 9, pp. 852–856, 2012, doi: 10.1016/j.procs.2012.04.091.
- [47] S. Koziel and X.-S. Yang, Slawomir Koziel and Xin-She Yang (Eds.) *Computational Optimization, Methods and Algorithms*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011
- [48] D. H. Wolpert and W. G. Macready, "No free lunch theorems for optimization," in *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 1, no. 1, pp. 67-82, April 1997, doi: 10.1109/4235.585893.
- [49] Xin-She Yang, "Chapter 6 - Genetic Algorithms: Nature-Inspired Optimization Algorithms (Second Edition)", 2021, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821986-7.00013-5>
- [50] M. Q. Duong, T. D. Pham, T. T. Nguyen, A. T. Doan, and H. Van Tran, "Determination of optimal location and sizing of solar photovoltaic distribution generation units in radial distribution systems," *Energies*, vol. 12, no. 1, 2019, doi: 10.3390/en12010174.
- [51] S. Ghasemi and J. Moshtagh, "Radial distribution systems reconfiguration considering power losses cost and damage cost due to power supply interruption of consumers," *Int. J. Electr. Eng. Informatics*, vol. 5, no. 3, pp. 297–315, 2013, doi: 10.15676/ijeii.2013.5.3.5.
- [52] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, "Eficiencia Energética , Mesa edificacio-

nes” Publicación año 2021. Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/20210601\\_-\\_sesion\\_1\\_mesa\\_ee\\_en\\_edificaciones.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/20210601_-_sesion_1_mesa_ee_en_edificaciones.pdf)

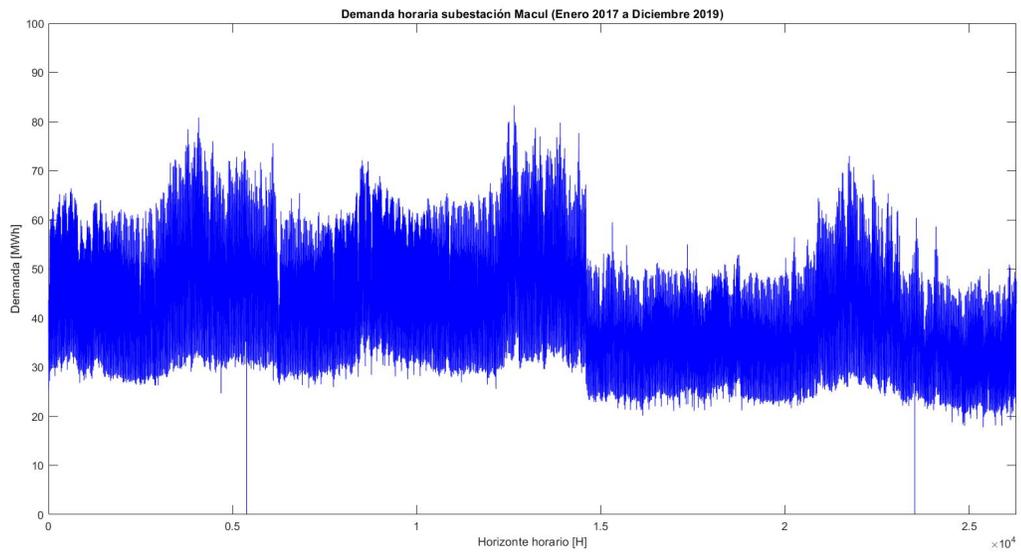
- [53] Universidad Alberto Hurtado, Observatorio Social, “Actualización y recolección de información del sistema de transporte urbano, IX Etapa: Encuesta Origen Destino Santiago 2012”, 2014.
- [54] Kusum Deep; Krishna Pratap Singh; M.L. Kansal; C. Mohan (2009). A real coded genetic algorithm for solving integer and mixed integer optimization problems. , 212(2), 505–518. doi:10.1016/j.amc.2009.02.044
- [55] T. Kohonen, "The self-organizing map, in Proceedings of the IEEE, vol. 78, no. 9, pp. 1464-1480, Sept. 1990, doi: 10.1109/5.58325. keywords: Biological neural networks;Artificial neural networks;Pattern recognition;Process control;Signal processing;Computer networks;Signal processing algorithms;Animals;Organizing;Speech recognition,

# Anexos

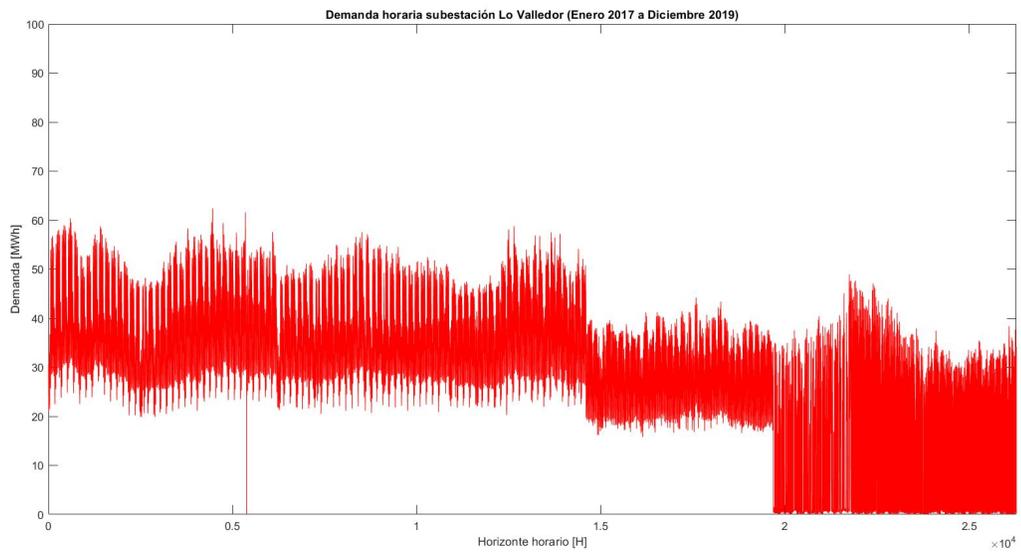
## Anexo A: Curvas de demanda subestaciones eléctricas



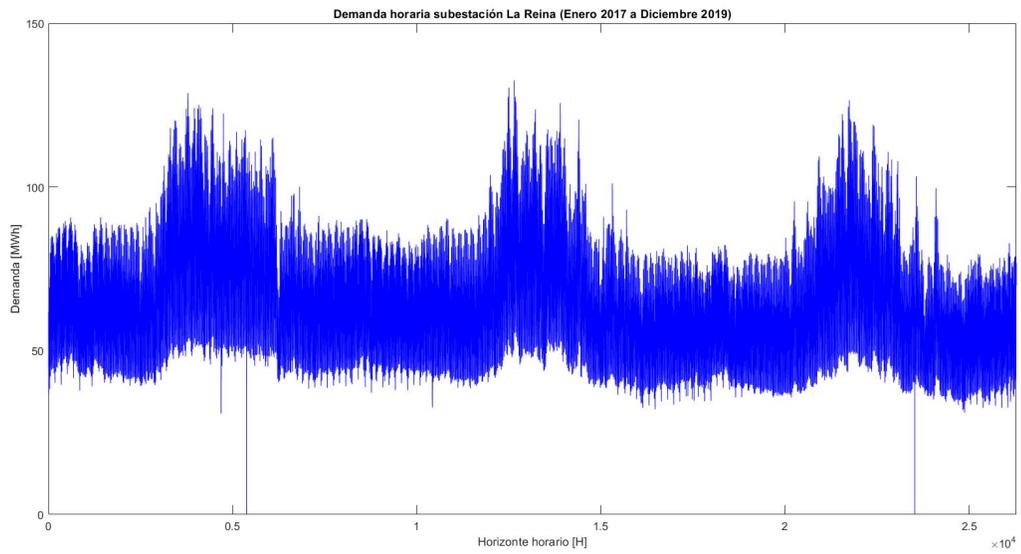
Curva de demanda subestación San Cristóbal



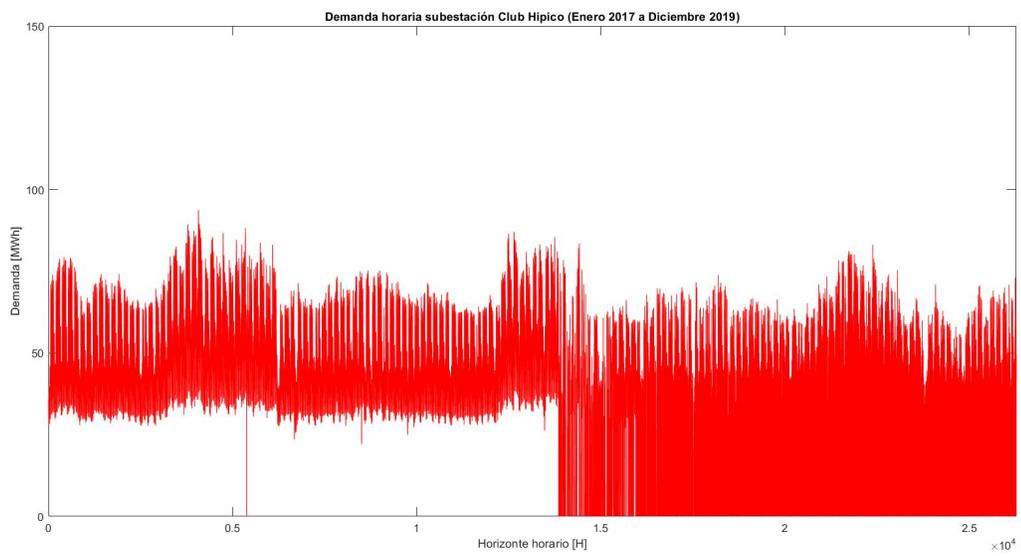
Curva de demanda subestación Macul



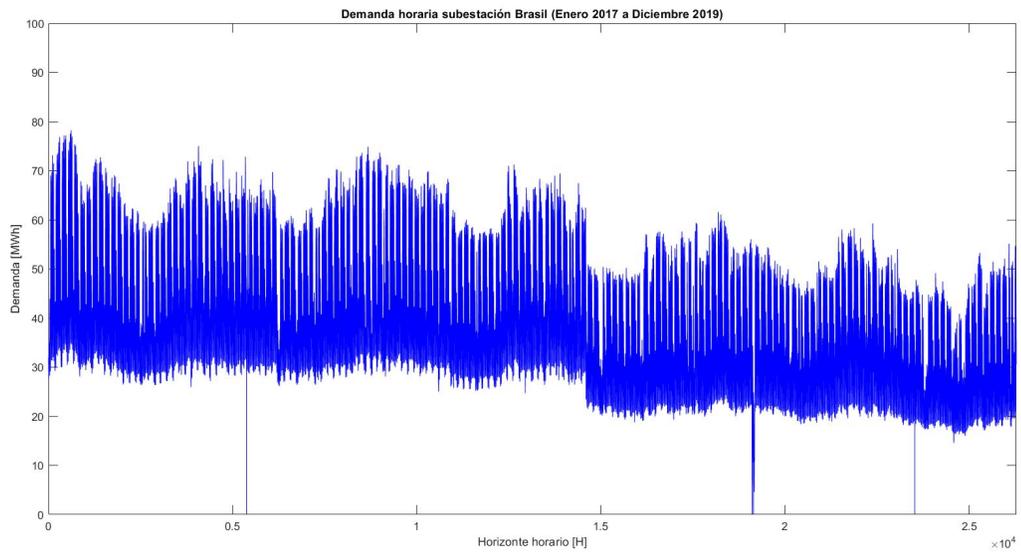
Curva de demanda subestación Lo Valledor



