



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

RPC-SO-22-No.325-2018

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

DIMENSIONAMIENTO DE ESTACIONES DE CARGA Y
CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA BUSES ELÉCTRICOS DE USO URBANO

AUTOR:

MILTON XAVIER MORA ALVAREZ

DIRECTOR:

JOHNNY XAVIER SERRANO GUERRERO

CUENCA - ECUADOR

2022

Autor:



Milton Xavier Mora Alvarez

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos por la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca

mmoraa@est.ups.edu.ec

mmoraa_01@hotmail.com

Dirigido por:



Johnny Xavier Serrano Guerrero

Ingeniero Electrónico.

Master Universitario en Tecnología Energética para el Desarrollo Sostenible en la Especialidad Eficiencia Energética.

Doctor dentro del Programa de Doctorado en Ingeniería y Producción Industrial.

jserranog@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

MORA ALVAREZ MILTON XAVIER

DIMENSIONAMIENTO DE ESTACIONES DE CARGA Y CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA BUSES ELÉCTRICOS DE USO URBANO

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	X
INTRODUCCIÓN	XI
1 CAPÍTULO 1.....	1
DETERMINACIÓN DEL PROBLEMA	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.1.1 Estrategias de carga y penetración masiva de vehículos eléctricos en redes de distribución	1
1.1.2 Planificación de vehículos eléctricos en redes de distribución	3
1.1.3 Antecedentes de los buses eléctricos y su carga rápida	4
1.2 Descripción general del problema	5
1.3 Objetivos.....	7
CAPÍTULO 2	9
2 MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	9
2.1 Red de distribución eléctrica RDE	9
2.1.1 Líneas primarias	9
2.1.2 Transformadores de distribución.....	11
2.1.3 Líneas secundarias.....	13
2.1.4 Acometidas y equipos de medición.....	14
2.2 Vehículos eléctricos VE	14
2.2.1 Tipos.....	14
2.2.2 Componentes elementales	15
2.3 Puntos de recarga.....	17
2.4 Autobuses eléctricos	20
2.4.1 Modos de recarga BE	20
2.4.2 Fabricantes de BE.....	21
2.5 Modelos de diseño	23

2.5.1	Programación lineal entera.....	23
2.5.2	Modelo de redes jerárquicas.....	26
2.5.3	Optimización por colonia de hormigas	26
CAPÍTULO 3		28
3	METODOLOGÍA PROPUESTA	28
3.1	Tipo de metodología.....	28
3.2	Técnica documental de investigación.....	28
3.2.1	Electromovilidad en Ecuador	29
3.2.2	Red de transporte en Cuenca.....	30
3.2.3	Subestaciones Eléctricas Cuenca	35
3.3	Método de diseño.....	38
3.4	Datos y mapa base	39
3.5	Método de optimización	41
CAPÍTULO 4		46
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	46
4.1	Optimización	46
4.1.1	Costo óptimo	46
4.1.2	Cuadro comparativo de la optimización colonia de hormigas	51
4.1.3	Demanda de energía eléctrica	52
4.1.4	Capacidad con BE en la subestación eléctrica	53
4.2	Consumo de combustible.....	54
4.2.1	Autobús con diésel	55
4.2.2	BE con energía eléctrica.....	57
4.2.3	Cuadro comparativo de consumo.....	58
4.2.4	Ganancias cuantitativas por BE.....	59
4.3	Viabilidad Económica	62
4.3.1	Ingresos y egresos	62
4.3.2	Relación beneficio y costo	63
CAPÍTULO 5		64
5	CONCLUSIONES	64

GLOSARIO.....	66
BIBLIOGRAFÍA.....	67
ANEXOS.....	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Red de distribución eléctrica.....	9
Figura 2.2. Red primaria trifásica de tres hilos	10
Figura 2.3. Red primaria monofásica de dos hilos	11
Figura 2.4. Transformador de distribución.....	12
Figura 2.5. Tipos de transformadores de distribución.....	13
Figura 2.6. Líneas secundarias	14
Figura 2.7. Tipo de vehículos eléctricos a) VE y b) HEV	15
Figura 2.8. Tipo de vehículos eléctricos a) PHEV, b) EREV y c) FCEV	15
Figura 2.9. Tipos de motores eléctricos.	16
Figura 2.10. Procesos de combustión en un motor de combustión interna.....	17
Figura 2.11. Puntos de recarga	18
Figura 2.12. Tipos de carga en BE	20
Figura 2.13. Bus eléctrico BYD	21
Figura 2.14. Bus eléctrico Yutong.	22
Figura 2.15. Bus eléctrico Zhongtong.....	22
Figura 2.16. Bus eléctrico Golden Dragon.....	23
Figura 2.17. Bus eléctrico Volvo 7900	23
Figura 2.18. Espacio de soluciones del programa lineal entero	24
Figura 2.19. Ramificación de la variable x_1	25
Figura 2.20. Ramificación de las variables x_1 y x_2	26
Figura 2.21. Colonia de hormigas a) inicio, b) proceso y c) camino corto	27
Figura 3.1. Instalación del módulo de carga para vehículos pesados	30
Figura 3.2. Red de transporte público en la ciudad de Cuenca	30
Figura 3.3. Comtranutome S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 15	32
Figura 3.4. Cuencana S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 1.....	32
Figura 3.5. Ricaurte S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 12.....	33
Figura 3.6. Bañosa S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 2.....	33
Figura 3.7. Uncometro S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 26	34
Figura 3.8. Lancomtri S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 5.....	34
Figura 3.9. SIT a) mapa de cobertura y b) ruta línea 17	35
Figura 3.10. Urba 10 S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 6	35
Figura 3.11. Ubicación de subestaciones eléctricas S/E de Cuenca.....	36
Figura 3.12. Tramos MT subterráneos	37
Figura 3.13. Tramos MT aéreos.	38
Figura 3.14. Esquema General	38
Figura 3.15. Mapa de la Ciudad de Cuenca	40
Figura 3.16. Mapa base de Cuenca Ecuador	40

Figura 3.17. Diagrama de flujo del método colonia de hormigas	41
Figura 3.18. Ubicación de una estación de carga	45
Figura 4.1. Feromonas en electrolinerías totales con 500 hormigas	47
Figura 4.2. Ubicación a) latitud y b) longitud de una estación con 500 hormigas.....	47
Figura 4.3. Estaciones de carga con 500 hormigas	47
Figura 4.4. Feromonas en electrolinerías totales con 1000 hormigas	48
Figura 4.5. Ubicación a) latitud y b) longitud de una estación con 1000 hormigas...	48
Figura 4.6. Estaciones de carga con 1000 hormigas	49
Figura 4.7. Feromonas en electrolinerías totales con 5000 hormigas	50
Figura 4.8. Ubicación a) latitud y b) longitud de una estación con 5000 hormigas...	50
Figura 4.9. Estaciones de carga con 5000 hormigas	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Estrategias de carga y penetración masiva VE en redes de distribución	3
Tabla 1.2. Planificación VE en RDE.....	4
Tabla 1.3. Optimización BE.....	5
Tabla 2.1. Características de baterías operativas en los vehículos VE	17
Tabla 2.2. Modos de carga	19
Tabla 2.3. Especificaciones técnicas de las estaciones de carga.....	19
Tabla 2.4. Estaciones de recarga vehicular acorde a los modos de carga 1, 2, 3 y 4. 19	
Tabla 2.5. Lugares de carga BE	21
Tabla 2.6. Especificaciones técnicas BYD K9G y K11A	21
Tabla 2.7. Especificaciones técnicas del Volvo 7900	23
Tabla 3.1. Estructura tarifaria del servicio público de energía eléctrica año 2022	29
Tabla 3.2. Estructura tarifaria de vehículos eléctricos	29
Tabla 3.3. Líneas de transporte público en Cuenca.....	31
Tabla 3.4. Parámetros en las subestaciones S/E.....	36
Tabla 3.5. Energía y potencia para un día laborable del año 2017	37
Tabla 3.6. Características del paquete Ezdxf	39
Tabla 3.7. Comandos de la biblioteca PIL	39
Tabla 3.8. Tiempos de recarga BE	42
Tabla 3.9. Características de buses BE	42
Tabla 3.10. Cargas diarias por líneas y alimentadores de buses	43
Tabla 3.11. Rango de estaciones máximas permitidas por cada subestación	44
Tabla 4.1. Factores iniciales base para el modelo de optimización	46
Tabla 4.2. Costo basado en el uso de 500 hormigas	46
Tabla 4.3. Costo basado en el uso de 1000 hormigas	48
Tabla 4.4. Costo basado en el uso de 5000 hormigas	49
Tabla 4.5. Costos bajo el esquema del método de optimización.....	52
Tabla 4.6. Demanda de energía BE.....	52
Tabla 4.7. Demanda total por día de energía eléctrica sin/con BE	52
Tabla 4.8. Potencias sin/con BE en las subestaciones S/E.....	53
Tabla 4.9. Capacidades sin/con BE en las subestaciones S/E.....	54
Tabla 4.10. Rutas diarias de transporte urbano en Cuenca	55
Tabla 4.11. Costo diario de autobús con diésel.....	57
Tabla 4.12. Costo diario BE	58
Tabla 4.13. Costo en el consumo de combustible y energía eléctrica.....	59
Tabla 4.14. Ganancias obtenidas del distribuidor de las rutas designadas.....	61
Tabla 4.15. Ganancias de la agencia de transporte	62
Tabla 4.16. Ingresos anuales	62

Tabla 4.17. Egresos mensuales	63
Tabla 4.18. Flujo efectivo neto.....	63
Tabla 4.19. Viabilidad económica.....	63

RESUMEN

El presente proyecto de desarrollo consiste en el dimensionamiento de estaciones de carga y caracterización de la demanda de energía eléctrica para buses eléctricos en la ciudad de Cuenca, por lo que, es necesario conceptualizar sobre las redes de distribución eléctrica, vehículos y buses eléctricos con sus respectivos modos de carga y diversos modelos para optimizar valores de potencia de los componentes, flujo de tráfico y costos.

Actualmente en Ecuador, se conoce que la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables define un esquema tarifario para vehículos livianos y pesados. Previo al uso del método de optimización, es necesario cargar las rutas de transporte público, redes eléctricas de medio voltaje del sistema de distribución y zonas de cobertura de las siete subestaciones designadas a fin de proceder con el modelo matemático requerido.

Por consiguiente, se define un algoritmo de optimización por colonia de hormigas, junto con restricciones de carácter técnico como la capacidad de las estaciones de carga por cada área de cobertura de la subestación y otro de carácter económico como la tarifa del servicio de carga de 0,17 USD/kWh aplicado en los buses eléctricos, mismo que es resultado mediante el software Python.

Finalmente, con los parámetros definidos de los buses automotores y eléctricos se minimiza el costo a 45 electrolinerías.

Palabras clave: bus eléctrico, corriente directa o continua, Empresas Distribuidoras/Comercializadora, red de distribución eléctrica, subestación eléctrica, vehículo eléctrico.

INTRODUCCIÓN

El cambio climático es uno de los problemas que la sociedad debe enfrentar hoy en día. Las nuevas tecnologías para la extracción de combustibles fósiles han incentivado su uso, sin embargo, se espera que los mismos se agoten gradualmente en los próximos años. En este contexto, los gobiernos están tratando de reemplazar esta tipo de combustibles y crear conciencia referente a la eficiencia energética, siendo el transporte uno de los ejes en los que trabajan sus administraciones [1].

En Ecuador, tanto en los sectores públicos como privados han optado por el uso de energías limpias (no contaminantes) y de bajo impacto mediante políticas para cambiar gradualmente los vehículos con motores de combustión interna (VMCI) a eléctricos [2]. A partir del año 2025, los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GAD) deben establecer políticas y colocar incentivos para que las personas se beneficien con el uso de vehículos eléctricos (VE), estos a su vez deben formar parte del servicio de transporte público inter parroquial y urbano [3].

El cambio del VE en lugar de los convencionales VMCI genera desafíos técnicos y económicos en la red eléctrica. Por un lado, los VE tienen rango limitado de autonomía. Además, un despliegue masivo de esta clase de vehículos podría causar varios problemas en los sistemas de suministro de electricidad. A nivel económico, los VE se producen en una cantidad mucho menor que los VMCI, su tecnología es nueva y aún está en desarrollo, por lo que su precio es alto [1].

Por estas razones, las empresas distribuidoras/comercializadoras (EDC) deben tener sistemas que puedan corregir cualquier problema en la red de distribución eléctrica (RDE) causado por la carga de VE. Se requieren tarifas que fomenten el uso de los VE, especialmente en las horas en que la electricidad puede ser suministrada a un precio conveniente. Las EDC en el Ecuador no se han centrado lo suficiente en la gestión de los VE, debido a que su penetración en el mercado es aún muy escasa, debido a que los usuarios tienen resistencia para adquirir este tipo de vehículos [4]. El número de VE en el mercado es muy pequeño actualmente. Sin embargo, las nuevas políticas y el aumento del precio del combustible dan como resultado una creciente demanda de esta clase de vehículos dentro del país. Esta situación ha propiciado que algunas empresas estén trabajando en soluciones relacionadas a la integración de VE a la RDE.

CAPÍTULO 1

DETERMINACIÓN DEL PROBLEMA

El presente capítulo abarca una descripción de los antecedentes relacionados a los BE recargados en las RDE. Además, se detalla una descripción general del problema, junto a los objetivos y organización del manuscrito.

1.1 Antecedentes

Los investigadores han centrado su trabajo en nuevas metodologías de carga para evitar los impactos negativos que se producen en la RDE ante una alta demanda de VE, tales como: caídas de tensión, pérdidas de potencia, calidad de energía, inversiones, entre otros factores [5]. Por otro lado, los VE tienen una batería con una cantidad considerable de energía que puede comportarse como una carga controlable en los sistemas de energía, brindando la oportunidad de un mejor rendimiento de la red [6]. Existen diversos trabajos que se centran en esta participación VE en la operación de red, que se describen a continuación.

1.1.1 Estrategias de carga y penetración masiva de vehículos eléctricos en redes de distribución

El impacto de la inserción en grandes cantidades de vehículos VE en las RDE ha sido estudiado ampliamente en la literatura. Los autores del estudio “El impacto de cargar vehículos eléctricos híbridos enchufables en una red de distribución residencial” evaluaron las desviaciones de voltaje y las pérdidas de potencia en las RDE. Establecieron algunas consideraciones en la simulación, como un almacenamiento de batería de 11 kWh, una potencia de salida máxima de 4 kW, un nivel de penetración del 30% y las cargas de los VE se realizan dentro de una carga doméstica típica de Bélgica. Se seleccionó el alimentador de prueba IEEE de 34 nodos para el modelo, que representa una red de distribución residencial radial. Se demostró que un aumento de los niveles de penetración de los PHEV (VE híbridos enchufables) conduce a un aumento significativo de las desviaciones de voltaje. Por ejemplo, las desviaciones de voltaje de un 30% de la integración de PHEV entre las 18h00-21h00 en invierno fueron del 10,3% [7].

En [8] se estudió el impacto de los VE dentro de las inversiones que se debe realizar en la RDE y las pérdidas de energía. Los autores centraron su estudio en redes de distribución a gran escala a través de dos áreas diferentes, la primera en un área urbana residencial (A) y la segunda en un área industrial y residencial (B), consideran diferentes modelos de PHEV para representar diferentes potencias máximas y capacidades de energía de la batería. En base a los modelos planteados se prevé una inversión de hasta 1.15 veces del costo total real en la red de distribución cuando se

considera la penetración de PHEV en las áreas urbanas e industriales. Además, se estudiaron las pérdidas de potencia en horas pico. Las pérdidas de energía pueden alcanzar más del 40% para una penetración de PHEV del 62%.

En el artículo realizado por [9] se estudió con mayor profundidad algunas variables relacionadas a los impactos de PHEV en los sistemas de distribución de energía, como el comportamiento de los propietarios de PHEV durante diferentes días, tipos de PHEV, capacidad de la batería, predicción de la distribución de PHEV y niveles de penetración de PHEV. De igual manera se consideró el alimentador de pruebas de nodo IEEE-34 para las simulaciones. Los autores demostraron que los impactos en las curvas de carga (CC) y los impactos de las pérdidas totales, respectivamente, debido a un aumento de PHEV en las RDEs conduce a un aumento de la carga de distribución y un aumento importante de las pérdidas totales de potencia. Además, también se estudió el impacto de la carga máxima, concluyendo que la carga máxima aumenta con el incremento del nivel de PHEV dentro de la red. Sin embargo, se debe considerar que el mencionado incremento de carga máxima se debe solo a las condiciones de los usuarios analizados y el efecto podría diferir en otras regiones debido a diferentes comportamientos de los consumidores.

En [10], se estudió el impacto de la carga rápida de VE masiva en armónicos de voltaje y corriente, con cuatro mediciones de carga rápida. Las características del cargador rápido fueron de una corriente de 63 A y una tensión de 230V. Se estudiaron diferentes estados de carga y los autores determinaron que los armónicos de orden No. 11 y 13 individuales no respetan los límites estándar de IEEE.

Finalmente, otro estudio [11] evaluó el impacto de los VE en la reducción de vida útil de los transformadores utilizando un modelo térmico para estimar la temperatura del punto caliente, donde demuestran que con el incremento de la penetración de VE, la vida útil de los transformadores presenta un alto deterioro.

Por medio de la Tabla 1.1 se detallan algunas estrategias de carga y penetración masiva de vehículos eléctricos en redes de distribución bajo el criterio de autores mencionados anteriormente.

Tabla 1.1. Estrategias de carga y penetración masiva VE en redes de distribución

Características	Autores				
	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]
Estudio	Desviación de voltaje y pérdidas de potencia	Pérdidas de energía	Pérdidas de potencia	Armónicos de voltaje y corriente	Evaluación de temperatura en transformadores
Batería VE	11 kWh, 4 kW	-	-	-	-
Voltaje y frecuencia	230 V	-	-	230 V	-
Frecuencia	50 Hz	-	-	-	-
Corriente	-	-	-	63 A	-
Recarga VE	Residencial	Residencial e industrial	-	-	-
Red de distribución	Radial (34 nodos)	-	Radial (34 nodos)	-	-
Tipos VE	PHEV	PHEV	PHEV	VE	VE

1.1.2 Planificación de vehículos eléctricos en redes de distribución

La penetración masiva de los VE en las RDE eléctrica tiene un gran impacto, por tanto, la planificación de la introducción de los VE dentro de las redes de distribución es de suma importancia para una planificación a corto y/o largo plazo.

En este ámbito existen trabajos como la planificación de la RDE a largo plazo desde la perspectiva de las EDC locales que consideran generación distribuida, subestaciones, condensadores y alimentadores. Su estudio consideró la modalidad de carga inteligente y no controlada de PHEV, obteniendo como resultados que los costos del plan son mucho más altos con la carga no controlada [12]. Como segundo caso, se considera una planificación de operación óptima de una microrred equipada con Vehículo - Red en presencia de un agregador de VE. La metodología se basa en encontrar el plan de operación diario a través de una optimización no lineal que involucra los costos del sistema [13]. Además, en [14], se presentó la planificación económica de las estaciones de carga para los VE, basada en una solución novedosa para determinar la ubicación y el tamaño óptimos de las estaciones de carga, considerando las interacciones entre las industrias de energía y transporte.

En [15], los autores realizan un estudio sobre las estaciones de carga de VE y el impacto de su despliegue en el aumento de millas recorridas. Este trabajo utilizó un algoritmo genético y se aplicó a un estudio de caso utilizando datos de GPS. Finalmente, en [16] se estudió la integración ambiental y económica sostenible de los PHEV en la red eléctrica, basada en un enfoque de optimización, considerando

incertidumbres de planificación cruciales. El modelo se aplicó en Ontario, Canadá, para respaldar el horizonte de planificación a largo plazo 2008-2025.

En [17], los autores emplean una metodología para priorizar las tres mejores rutas de buses para la inserción BE, reemplazando los autobuses convencionales; con la finalidad de obtener un ahorro de hasta el 83 % del consumo de gasolina, disminución mayores a los 13,3 toneladas métricas de dióxido de carbono CO₂, entre otros. Por último, la metodología es viable siempre y cuando se conozcan algunos parámetros de entrada tales como detalles operativos de las rutas de transporte, especificaciones técnicas BE y de combustión y el número de pasajeros por ruta.

A través de la Tabla 1.2 se describe la planificación realizada bajo ciertos autores del uso de VE en las RDE.

Tabla 1.2. Planificación VE en RDE

Características	Autores					
	[12]	[13]	[14]	[15]	[16]	[17]
Planificación de inserción VE	Largo plazo	-	-	-	Largo plazo	-
Tipo VE	PHEV	VE	VE	VE	PHEV	-
Estudio	Económicos	Técnico y económico	Económicos	-	Ambiental y económica	Técnico
Método de optimización	-	No lineal	-	Genético	-	-

1.1.3 Antecedentes de los buses eléctricos y su carga rápida

La capacidad de la batería de los BE utilizados para el transporte público es mayor que la de vehículos pequeños y la potencia de carga es varias veces mayor que la utilizada en los VE. Esto puede resultar en un alto consumo de energía y un impacto negativo en las RDE.

En [18] se presenta un modelo matemático utilizado para minimizar el costo de la energía al determinar los horarios de carga óptimos y las capacidades contratadas al considerar las pautas operativas de una compañía de autobuses. Este documento toma una estación de carga práctica como ejemplo para verificar el rendimiento del modelo propuesto, en el cual los resultados de las pruebas muestran que el modelo de carga controlada puede reducir considerablemente los costos de energía de la estación de carga de los BE para garantizar la viabilidad de invertir en dichas estaciones de carga.

En [19] se presenta un modelo de carga óptimo para los BE y el tiempo de carga razonable para lograr el costo operativo mínimo de la compañía de buses públicos, teniendo en cuenta los datos de consumo de electricidad y los datos de factores

relevantes para la predicción de su consumo, lo que proporciona una referencia importante para la carga óptima del BE, la disposición de viaje del BE, y el máximo beneficio de los autobuses.

El estudio de [20] investiga la competitividad de costos de diferentes tipos de infraestructura de carga, incluidas estaciones de carga, líneas de carga (a través de tecnologías de carga durante la conducción) y estaciones de intercambio de energía en apoyo de un sistema de transporte público eléctrico, a través del modelamiento matemático de varias instalaciones de carga a lo largo de la línea de tránsito y determinar el tamaño óptimo de la flota eléctrica, así como sus baterías, para minimizar la infraestructura total y los costos de la flota, al mismo tiempo que se garantiza la frecuencia de servicio y la seguridad.

En [21] se demuestra que los BE que utilizan baterías de titanato de litio pueden proporcionar un servicio de transporte ininterrumpido gracias a su capacidad de carga rápida. Se simularon patrones de carga diarios y los cargos por demanda de una flota de BE en Tallahassee, Florida. De esta manera, se identificó una estrategia de carga óptima para minimizar la demanda eléctrica al utilizar un umbral de carga de 60 - 64%, donde se puede lograr un ahorro total de \$160.848 en el costo de electricidad para una flota de cinco BE, en comparación con un umbral de carga de 0 - 28%.

En la Tabla 1.3 se describen algunas características para optimización de los modelos ante una implementación BE.

Tabla 1.3. Optimización BE

Cálculo para costos BE	Autores			
	[18]	[19]	[20]	[21]
Consumo de energía eléctrica	X	X	X	X
Estación de carga	X	-	-	-
Tiempo de carga	X	X	X	X

1.2 Descripción general del problema

La electricidad y el transporte son dos de las preocupaciones más importantes a nivel mundial. La gasolina dominó el sector del transporte individual durante mucho tiempo, sin embargo, hoy en día está siendo reemplazada paulatinamente por electricidad. Asimismo, los gobiernos están proponiendo nuevas políticas para el cambio a los VE [2]. Las razones más importantes son:

- **Eficiencia energética:** los VE actuales tienen una eficiencia energética global superior al 90%. Este valor considera el flujo de energía de la red a la tracción mecánica en las ruedas.

- **Reducción de la contaminación local:** los VMCI emiten gases tóxicos en las ciudades, mientras que el VE no lo hace. Sin embargo, los VE emiten gases tóxicos indirectamente debido a la producción de electricidad, pero, aun así, la cantidad es mucho menor debido a la eficiencia de su energía.
- **Independencia del petróleo:** muchos estudios confirman que en unas pocas décadas el petróleo se agotará. Por lo tanto, es necesario encontrar sustitutos para los combustibles en el sector del transporte. Las soluciones distintas de los VE son el foco de la investigación, tales como los vehículos de hidrógeno. No obstante, los VE parecen ser la solución más viable para los problemas de contaminación del transporte.

El cambio de los VMCI por los VE crea algunos desafíos. En primer lugar, en el sector eléctrico, se deben llevar a cabo algunas adaptaciones debido al incremento de carga. Sin una buena gestión, esta nueva carga podría crear algunos problemas, como caídas de voltaje, desviaciones de voltaje, pérdidas de energía y requisitos excesivos en los recursos de generación [5]. Entonces, las EDC pueden no ser capaces de suministrar la energía si hay una falta de información de la carga de los VE.

La generación de electricidad a nivel mundial tiene como fuente principal a los combustibles fósiles, pero la tendencia está cambiando a fuentes de energía renovables, que son mucho menos contaminantes. Sin embargo, las fuentes de energía renovable presentan fluctuaciones en su generación, lo que crea otro desafío para una integración adecuada en los sistemas de energía. Los VE ofrecen una oportunidad para estos problemas debido a que sus baterías pueden actuar como una fuente de almacenamiento.

Existen desafíos para los usuarios, los VE son una nueva tecnología en la que los usuarios deben adoptar algunos cambios, tales como, cargar la batería en lugar de cargar combustible en una estación de servicio, tienen un rango de autonomía más pequeño, mantenimientos muy distintos, etc [1]. La mayoría de las soluciones no consideran la participación de los consumidores de energía eléctrica a través de los VE porque no se han considerado algunos parámetros de su comportamiento y flexibilidad. Estos parámetros son una preocupación importante, ya que, si los usuarios no se sienten cómodos con las condiciones de carga de los VE, simplemente no los comprarán.

La mayoría de los trabajos presentados utilizan métodos que cambian la carga de los VE o permiten la carga solo en condiciones específicas (horarios). Sin embargo, estos métodos también pueden asustar a los consumidores, al no tener la flexibilidad de cargarlos cuando lo deseen [22] y podría crear incertidumbre sobre la autonomía. Es obligatorio encontrar nuevas alternativas considerando la conveniencia del

consumidor del VE, como diferentes tarifas, dependiendo del tiempo que los consumidores puedan esperar. Estas alternativas deben considerar las condiciones técnicas para cargar la batería de los VE, así como la modulación de la tasa de potencia y un método matemático novedoso para considerar la carga de los VE durante un día considerando algunas incertidumbres como el estado de carga, la capacidad de la batería o la potencia nominal de cargadores de batería.

De igual manera, se debe determinar la capacidad de energía óptima a ser contratada y el cronograma de carga de una estación para BE, de tal manera que se puedan reducir los costos de energía y acoplarse a las pautas operativas de la compañía de autobuses según las rutas operativas reales y los esquemas de carga para dichos vehículos de transporte público.

Cuenca, por su escala de ciudad intermedia, ha comenzado a tomar decisiones respecto a la movilidad sostenible, la cual ha irrumpido con fuerza en su planificación y gestión urbana, enfocándose en el uso eficaz del transporte público, los modos no motorizados y el espacio público [23]. Por lo tanto, es crucial desarrollar metodologías para el correcto dimensionamiento de las estaciones de carga y caracterización de la demanda de energía eléctrica para los buses eléctricos dentro de nuestra ciudad.

La investigación descrita en el presente documento se ha llevado a cabo con la finalidad de que el presente proyecto de desarrollo (PD) determine la ubicación óptima de dichas estaciones de carga y los horarios adecuados en los cuales esta tecnología puede ser conectada a la red. También se pretende establecer los requisitos para la integración correcta entre los BE y la RDE dentro de la ciudad de Cuenca, y definir tarifas para incentivar el uso de dicha tecnología intentando aplanar la curva de demanda.

1.3 Objetivos

El PD tiene como objetivo general evaluar el dimensionamiento de las estaciones de carga y caracterizar la demanda de energía eléctrica para buses eléctricos de uso urbano. Además, se plantean cinco objetivos específicos como recopilar información acerca de los tipos de estaciones de carga eléctrica, la demanda de energía eléctrica por parte de los buses eléctricos y de los modelos matemáticos utilizados para su dimensionamiento. Analizar las características de la red de distribución eléctrica existente correspondiente a la ciudad de Cuenca - Ecuador y de la demanda de energía requerida por las estaciones de carga de buses eléctricos. Establecer un modelo matemático para el dimensionamiento de las estaciones de carga de buses eléctricos, tomando en cuenta las restricciones técnicas y económicas de la red de distribución eléctrica. Caracterizar la demanda de energía eléctrica requerida por las estaciones de carga de buses eléctricos para garantizar la viabilidad económica y la correcta

integración con la red de distribución eléctrica. Por último, evaluar el dimensionamiento de las estaciones de carga para los buses eléctricos en base a los modelos establecidos.

El presente documento está organizado de la siguiente manera, en el Capítulo 1 se presenta la determinación del problema que conlleva una serie de factores como los antecedentes, descripción general del problema, objetivos y organización del manuscrito. En el Capítulo 2 se realiza una descripción sobre las redes de distribución eléctrica, vehículos eléctricos livianos y pesados, puntos de recarga y modelos de optimización. La metodología se presenta en el Capítulo 3, esta involucra situaciones de electromovilidad en Ecuador, redes de transporte público automotor y subestaciones eléctricas en la ciudad de Cuenca. Por consiguiente, se definen ciertos criterios para el uso del algoritmo por colonia de hormigas para la optimización del costo. En el Capítulo 4 se reflejan las pruebas basadas en el método de optimización y la viabilidad económica. Finalmente, en el Capítulo 5 se desarrollan las conclusiones justificando los objetivos específicos planteados.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

El segundo capítulo abarca una descripción de las RDE, estaciones de carga o electrolineras, VE y BE, modelaciones matemáticas para evaluar el dimensionamiento técnico y económico de las electrolineras.

2.1 Red de distribución eléctrica RDE

La RDE tiene como propósito conducir energía eléctrica desde una subestación hasta los clientes que poseen medidores, este último presenta una o más acometidas baja tensión, tal como se presenta en la Figura 2.1. Además, se compone de una serie de elementos principales, tales como, líneas primarias y secundarias, transformadores de distribución, acometidas y equipos de medición [24].

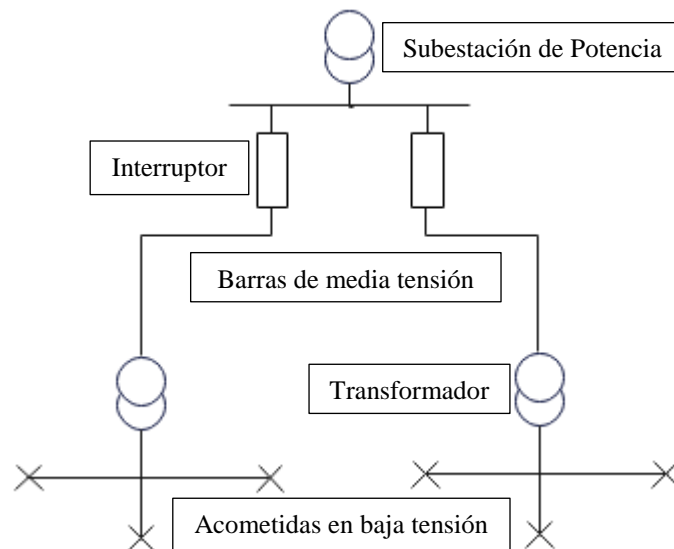


Figura 2.1. Red de distribución eléctrica

Un sistema eléctrico de distribución puede ser de tipo aéreo, subterráneo y mixto, en donde el primero suele contener postes de concreto, transformadores de distribución y conductores de la red primaria y secundaria. En cambio, el sistema subterráneo es aquel cuya instalación está oculta bajo tierra, en algunas ocasiones las subestaciones MT/BT se ubican a nivel del suelo en gabinetes o locales. Por último, los sistemas mixtos presentan un red primaria aérea ubicada en postes, mientras que la red secundaria es subterránea [24].

2.1.1 Líneas primarias

Las líneas primarias son cables conductores de energía que van desde un punto de origen (subestaciones de potencia) y llegan hasta los transformadores de distribución. En general, la estructura se forma a través de troncales (conductores de mayor

capacidad) de calibre 4/0 AWG o 336 – 795 MCM y ramales (cables derivados de las troncales) que se conectan a los transformadores y servicios suministrados en MT. De acuerdo con la densidad de carga, el calibre de los ramales suele ser 1/0, 2, 4 o 6 AWG. Finalmente, las redes primarias se clasifican acorde al número de fases e hilos, de la siguiente manera [24]:

- Redes trifásicas de tres hilos normalmente usadas en áreas urbanas. La conexión del transformador de distribución a este tipo de líneas es de neutro flotante en el lado primario, tal como se presenta en la Figura 2.2.

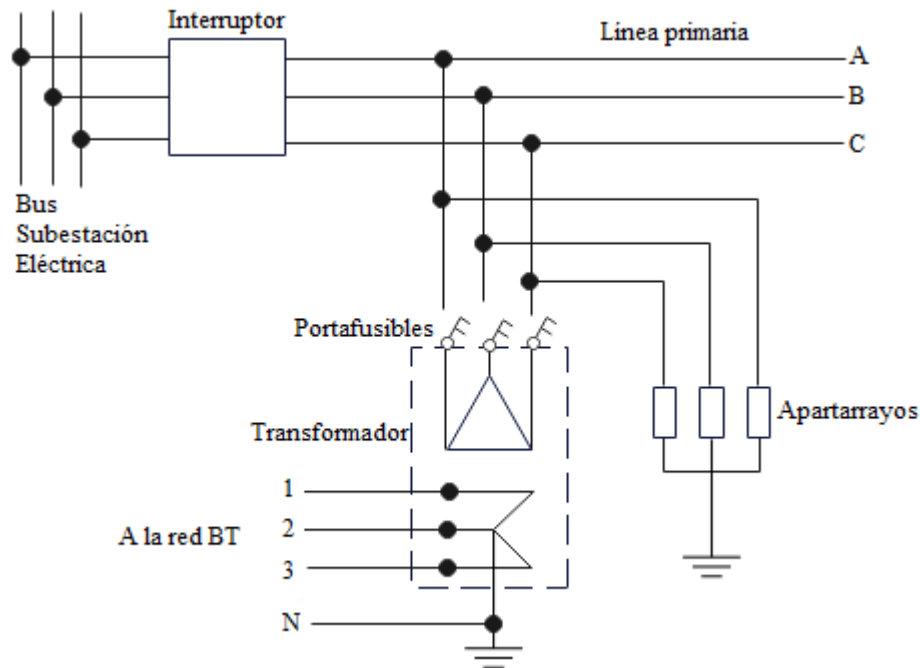


Figura 2.2. Red primaria trifásica de tres hilos

- Las redes trifásicas de cuatro hilos requieren una mayor inversión que el modelo anterior ya que se agrega el costo del neutro localizado en la línea primaria. Sin embargo, todos los equipos que se conecten en el cuarto hilo requieren un menor nivel de aislamiento.
- Existen líneas primarias monofásicas de dos hilos que se derivan de las redes trifásicas para alimentar transformadores monofásicos, tal como se presenta en la Figura 2.3. Además, este tipo de configuración suele utilizarse en zonas rurales o de baja densidad de carga.

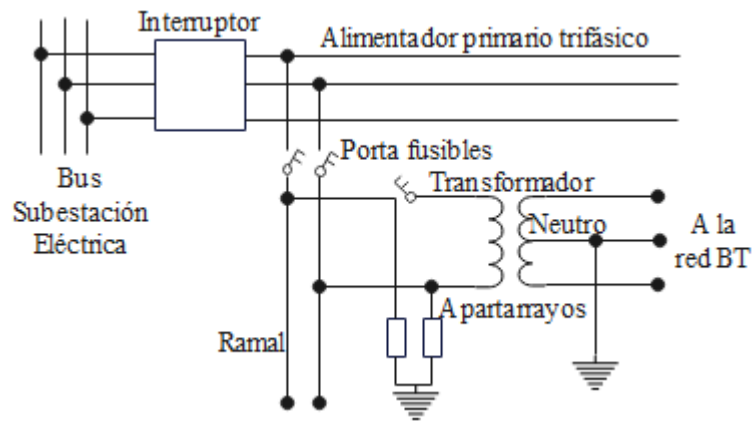


Figura 2.3. Red primaria monofásica de dos hilos

- En cambio, las líneas primarias monofásicas de un hilo son similares a la de dos hilos salvo que emplea un transformador de aislamiento (neutraliza cualquier efecto sobre las personas y animales y alguna repercusión en los medios de comunicación) entre el alimentador primario y el transformador de distribución.

2.1.2 Transformadores de distribución

Como su nombre lo indica, los transformadores de distribución reducen la tensión MT a BT, tal como se visualiza en la Figura 2.4. Además, se selecciona la capacidad en función de la magnitud de la carga teniendo en cuenta los factores de demanda y coincidencia. Algunas características adicionales que poseen los transformadores se detallan a continuación [24]:

- Cuando se utiliza el neutro flotante, se requiere un sistema primario trifásico de tres hilos; mientras que un transformador con neutro conectado a tierra se emplea un sistema trifásico de cuatro hilos.
- Si se utiliza un transformador de distribución conectado en delta en el lado del primario, se reduce el riesgo de inyección de las corrientes armónicas de orden impar a la red primaria. Sin embargo, se incrementa el riesgo de las sobretensiones producidos por la ferro-resonancia en el transformador.
- Normalmente, el lado secundario del transformador posee conexión en estrella y de cuatro hilos; por lo que puede tener dos niveles de voltaje ya sea para alimentar circuitos de fuerza y alumbrado a la vez. Debido a la conexión del neutro a tierra, se determinan algunos factores como las corrientes de falla y el equilibrio de tensiones.

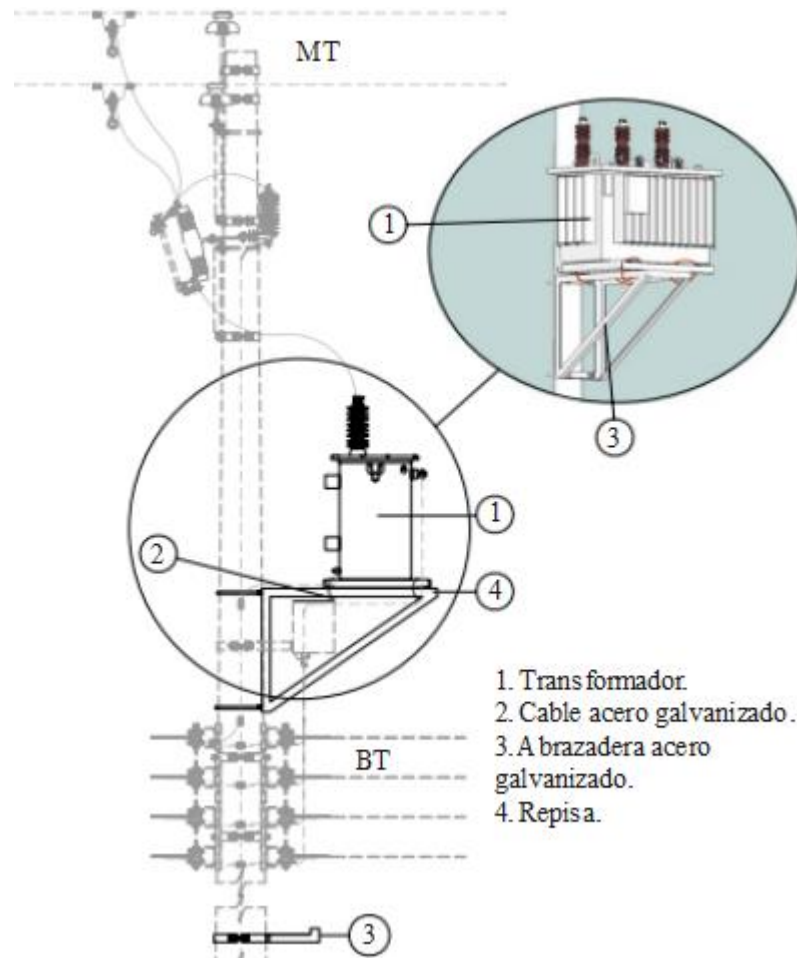


Figura 2.4. Transformador de distribución

Por último, existen diversos tipos de transformadores de distribución, tal es el caso del fabricante Ecuatran que los clasifica como monofásico tipo poste, trifásico tipo subestación, seco no encapsulado, cámara de distribución, especiales con varias derivaciones, devanados o frecuenciales, sumergibles y monofásico/trifásico tipo pedestal (ver Figura 2.5), donde se describen las siguientes características generales [25]:

- Monofásico tipo poste autoprotegido y convencional cuya potencia puede ser de 3 a 333 kVA.
- Trifásico tipo subestación orientadas al uso residencial, comercial e industrial, ubicados en poste (15 – 75 kVA) o en cámara de distribución (100 – 1000 kVA).
- Seco no encapsulado de 15 a 225 kVA, ubicado cerca de la carga.
- Las cámaras de distribución se consideran como cajas de maniobra (Padmounted) empleadas para acometidas subterráneas donde se tiene una entrada y varias salidas de media tensión MT.
- Especial multi derivaciones entre 167 a 5000 kVA y aplicados en el mercado petrolero.

- Especial multi devanados capaces de controlar la velocidad de rotación de los transformadores electrónicos, por lo que se aplican en sectores industriales.
- Especial multi frecuencial con voltaje primario de 480 V y secundario (1100 – 3800 V), además presenta una relación de 12V/Hz.
- Sumergibles (50 - 500 kVA) orientadas a colocarse en instalaciones con bajo grado de exposición al medio ambiente.
- Tipo pedestal monofásico (10 – 100 kVA) y trifásico (30 – 1000 kVA) aplicados como parte de un sistema de distribución subterráneo.



Figura 2.5. Tipos de transformadores de distribución

2.1.3 Líneas secundarias

Las líneas o redes secundarias de distribución son conductores que van desde los transformadores hasta las acometidas de los clientes, visto en la Figura 2.6. Además, se clasifican en monofásicos de dos o tres hilos y trifásicos de tres o cuatro hilos [24].

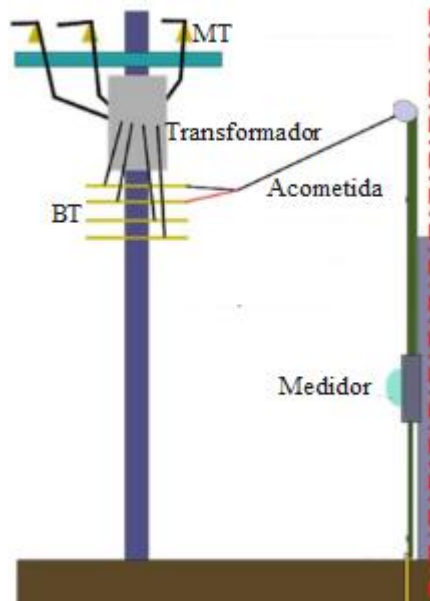


Figura 2.6. Líneas secundarias

2.1.4 Acometidas y equipos de medición

La acometida se refiere a los conductores que hacen la conexión entre la red de BT hacia el medidor (ver Figura 2.6) y pueden ser fabricados de material cobre o aluminio. En cambio, los medidores son equipos capaces de determinar el consumo eléctrico del cliente o usuario final [26].

2.2 Vehículos eléctricos VE

Los VE utilizan uno o varios motores eléctricos, cuya energía almacenada proviene de las baterías, y luego las transforma en energía mecánica para su desplazamiento, por lo que el motor puede ser de corriente alterna o continua [24].

2.2.1 Tipos

Existen diversos tipos VE, tales como motos, bicicletas, autobuses, camiones, entre otros y dependiendo del grado de electrificación se clasifican en [27]:

- En la Figura 2.7.a se observa un vehículo 100% eléctrico VE, el cual se alimenta de las baterías proveniente de la red eléctrica. Además, este tipo de vehículos no cuenta con un motor de combustión.
- Los vehículos híbridos eléctricos (HEV, por sus siglas en inglés) tienen dos motores, uno de combustión y otro eléctrico, ambos utilizados para el desplazamiento del automóvil, tal como se ve en la Figura 2.7.b. Dependiendo del fabricante, el motor eléctrico puede operar independientemente del motor a combustión o utilizarlo como apoyo. Por último, las baterías son recargadas mediante el sistema de recuperación de energía cuando el vehículo realiza el proceso de frenado y con el motor térmico.