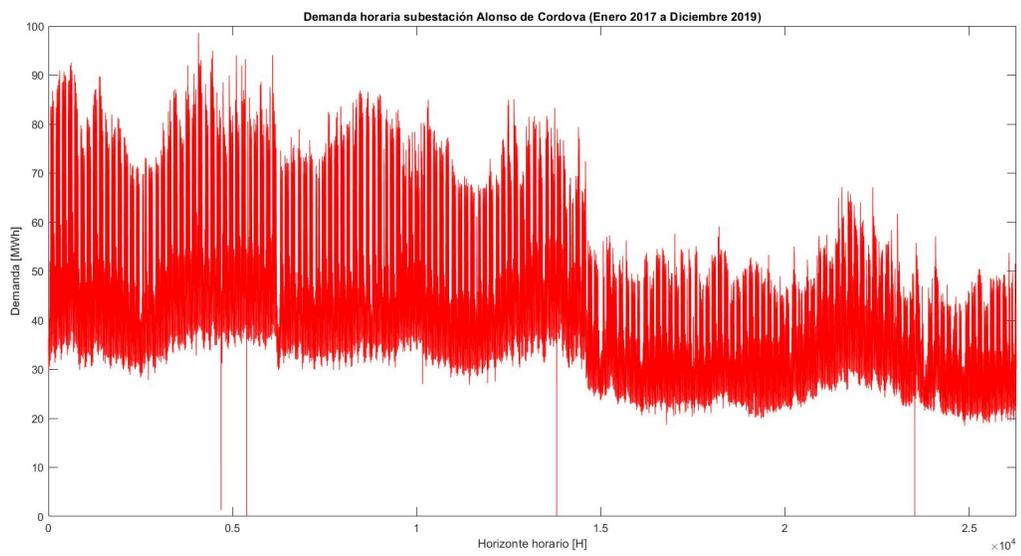
Curva de demanda subestación La Reina



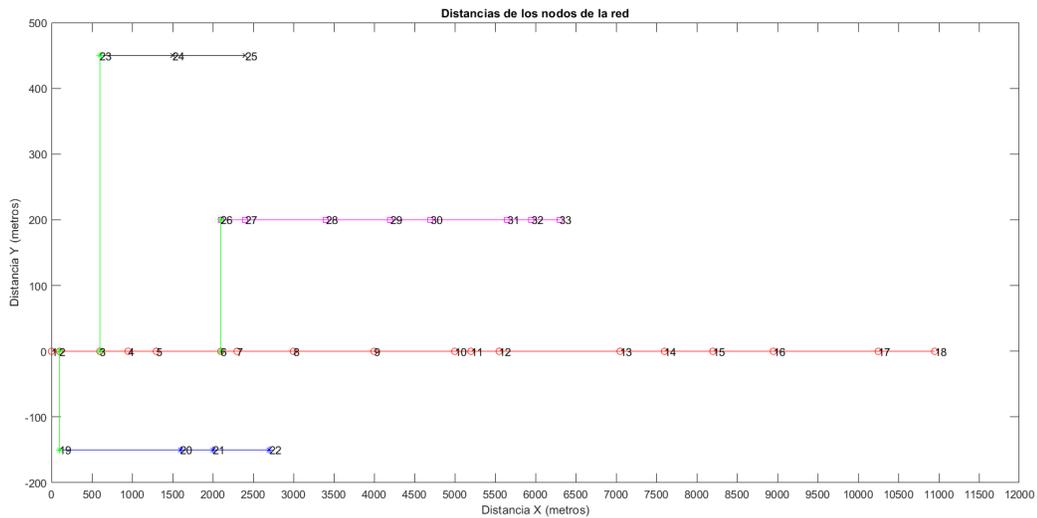
Curva de demanda subestación Club Hípico



Curva de demanda subestación Brasil



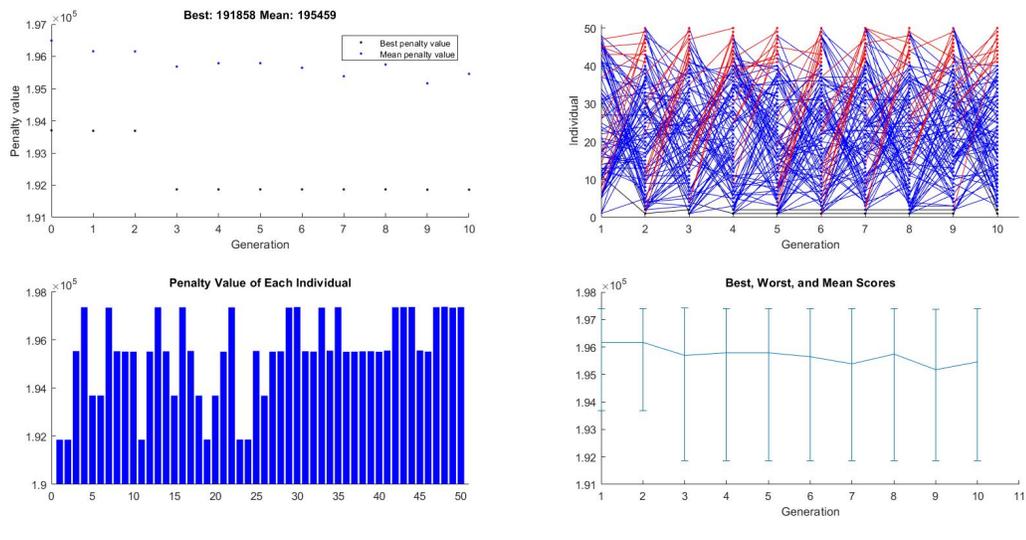
Curva de demanda subestación Alonso de Córdoba



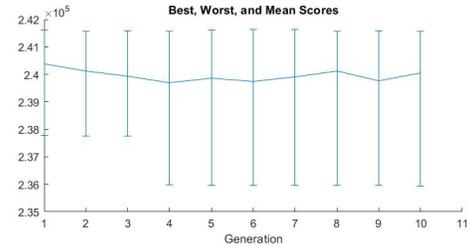
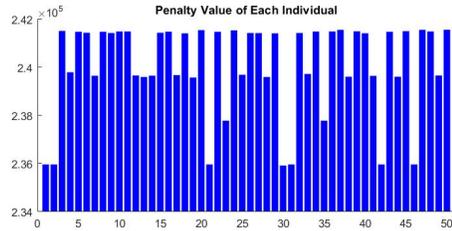
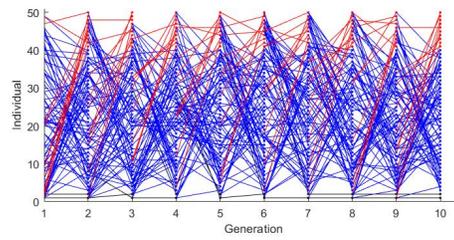
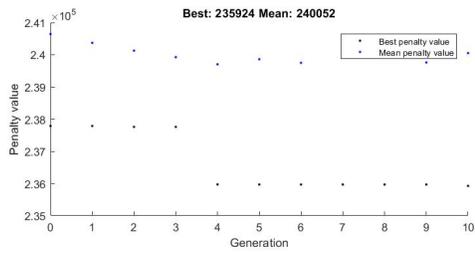
Distancias en los nodos de la red

## Anexo B: Ejecución del algoritmo genético para los casos de validación 7 nodos

Para estos gráficos, el gráfico superior izquierdo indica la evolución de la solución con cada generación. El gráfico superior derecho muestra las reproducciones (azul), mutaciones (rojo) y selecciones elitistas (negro) por cada generación. El gráfico inferior izquierdo muestra los resultados de la función de penalización de los individuos de la última generación y el gráfico inferior derecho muestra la evolución del máximo, mínimo y media de las soluciones en cada generación. Esta descripción aplica también para los gráficos de la ejecución del sistema de 33 nodos.

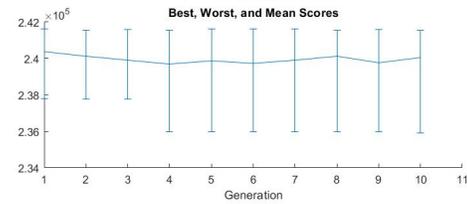
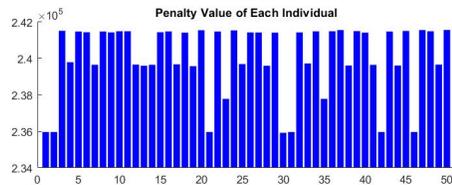
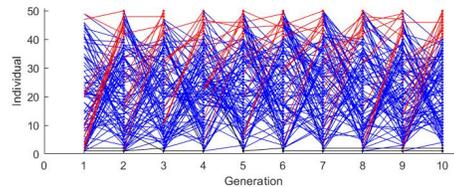
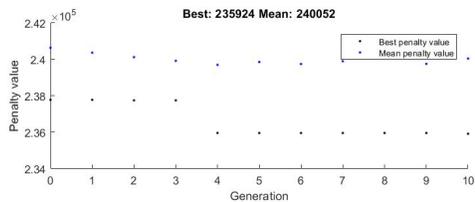


Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida



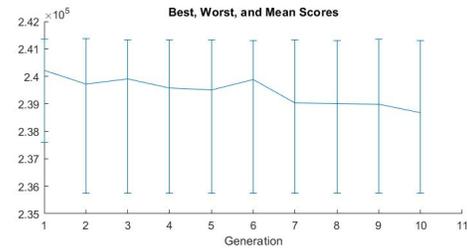
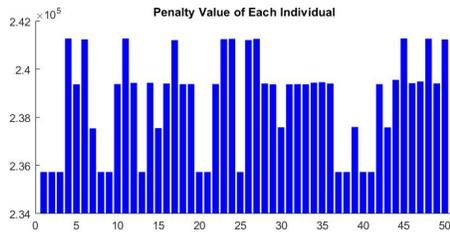
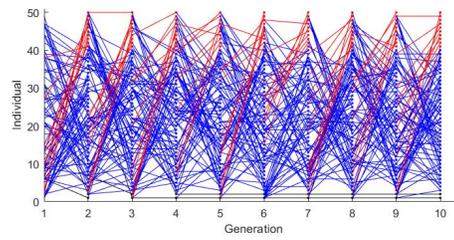
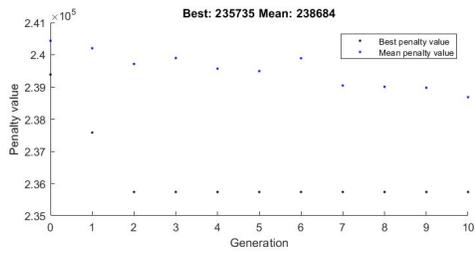
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida



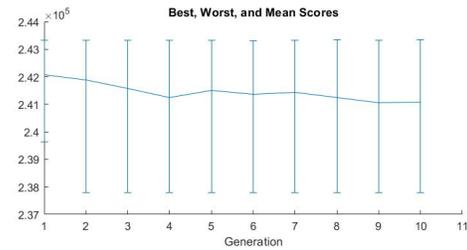
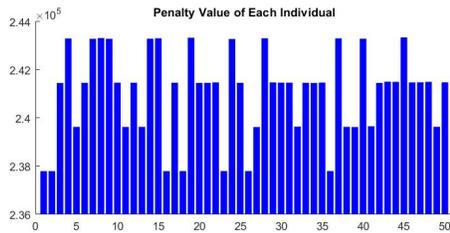
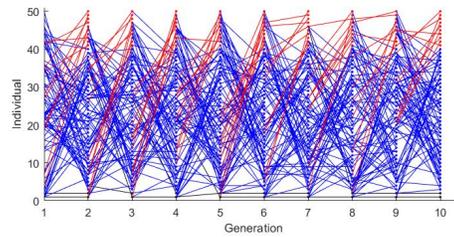
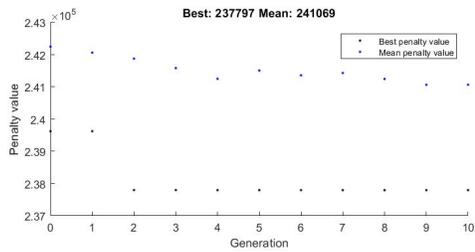
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, sin carga domiciliaria, con 200 [kW] generación distribuida



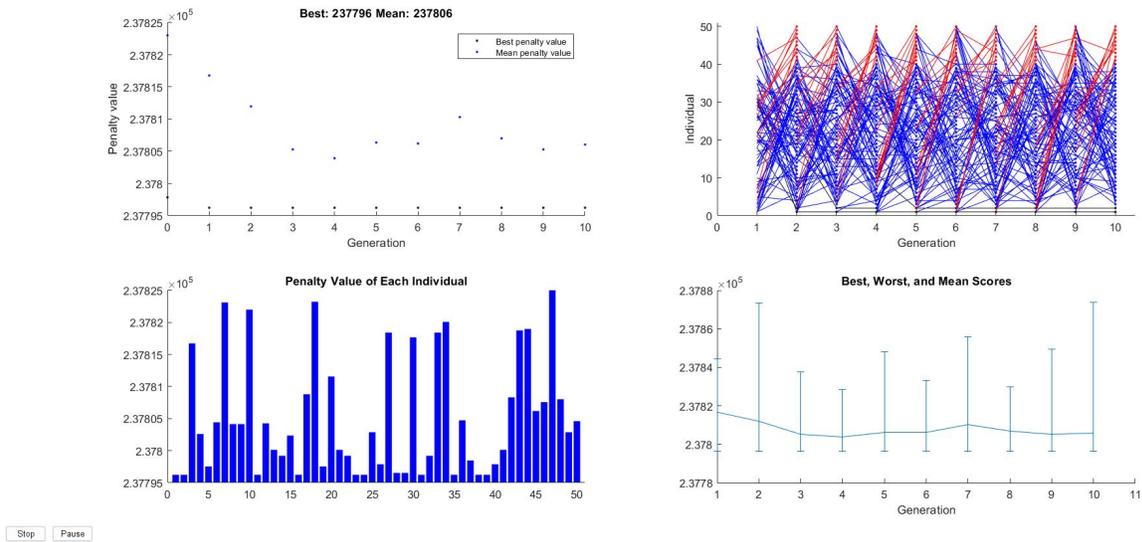
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, sin carga domiciliaria, con 400 [kW] generación distribuida



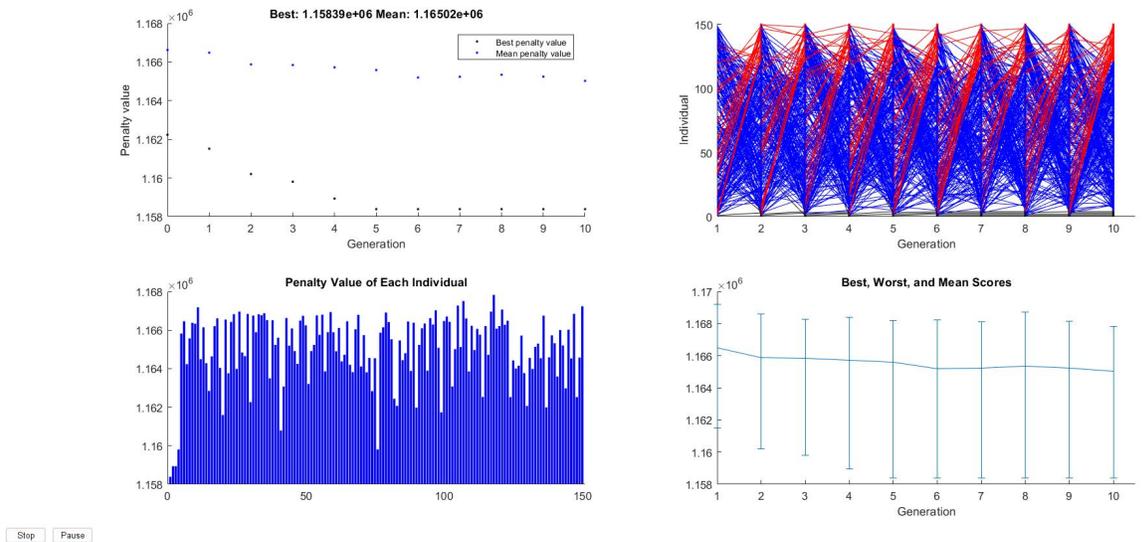
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, con carga domiciliaria, con 400 [kW] generación distribuida

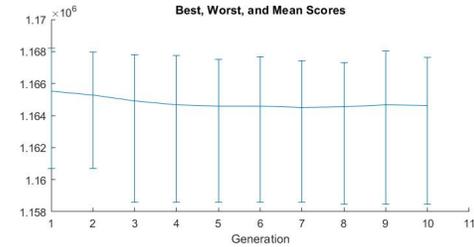
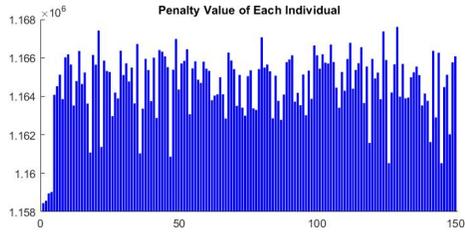
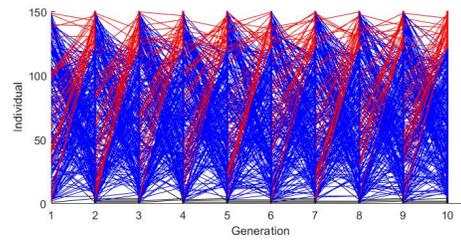
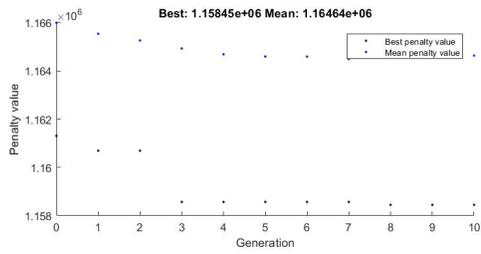


Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, con carga domiciliaria, con 400 [kW] generación distribuida y sin costos por desplazamiento.

## Anexo C: Ejecución del algoritmo genético para los casos de estudio 33 nodos

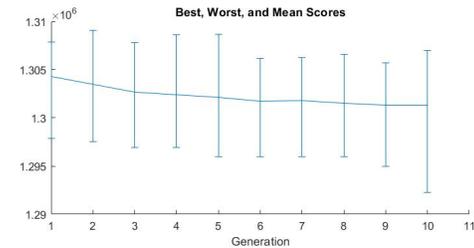
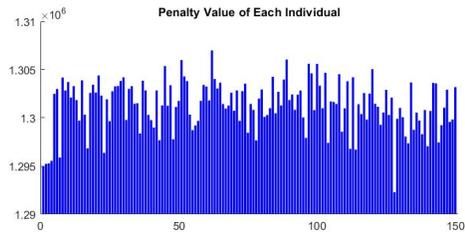
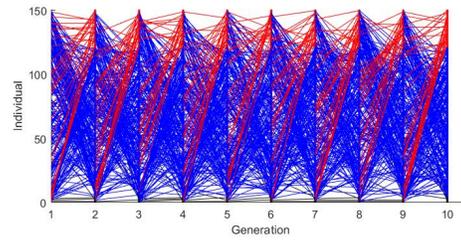
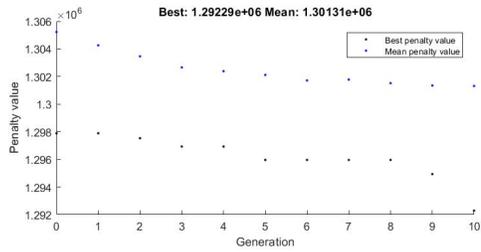


Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.



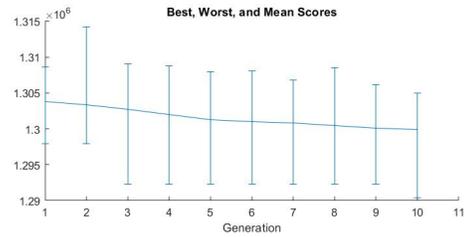
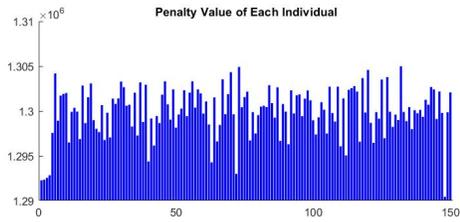
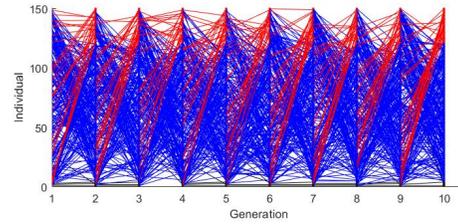
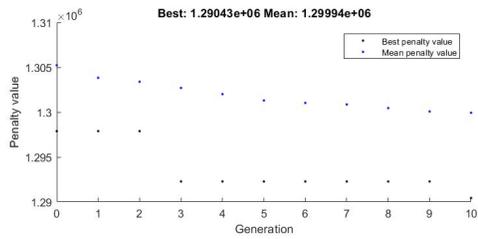
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.