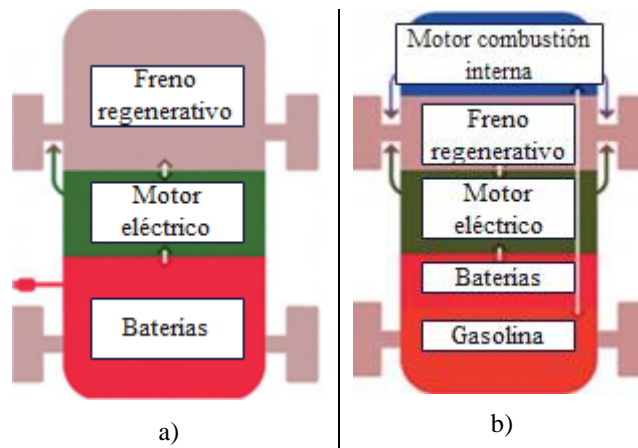


Figura 2.7. Tipo de vehículos eléctricos a) VE y b) HEV

- En la Figura 2.8.a se muestra un vehículo híbrido eléctrico enchufable (PHEV, por sus siglas en inglés), el cual utiliza una batería de mayor autonomía, motores de combustión y eléctrico.
- Los vehículos eléctricos de autonomía extendida (EREV, por sus siglas en inglés) utilizan motores eléctricos y de combustión (ver Figura 2.8.b), este último actúa como generador cuando las baterías se quedan sin energía, por lo que la batería puede ser o no recargada a la red eléctrica.
- Finalmente, se tiene el vehículo eléctrico de pila de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés) visualizado en la Figura 2.8.c. donde la energía almacenada proviene de un conjunto celdas de hidrógeno.

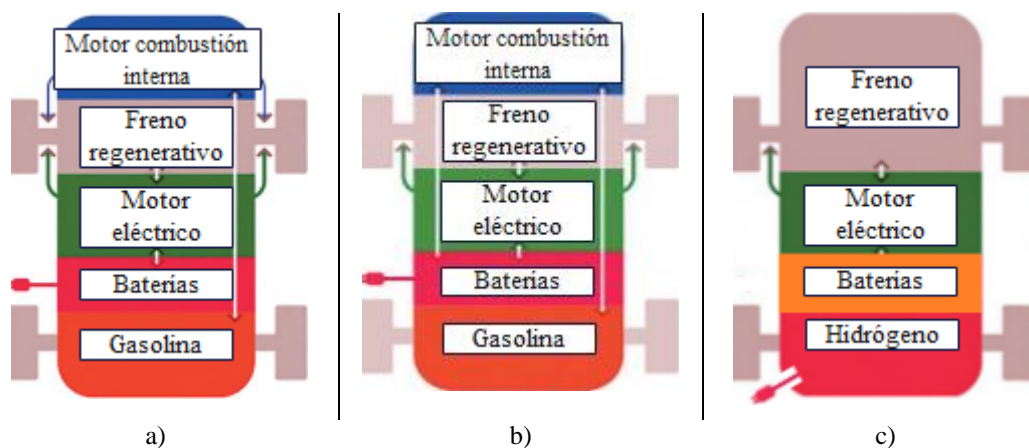


Figura 2.8. Tipo de vehículos eléctricos a) PHEV, b) EREV y c) FCEV

2.2.2 Componentes elementales

Como se ha observado anteriormente, un VE puede contener motores de combustión interna y eléctrico, un sistema de recuperación de energía durante el frenado, baterías y tanques para colocación de la gasolina y celdas hidrógeno como es el caso del vehículo FCEV. A continuación, se realiza una descripción sobre los componentes básicos usados en este tipo de vehículos:

- El motor eléctrico en un vehículo puede ser de corriente continua o alterna, a su vez cada uno dispone de diversas clasificaciones indicadas en la Figura 2.9 [24], [28].

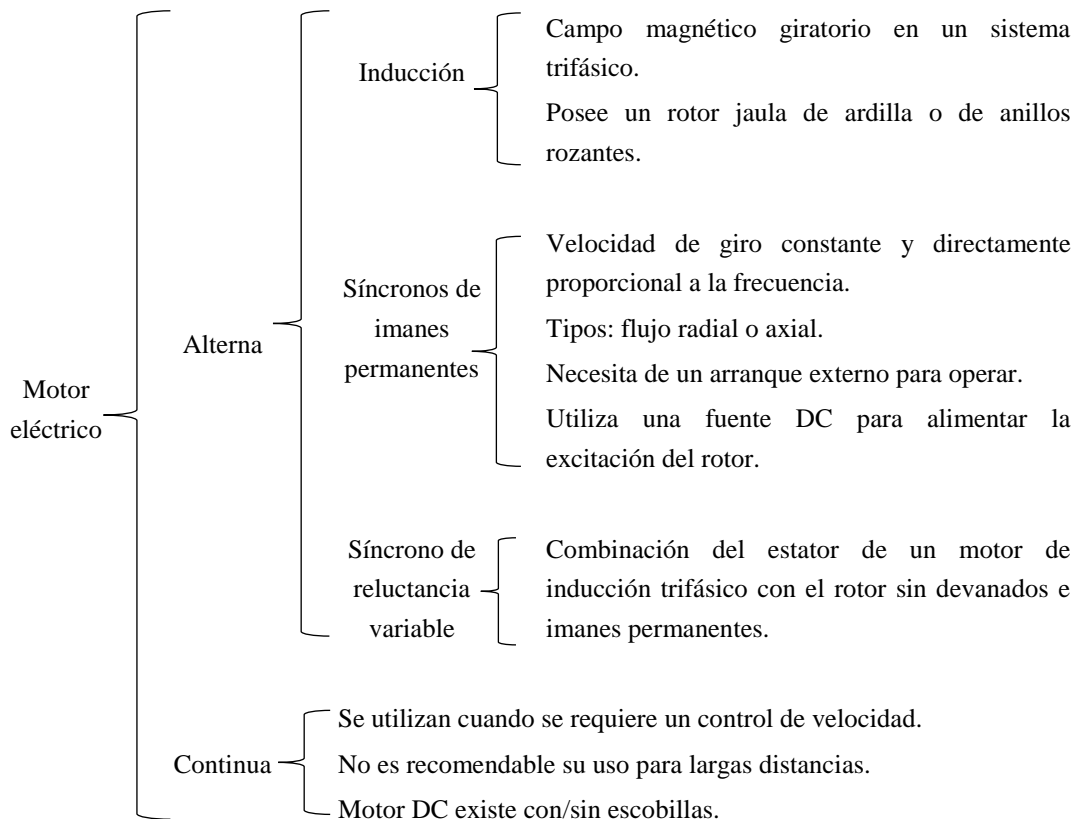


Figura 2.9. Tipos de motores eléctricos.

- La recuperación de energía es un sistema que actúa ante el frenado del vehículo, el cual se denomina freno regenerativo. Tiene la capacidad de disminuir la velocidad del automotor y acumular gran parte de la energía cinética a fin de impulsarlo hacia adelante y/o accionar otros sistemas. El freno regenerativo de por sí, no es capaz de brindar la fuerza de frenado necesaria en el vehículo, por lo que utiliza un frenado mecánico, similar a la del VMCI [24].
- El motor de combustión interna emplea una serie de elementos mecánicos como el pistón, biela conectada al cigüeñal, entre otros; que obtienen energía mecánica, tal como se considera en el ejemplo de la Figura 2.10 para un motor de cuatro tiempos. Por medio de la válvula de admisión ingresa la mezcla aire – combustible o aire, dependiendo del tipo de motor hasta que baje el pistón, luego sube comprimiendo la mezcla y explota ya sea por la chispa que generada por la bujía (gasolina) o por la compresión (diésel). Debido a la explosión, el pistón baja rápido con el objetivo de producir trabajo. Finalmente, durante el proceso final, el pistón sube por inercia y envía los gases a través de la válvula de escape [29].

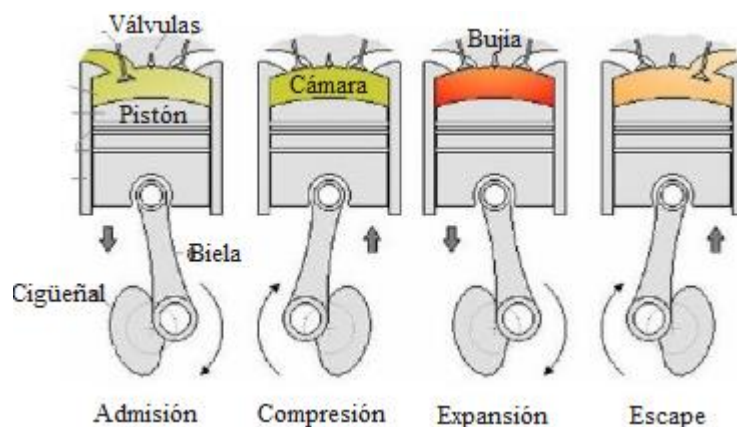


Figura 2.10. Procesos de combustión en un motor de combustión interna

- Las baterías son elementos que convierten la energía eléctrica en química, por lo que interiormente poseen celdas que contienen placas positivas y negativas. Además, se encargan de acumular una cantidad de energía eléctrica y operan a un alto voltaje nominal de 400 V. Actualmente, las baterías se clasifican acorde al tipo de químico utilizado, algunos se encuentran en fase de pruebas como el metal-aire y de flujo. Sin embargo, hay baterías operativas que operan con litio, níquel y sodio), estas presentan características indicadas en la Tabla 2.1 [30].

Tabla 2.1. Características de baterías operativas en los vehículos VE [30]

Características	Medida	Batería de Litio	Batería de Níquel	Batería de Sodio
Composición del electrolito	-	Sal de litio en disolvente orgánico	KOH en disolución de agua	Al ₂ O ₃ en disolución de agua
Químico	-	Ion – Litio	Ni-Cd, Ni-H ₂ , Ni-MH	Na-S, Na-NiCl ₂
Voltaje por celda	V	3.7	1.2	2.1, 2.6
Densidad de energía	Wh/kg	90 – 160	45 – 110	100 – 110
Vida útil	Ciclos	1000 – 3000	> 1500	1500 – 3000
Temperatura de trabajo	°C	-	270 – 350	270 – 350

2.3 Puntos de recarga

En base a la ubicación (ver Figura 2.11), los puntos de carga pueden adoptar diversas formas, tal como se indican a continuación [27]:

- Generalmente las cajas de recarga se utilizan en interiores, por ejemplo, en parqueaderos privados situados en conjuntos o viviendas residenciales y en empresas.
- En cambio, los postes de recarga pueden estar en cualquier lado de la vía pública, parqueaderos, grandes superficies, entre otros. Por norma general, se

recomienda que estos puntos de recarga sean instalados en zonas públicas y a la intemperie.

- Por último, existen estaciones de recarga donde posee un único sistema de control, el cual realiza el proceso de carga vehicular en forma simultánea; evitando problemas en la red de energía eléctrica.

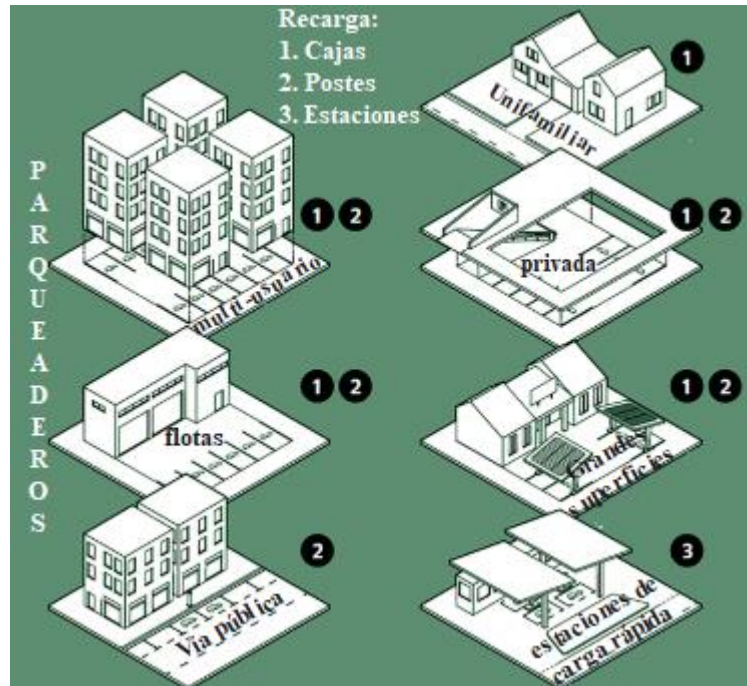


Figura 2.11. Puntos de recarga

Como se ha mencionado en el Apartado 2.2, los VE operan normalmente con energía alterna. Sin embargo, lo pueden hacer también con energía continua, por lo que se posee cuatro modos de recarga. En base a la normativa RA8-031 se realiza una descripción del tipo de cargas: lenta, semi-rápida y rápida indicados en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Modos de carga [31]

Descripción	Modos de carga				
	1	2	3	4	4
Tipo de carga	Lenta	Lenta	Semi rápida	Rápida AC	Rápida DC
Potencia kW	3.3 – 3.6	6.6 – 7.6	22	43	50
Corriente A	16	32	32	-	-
Tensión Vac	208 – 240	208 – 240	400	400	400
Tensión Vdc	No usa	No usa	No usa	No usa	500
Recarga (horas)	6 – 8	4 – 6	2	1	0.5
Aplicación de la carga	Residencial y pública		Pública	Pública (gasolineras)	

Existe una gran cantidad de estaciones de recarga o electrolineras que ofrecen cada fabricante, por lo que se menciona algunos de estos, junto con las especificaciones técnicas detallados en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Especificaciones técnicas de las estaciones de carga [27]

Características	Urban WB (Circutor)	Raption 50 (Circutor)	Fasteo (Cohors)
Entorno	Intemperie	Intemperie	Intemperie
Cable de salida	1, 2, base tipo 2 y/o Schuko	CHAdEMO, CCS Combo 2 y tipo/base 2	Combo 2, CHAdEMO y tipo 2
Modo de carga	2 o 3	4	4
Potencia kW	7.4 – 22	50 (DC) y 22/43 (AC)	100 (DC) y 22/43 (AC)
Identificación	Lector RFID	Lector RFID	
Puntos de carga por estación	2	2	4
Protecciones	Magnetotérmica y diferencial		
Comunicación	OCCP 1.5/1.6 y 3G	OCCP 1.5/1.6	OCCP 1.5/1.6, Ethernet y GSM

Forma



En base a las normativas ITC-BT-52 y EPM RA8-031 se han designado los lugares en donde se realizan la recarga de los VE, indicados en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Estaciones de recarga vehicular acorde a los modos de carga 1, 2, 3 y 4 [31], [32]

Lugares	EPM RA8-031	ITC-BT-52
Apartamentos residenciales	1 y 2	1, 2 y 3
Empresas	-	3
Estaciones de servicio o gasolineras	4	-
Hospitales	1 y 2	-
Parqueaderos públicos	3	3
Vías públicas urbanas	3	3
Zonas industriales	1 y 2	-

2.4 Autobuses eléctricos

2.4.1 Modos de recarga BE

Existen tres tipos de BE como el trolebús de carga lenta, autobuses de carga rápida y ultrarrápida. El trolebús emplea un brazo mecánico conectado a unas barras que transmiten la electricidad. En cambio, el autobús es capaz de operar durante un día, debido a que utiliza una gran cantidad de baterías, se incrementa el peso de estas y se necesita varias horas para la recarga. Este proceso se realiza por la noche y resulta ser costoso debido a la infraestructura ya que cada bus necesita de un cargador. También existen autobuses de recarga rápida y ultrarrápida (15 segundos), en donde su infraestructura consiste en un mástil y un brazo mecánico que entra en contacto con rieles en el techo del autobús. Luego se procede con la recarga en las paradas donde se suben y bajan los pasajeros. Por último, en la Figura 2.12 y Tabla 2.5 se presenta un ejemplo de los tipos de carga, tiempos y potencias empleadas en la carga AEB [27].

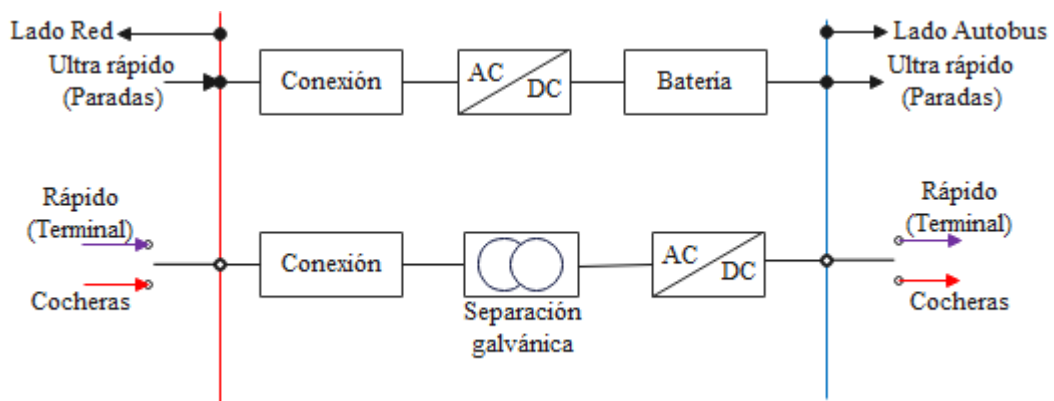


Figura 2.12. Tipos de carga en BE

Tabla 2.5. Lugares de carga BE [27]

Características	Medida	Paradas	Terminal	Cocheras
Lado de la red eléctrica				
Potencia	kW	50	200	50
Voltaje	AC	400	400	400
Tiempo	Minutos	2.5	4	30
Lado del BE				
Potencia	kW	400	200	50
Voltaje	DC	500	500	500
Tiempo	Minutos	0,25	4	30

2.4.2 Fabricantes de BE

Existen una amplia diversidad de BE a nivel global, por lo que se mencionan algunos de las marcas BYD, Yutong, ZhongTong, Golden Dragon, entre otros. BYD Global es una empresa dedicada a la venta de VE, en este caso se menciona a los BE con autonomía de 250 km de modelos K9G y K11A (ver Figura 2.13) cuyas características se indican en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. Especificaciones técnicas BYD K9G y K11A [33]

Descripción	Medida	K9G	K11A
Voltaje	VAC	440	440
Frecuencia	Hz	60	60
Potencia de carga	kW	299,9	359,6
Capacidad	kWh	324	438
Tiempo de recarga	Horas	4 – 5	2.5 – 3



Figura 2.13. Bus eléctrico BYD

La empresa Yutong dedicada al uso de vehículos eléctricos emplea una carrocería de la serie Yuwei cuya capacidad de pasajeros es de 31 unidades, incluido al chofer, tal como se presenta en la Figura 2.14. Además, el modelo ZK6118BEVG presenta una longitud 1,2 m, una potencia de 182,8 kW y una capacidad de las baterías de 350,07 kWh [34], [35].



Figura 2.14. Bus eléctrico Yutong.

ZhongTong es una empresa orientada a la movilidad eléctrica, que cuenta con un BE urbano de la serie LCK6122 EV G5 de 12 metros (ver Figura 2.15). Además, posee una capacidad para el ingreso de 39 pasajeros sentados y 38 parados, autonomía de 240 km y otras características indicadas a continuación [36], [37]:



Figura 2.15. Bus eléctrico Zhongtong [36]

- Potencia de carga: 196 kW.
- Capacidad: 324,4 kWh.
- Recarga lenta de las baterías.

La empresa china Golden Dragon dispone de un bus XML6125CLE cuya capacidad es para 80 pasajeros, cuya longitud es de 12 metros (ver Figura 2.16). Además, presenta las siguientes características [36], [38]:

- Autonomía: 300 km.
- Voltaje: 630 V.
- Potencia de carga: 150 kW.
- Capacidad: 311 kWh.
- Tiempo de recarga: 4,5 horas.



Figura 2.16. Bus eléctrico Golden Dragon [36]

Volvo 7900 (ver Figura 2.17) presenta buses suecos con diferentes capacidades para pasajeros, autonomía, longitud del bus y otras características detalladas en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7. Especificaciones técnicas del Volvo 7900 [39]

Descripción	Medida	Modelo 12	Modelo 18	Modelo 18.7
Longitud	m	12	17.849	18.557
Pasajeros	-	95	150	145
Potencia de carga por el techo	kW	300	400	450
Potencia de carga CCS	kW	150	150	150
Capacidad	kWh	470	470	565
Tipo de recarga	-	Rápida	Rápida	Rápida
Voltaje	V	600	600	600
Frecuencia	Hz	50/60	50/60	50/60



Figura 2.17. Bus eléctrico Volvo 7900 [39]

2.5 Modelos de diseño

2.5.1 Programación lineal entera

Los algoritmos de programación lineal entera emplea procesos computacionales, por lo que su estrategia se basa en los siguientes tres pasos [40]:

1. Descartar la restricción entera en todas las variables y reemplazarla con alguna otra de tipo binaria en el rango de 0 a 1.
2. Solucionar el programa e identificar su óptimo continuo.
3. Adicionar restricciones a fin de que se cambie de manera iterativa el espacio de soluciones hasta satisfacer los requisitos enteros. Ante ello, se emplea el método de ramificación y acotamiento o también denominado problema general de programación lineal entera mixta.