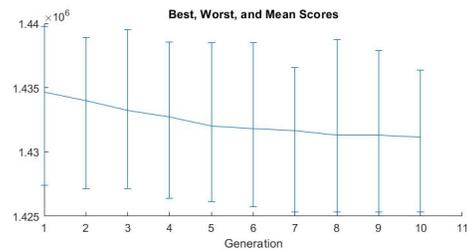
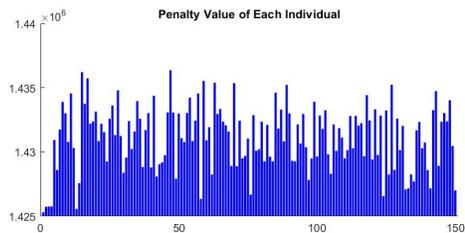
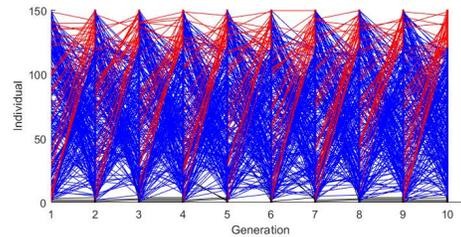
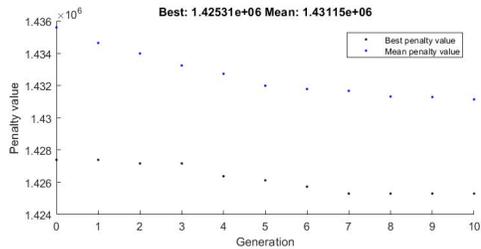
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.



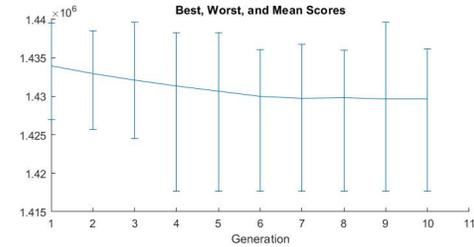
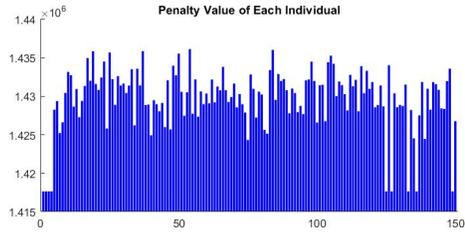
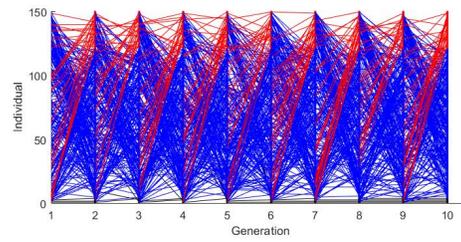
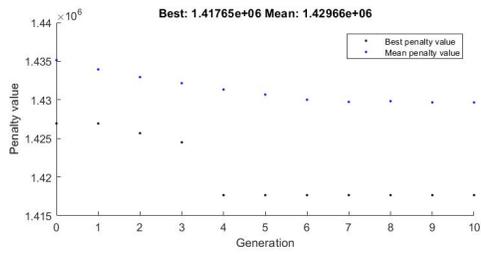
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.



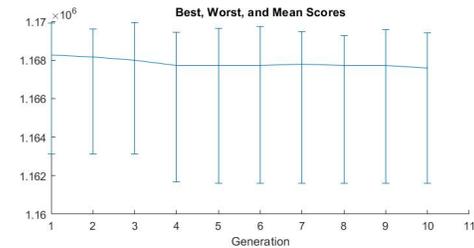
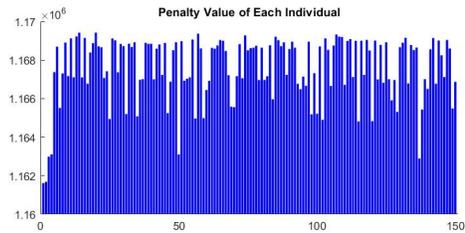
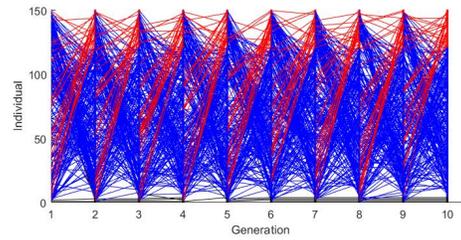
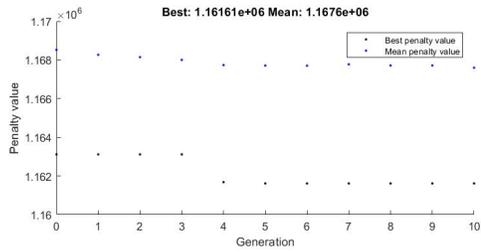
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.



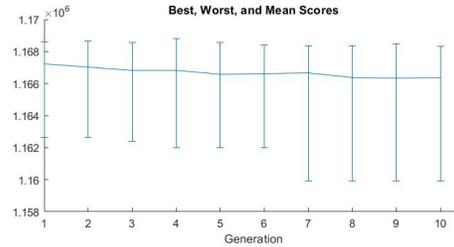
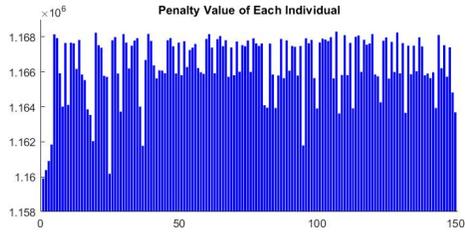
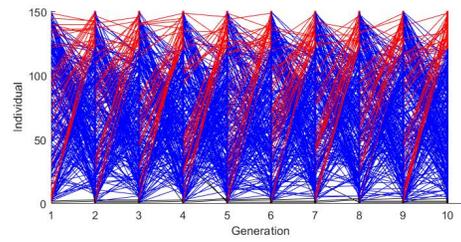
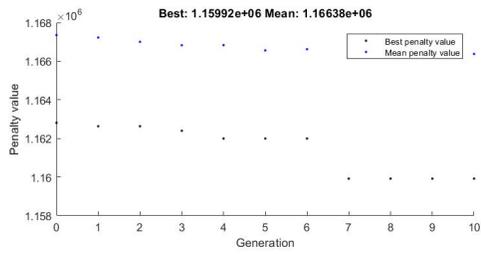
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin uso de BESS.



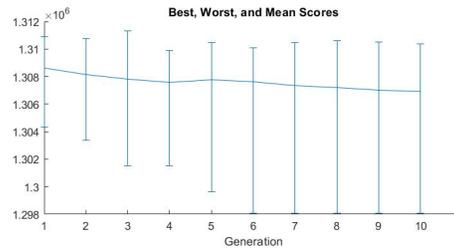
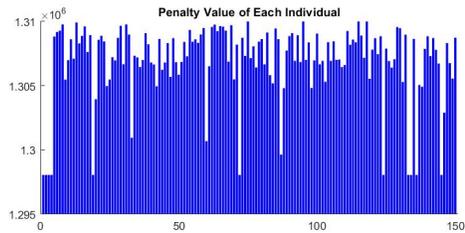
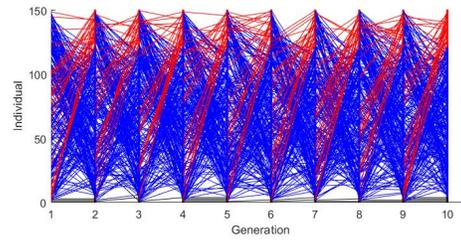
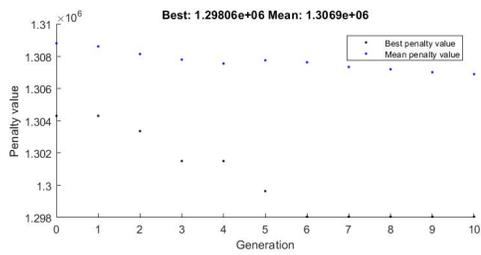
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, 50% de posibilidad de carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin BESS.



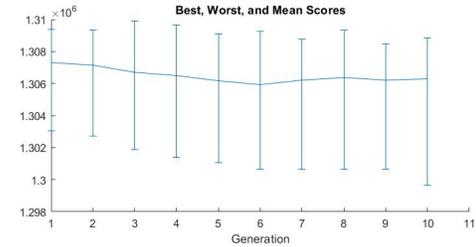
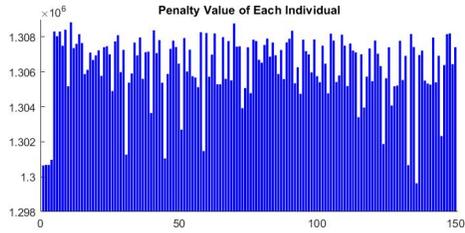
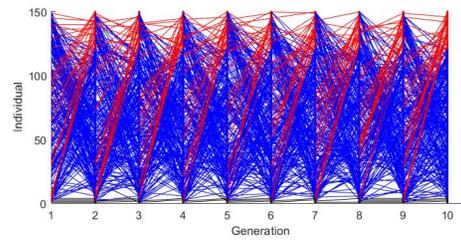
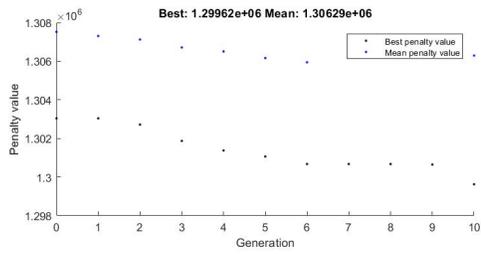
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, 50 % de posibilidad de carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin BESS.



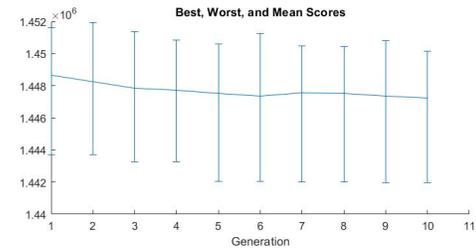
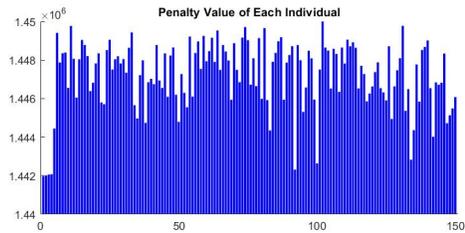
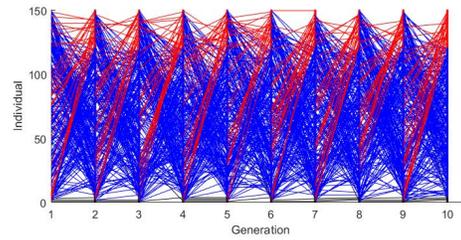
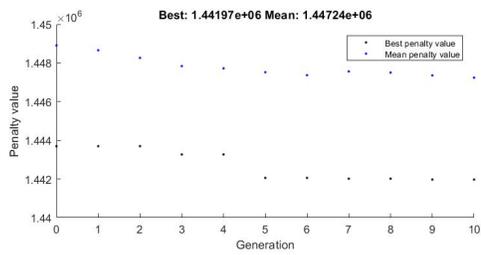
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, 50 % de posibilidad de carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin BESS.



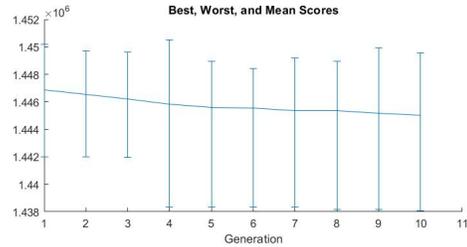
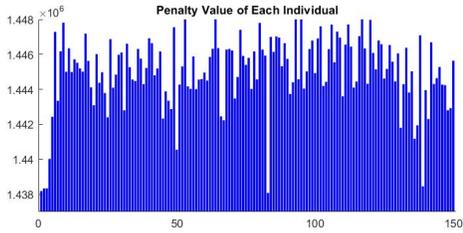
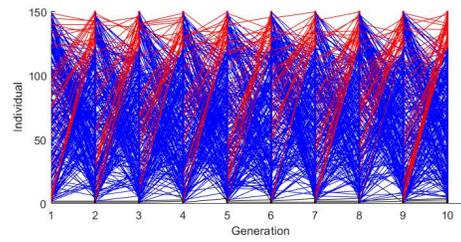
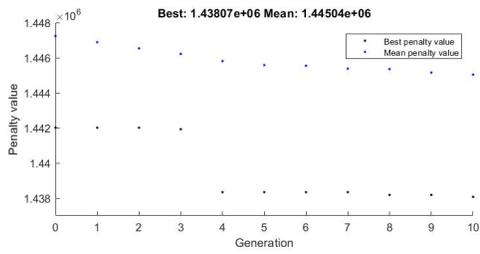
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución proporcional de los vehículos, 50 % de posibilidad de carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin BESS.



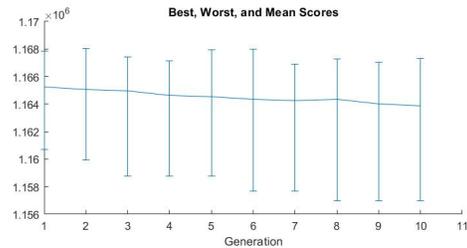
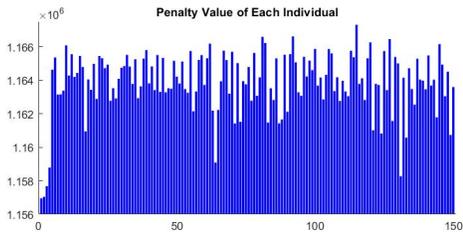
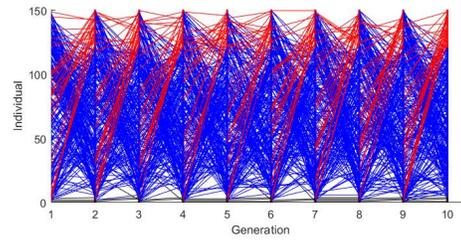
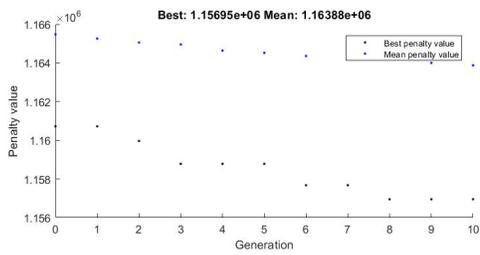
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución aleatoria de los vehículos, 50 % de posibilidad de carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin BESS.



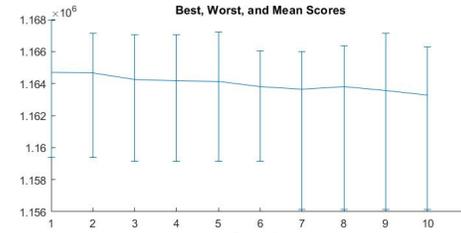
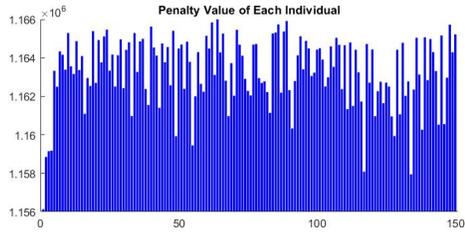
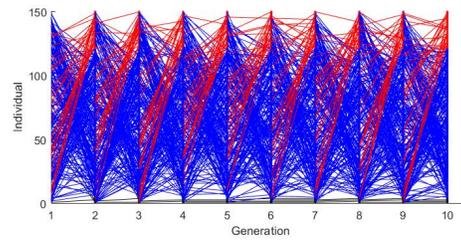
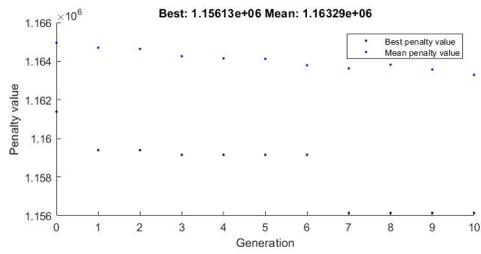
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, 50 % de posibilidad de carga domiciliaria, sin generación distribuida y sin BESS.



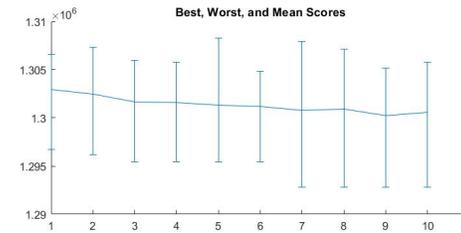
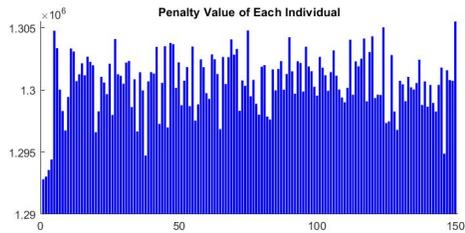
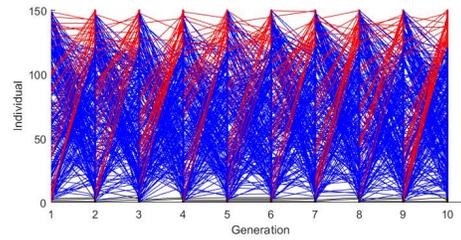
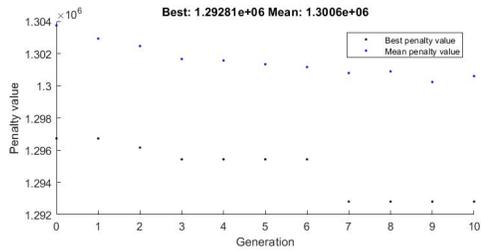
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



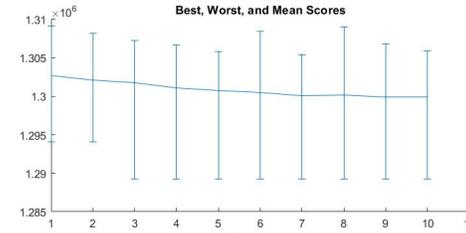
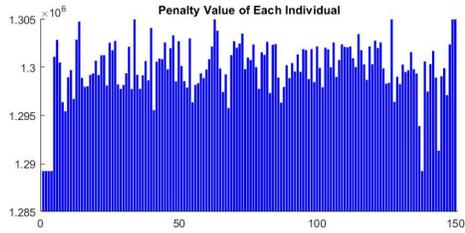
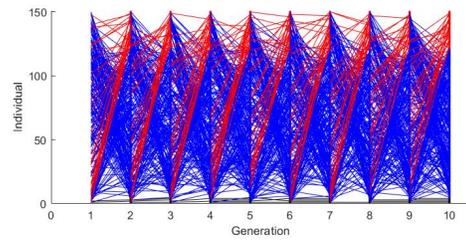
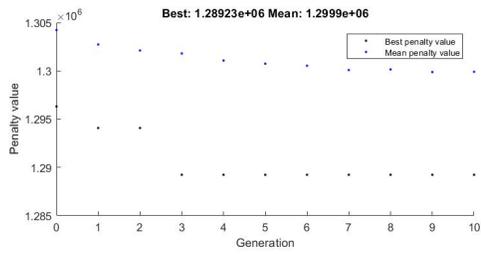
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



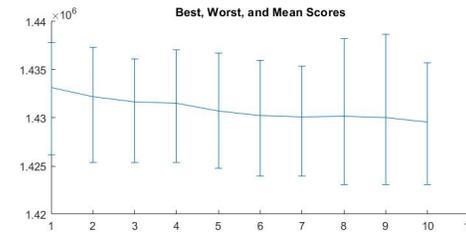
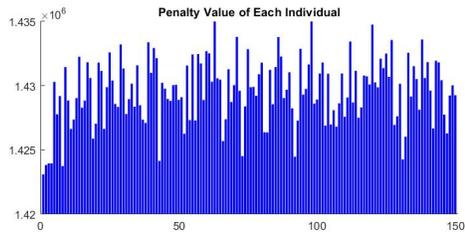
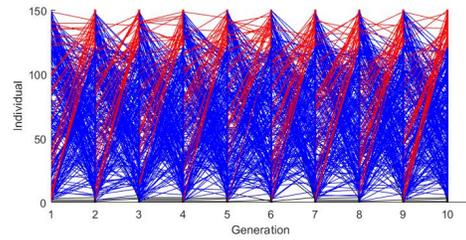
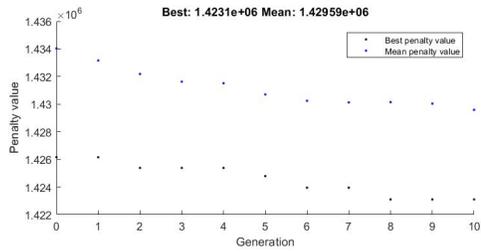
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