Tomando como ejemplo de maximización, se tiene una ecuación numérica $z = 5x_1 + 4x_2$ sujetos a los parámetros de la Ecuación 2.1. Donde se determina en el espacio de soluciones los puntos de la red (ver Figura 2.18), junto a la solución óptima $x_1 = 3,75$, $x_2 = 1,25$ y $z = 23,75$. Luego, se precisa el problema lineal asociado “0”, descartando las restricciones enteras [40].

$$\begin{cases} x_1 + x_2 \leq 5 \\ 10x_1 + 6x_2 \leq 45 \\ x_1, x_2 \text{ son enteros positivos} \end{cases} \quad (2.1)$$

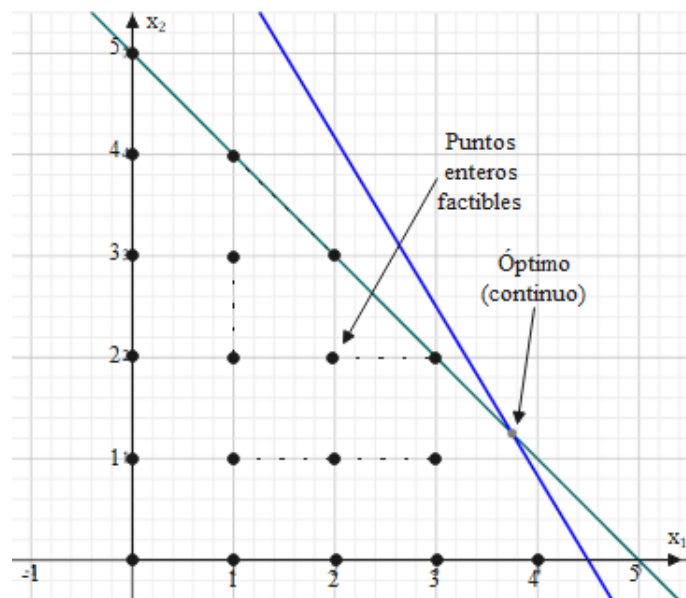


Figura 2.18. Espacio de soluciones del programa lineal entero

Como la optimización “0” no satisface los requisitos enteros, el algoritmo de solución modifica el espacio de soluciones con el propósito de identificar el programa lineal entero óptimo. Entonces, se lleva a cabo una selección del óptimo continuo como $x_1 = 3,75$ perteneciente a la región $3 < x_1 < 4$, el programa “0” no contiene valores enteros de x_1 y se puede eliminar. Por consiguiente, se reemplaza el programa lineal PLO por otros dos espacios designados como PL1 y PL2, tal como se expresa en la Ecuación 2.2 [40].

$$\begin{cases} \text{Espacio PL1} = \text{Espacio PLO} + (x_1 \leq 3) \\ \text{Espacio PL2} = \text{Espacio PLO} + (x_1 \geq 4) \end{cases} \quad (2.2)$$

En base a las nuevas restricciones se pueden manejar dos programas lineales por separado, tal como se muestra en la Figura 2.19, esto da lugar a una ramificación en x_1 [40].

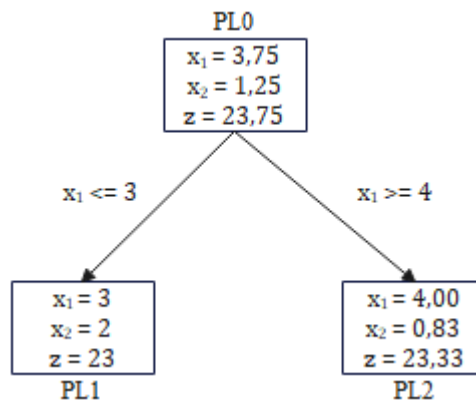


Figura 2.19. Ramificación de la variable x_1

La solución óptima PL1 satisface los requisitos para x_1 y x_2 . Sin embargo, no sucede lo mismo con PL2 debido a que la variable z no es un entero. Ante ello, se realiza otra ramificación en PL2 y así sucesivamente hasta encontrar 2 posibles situaciones, la primera que encuentre un óptimo entero y la segunda que no tenga solución factible, tal como se visualiza en la Figura 2.20, dejando así una cota inferior óptima PL1 [40].

Este tipo de algoritmos puede ser empleado para determinar el intercambio de energía en cada dispositivo, por lo que se determina el valor de potencia óptimo de cada componente y así minimizar el costo neto de operación de la red y de los propietarios de VE [13].

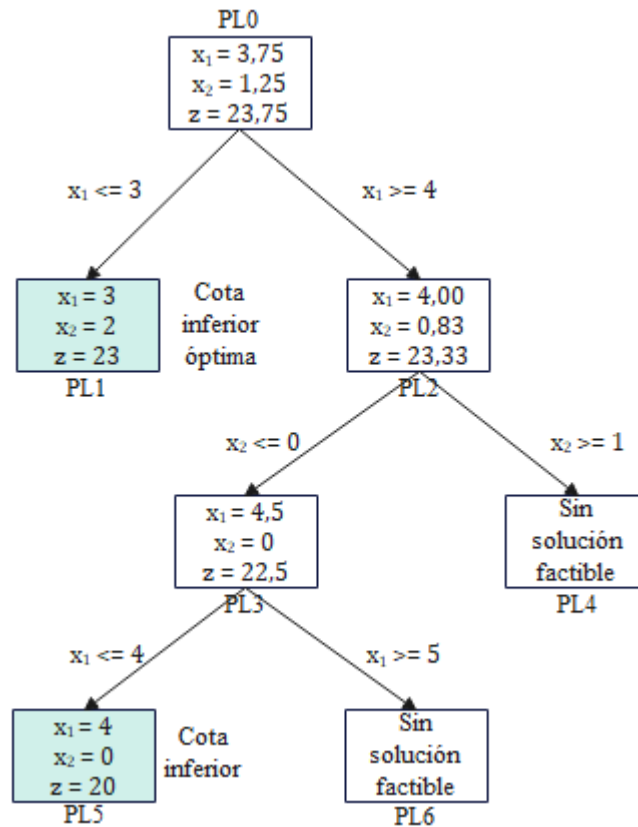


Figura 2.20. Ramificación de las variables x_1 y x_2

2.5.2 Modelo de redes jerárquicas

En [14], los autores desarrollan un modelo basado en un sistema de posicionamiento geográfico de las redes de transporte y distribución (conjunto de buses), donde la carga se calcula en función del flujo de tráfico y demanda adicional vehicular. Además, la distancia entre estaciones debe ser mínima y puede ser calculada bajo la expresión de la Ecuación 2.3.

$$\begin{cases} d_{m-n} \geq d^{\min} \\ d_{m-n} \text{ (km)} = \alpha \sqrt{(X_m - X_n)^2 + (Y_m - Y_n)^2} \end{cases} \quad (2.3)$$

Donde α es el coeficiente de modificación; (X_m, Y_m) y (X_n, Y_n) representan las coordenadas geográficas de un nodo en la red de transporte y del bus respectivamente. Por consiguiente, se emplean los siguientes modelos para determinar minimizar funciones como el flujo de tráfico en función de los tiempos de viaje mediante un modelo de optimización. Otro caso es analizar la movilidad y establecer los puntos de carga vehicular por medio de la teoría de colas [14].

2.5.3 Optimización por colonia de hormigas

Esta optimización denominada colonia de hormigas es un método probabilístico, el cual busca de forma aleatoria el alimento mediante el comportamiento de las hormigas, tal como se observa en la Figura 2.21.a). Aquella hormiga que encuentre el alimento

va de retorno botando feromonas cuyo fin es facilitar el camino de las demás hormigas (ver Figura 2.21.b). Pese a que todas las hormigas botan feromonas, estas perseguirán a la de mayor grado o cantidad, por lo tanto, será la del camino corto, tal como se muestra en la Figura 2.21.c) [41].

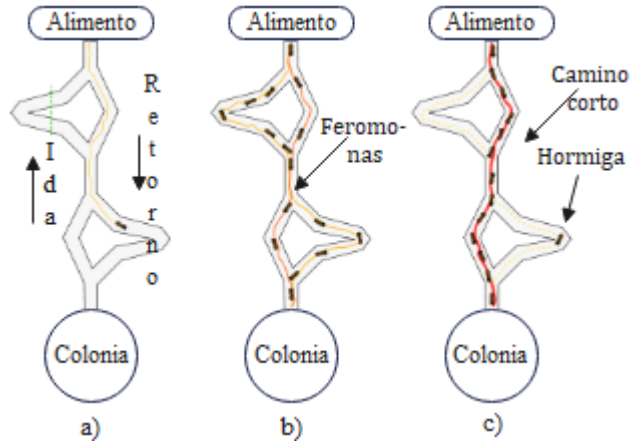


Figura 2.21. Colonia de hormigas a) inicio, b) proceso y c) camino corto

Con respecto al algoritmo de optimización, se generan iteraciones de hormigas artificiales y nodos por donde puedan circular. Finalmente, se construye la solución cuando cada hormiga haya terminado su camino. Ante ello, se aplica la Ecuación 2.4 probabilística P_{ij}^k , donde [42]:

- φ_{ij} son las feromonas que transitan del nodo i hasta el j .
- n_{ij} representa el inverso del recorrido entre los nodos.
- α es un factor mayor a cero que muestra la información de una hormiga en el tiempo.
- Conjunto de nodos que aún no llega a visitar la hormiga k denominado N_i^k .

$$P_{ij}^k = \frac{\varphi_{ij} \times (n_{ij})^\alpha}{\sum_j [\varphi_{ij} \times (n_{ij})^\alpha]} \text{ si } j \in N_i^k \quad (2.4)$$

Otro factor por considerar en el algoritmo es el reajuste en línea paso a paso t_{ij} determinado en la Ecuación 2.5, donde cada hormiga concentra un nuevo estado a fin de reducir la feromona para atenuar la búsqueda de nuevos estados. El factor t_0 es el valor inicial de la feromona.

$$t_{ij} = (1 - \beta) \times t_{ij} + t_0, \quad \beta \text{ (factor)} \in [0, 1] \quad (2.5)$$

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA PROPUESTA

En el tercer capítulo se muestra la metodología aplicada para los desarrollos prácticos y teóricos del presente trabajo.

3.1 Tipo de metodología

Para la elaboración del presente proyecto de desarrollo planteado se describen de manera sistemática las metodologías a ser aplicadas. De esta manera, se inicia con la parte del análisis profundo de la información recopilada y nueva bibliografía. La etapa de trabajo se da con el análisis y modelamiento matemático a través de software computacional. Finalmente, se realizará la discusión y evaluación de los resultados obtenidos.

- **Investigación cualitativa** para la recopilación de información acerca de los tipos de estaciones de carga eléctrica, la demanda de energía eléctrica por parte de los BE y los modelos matemáticos utilizados para su dimensionamiento.
- **Investigación descriptiva** en el desarrollo de pruebas aplicativas sobre los modelos matemáticos que se establezcan para el dimensionamiento de las estaciones de carga pública de los BE y la caracterización de su demanda de energía eléctrica.
- **Investigación deductiva** para la aplicación de los modelos establecidos con la final de garantizar la viabilidad económica y la correcta interacción a través de la red de distribución eléctrica.
- **Investigación explicativa** para la sintonización y evaluación del dimensionamiento de las estaciones de carga y la caracterización de la demanda de energía eléctrica por parte de los BE en base a los modelos establecidos.

Las metodologías mencionadas anteriormente se basarán en datos bibliográficos (marco teórico referencial), perfiles de carga de energía eléctrica diarios, mensuales y anuales correspondientes a la RDE serán solicitados a la EDC de la localidad (Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.), curvas de demanda de energía eléctrica del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y carga de los BE que se comercializan en el mercado actualmente, los mismos que permitirán el cumplimiento de los objetivos planteados, analizando los resultados mediante diversos escenarios con la ayuda de los softwares Excel y Python.

3.2 Técnica documental de investigación

Se aplica una técnica de origen documental para recopilación y procesamiento de los documentos escritos [43]. Este tipo de técnica se aplica para recolectar información

relevante a la electromovilidad en Ecuador, sistemas de transportes de buses automotores, subestaciones y redes MT en la ciudad de Cuenca.

3.2.1 Electromovilidad en Ecuador

En Ecuador existen cargos tarifarios vigentes del servicio público de energía eléctrica correspondiente a las estaciones de carga rápida y transporte eléctrico público masivo, detallados en la Tabla 3.1 [44].

Tabla 3.1. Estructura tarifaria del servicio público de energía eléctrica año 2022

Nivel de voltaje	Días de la semana	Horario		Demanda USD/kW-mes	Energía USD/kWh
		Inicio	Fin		
MT o AT	Lunes a viernes	8:00	18:00	4,050	0,069
	Lunes a domingo	18:00	22:00		0,086
	Lunes a domingo	22:00	8:00		0,043
	Sábado y domingo	8:00	18:00		0,043

Según el esquema del pliego tarifario del año 2022 para los proveedores del servicio de carga de energía se clasifican en vehículos livianos VE y pesados [45], este último se orienta a los BE, vistos en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Estructura tarifaria de vehículos eléctricos [45]

Tipo de vehículo	Tipo de recarga	Corriente	Potencia kW	Servicio de carga USD/kWh
Livianos	Semi – rápida	AC	≤ 22	0,1715
	Rápida	AC	> 22	0,1994
	Ultra – rápida	DC	≥ 50	0,2851
Pesados	Rápida	AC	≥ 22	0,1610
	Ultra – rápida	DC	≥ 50	0,1751

De igual manera se establece que el límite máximo del costo de servicio de carga para los vehículos pesados es de 16,10 y 17,51 centavos/kWh en cargas rápidas y ultra-rápidas respectivamente. Además, que la instalación de componentes que conforma la estación de carga se refleja en la Figura 3.1 [45]. Cabe mencionar que el transformador trifásico depende de la potencia instalada para definir si se coloca en poste o como cámara de distribución (padmounted).

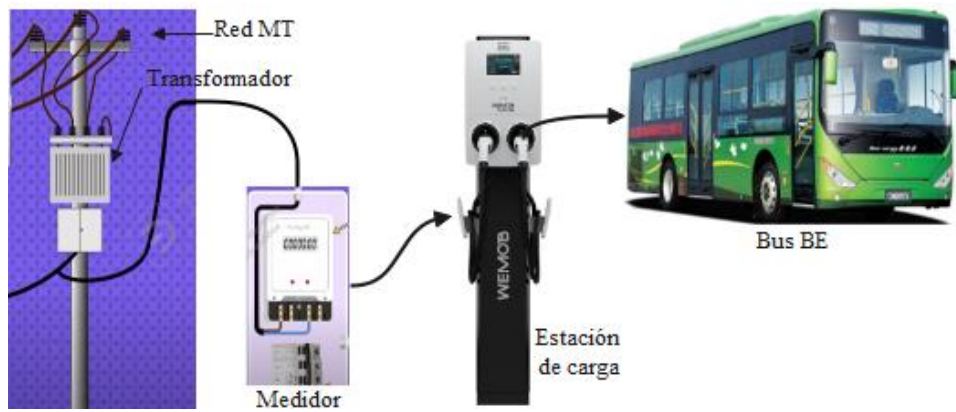


Figura 3.1. Instalación del módulo de carga para vehículos pesados

3.2.2 Red de transporte en Cuenca

Cuenca en Ecuador dispone de las estaciones El Arenal y Terminal Terrestre que ayudan al transbordo de las personas desde el área urbana hasta las parroquias y viceversa. A continuación, se describen las dos líneas de buses designadas en Cuenca [23]:

- Troncales que circulan en el sentido Noreste - Sureste por el Centro Histórico y las dos terminales mencionadas.
- Alimentadoras al sistema integrado desde los centros urbanos parroquiales.

La red de transporte público (ver Figura 3.2 y Anexo 1) dispone de 28 líneas urbanas que combinan los sistemas troncales y alimentadores. Además, dentro de la ciudad existen 408 unidades convencionales, sin embargo, la distribución de las rutas no se relaciona a la demanda de transporte [23].

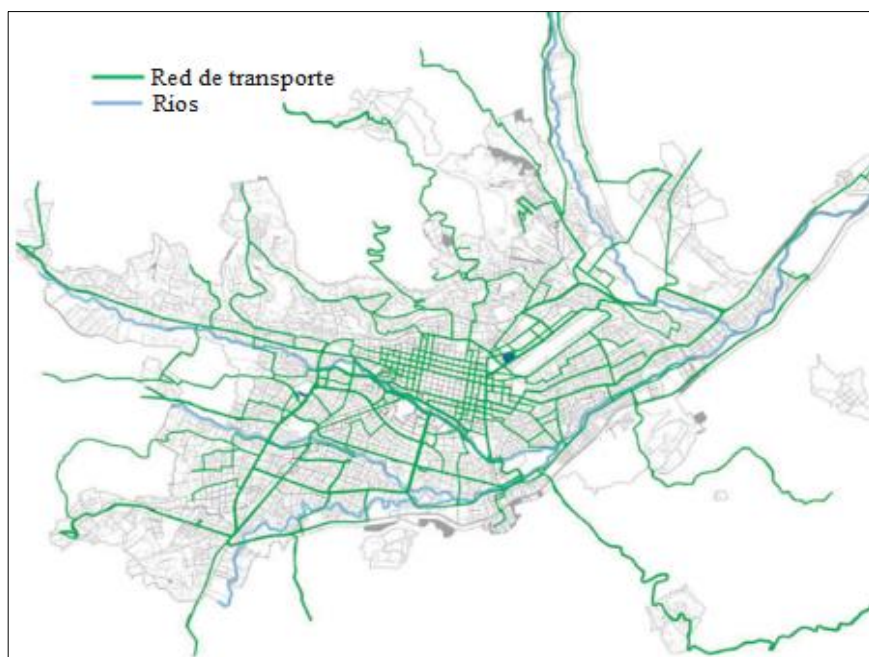


Figura 3.2. Red de transporte público en la ciudad de Cuenca. [23]

Así mismo, en la Tabla 3.3 se detalla la longitud recorrida entre cada inicio y fin de ruta por cada línea, alimentadora y troncal de buses con un total de 866,73 km. Además, se establece una frecuencia promedio de un día típico de 7 minutos [23].

Tabla 3.3. Líneas de transporte público en Cuenca [23]

Línea	Denominación	Longitud km	Frecuencia / minuto
Línea 2	Totoracocha - Arenal Alto - Totoracocha	29,40	7
Línea 3	El Lirio - Eucaliptos - El Lirio	33,50	6
Línea 5	Los Andes - El Salado - Los Andes	27,10	7
Línea 6	Mayancela - Turi - Mayancela	21,80	11
Línea 7	Los Trigales - Mall Del Rio - Los Trigales	38,50	6
Línea 8	Los Trigales - San Joaquín - Los Trigales	33,15	8
Línea 10	Paluncay - La Florida - Paluncay	34,50	5
Línea 12	Minas - Quinta Chica - Minas	36,30	6
Línea 13	Ucubamba - Mall Del Rio - Ucubamba	43,35	8
Línea 14	El Valle - Feria Libre - El Valle	25,60	6
Línea 15	Baguanchi - Feria Libre - Baguanchi	32,20	6
Línea 16	H Del Rio - San Pedro - H Del Rio	43,10	6
Línea 17	Punta Corral - Todos Santos - Punta Corral	30,20	6
Línea 18	Zona Franca - Aeropuerto - Zona Franca	37,50	7
Línea 19	Visorrey - Tenis Club - Visorrey	27,60	7
Línea 20	Racar - Redondel De La G. Suarez - Racar	35,40	6
Línea 22	Salesianos - Gapal, Uda - Salesianos	27,40	8
Línea 24	Cochapamba - Miraflores - Cochapamba	33,70	8
Línea 25	Cdla. Jaime Roldós - Mercado 27 De febrero - Cdla. Jaime Roldós	33,60	7
Línea 26	Checa - Mercado 27 De febrero - Checa	39,80	6
Línea 27	Huizhil - Sinincay - Huizhil	34,73	10
Línea 28	Narancay - Capulispamba - Narancay	37,00	7
Línea 29	Balzay - H. Del Rio - Balzay	29,00	6
Línea 23	Yanaturu - Terminal Terrestre	9,50	12
Alimentadora 102	Eucaliptos - Terminal Terrestre	12,51	7
Alimentadora 201	Feria Libre- Balzay- Feria Libre	19,39	5
Alimentadora 203	Terminal Terrestre- Eucaliptos- Terminal Terrestre	9,39	7
Troncal Norte	Ricaurte- Terminal Terrestre- Feria Libre	24,84	3
Troncal Sur	Baños- Feria Libre - Terminal Terrestre	26,67	4
Total		866,73	-
Promedio		30	7

Actualmente, existen 8 agencias de transporte público que operan rutas de autobús, tales como Comtranutome S.A., Cuencana S.A., Urba 10 S.A., Ricaurtesa S.A., Bañosa S.A., Uncometro S.A., Lancomtri S.A. y SIT.

Comtranutome S.A. sostiene una zona de cobertura (ver Figura 3.3.a) desde Chuquipata (Norte) hasta el Sur de Turi. Al Este se encuentra en la vía Jadan en Nulti y al Oeste limita en San Joaquín en la parada Cuenca Tennis y Golf Club, además cuenta con 15 rutas y 538 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.3.b), cuya línea N°15 dispone de 51 paradas desde la Avenida Amazonas hasta la calle César Vásquez y su horario de atención diaria es de 06:00am hasta 07:00pm [46].



Figura 3.3. Comtranutome S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 15 [46]

Cuencana S.A. presenta una cobertura (ver Figura 3.4.a) que limita al Norte en Sayausi hasta el Sur del Valle; mientras que al Este se encuentra en la Terminal Auquilula y al Oeste en Molleturo (Sayausi). Además, cuenta con 14 rutas y 430 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.4.b), cuya línea N°1 dispone de 58 paradas desde la Y de Sayausi hasta la Ciudadela Kennedy con un horario de atención de 06:00am hasta 08:56pm de lunes a viernes [46].



Figura 3.4. Cuencana S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 1 [46]

Ricaurtesa S.A. presenta una cobertura (ver Figura 3.5.a) desde el Norte de Sinincay hasta el Sur de Tarqui, mientras que al Este limita en el Puente La Compañía y al Oeste en Zhucay ubicado en Tarqui. Además, cuenta con 8 rutas y 290 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.5.b), cuya línea N°12 dispone de 63 paradas

desde la calle LLullucchas hasta el cementerio Baños con un horario de atención diaria de 05:40am hasta 09:45pm [46].