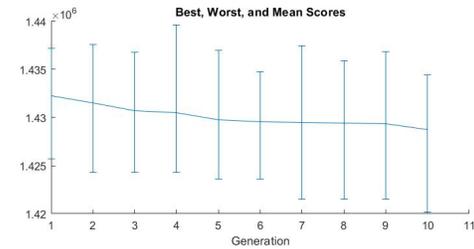
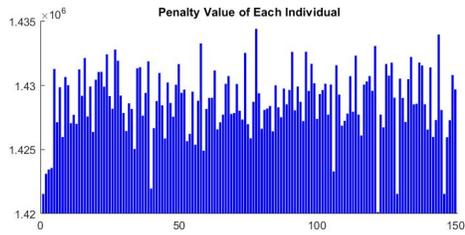
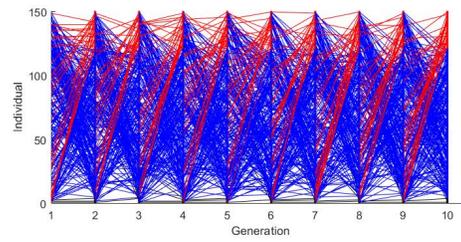
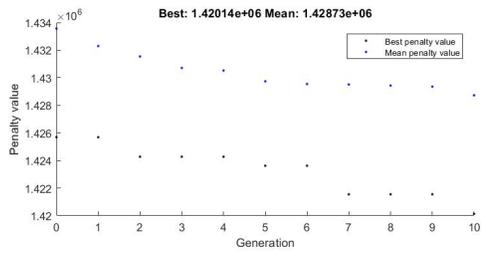
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



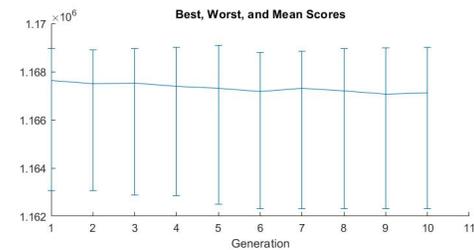
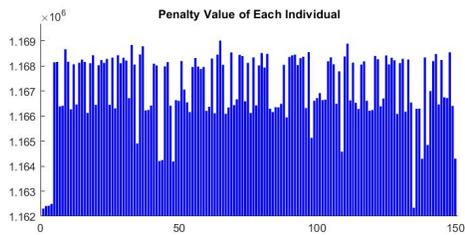
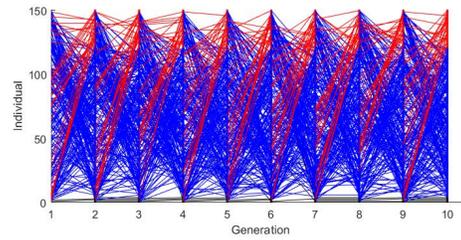
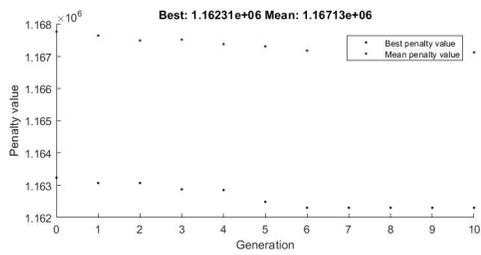
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



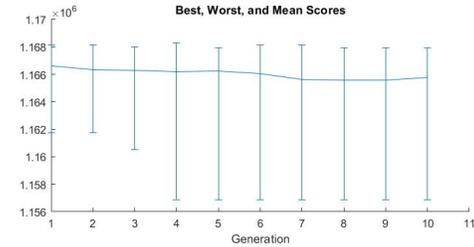
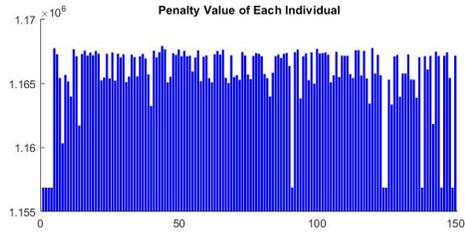
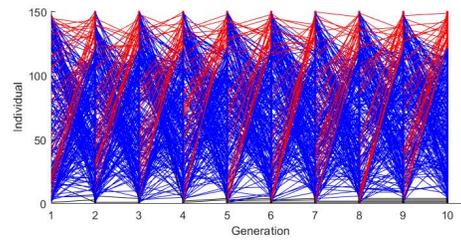
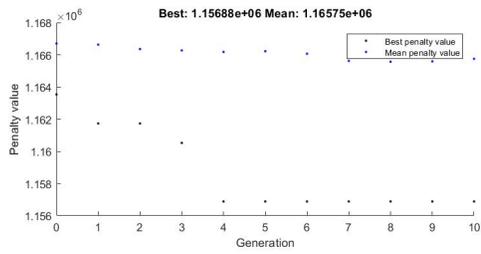
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



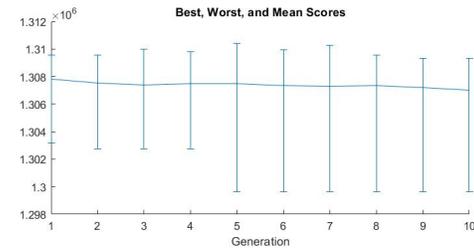
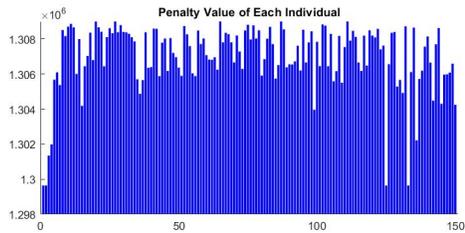
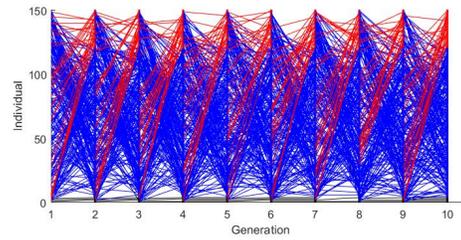
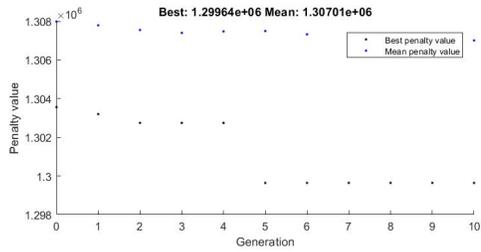
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, con 50 % de probabilidad de carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



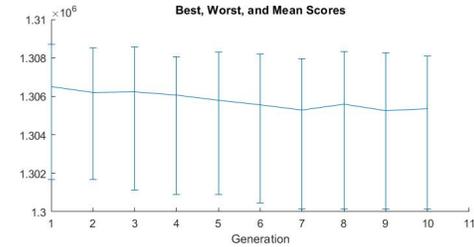
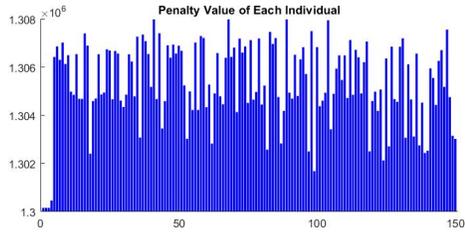
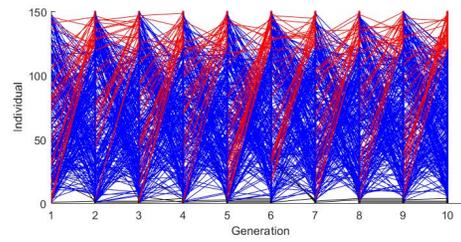
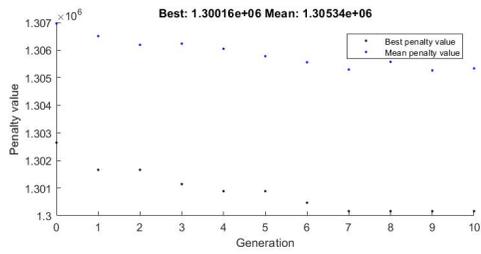
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, con 50 % de probabilidad de carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



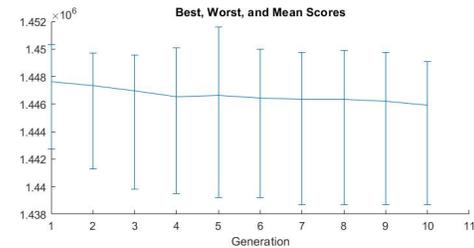
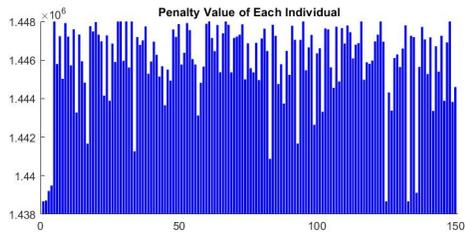
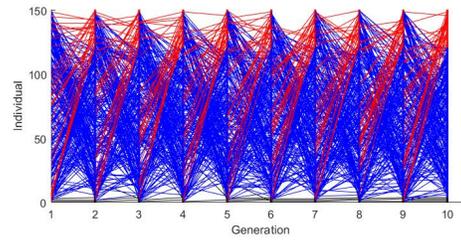
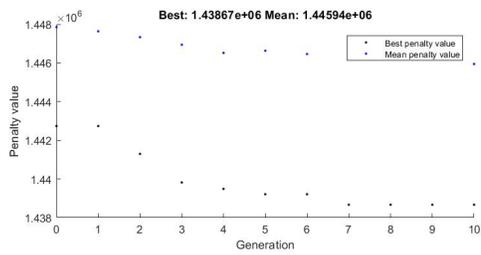
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, con 50 % de probabilidad de carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



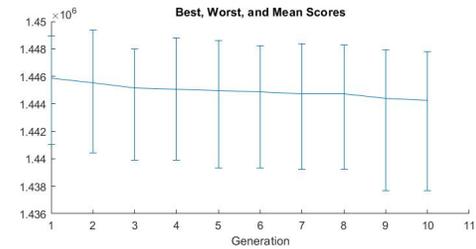
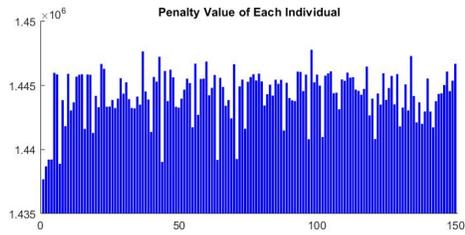
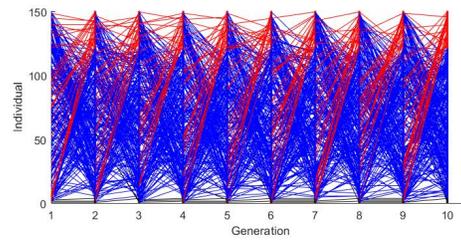
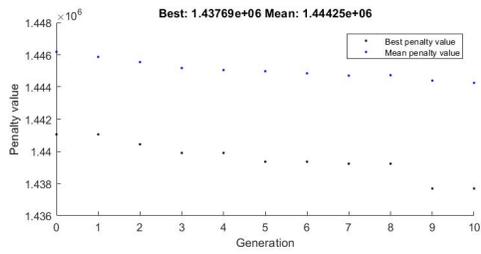
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución proporcional de los vehículos, con 50% de probabilidad de carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