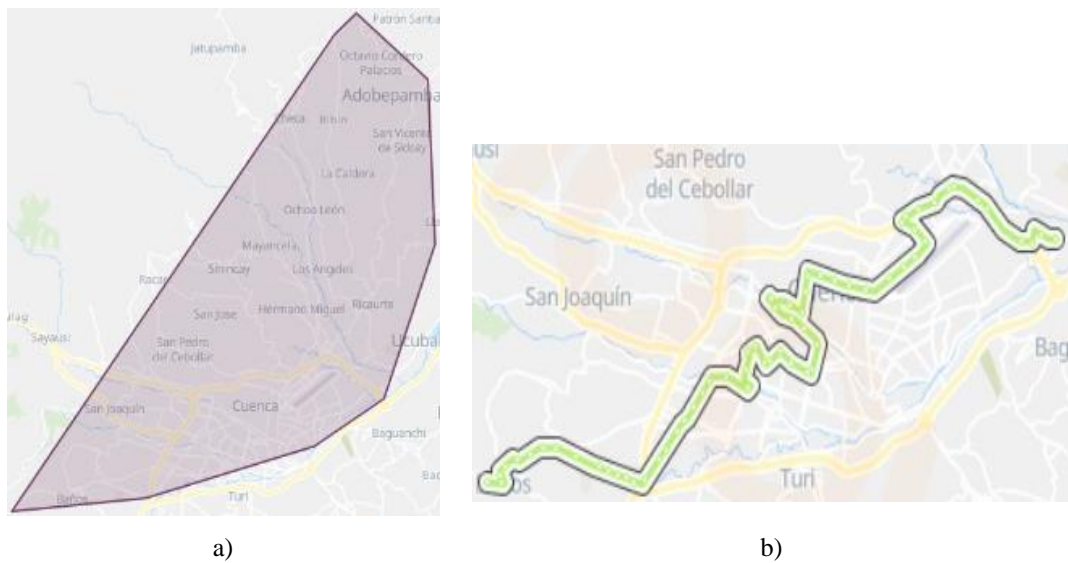


Figura 3.5. Ricaurte S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 12 [46]

Bañosa S.A. posee una cobertura (ver Figura 3.6.a) que limita al Norte de Sinincay hasta el Sur de Baños, mientras que al Este se localiza en Pintag y al Oeste en el Cementerio de Baños. Además, cuenta con 6 rutas y 228 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.6.b), cuya línea N°2 dispone de 44 paradas desde Pintag hasta la calle Arturo Cisneros en un horario de atención diaria de 06:14am hasta 06:30pm [46].

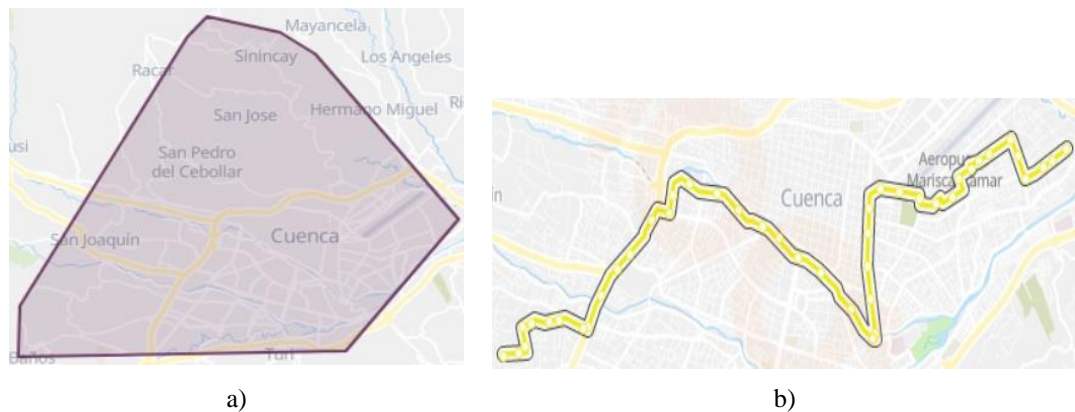


Figura 3.6. Bañosa S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 2 [46]

Uncometro S.A. presenta una cobertura (ver Figura 3.7.a) que inicia al Norte de Checa hasta el Sur de Turi, mientras que al Este limita en la entrada al Guabo y al Oeste en una parada que yace en la Circunvalación Sur y 12 de octubre. Además, cuenta con 6 rutas y 184 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.7.b), cuya línea N°26 cuenta con 48 paradas desde la calle Ramírez hasta el Canal de Riego y un horario de atención diaria de 06:25am hasta 08:15pm [46].

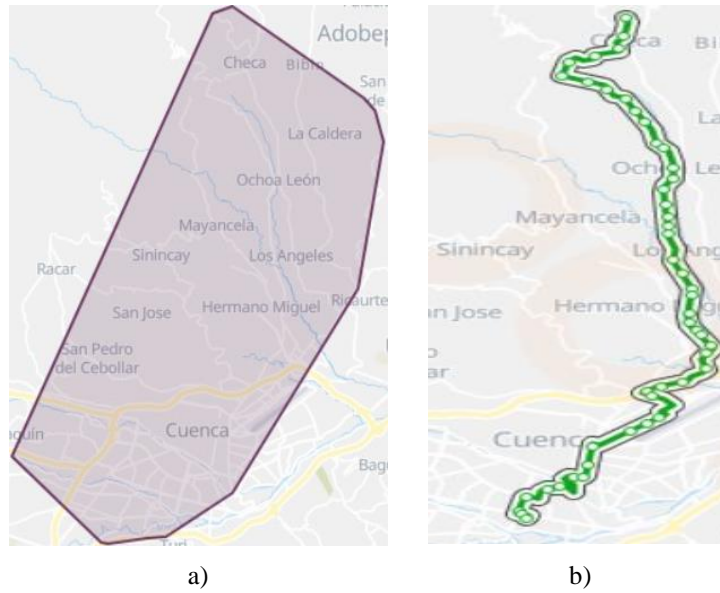


Figura 3.7. Uncometro S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 26 [46]

Lancomtri S.A. presenta una cobertura (ver Figura 3.8.a) que limita al Norte de Sinincay hasta el Sur de Cuenca en la parada de la línea N°5. Mientras que al Este se localiza en La Merced y al Oeste la terminal N°5; además, cuenta con 3 rutas y 115 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.8.b), cuya línea N°5 dispone de 47 paradas desde la calle De Los Zarcas hasta la terminal N°5, con un horario de atención diaria de 06:02am hasta 21:15pm [46].

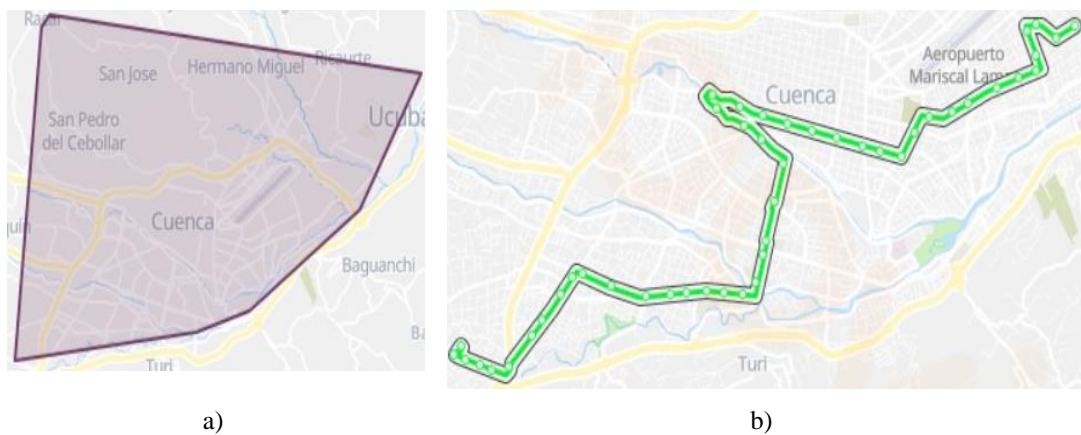


Figura 3.8. Lancomtri S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 5 [46]

SIT tiene una cobertura (ver Figura 3.9.a) que limita al Norte en la parada El Pedregal hasta el Sur de Cuenca, justo en la parada de la Plataforma Itinerante; mientras que al Este limita en el Hospital del Río y al Oeste en el Sindicato de Choferes; además, cuenta con 3 rutas y 25 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.9.b), cuya línea N°17 dispone de 44 paradas desde la calle Yanaturo hasta la entrada A del Punto Corral, cuenta con un horario de atención diaria de 05:45am hasta 20:05pm [46].



Figura 3.9. SIT a) mapa de cobertura y b) ruta línea 17 [46]

Urba 10 S.A. limita una zona de cobertura (ver Figura 3.10.a) desde el Norte de Sinincay hasta el Sur de Tarqui; mientras que al Este limita en el Puente La Compañía y al Oeste en Zhucay ubicado en Tarqui; además, cuenta con 8 rutas y 290 paradas. Un ejemplo de las rutas se observa en la Figura 3.10.b), cuya línea N°6 dispone de 36 paradas desde la Iglesia El Salado hasta la calle Gaspar Sangurima y un horario de atención diaria de 06:25am hasta 07:40pm [46].

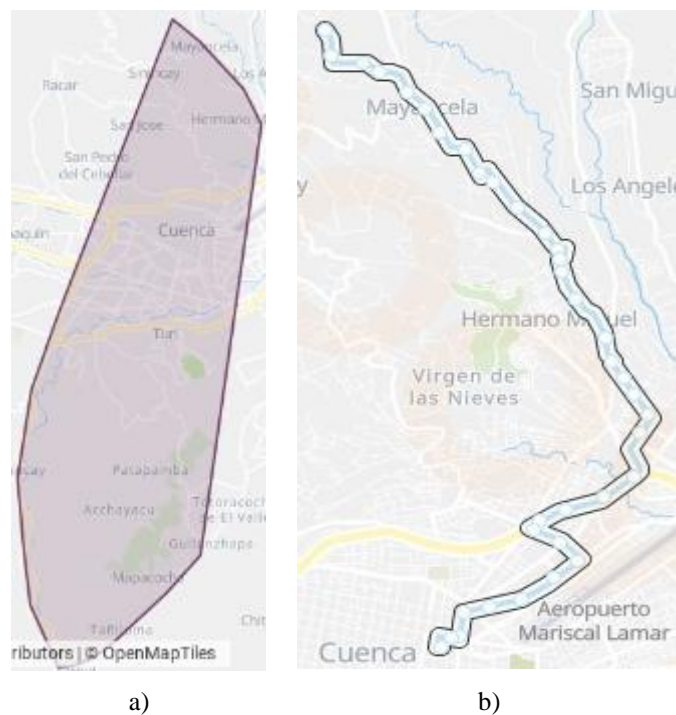


Figura 3.10. Urba 10 S.A. a) mapa de cobertura y b) ruta línea 6 [46]

3.2.3 Subestaciones Eléctricas Cuenca

La ciudad de Cuenca posee varias subestaciones de tipo intemperie (exterior), interior y otros ubicados en distintos sectores, tal como se presenta en la Figura 3.11.

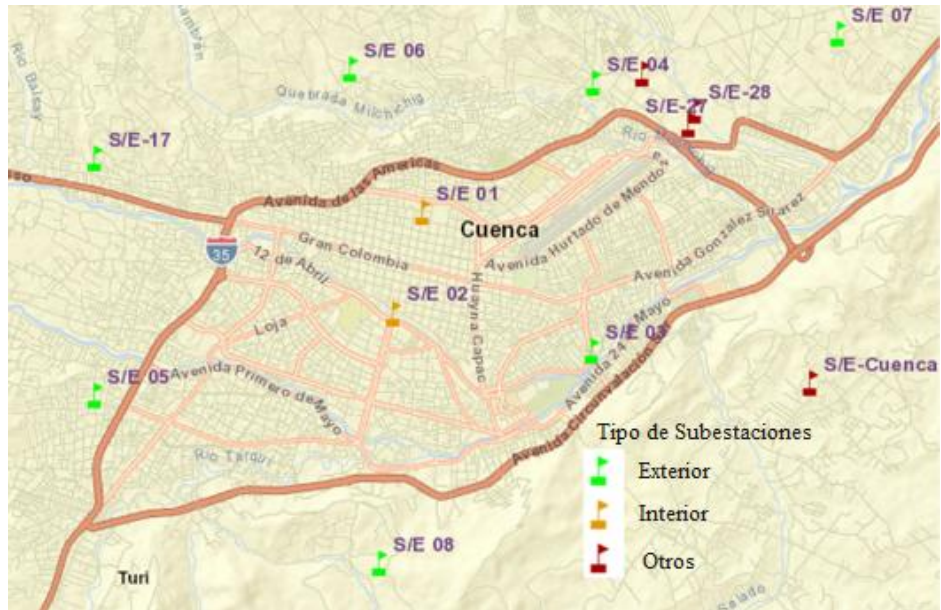


Figura 3.11. Ubicación de subestaciones eléctricas S/E de Cuenca

Además, se puede destacar algunos parámetros establecidos por la empresa CENTROSUR tales como voltaje, dirección y capacidad en las siete subestaciones que alimentan a la zona urbana y colindantes a estas, indicados en la Tabla 3.4 y Anexo 2.

Tabla 3.4. Parámetros en las subestaciones S/E

Subestación	Dirección	Voltajes kV		Capacidad
		Primario	Secundario	MVA
S/E 01	Luis Cordero y Rafael María Arizaga	22,00	6,30	19,00
S/E 02	Benigno Malo y Calle Larga	22,00	6,30	19,00
S/E 03	Max Uhle y Pumapungo	69,00	22,00	64,00
S/E 04	Av. del Toril y Barrial Blanco	69,00	22,00	64,00
S/E 05	Tarquino Cordero y Cornelio Crespo Vega	69,00	22,00	64,00
S/E 07	Molinopamba (Ricaurte)	69,00	22,00	25,00
S/E 08	Turi – Hito Cruz	69,00	22,00	32,00

Por consiguiente, se establecen datos medidos con relación a la demanda de energía y potencia eléctrica para un día laborable en el año 2017, definidos en la Tabla 3.5 y Anexo 2.

Tabla 3.5. Energía y potencia para un día laborable del año 2017

Subestación	Energía	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Apparente
	kWh	MW	MVAR	MVA
S/E 01	95949,38	5,752	0,483	5,772
S/E 02	120695,9	6,815	0,902	6,875
S/E 03	288850	17,524	2,955	17,772
S/E 04	609625,4	29,323	5,471	29,833
S/E 05	526675,6	31,359	6,205	31,967
S/E 07	180923,6	10,806	1,746	10,989
S/E 08	182338,9	11,733	1,184	11,793

Finalmente, en la Figura 3.12 se observa los tramos de la red en media tensión subterránea, ubicada principalmente en el centro de la ciudad y otros sectores.

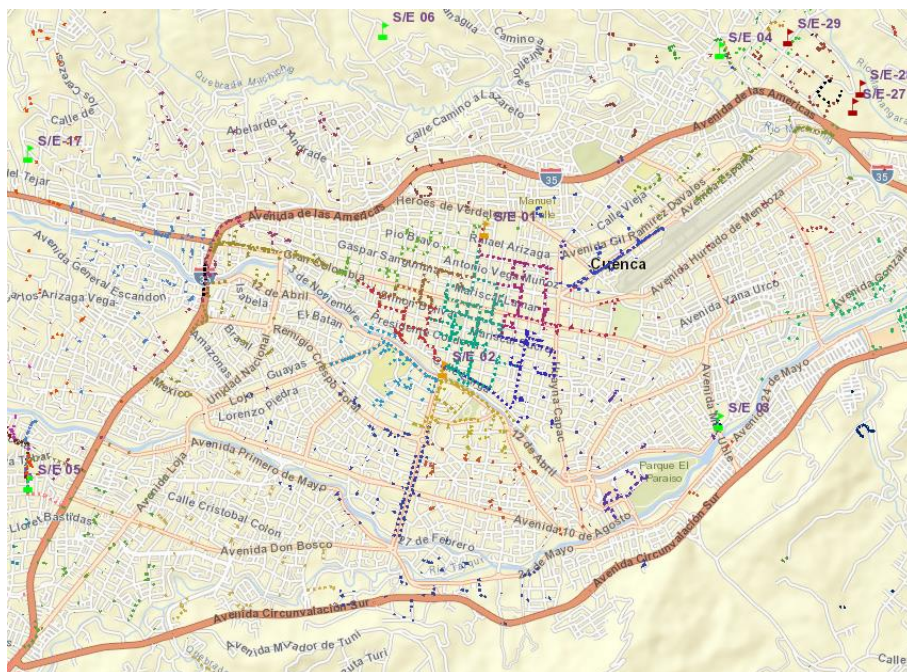


Figura 3.12. Tramos MT subterráneos

Mientras que en la Figura 3.13 se visualizan los tramos MT aéreo, los cuales son ocupados en su gran mayoría dentro y fuera de la ciudad.

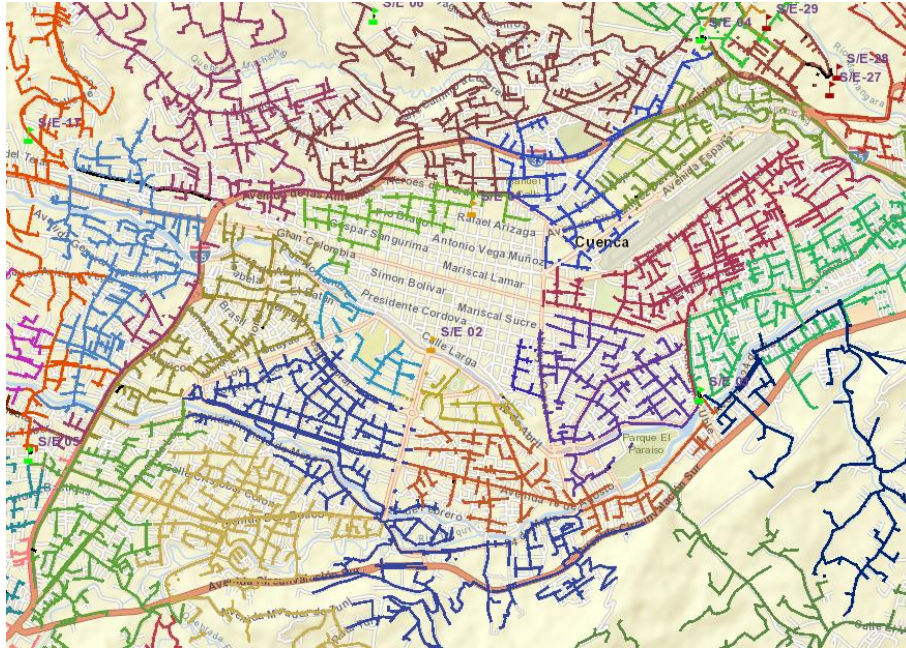


Figura 3.13. Tramos MT aéreos.

3.3 Método de diseño

En la Figura 3.14 se observa un esquema general desarrollado en Python junto con otras librerías que permitan leer, escribir y/o dibujar en otro tipo de formatos, tales como: DXF, XLSX y PNG. Además, se genera un método de optimización capaz de determinar estaciones de carga adecuadas para buses eléctricos en la ciudad de Cuenca.

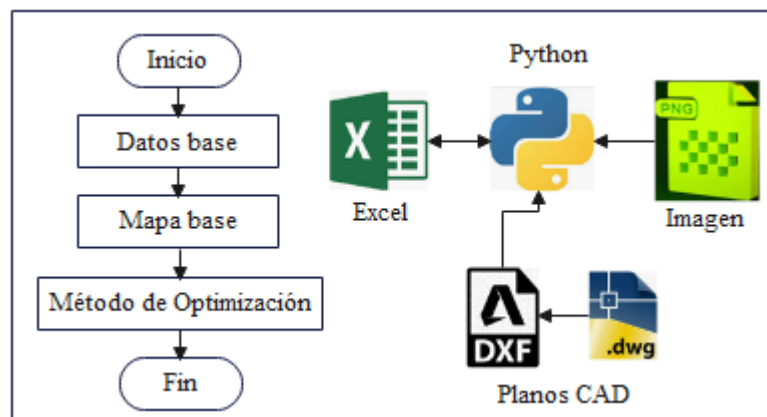


Figura 3.14. Esquema General

A continuación, se describen las siguientes librerías para el algoritmo empleado:

- El paquete denominado “Ezdxfl” es un paquete de Python con el cual se puede modificar, leer y escribir dibujos con extensión DXF sin perder contenido a excepción de los comentarios. Además, dispone de otras características indicadas en la Tabla 3.6 [47].

Tabla 3.6. Características del paquete Ezdxf [47]

Características	Descripción
Compatibilidad	Soporte mínimo para Python versión 3.7.
Lectura/escritura DXF	Versiones (R12, R2000, R2004, R2007, R2010, R2013 y R2018).
Lectura de archivos	Lee el archivo con la opción readfile ('lineasBuses.dxf').
Entidades DXF	El texto, línea, objetivos y cualquier otra representación del DXF habitan en un espacio modelo, es decir, mediante el comando modelspace ().
Capas DXF	Similar a AutoCAD define valores de atributo en las entidades mencionadas.
LW Polilínea	Es un elemento que ubica todos los puntos en el sistema de coordenadas del objeto como tuplas (x, y)

- El módulo "Os" son interfaces que ayudan a usar funciones del sistema operativo [47]. Se emplea el comando listdir ('PLANOS CUENCA\CUENCA') para obtener una lista de los nombres de las entradas que existen en la carpeta indicada.
- Python Imaging Library de siglas PIL es una biblioteca capaz de abrir y editar imágenes desde Python. Además, tiene la capacidad de soportar extensiones tipo GIF, JPEG y PNG. Por último, se describen algunos comandos de imágenes utilizados en el presente proyecto, tal como se muestra en la Tabla 3.7 [48].

Tabla 3.7. Comandos de la biblioteca PIL [48]

Comandos	Descripción
PIL.Image.new (mode, size)	Se crea una imagen en base al modo ya sea RGB o RGBA y el tamaño se define en una tupla de dos (ancho, alto) en píxeles.
PIL.ImageDraw	Crea o retoca imágenes 2D (dos dimensiones).
PIL.Image.open ()	Identifica y realiza la apertura de la imagen; en este caso del mapa de Cuenca con extensión PNG.

- La librería Random permite generar números aleatorios en el rango de cero a uno [47].
- Por medio de la herramienta Pandas el programa tendrá la capacidad de realizar el análisis de los datos [49].
- Jupyter de acceso abierto, es capaz de desarrollar códigos de texto, gráficos y en este caso se usa para la apertura de modelos con extensión IPYNB [50].