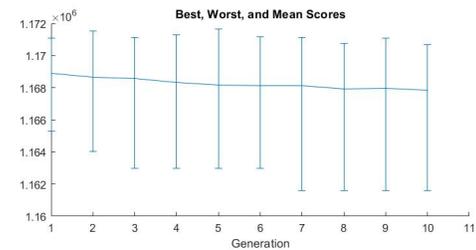
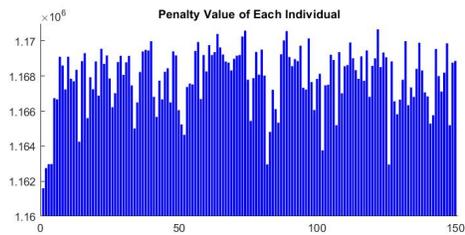
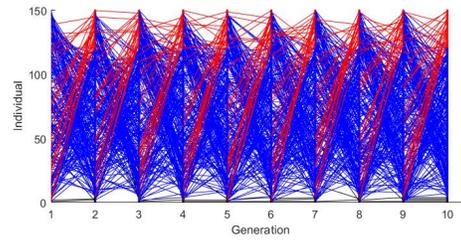
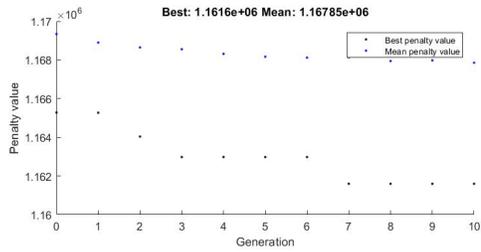
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75%, distribución aleatoria de los vehículos, con 50% de probabilidad de carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



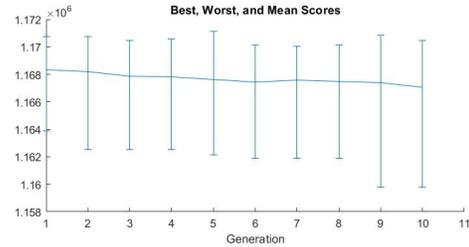
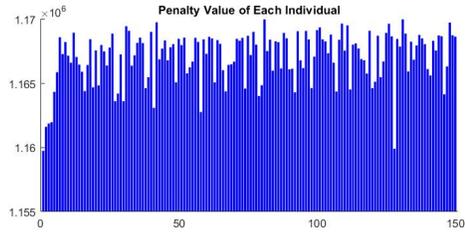
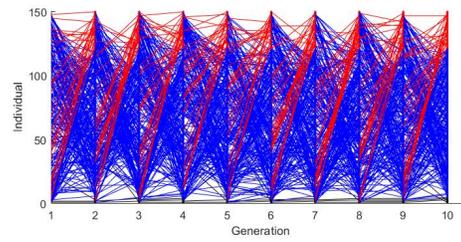
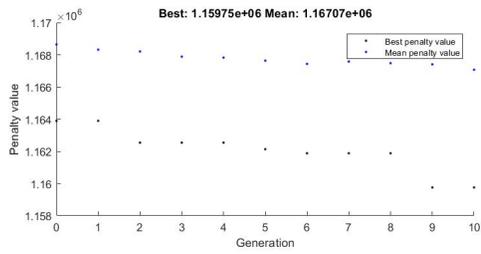
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, con 50 % de probabilidad de carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y sin BESS.



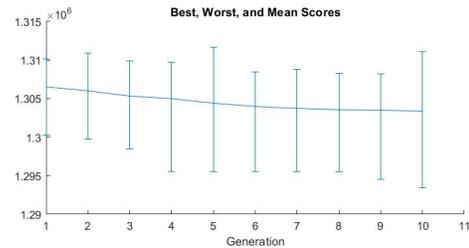
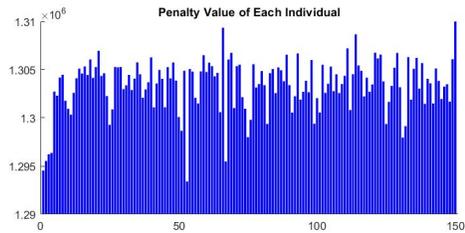
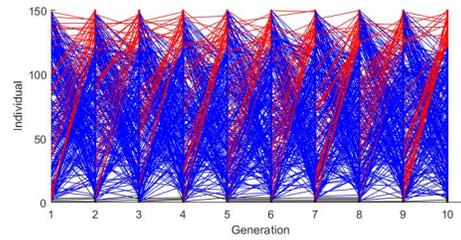
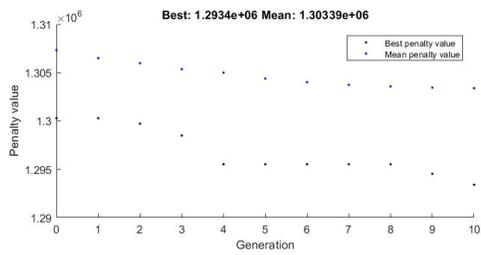
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



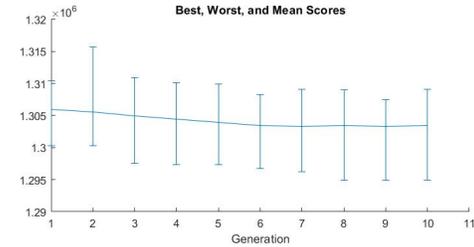
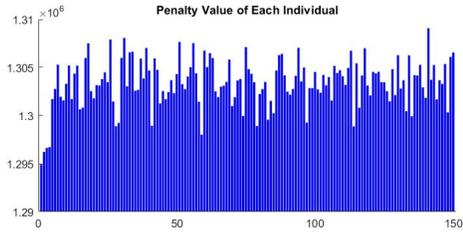
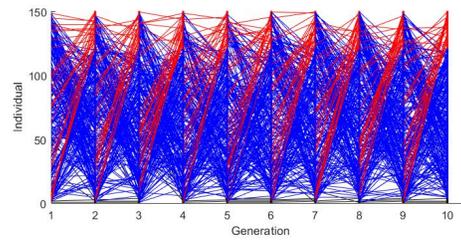
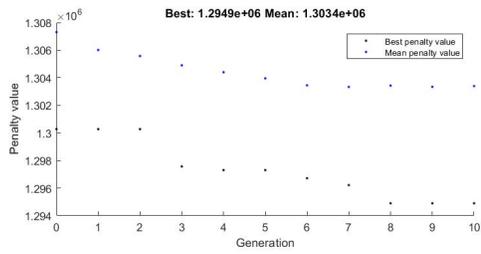
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



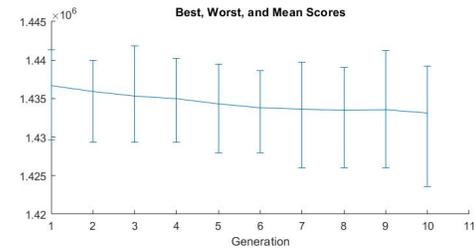
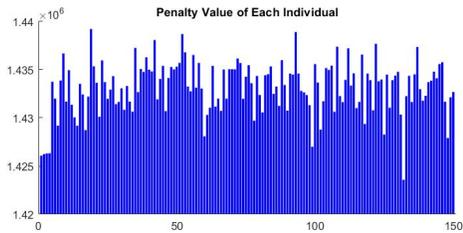
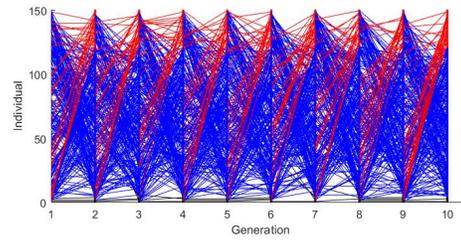
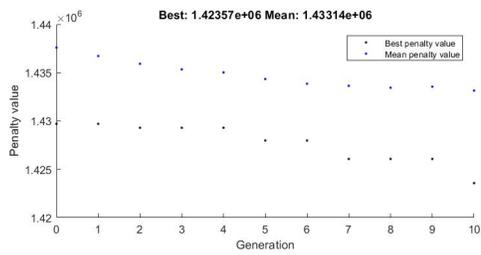
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



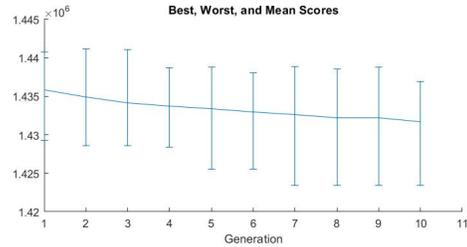
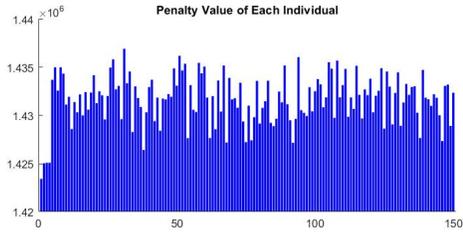
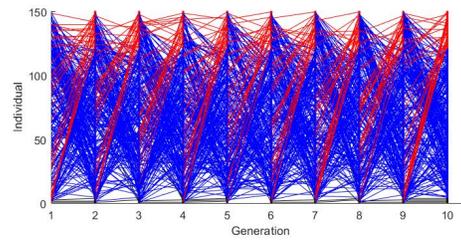
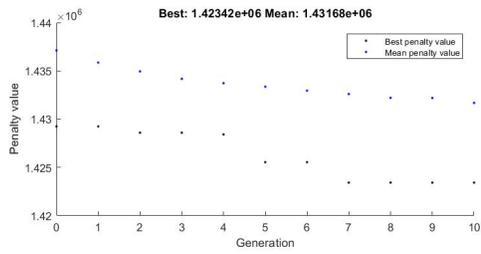
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



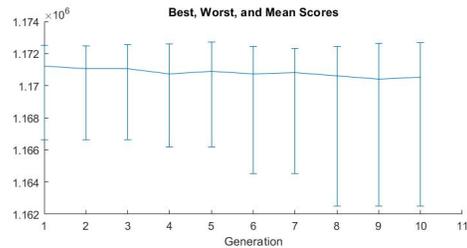
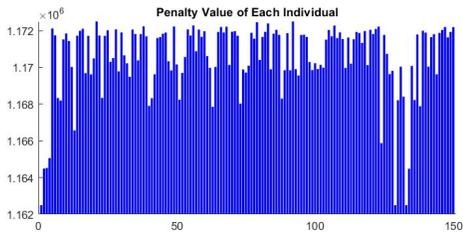
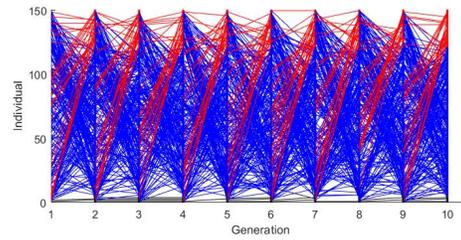
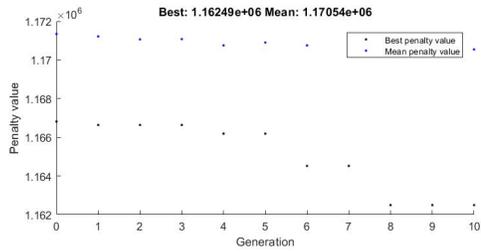
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



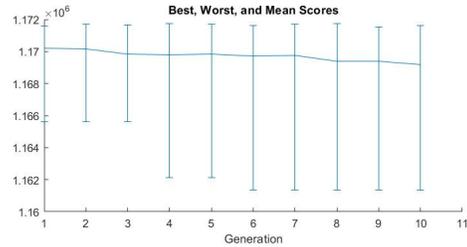
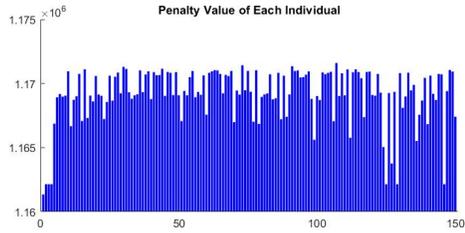
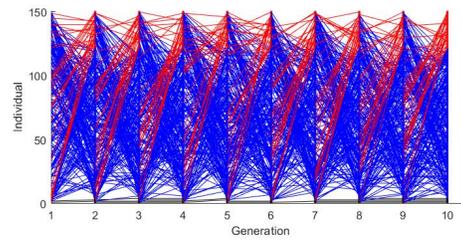
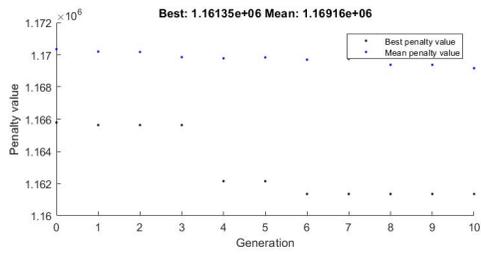
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



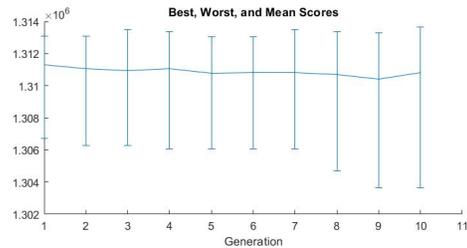
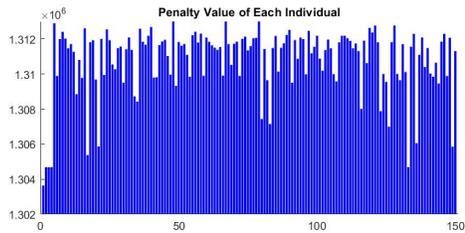
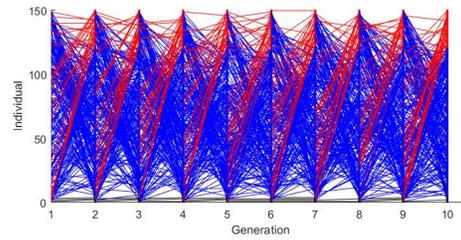
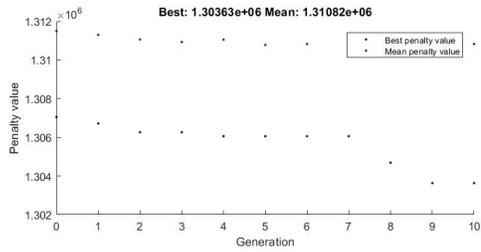
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



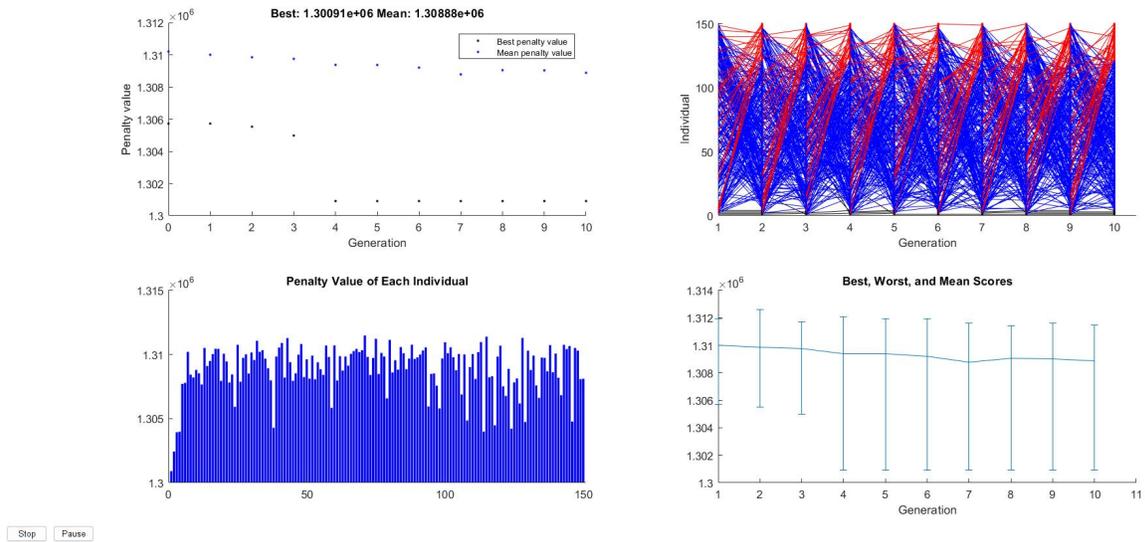
Stop Pause

Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 25 %, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.

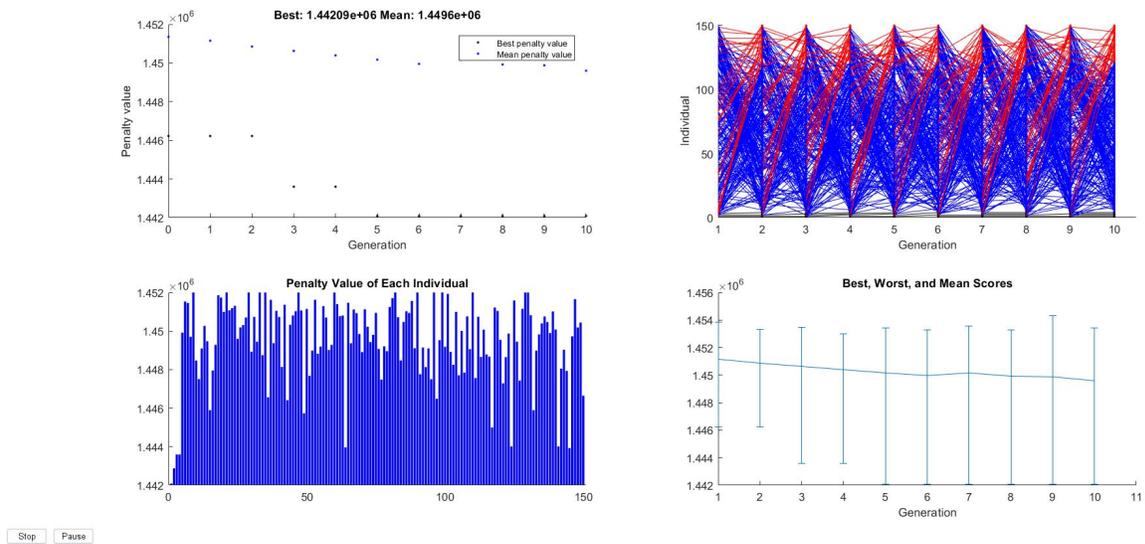


Stop Pause

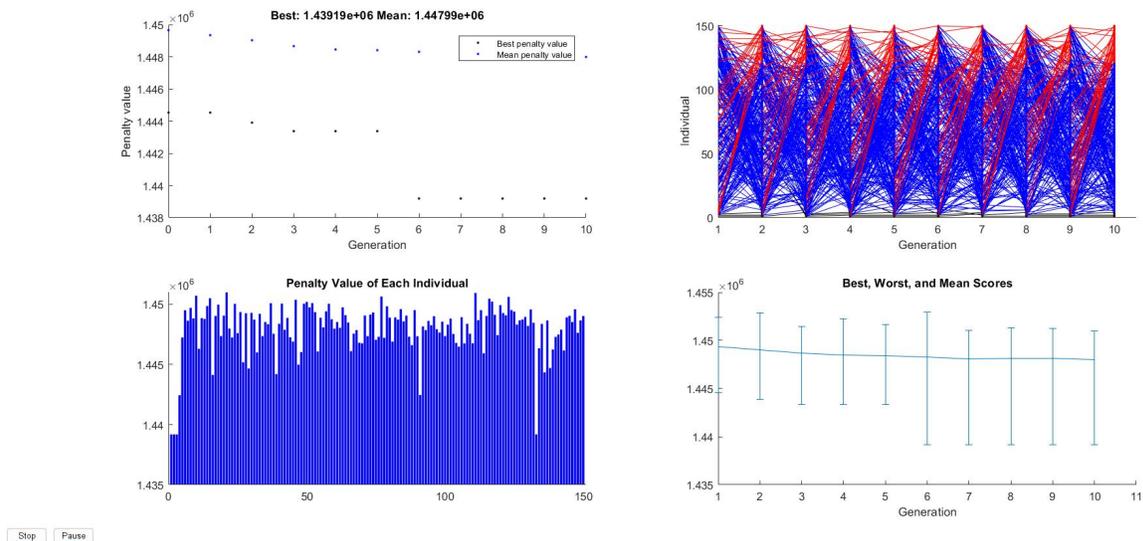
Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50 %, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 50%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75%, distribución aleatoria de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.



Resultados del algoritmo genético para el caso con nivel de penetración de 75%, distribución proporcional de los vehículos, sin carga domiciliaria, con 4 generadores distribuidos y con BESS asociado al cargador.

## Anexo D: Códigos en Matlab utilizados

Los códigos utilizados en esta tesis se encuentran en el siguiente link de la plataforma gitHub:

<https://github.com/Danilosc/Tesis-v2.git>