3.4 Datos y mapa base

A continuación, se realizan algunos procedimientos para cargar el mapa base en el software:

P1: como Python no admite formatos con extensión DWG, se realizan conversiones de los planos al formato DXF, tanto de las rutas de transporte público (ver Anexo 1) como de los planos de cada subestación detallada en el Anexo 3.

P2: se generan entidades de los planos dentro de un modelo de espacio.

P3: se carga una imagen PNG del mapa de cuenca (ver Figura 3.15) por medio del OpenStreetMap de licencia abierta.

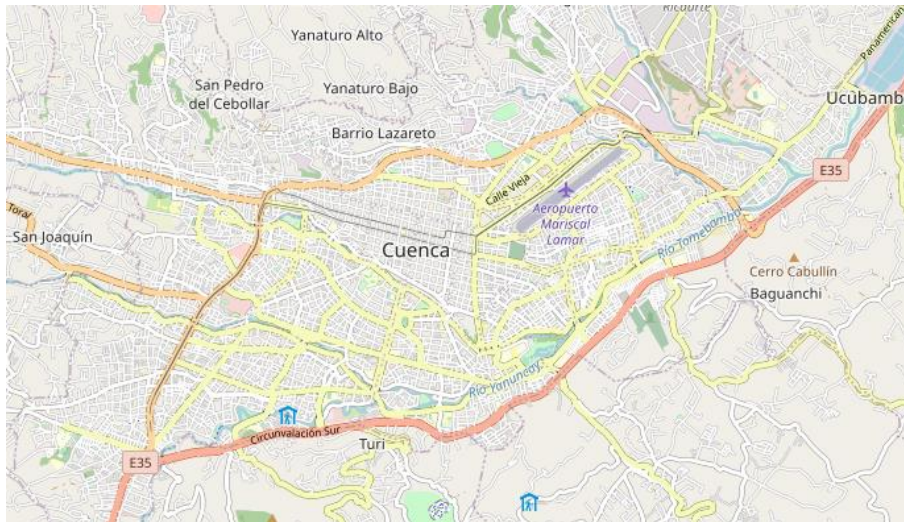


Figura 3.15. Mapa de la Ciudad de Cuenca [51]

P4: Luego se establecen las coordenadas (longitud y latitud) de las esquinas del mapa en el sistema de coordenadas UTM.

P5: Finalmente, se cargan los planos anteriormente mencionados hasta obtener un mapa base o general, tal como se observa en la Figura 3.16; cada sector está diferenciado por líneas de diferente color.

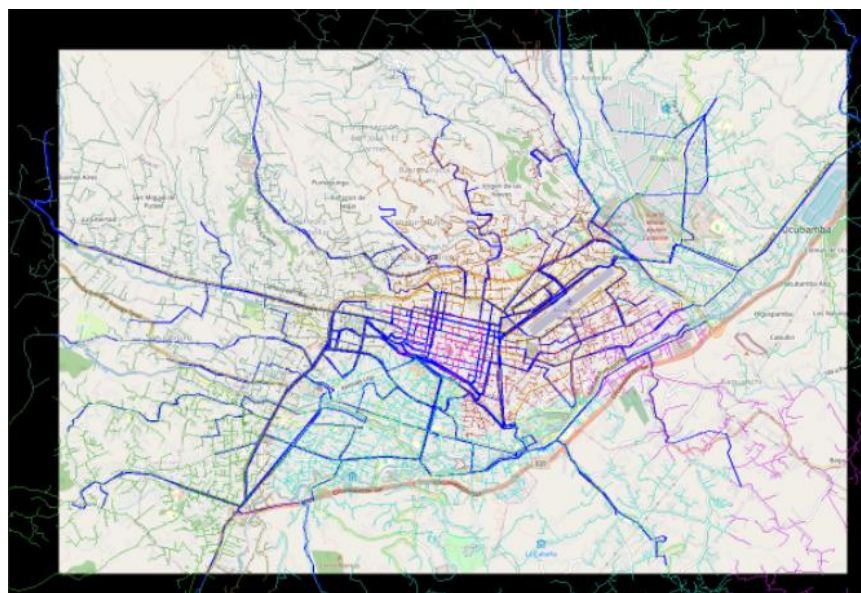


Figura 3.16. Mapa base de Cuenca Ecuador

Previo al uso del algoritmo de optimización, se cargan los datos de las rutas de transporte público de buses automotores mencionados en la Tabla 3.3.

3.5 Método de optimización

Se emplea un diagrama de flujo visto en la Figura 3.17, el cual aplica un método por colonia de hormigas y ciertos criterios de carácter técnico - económico para determinar una función de costo y establecer de forma óptima la ubicación de estaciones de carga BE.

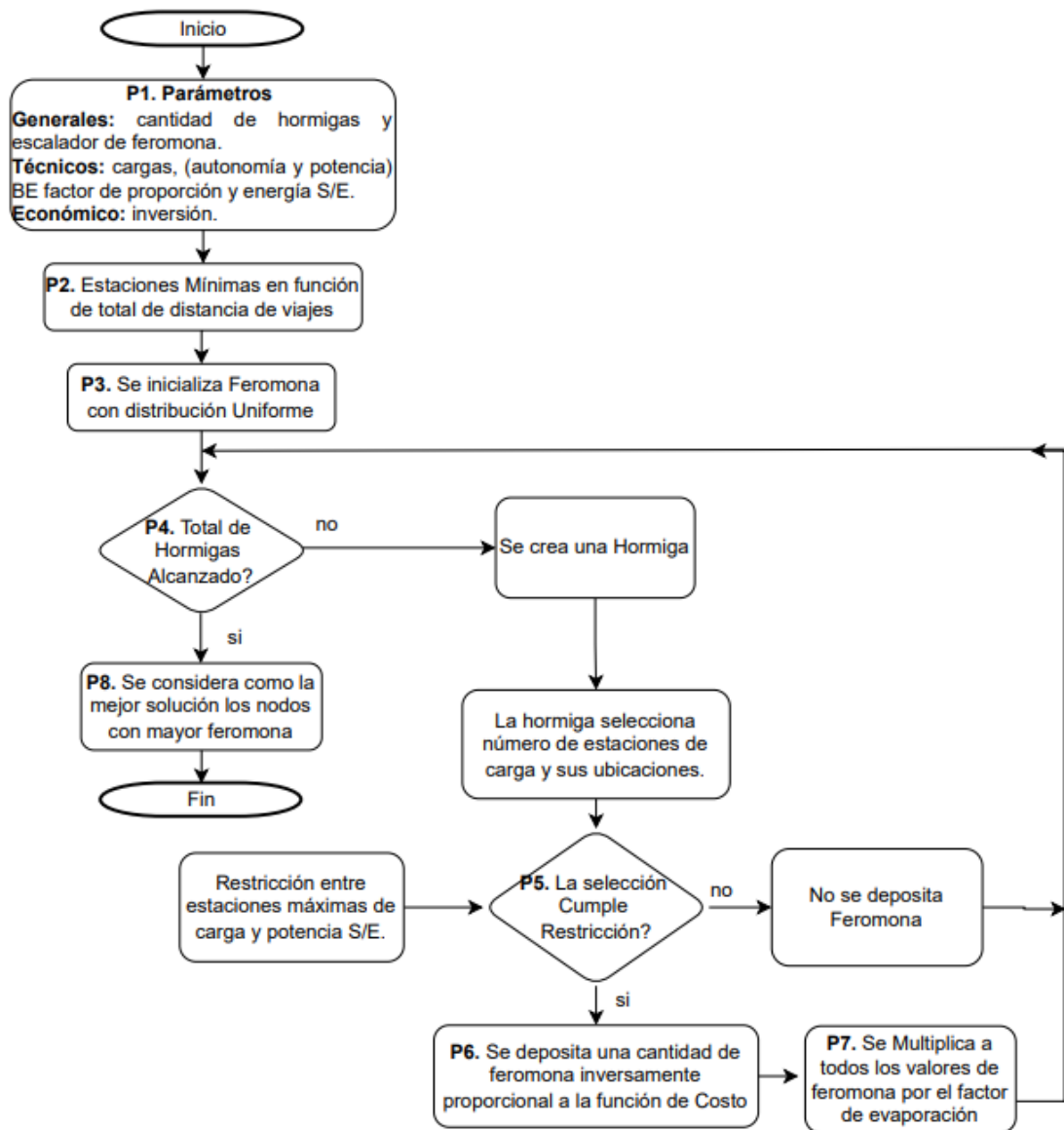


Figura 3.17. Diagrama de flujo del método colonia de hormigas

A continuación, se describe el procedimiento necesario del método utilizado:

P1. Definir parámetros generales, técnicos y económico tales como:

- Colocar la cantidad de hormigas, las cuales van a recorrer los caminos en el plano de Cuenca.

- Cargas base = 0.
- Se escoge una autonomía del BE promedio de 260 km (ver Apartado 2.4.2).

$$\text{rangoBus} = R_{BE} = \frac{250 + 250 + 240 + 300}{4} = 260 \text{ km}$$

- Factor de proporción $F_{BE} = 0,7$ de buses eléctricos.
- En base a los BE mencionados en el apartado 2.4.2 se establece un tiempo de recarga aproximado de 4 horas (ver Tabla 3.8), por lo que cada estación puede cargar $C_{\text{día}} = 6$ veces en un día completo de 24 horas.

Tabla 3.8. Tiempos de recarga BE

Marca	Modelo	Tiempo de recarga (horas)		
		Mínimo	Máximo	Promedio
BYD	K9G	4	5	4,5
BYD	K11A	2,5	3	2,75
Golden Dragon	XML6125CLE	-	-	4,5
Promedio de 3 buses BE				3,92

- Un escalador de feromonas cuyo valor es 1×10^6 .
- En el año 2019, el gerente nacional de BYD propone 24 puntos de carga a instalarse en Ecuador, el cual cuenta con un monto de inversión de \$700.000 para las recargas de taxis o buses eléctricos [52], equivalente a \$29.166,67 por cada electrolinería; por lo que se define una inversión de inicial de \$29.000.
- Valores promedios de la energía por cada Subestación S/E 01, 02, 03, 04, 05, 07 y 08 (ver Tabla 3.5). Y la potencia del cargador P_c de 83,4 kW mencionado en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Características de buses BE

Marca	Modelo	Capacidad kWh	Recarga máxima h	Potencia kW
BYD	K9G	324	5	64,8
BYD	K11A	438	3	146
Yutong	ZK6118BEVG	350,07	-	-
Zhongtong	ZT LC 612 EV G5	324,4	6 (lenta)	54,1
Golden Dragon	XML6125CLE	311	4.5	69,1
Solaris	Urbino 12	240	-	-
Promedio		331,245	4,625	83,4

$$\text{potCargadorKw} = P_c = \frac{64,8 + 146 + 54,1 + 69,1}{4} = 83,4 \text{ kW}$$

P2. Estaciones mínimas en función del total de distancias de viajes. Para ello, se inicia la búsqueda de la estación de carga de BE por sector. Luego, se determinan las cargas diarias C_d bajo la Ecuación 3.1 y Tabla 3.10, donde:

- h representa las 12 horas operativas de los buses, expresado en minutos se multiplica por sesenta.
- Distancia d y frecuencia F de cada línea de bus expresada en kilómetros y minutos; respectivamente (ver Tabla 3.2).

$$\text{cargasBase} = C_d = \frac{60h \times d \times F_{BE}}{R_{BE} \times F} \quad (3.1)$$

Tabla 3.10. Cargas diarias por líneas y alimentadores de buses

Rutas	$C_d(\text{mín})$	$C_d(\text{máx})$	$C_d(\text{prom.})$	Rutas	$C_d(\text{mín})$	$C_d(\text{máx})$	$C_d(\text{prom.})$
2	8	8	8	20	11	11	11
3	10	11	11	22	6	7	7
5	7	8	8	24	8	8	8
6	3	4	4	25	9	9	9
7	12	12	12	26	12	13	13
8	8	8	8	27	6	7	7
10	13	13	13	28	10	10	10
12	11	12	12	29	9	9	9
13	10	11	11	23	1	2	2
14	8	8	8	102	3	3	3
15	10	10	10	201	7	8	8
16	13	14	14	203	2	3	3
17	9	10	10	T. Norte	16	16	16
18	10	10	10	T. Sur	12	13	13
19	7	8	8	Total	251	266	259

$$(\text{Línea 2}) \rightarrow C_d = \frac{60 \times 12 \times 29,4 \times 0,7}{260 \times 7} = 8,1 \approx 8$$

Y se calcula el número mínimo de estaciones $E_{\text{mín}}$ de las cargas diarias C_d al día $C_{\text{día}}$, bajo la expresión de la Ecuación 3.2.

$$\text{minEstaciones} = E_{\text{mín}} = \frac{C_d}{C_{\text{día}}} \quad (3.2)$$

$$E_{\text{mín}} = \frac{C_d}{C_{\text{día}}} = \frac{251 \text{ a } 266}{6} = 42 \text{ a } 44 \text{ estaciones de carga}$$

P3. Realiza el cálculo de feromonas una sola vez "pher1" con distribución uniforme, es decir, cuando se lanza una hormiga por un camino todos van a tener la misma probabilidad de llegar a la estaciones, tal como se indica a continuación:

$$\text{pher1} = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1] \times [63 \ 64 \ 65 \ \dots \ 186]$$

Luego el vector de feromonas se coloca en el mapa, bajo el esquema UTM.

P4. En caso de tener la cantidad de hormigas esperadas se procede al paso P8; caso contrario se crea una hormiga y esta selecciona las estaciones de carga como una distribución de probabilidad en función de la feromona existente.

P5. Se coloca una restricción entre la cantidad máxima de estaciones en cada sector $E_{\text{máx}}$ en base a una porción (10%) de la energía para un día laboral de la subestación S_{elec} , tal como se indica en la Ecuación 3.3 y Tabla 3.11.

$$\text{maxEstaciones} = E_{\text{máx}} = \frac{0,1S_{\text{elec}}}{24P_c} \quad (3.3)$$

Tabla 3.11. Rango de estaciones máximas permitidas por cada subestación

Subestación	S_{elec} kWh	$E_{\text{máx}}$	Subestación	S_{elec} kWh	$E_{\text{máx}}$
S/E 01	95.949,3786	5	S/E 05	526.675,601	26
S/E 02	120.695,878	6	S/E 07	180.923,592	9
S/E 03	288.850,023	14	S/E 08	182.338,926	9
S/E 04	609.625,365	30			

Si no se cumple con la restricción, no se deposita la feromona y se dirige al paso P4.

P6. Se deposita una cantidad de feromona la cual es función inversa del costo anual C expresada en dólares, esta última se determina de cada línea de BE mediante la Ecuación 3.4, donde:

- Como se establece una potencia de carga mayor a los 50 kW, el servicio de carga T_{BE} para el bus BE es \$0,17/kWh (ver Tabla 3.2).
- 60h expresado como las 12 horas en minutos (similar a lo mencionado en el paso P3).
- Capacidad/autonomía promedio $C_A = \frac{331,245}{260} = 1,27$ [kWh/km].
- Un factor ES_T determina como valor cuadrático de las distancias existentes hacia cada punto de carga sobre las estaciones totales, expresado en km.

$$C[\$] = \frac{365 \times T_{\text{BE}} \times ES_T \times 60h \times C_A \times F_{\text{BE}} \times d}{R_{\text{BE}} \times F} \quad (3.4)$$

P7. Por consiguiente, se multiplica los valores de la feromona por el factor de evaporación.

P8. Finalmente, se plantea la pregunta del paso P4 y en caso de ser una respuesta afirmativa se considera como solución factible los nodos de mayor feromona e

indicando el total de estaciones de carga BE, junto con las ubicaciones esperadas, tal como se indica en la Figura 3.18.

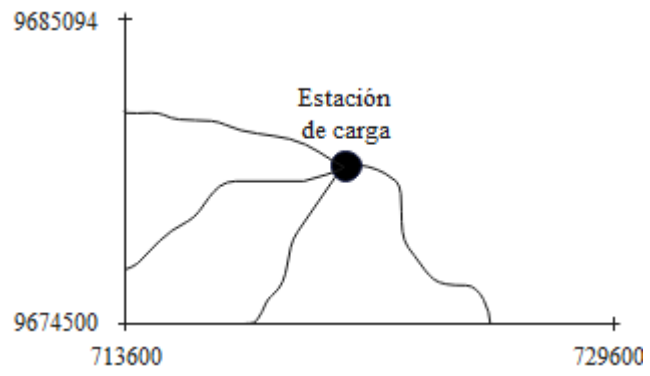


Figura 3.18. Ubicación de una estación de carga

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el cuarto capítulo se exponen todas las pruebas necesarias para evaluar el dimensionamiento técnico y económico de las electrolinerías para los BE.

4.1 Optimización

En la Tabla 4.1 se definen algunos parámetros técnicos como la autonomía promedio, número de cargas al día y potencia promedio de los BE. En cambio, como parámetro económico se propone la inversión inicial mencionados en el paso 1 del apartado 3.5, cuyo fin es determinar el costo anual de las estaciones de carga totales.

Tabla 4.1. Factores iniciales base para el modelo de optimización

Parámetros	Valor	Medida
Autonomía BE	260	km
Número de cargas por bus en 24 horas (1 día completo)	6	cargas
Potencia del cargador	83,4	kW
Inversión	29.000	USD

4.1.1 Costo óptimo

Con una gran cantidad de hormigas se define el costo óptimo para las estaciones de carga de BE. A continuación, se describen las siguientes pruebas:

Prueba 1. Se colocan 500 hormigas, de las cuales 334 (66,8%) se dirigen hacia las 44 estaciones de carga totales mencionadas en el Anexo 4. Posteriormente, se observa en la Tabla 4.2 que el costo anual de las últimas 10 hormigas, de las cuales se determinan costos máximo y mínimo de \$292.482,48 y \$234.209,81 respectivamente. Debido a que presenta una diferencia monetaria de \$58.272,57 el costo no es óptimo, el error llega al 24,88 %.

Tabla 4.2. Costo basado en el uso de 500 hormigas

Hormiga	Costo \$	Restricción Estación	Hormiga	Costo \$	Restricción Estación
490	292.767,33	Falso	495	276.184,87	Verdadero
491	237.638,76	Falso	496	235.956,41	Verdadero
492	235.845,21	Verdadero	497	234.209,91	Verdadero
493	244.686,25	Falso	498	250.138,98	Falso
494	235.484,71	Verdadero	499	292.482,48	Verdadero

$$\text{Error \%} = \frac{(\$292.482,48 - \$234.209,81) * 100}{\$234.209,81} = 24,88\%$$

El total de las estaciones se refleja en función de la cantidad de feromonas que emiten las hormigas, tal como se presenta en la Figura 4.1.a).

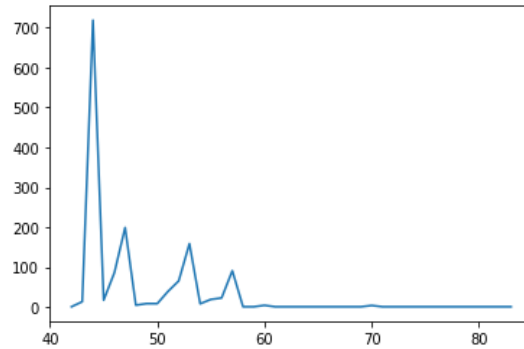


Figura 4.1. Feromonas en electrolineras totales con 500 hormigas

Mientras que la ubicación para una estación se muestra en coordenadas UTM en latitud y longitud, vistos en la Figuras 4.2.a) y 4.2.b); respectivamente

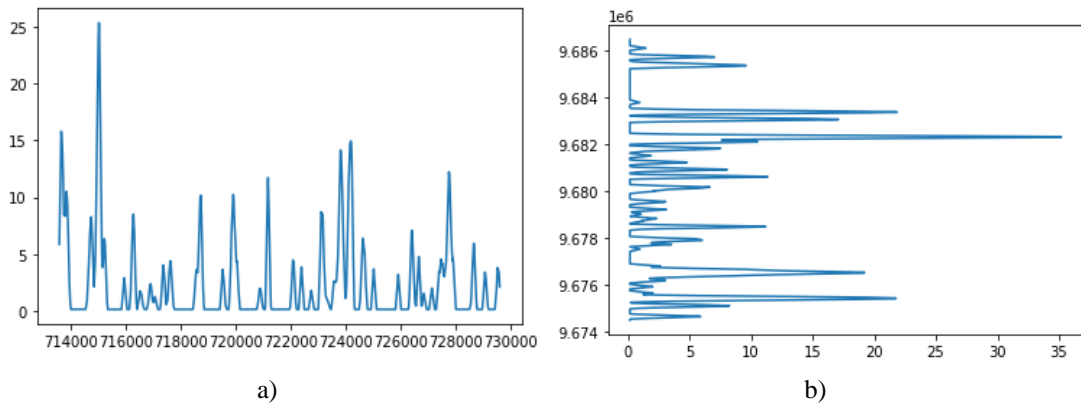


Figura 4.2. Ubicación a) latitud y b) longitud de una estación con 500 hormigas

A través de la Figura 4.3 se observan las estaciones de carga, se demuestra que algunas de ellas no están cerca del recorrido de las rutas de los buses.

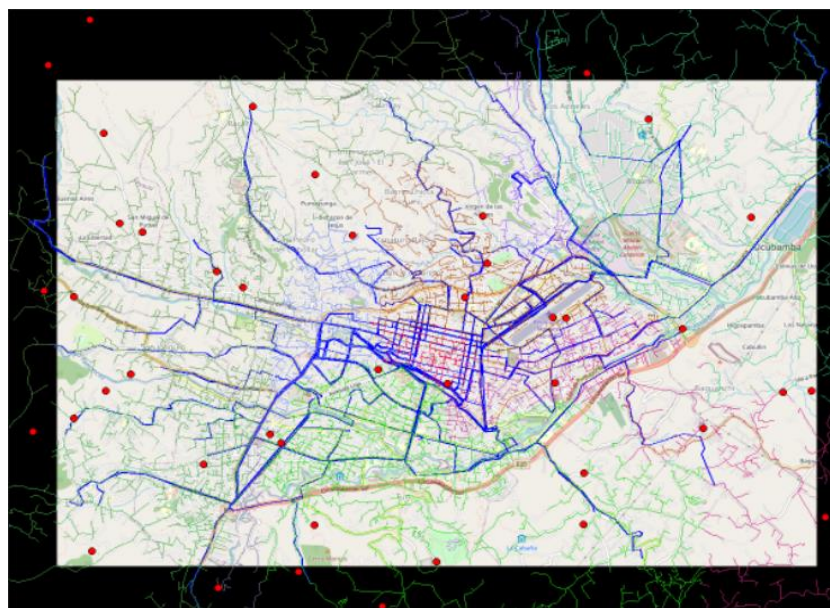


Figura 4.3. Estaciones de carga con 500 hormigas

Prueba 2. Se colocan 1000 hormigas, de las cuales 772 (77,2%) se dirigen hacia las 42 estaciones de carga totales mencionadas en el Anexo 4. Posteriormente, se observa en la Tabla 4.3 que el costo anual de las últimas 10 hormigas, de las cuales se determinan costos máximo y mínimo de \$276.137,84 y \$229.690,51 respectivamente. La diferencia monetaria es de \$46.447,33 y el error asociado a ello es del 20,22%.

Tabla 4.3. Costo basado en el uso de 1000 hormigas

Hormiga	Costo \$	Restricción	Hormiga	Costo \$	Restricción
990	235.691,01	Verdadero	995	239.525,87	Verdadero
991	230.667,52	Verdadero	996	229.690,51	Verdadero
992	276.137,84	Verdadero	997	247.212,34	Falso
993	253.528,30	Verdadero	998	229.762,17	Verdadero
994	271.469,12	Falso	999	234.772,84	Verdadero

$$\text{Error \%} = \frac{(\$276.137,84 - \$229.690,51) * 100}{\$229.690,51} = 20,22\%$$

El total de las estaciones se refleja en función de la cantidad de feromonas que emiten las hormigas, tal como se presenta en la Figura 4.4.

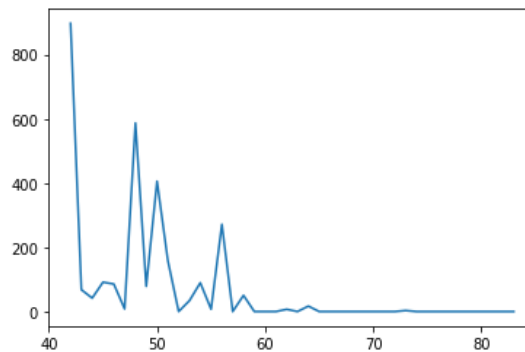


Figura 4.4. Feromonas en electroconductores totales con 1000 hormigas

En cambio, en las Figuras 4.5.a) y b) se indican la ubicación para una estación de carga en coordenadas UTM en latitud y longitud; respectivamente.

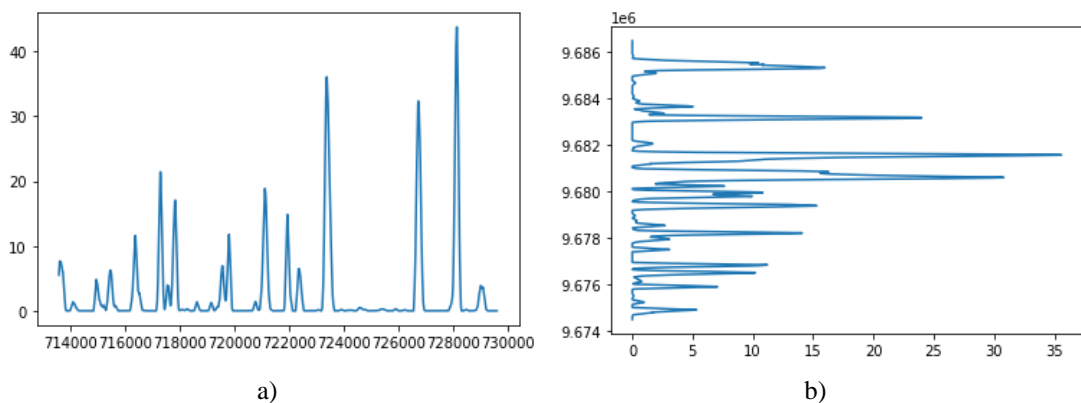


Figura 4.5. Ubicación a) latitud y b) longitud de una estación con 1000 hormigas

A través de la Figura 4.6 se observan las estaciones de carga, sin embargo, se demuestra que algunas de ellas no están cerca del recorrido de las rutas de los buses.

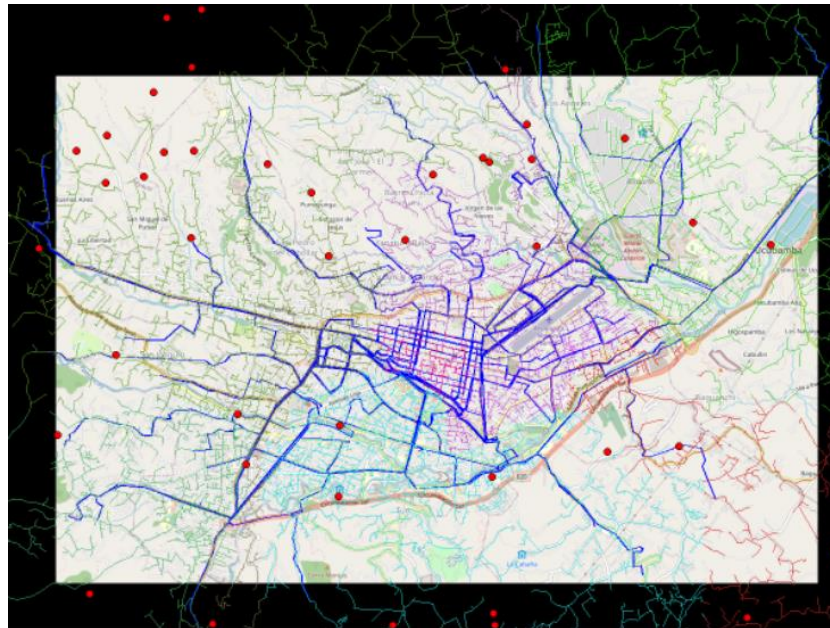


Figura 4.6. Estaciones de carga con 1000 hormigas

Prueba 3. Se colocan 5000 hormigas, de las cuales 4398 (88,0%) se dirigen hacia las 45 estaciones de carga totales mencionadas en el Anexo 4. Posteriormente, se observa en la Tabla 4.4 que el costo anual de las últimas 10 hormigas, de las cuales se determinan costos máximo y mínimo de \$240.389,61 y \$229.656,97; respectivamente, de las hormigas que llegan a las estaciones. Presenta una diferencia monetaria de \$10.732,64 por lo que se puede representar como un costo cercano al óptimo ya que muestra un error bajo (4,67%).

Tabla 4.4. Costo basado en el uso de 5000 hormigas

Hormiga	Costo \$	Restricción Estación	Hormiga	Costo \$	Restricción Estación
4990	233.032,62	Verdadero	4995	236.980,92	Verdadero
4991	240.389,61	Verdadero	4996	236.646,65	Verdadero
4992	234.369,32	Verdadero	4997	232.838,53	Verdadero
4993	236.539,97	Verdadero	4998	233.457,98	Verdadero
4994	237.402,70	Verdadero	4999	229.656,97	Falso

$$\text{Error \%} = \frac{(\$240.389,61 - \$229.656,97) * 100}{\$229.656,97} = 4,67\%$$

El total de las estaciones se refleja en función de la cantidad de feromonas que emiten las hormigas, tal como se presenta en la Figura 4.7.

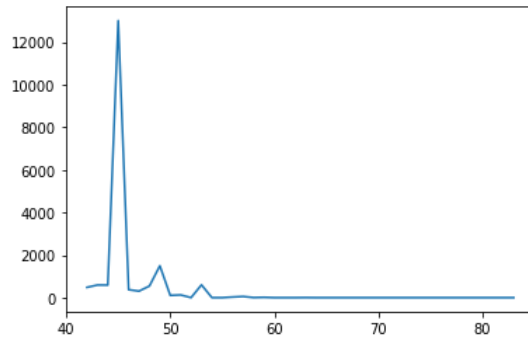


Figura 4.7. Feromonas en electrolineras totales con 5000 hormigas

En cambio, en las Figuras 4.8.a) y b) se indican la ubicación para una estación de carga en coordenadas UTM en latitud y longitud; respectivamente.

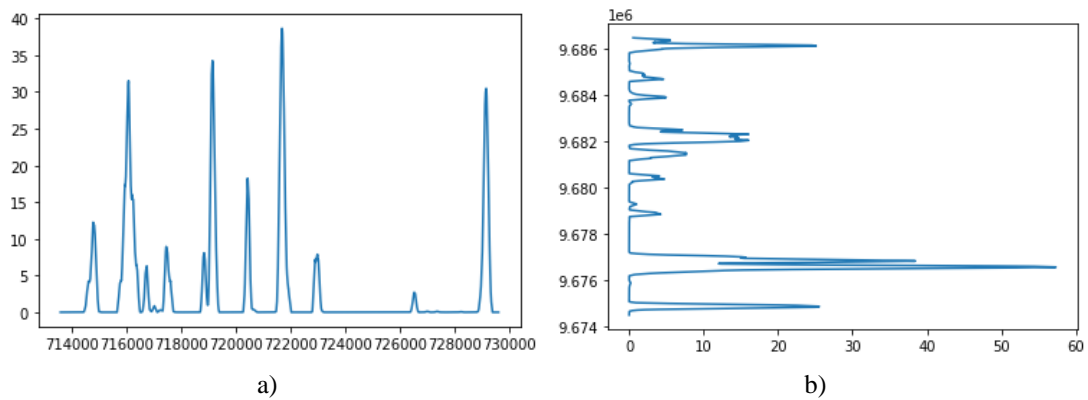


Figura 4.8. Ubicación a) latitud y b) longitud de una estación con 5000 hormigas

A través de la Figura 4.9 se observan las 45 estaciones de carga designadas ante el uso de 5000 hormigas bajo el método de optimización, cuyas coordenadas UTM se muestran en el Anexo 5.

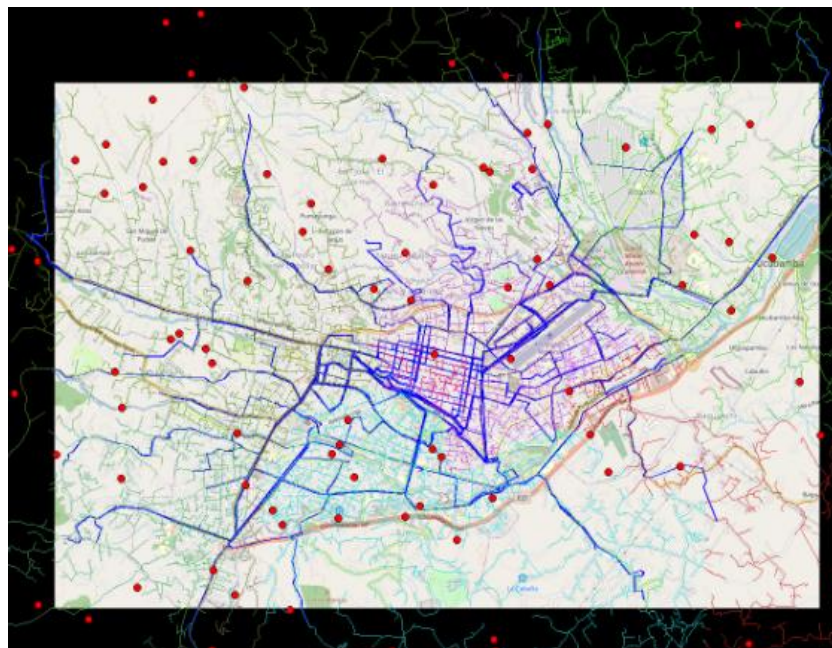


Figura 4.9. Estaciones de carga con 5000 hormigas

4.1.2 Cuadro comparativo de la optimización colonia de hormigas

Mediante las pruebas realizadas se destaca que, ante un incremento de 5000 hormigas, la diferencia de costos va disminuyendo hasta los \$10.732,64 con un error del 4,67%. Esto representa un diseño viable ya que con las demás pruebas realizadas se obtuvo un error mayor al 20% como lo que se planteó en la prueba 1, donde el costo no se mantiene estable y obtiene una diferencia de \$58.272,57.

Tabla 4.5. Costos bajo el esquema del método de optimización

Características	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3
Hormigas	700	1000	5000
Hormigas que llegan a cada estación	334	772	4398
% Hormigas que escogen el camino correcto	66,8	77,2	88,0
Cantidad de feromonas en el punto máximo	> 400	> 800	> 12.000
Estaciones de carga totales	44	42	45
\$ Costo máximo	292.482,48	276.137,84	240.389,61
\$ Costo mínimo	234.209,91	229.690,51	229.656,97
\$ Costo promedio	263.346,20	252.914,18	235.023,29
\$ Costo (diferencia entre las últimas 10 hormigas que acertaron en el camino)	58.272,57	46.447,33	10.732,64
Error %	24,88	20,22	4,67
Aceptación de diseño	NO	NO	SÍ

4.1.3 Demanda de energía eléctrica

Por medio de la Tabla 4.6 se detalla la demanda de energía S_{elec} que existe en base al presente diseño por cada subestación eléctrica en un día completo (24 horas) cuando la potencia de carga es 83,4 kW. Además, se observa que en S/E 02 no posee ningún centro de carga, mientras que en la subestación S/E 05 presenta 20 estaciones de carga optimizadas $E_{m\acute{a}x}$; esta diferencia de unidades se debe a que la zona de cobertura S/E 05 es mayor que S/E 02, tal como se muestra en el Anexo 3.

$$S_{elec} = 24P_c E_{m\acute{a}x} = (24h)(83,4kW)(2) = 4.003,20 \text{ kWh}$$

Tabla 4.6. Demanda de energía BE

Subestación	$E_{m\acute{a}x}$	S_{elec} kWh	Subestación	$E_{m\acute{a}x}$	S_{elec} kWh
S/E 01	2	4.003,20	S/E 05	20	40.032,00
S/E 02	0	0,00	S/E 07	5	10.008,00
S/E 03	5	10.008,00	S/E 08	4	8.006,40
S/E 04	9	18.014,40			

Por consiguiente, se determina la demanda total por día (ver Tabla 4.7) cuando se integra las estaciones de carga a la red de distribución eléctrica, se observa que la demanda máxima calculada ocurre en S/E 05 ya que presenta un 8% adicional a la consumo de energía eléctrica sin el uso de BE.

$$S_{elec}(\text{total}) = 95.949,3786 + 4.003,20 = 99.952,5786 \text{ kWh}$$

$$\text{Relación F} = \frac{99.952,5786 \text{ kWh}}{95.949,3786 \text{ kWh}} = 1,04 \rightarrow +4\%$$

Tabla 4.7. Demanda total por día de energía eléctrica sin/con BE

Subestación	Energía eléctrica total de un día		Relación F	($\leq 10\%$ diseño)
	Sin BE (kWh)	Con BE (kWh)	Con/Sin BE	
S/E 01	95.949,3786	99.952,5786	1,04 < 1,10	Aceptable
S/E 02	120.695,878	120.695,878	1,00 < 1,10	Aceptable
S/E 03	288.850,023	298.858,023	1,03 < 1,10	Aceptable
S/E 04	609.625,365	627.639,765	1,03 < 1,10	Aceptable
S/E 05	526.675,601	566.707,601	1,08 < 1,10	Aceptable
S/E 07	180.923,592	190.931,592	1,06 < 1,10	Aceptable
S/E 08	182.338,926	190.345,326	1,04 < 1,10	Aceptable

Por último, se determina que el resto de las demandas de energía eléctrica no superan el 10% del valor adicional propuesto en la fase de diseño.

4.1.4 Capacidad con BE en la subestación eléctrica

Teniendo en cuenta la potencia $P_c = 83,4$ kW y las estaciones de carga (ver Tabla 4.6) en cada subestación se determina la potencia activa. Por consiguiente, se establecen las potencias activas y aparentes sin/con el uso de BE, visto en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. Potencias sin/con BE en las subestaciones S/E

Subestación	Potencias (sin BE)		Potencias (BE)		Potencias (con BE)	
	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA
S/E 01	5,752	5,772	0,167	0,181	5,919	5,954
S/E 02	6,815	6,875	0,000	0,000	6,815	6,875
S/E 03	17,524	17,772	0,417	0,453	17,941	18,225
S/E 04	29,323	29,833	0,751	0,816	30,074	30,649
S/E 05	31,359	31,967	1,668	1,813	33,027	33,780
S/E 07	10,806	10,989	0,417	0,453	11,223	11,442
S/E 08	11,733	11,793	0,334	0,363	12,067	12,156

Se toma un factor de potencia mínimo de 0,92 empleando la Resolución Nro. 074/17 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables [53] para el cálculo de la potencia aparente cuando se utiliza las estaciones de carga. Por último, se determinan que las capacidades con relación a los valores nominales de las subestaciones no varían de manera significativa cuando se agregan las estaciones de carga, tal como se indica en la Tabla 4.9, por ejemplo, en la S/E 05 existe una variación entre el 49,9% al 52,8% de los 64 MVA.

Tabla 4.9. Capacidades sin/con BE en las subestaciones S/E

Subestación	Capacidad (sin BE)			Capacidad (con BE)		
	Demanda máxima (MVA)	Potencia nominal (MVA)	% de capacidad	Demanda máxima (MVA)	Potencia nominal (MVA)	% de capacidad
S/E 01	5,772	19,00	30,4	5,954	19,00	31,3
S/E 02	6,875	19,00	36,2	6,875	19,00	36,2
S/E 03	17,772	64,00	27,8	18,225	64,00	28,5
S/E 04	29,833	64,00	46,6	30,649	64,00	47,9
S/E 05	31,967	64,00	49,9	33,780	64,00	52,8
S/E 07	10,989	25,00	44,0	11,442	25,00	45,8
S/E 08	11,793	32,00	36,9	12,156	32,00	38,0

4.2 Consumo de combustible

Cada agencia de transporte urbano dispone de varias rutas dentro de la ciudad de Cuenca, tal como se indican en la Tabla 3.10 y Anexo 6, junto con los horarios de atención y el número de vueltas diarias por autobús.

Tabla 4.10. Rutas diarias de transporte urbano en Cuenca

Agencias de transporte	Rutas	Horario de Atención		Vueltas	Total km
		Inicio	Fin		
Bañosa S.A.	Línea 2	6:14:00	18:30:00	7	215,82
Cuencana S.A.	Línea 3	5:58:00	19:45:00	6	209,23
Lancomtri S.A.	Línea 5	6:02:00	21:15:00	9	232,33
Urba 10 S.A.	Línea 6	6:25:00	19:40:00	9	192,11
Uncometro S.A.	Línea 7	5:45:00	20:45:00	7	283,50
Cuencana S.A.	Línea 8	6:00:00	21:50:00	8	259,17
Uncometro S.A.	Línea 10	5:42:00	19:00:00	5	177,00
Ricaurtesa S.A.	Línea 12	5:40:00	21:45:00	7	240,63
Comtranutome S.A.	Línea 13	6:05:00	21:40:00	8	345,57
Cuencana S.A.	Línea 14	6:28:00	20:55:00	9	221,01
Comtranutome S.A.	Línea 15	6:00:00	19:00:00	7	209,60
Lancomtri S.A.	Línea 16	5:54:00	21:15:00	6	275,51
Urba 10 S.A.	Línea 17	7:38:00	19:32:00	5	142,76
Urba 10 S.A.	Línea 18	6:06:00	19:33:00	7	274,36
Comtranutome S.A.	Línea 19	6:00:00	19:01:00	8	207,30
Lancomtri S.A.	Línea 20	5:45:00	20:10:00	9	326,61
Comtranutome S.A.	Línea 22	6:50:00	19:36:00	7	181,59
Cuencana S.A.	Línea 24	6:00:00	22:00:00	7	248,47
Bañosa S.A.	Línea 25	6:05:00	19:00:00	6	209,24
Uncometro S.A.	Línea 26	6:25:00	20:15:00	7	267,75
Bañosa S.A.	Línea 27	5:39:00	19:40:00	5	181,13
Comtranutome S.A.	Línea 28	5:45:00	20:09:00	6	220,29
Comtranutome S.A.	Línea 29	5:45:00	20:06:00	10	279,49
Comtranutome S.A.	Línea 23	6:05:00	19:00:00	9	81,34
Cuencana S.A.	Alimentador 102	6:00:00	20:56:00	7	85,45
Cuencana S.A.	Alimentador 201	6:00:00	20:56:00	7	137,09
SIT	Alimentador 203	6:05:00	21:40:00	7	63,99
SIT	Troncal Norte	5:30:00	22:02:00	8	193,15
SIT	Troncal Sur	5:30:00	22:02:00	8	203,87
Promedio				7,20	212,60

4.2.1 Autobús con diésel

Las agencias de transporte público mencionadas poseen autobuses de las marcas International, Agrale, Chevrolet, Hino, Mercedes Benz y Volkswagen [54]. Además, el agencia Ricaurte S.A. y Comtranutome S.A. forman parte del plan de modernización

de buses EURO III [55]. A continuación, se establecen algunos parámetros para determinar el costo diario de un bus por cada ruta designada en la Tabla 4.11:

- Se designa un autobús de la marca Chevrolet y modelo MT134S, el cual dispone de un tanque de combustible para 200 litros [56], equivalente a 52,834 galones.
- Se considera un consumo máximo del 70% (36,984 galones), en caso de superar el valor de combustible mencionado, el autobús procede con la carga en la estación de servicio.
- A partir del 28 de junio de 2022, el precio del diésel es de 1,80 USD/galón [57].
- Por último, se establece que los buses ecológicos consumen 0,17 galones/km (ver Anexo 7).

Como ejemplo de cálculo se considera un bus de la línea 2, las Tablas 4.10 y 4.11.

$$\text{Consumo} = 0,17 \frac{\text{galones}}{\text{km}} \times 215,82 \text{ km} = 36,690 \text{ galones}$$

$$\text{Costo} = \text{Precio Diésel} \times \text{Consumo} \times \# \text{ cargas}$$

$$\text{Costo} = 1,80 \frac{\$}{\text{galones}} \times 36,690 \text{ galones} \times 1 = \$ \mathbf{66,04}$$

Tabla 4.11. Costo diario de autobús con diésel

Rutas	Consumo	# Cargas	Costo	Rutas	Consumo	# Cargas	Costo
	Galones				Galones		
Línea 2	36,690	1,0	\$ 66,04	Línea 20	55,523	2,0	\$ 199,88
Línea 3	35,570	1,0	\$ 64,03	Línea 22	30,871	1,0	\$ 55,57
Línea 5	39,495	1,0	\$ 71,09	Línea 24	42,239	1,0	\$ 76,03
Línea 6	32,659	1,0	\$ 58,79	Línea 25	35,570	1,0	\$ 64,03
Línea 7	48,195	1,0	\$ 86,75	Línea 26	45,517	1,0	\$ 81,93
Línea 8	44,059	1,0	\$ 79,31	Línea 27	30,792	1,0	\$ 55,42
Línea 10	30,090	1,0	\$ 54,16	Línea 28	37,450	1,0	\$ 67,41
Línea 12	40,906	1,0	\$ 73,63	Línea 29	47,513	1,0	\$ 85,52
Línea 13	58,747	2,0	\$ 211,49	Línea 23	13,828	1,0	\$ 24,89
Línea 14	37,572	1,0	\$ 67,63	Alim. 102	14,526	1,0	\$ 26,15
Línea 15	35,633	1,0	\$ 64,14	Alim. 201	23,305	1,0	\$ 41,95
Línea 16	46,836	1,0	\$ 84,31	Alim. 203	10,878	1,0	\$ 19,58
Línea 17	24,270	1,0	\$ 43,69	Tronc. Norte	32,836	1,0	\$ 59,10
Línea 18	46,642	1,0	\$ 83,95	Tronc. Sur	34,657	1,0	\$ 62,38
Línea 19	35,241	1,0	\$ 63,43	Promedio	36,142	1,0	\$ 72,15

4.2.2 BE con energía eléctrica

A continuación, se determinan algunos parámetros para determinar el costo (ver Tabla 4.12) por kilovatio hora consumido en la recarga BE:

- Se toma como referencia la autonomía promedio de los 260 km y un consumo máximo del 70% (182 km).
- Se considera la potencia promedio del cargador 83,4 kW y un tiempo de 4 horas en la recarga, por lo que se obtiene un consumo de 333,60 kWh.
- Por último, se establece el precio de 0,1751 USD/kWh [45].

Como ejemplo de cálculo se considera un bus de la línea 2 y la Tabla 4.10.

$$\text{Recarga} = \frac{215,82 \text{ km}}{182 \text{ km}} = 1,19 \approx 1,0$$

$$\text{Costo} = \text{Precio kWh} \times \text{Recarga} \times \text{Consumo}$$

$$\text{Costo} = 0,1751 \frac{\$}{\text{kWh}} \times 1,0 \times 336,60 \text{ kWh} = \$ 58,41$$

Tabla 4.12. Costo diario BE

Rutas	km	Carga	Costo	Rutas	km	Carga	Costo
Línea 2	215,82	1,0	\$ 58,41	Línea 20	326,61	2,0	\$ 116,83
Línea 3	209,23	1,0	\$ 58,41	Línea 22	181,59	1,0	\$ 58,41
Línea 5	232,33	1,0	\$ 58,41	Línea 24	248,47	1,0	\$ 58,41
Línea 6	192,11	1,0	\$ 58,41	Línea 25	209,24	1,0	\$ 58,41
Línea 7	283,50	2,0	\$ 116,83	Línea 26	267,75	1,0	\$ 58,41
Línea 8	259,17	1,0	\$ 58,41	Línea 27	181,13	1,0	\$ 58,41
Línea 10	177,00	1,0	\$ 58,41	Línea 28	220,29	1,0	\$ 58,41
Línea 12	240,63	1,0	\$ 58,41	Línea 29	279,49	2,0	\$ 116,83
Línea 13	345,57	2,0	\$ 116,83	Línea 23	81,34	1,0	\$ 58,41
Línea 14	221,01	1,0	\$ 58,41	Alim. 102	85,45	1,0	\$ 58,41
Línea 15	209,60	1,0	\$ 58,41	Alim. 201	137,09	1,0	\$ 58,41
Línea 16	275,51	2,0	\$ 116,83	Alim. 203	63,99	1,0	\$ 58,41
Línea 17	142,76	1,0	\$ 58,41	Tronc. Norte	193,15	1,0	\$ 58,41
Línea 18	274,36	2,0	\$ 116,83	Tronc. Sur	203,87	1,0	\$ 58,41
Línea 19	207,30	1,0	\$ 58,41	Promedio	212,60	1,0	\$ 70,50

4.2.3 Cuadro comparativo de consumo

De las Tablas 4.11 y 4.12 se toman como referencia un kilometraje máximo recorrido del 70 % para los automotores mencionados anteriormente, obteniendo un ahorro BE de \$94,66 cuando se trata de recorrer grandes distancias como la línea 13 con respecto al uso de un automotor diesel. Sin embargo, existen excepciones como el alimentador 203 donde sale más rentable usar un automotor diesel ya que presenta un saldo a favor de \$16,46.

Tabla 4.13. Costo en el consumo de combustible y energía eléctrica

Rutas	Bus \$	BE \$	Ahorro \$	Rutas	Bus \$	BE \$	Ahorro \$
Línea 2	66,04	58,41	-7,63	Línea 20	199,88	116,83	-83,06
Línea 3	64,03	58,41	-5,61	Línea 22	55,57	58,41	2,85
Línea 5	71,09	58,41	-12,68	Línea 24	76,03	58,41	-17,62
Línea 6	58,79	58,41	-0,37	Línea 25	64,03	58,41	-5,61
Línea 7	86,75	116,83	30,08	Línea 26	81,93	58,41	-23,52
Línea 8	79,31	58,41	-20,89	Línea 27	55,42	58,41	2,99
Línea 10	54,16	58,41	4,25	Línea 28	67,41	58,41	-9,00
Línea 12	73,63	58,41	-15,22	Línea 29	85,52	116,83	31,30
Línea 13	211,49	116,83	-94,66	Línea 23	24,89	58,41	33,52
Línea 14	67,63	58,41	-9,22	Alim. 102	26,15	58,41	32,27
Línea 15	64,14	58,41	-5,73	Alim. 201	41,95	58,41	16,46
Línea 16	84,31	116,83	32,52	Alim. 203	19,58	58,41	38,83
Línea 17	43,69	58,41	14,73	Tronc. Norte	59,10	58,41	-0,69
Línea 18	83,95	116,83	32,87	Tronc. Sur	62,38	58,41	-3,97
Línea 19	63,43	58,41	-5,02				

Nota: la presente Tabla puede estar sujeta a variaciones con el kilometraje máximo recorrido ya que las rutas presentan distancias variables.

4.2.4 Ganancias cuantitativas por BE

Tomando como puntos de partida los pliegos tarifarios USD/kWh de las estaciones de carga, se consideran los siguientes precios por parte del distribuidor (comercializador de la energía) y cliente (agencia de transporte):

- Se estima un horario de atención por parte de las Agencias de transporte público en Cuenca mencionadas entre las 6:02:48 hasta las 20:22:41; por lo que a través del pliego tarifario de la Tabla 3.1, se considera una hora diferenciada de 22:00 a 8:00 (lunes a domingo) cuyo valor es 0,043 USD/kWh, como ejemplo demostrativo.
- La potencia del cargador es 83,4 kW cuyo valor supera los 50 kW, por tanto, la tarifa del servicio de carga es de 0,1751 USD/kWh.

Además, se obtiene un consumo de 333,60 kWh (83,4 kW y un tiempo de 4 horas en la recarga); dicho valor se multiplica por el número necesario de cargas diarias indicadas en la Tabla 4.14. A manera de ejemplo, se realiza el cálculo con la línea 2, de la siguiente manera:

$$\text{Línea 2} \rightarrow \text{Consumo diario} = 333,60 \text{ kWh} \times 1 = 333,60 \text{ kWh}$$

Por parte del cliente, el precio en la venta de energía eléctrica es de 0,1751 USD/kWh.

$$\text{Línea 2} \rightarrow \text{Costo} = 0,1751 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \times 333,60 \text{ kWh} = 58,41 \text{ USD}$$

Por parte del distribuidor, el precio en la compra de energía eléctrica es de 0,043 USD/kWh.

$$\text{Línea 2} \rightarrow \text{Costo} = 0,043 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \times 333,60 \text{ kWh} = 14,34 \text{ USD}$$

La ganancia del distribuidor es la resultante entre la venta y compra de energía eléctrica, visto en la Tabla 4.14.

$$\text{Línea 2} \rightarrow \text{Ganancia} = 58,41 \text{ USD} - 14,34 \text{ USD} = 44,07 \text{ USD}$$

Tabla 4.14. Ganancias obtenidas del distribuidor de las rutas designadas

Ruta	kWh	Recarga	Cliente	Distribuidor	Ganancia
Línea 2	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 3	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 5	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 6	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 7	667,2	2,0	\$ 116,83	\$ 28,69	\$ 88,14
Línea 8	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 10	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 12	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 13	667,2	2,0	\$ 116,83	\$ 28,69	\$ 88,14
Línea 14	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 15	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 16	667,2	2,0	\$ 116,83	\$ 28,69	\$ 88,14
Línea 17	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 18	667,2	2,0	\$ 116,83	\$ 28,69	\$ 88,14
Línea 19	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 20	667,2	2,0	\$ 116,83	\$ 28,69	\$ 88,14
Línea 22	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 24	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 25	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 26	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 27	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 28	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Línea 29	667,2	2,0	\$ 116,83	\$ 28,69	\$ 88,14
Línea 23	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Alim. 102	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Alim. 201	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Alim. 203	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Troncal Norte	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07
Troncal Sur	333,6	1,0	\$ 58,41	\$ 14,34	\$ 44,07

Nota: se toma como referencia un bus por ruta de transporte de la Tabla 3.4.

Finalmente, se clasifica por agencia las ganancias del distribuidor por cada agencia de transporte (ver Tabla 4.15).

Tabla 4.15. Ganancias de la agencia de transporte

Agencias de transporte	Bus/línea	Ganancias		
		Diaria	Mensual	Semestral
Bañosa S.A.	3	\$ 132,21	\$ 3.966,17	\$ 23.797,02
Cuencana S.A.	6	\$ 264,41	\$ 7.932,34	\$ 47.594,04
Lancomtri S.A.	3	\$ 220,34	\$ 6.610,28	\$ 39.661,70
Urba 10 S.A.	3	\$ 176,27	\$ 5.288,23	\$ 31.729,36
Uncometro S.A.	3	\$ 176,27	\$ 5.288,23	\$ 31.729,36
Ricaurtesa S.A.	1	\$ 44,07	\$ 1.322,06	\$ 7.932,34
Comtranutome S.A.	7	\$ 396,62	\$ 11.898,51	\$ 71.391,07
SIT	3	\$ 132,21	\$ 3.966,17	\$ 23.797,02
Total	29	\$ 1.542,40	\$ 46.271,99	\$ 277.631,93

Nota: se toma como referencia un bus por ruta de transporte de la Tabla 3.4.

4.3 Viabilidad Económica

La viabilidad económica se basa en verificar si un proyecto es factible o no. Ante ello, se establecen los montos de inversión, ingresos y egresos. Se toma como referencia una inversión de \$1.305.000,00 para las 45 estaciones de carga.

4.3.1 Ingresos y egresos

En Cuenca, con el fin de garantizar un mejoramiento de la calidad de los servicios de transporte público se fija como tarifa en las zonas urbanas por un valor de \$0,30 [58]. Los ingresos (ver Tabla 4.16) son tomados de las personas que pagan diariamente cuando transitan la ciudad de Cuenca a través del transporte público. Como ejemplo de cálculo, se proponen 2 tarifas para demostrar cuando un proyecto es viable o no.

Tabla 4.16. Ingresos anuales

Descripción	Tarifa: \$0,12		Tarifa: \$0,30	
Líneas de transporte (Tabla 3.2)		29		
Personas en bus (diario)	87.000	87.500	87.000	87.500
Ingresos diarios	\$10.440,00	\$10.500,00	\$26.100,00	\$26.250,00
Ingresos mensuales	\$ 313.200,00	\$315.000,00	\$ 783.000,00	\$787.500,00

Para determinar los egresos mensuales (ver Tabla 4.17) se establecen algunos parámetros como los costos de los viajes y carga de BE, dando como resultado el costo anual promedio \$ 235.023,29 del diseño propuesto (ver Tabla 4.5), la operación y mantenimiento de las estaciones como un valor proporcional a 0.045 veces el costo anual.

Tabla 4.17. Egresos mensuales

Descripción	Valor
Costo anual	\$235.023,29
Costo mensual	\$19.585,27
Operación y mantenimiento anual (4,5% del costo anual)	\$10.576,05
Operación y mantenimiento mensual	\$881,34
Egresos mensuales	\$20.466,61

4.3.2 Relación beneficio y costo

Se calcula el flujo efectivo neto en un periodo de 6 meses bajo una tasa de descuento del 12%, tal como se presenta en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18. Flujo efectivo neto

Meses	Flujo Efectivo Neto 1	Flujo Efectivo Neto 2
0	\$ -1.305.000,00	\$ -1.305.000,00
1	\$ 293.343,00	\$ 765.996,00
2	\$ 292.647,00	\$ 764.614,00
3	\$ 293.973,00	\$ 765.154,00
4	\$ 293.296,00	\$ 762.919,00
5	\$ 293.893,00	\$ 762.551,00
6	\$ 293.625,00	\$ 762.923,00

En la Tabla 4.19 se realiza una evaluación para demostrar si el proyecto es o no viable. El proyecto resulta no ser viable si la tarifa del servicio de transporte público es de \$0,12 ya que se tendría una relación Beneficio/Costo menor a la unidad, dicho de otra manera, la tasa interna de retorno TIR es inferior a la tasa de descuento. En cambio, si la tarifa es \$0,30 el proyecto se considera viable ya que la relación Beneficio/Costo es presenta un valor de 2,32 (> 1).

Tabla 4.19. Viabilidad económica

Descripción	Tarifa: \$0,12	Tarifa: \$0,15
VAN Ingresos	\$ 1.290.930,53	\$ 3.226.712,69
VAN Egresos	\$ 84.559,31	\$ 84.559,31
VAN (Egresos e Inversión)	\$ 1.389.559,31	\$ 1.389.559,31
Meses	6	6
Beneficio/Costo	0,92	2,32
VAN	\$ -98.628,78	\$ 1.837.153,37
TIR	9,29 %	54,26 %
Proyecto	No Viable	Viable

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

El diseño de las estaciones de carga para un vehículo liviano y para uno pesado difieren mucho en cuanto a la potencia de carga. Así, por ejemplo, en un vehículo liviano la potencia bajo la normativa RA8-031 no supera los 50 kW y presenta 4 modos de carga (lenta, semi-rápida y rápida). En tanto que, si se trata de un BE la potencia supera los 50 kW por lo que se define dos modos de carga, rápida y ultra rápida, tal como lo establece la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador. Ante ello, se define un algoritmo de optimización basado en la colonia de hormigas para determinar la cantidad de estaciones de carga máxima con la respectiva ubicación en el sistema UTM.

En Cuenca se consideran 7 subestaciones, de las cuales las subestaciones S/E 01 y 02 de 22/6,3 kV son de interior bajo el tipo de construcción; mientras que las S/E 03, 04, 05, 07 y 08 de 69/22 kV son de exterior. Actualmente, las redes MT son subterráneas como el caso de las S/E interiores y aéreas (S/E exteriores). Con relación a la capacidad, las S/E de interior presentan una capacidad de 19 MVA, en cambio las S/E de exterior 03, 04 y 05 manejan una capacidad de 64 MVA, las S/E 06 y S/E 07 muestran una capacidad 25 y 32 MVA, respectivamente.

La demanda de energía eléctrica en las estaciones de carga depende de la potencia del cargador de las baterías del BE y las horas de recarga. La potencia promedio de la estación de carga del BE se establece con un valor de 83,4 kW, considerando los buses BYD, ZhongTong y Golden Dragon. Mientras que las horas de recarga se determina con un valor promedio de 4 horas, correspondiente a la toma de datos de los buses BYD y Golden Dragon. Por lo tanto, se tiene un consumo de 333,6 kWh por BE cada 4 horas; así mismo, cuando se consideran recargas por varios BE en un día, la estación de carga tiene permitido cargar hasta un máximo de 6 veces.

Se define un costo anual promedio de \$235.023,29 con el método de optimización colonia de hormigas. Previo uso del modelo empleado se toma como referente económico una tarifa de carga BE de \$0,17 por kilovatio hora y otros parámetros tales como las distancias recorridas de cada ruta, horario de atención (12 horas), capacidad de almacenamiento, autonomía, frecuencia de uso, distancia calculada entre las líneas aéreas MT y las estaciones de carga BE. Además, existen restricciones técnicas como que las estaciones de carga máximas no deben superar las permitidas por la zona de cobertura de cada subestación, por ejemplo, en la S/E 05 se prevé un máximo de 26 estaciones de carga y mediante el uso del modelo se tiene 20 unidades y que la

demanda de energía con el uso de BE no supere el 10% diario de la toma de datos medidos en cada S/E, como es el caso de la S/E 05 que tiene como máximo el 8% adicional a la toma de datos (526,68 MWh) del consumo diario.

Con base en los parámetros establecidos en el modelo optimización de costos y aplicando una tarifa del servicio de transporte público de 30 centavos se considera el proyecto viable ante una tasa de descuento del 12% en un periodo de 6 meses; obteniendo una relación beneficio/costo de 2,32. Además, el presente proyecto de desarrollo es viable ante el reemplazo de los buses diésel por BE, ya que posee un ahorro mayor a los \$10 en largas distancias como las líneas de transporte #5, 8, 12, 13, 20, 24 y 26.

Por medio del método de optimización se han utilizado 5000 hormigas con una eficiencia del 88% para definir 45 estaciones de carga, las cuales se ubican en distintas zonas de cobertura de las S/E 01 (2), S/E 02 (0), S/E 03 (5), S/E 04 (9), S/E 05 (20), S/E 07 (5) y S/E 08 (4 unidades). Además, se determina que, con la integración de las estaciones de carga a la red eléctrica, las potencias no superan el 53% del total, por ejemplo, S/E 01 (31,3%), S/E 02 (36,2%), S/E 03 (28,5%), S/E 04 (47,9%), S/E 05 (52,8%), S/E 07 (45,8%) y S/E 08 (38,0%).

GLOSARIO

- Al_2O_3 : óxido de aluminio.
- AT: alta tensión.
- AWG “American wire gauge”: calibre de alambre estadounidense.
- BE: bus eléctrico.
- BT: baja tensión.
- Cd: elemento químico cadmio.
- Cl: elemento químico cloro.
- DC: corriente directa o continua.
- EDC: Empresas Distribuidoras/Comercializadoras.
- EREV: Extended Range Electric Vehicle (vehículo eléctrico de autonomía extendida).
- FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle (vehículo con pila de combustible de hidrógeno).
- GAD: Gobierno Autónomo Descentralizado.
- KOH: sosa cáustica.
- H_2 : elemento químico hidrógeno.
- HEV: Hybrid Electric Vehicle (vehículo híbrido eléctrico no enchufable).
- MCM: calibre mil circular mils.
- MH: metal hidruro.
- Na: elemento químico sodio.
- Ni: elemento químico níquel.
- MT: media tensión.
- PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle (vehículo híbrido enchufable).
- PIL: python imaging library que significa librería de imágenes en Python.
- RDE: red de distribución eléctrica.
- RFID: lector identificador por radio frecuencia.
- S: elemento químico azufre.
- S/E: subestación eléctrica.
- UTM: sistema de coordenadas universal transversal de Mercator.
- VE: vehículo eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. M. Clairand Gómez, “New strategies for the massive introduction of electric vehicles in the operation and planning of Smart Power Systems”, Universitat Politècnica de València, Valencia (Spain), 2018. doi: 10.4995/Thesis/10251/110971.
- [2] Asamblea Nacional, “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica”, Quito, Registro Oficial 418, 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/>
- [3] Asamblea Nacional, “Ley Orgánica de Eficiencia Energética”, Quito, Registro Oficial 449, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/Ley-Eficiencia-Energe%CC%81tica.pdf>
- [4] B. Sovacool, J. Axsen, y W. Kempton, “The Future Promise of Vehicle-to-Grid (V2G) Integration: A Sociotechnical Review and Research Agenda”, 2017. <https://www.annualreviews.org/doi/epdf/10.1146/annurev-environ-030117-020220> (consultado el 8 de julio de 2022).
- [5] J. García-Villalobos, I. Zamora, J. I. San Martín, F. J. Asensio, y V. Aperribay, “Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 717–731, oct. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.040.
- [6] M. Amjad, A. Ahmad, M. Rehmani, y T. Umer, “A review of EVs charging: From the perspective of energy optimization, optimization approaches, and charging techniques”, *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 62, pp. 386–417, jul. 2018, doi: 10.1016/j.trd.2018.03.006.
- [7] K. Clement-Nyns, E. Haesen, y J. Driesen, “The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036481.
- [8] L. Pieltain Fernández, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo, y P. Frías, “Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, núm. 1, pp. 206–213, feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2049133.
- [9] S. Shafiee, M. Fotuhi-Firuzabad, y M. Rastegar, “Investigating the Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Power Distribution

- Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, núm. 3, pp. 1351–1360, sep. 2013, doi: 10.1109/TSG.2013.2251483.
- [10] A. Lucas, F. Bonavitacola, E. Kotsakis, y G. Fulli, “Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging”, *Electric Power Systems Research*, vol. 127, pp. 13–21, oct. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.05.012.
- [11] K. Qian, C. Zhou, y Y. Yuan, “Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 102–112, feb. 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.09.040.
- [12] A. Bin Humayd y K. Bhattacharya, “Distribution system planning to accommodate distributed energy resources and PEVs - ScienceDirect”, *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 1–11, 2017.
- [13] B. Aluisio, A. Conserva, M. Dicorato, G. Forte, y M. Trovato, “Optimal operation planning of V2G-equipped Microgrid in the presence of EV aggregator”, *Electric Power Systems Research*, vol. 152, pp. 295–305, nov. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.07.015.
- [14] Y. Xiang, J. Liu, R. Li, F. Li, C. Gu, y S. Tang, “Economic planning of electric vehicle charging stations considering traffic constraints and load profile templates”, *Applied Energy*, vol. 178, pp. 647–659, sep. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.021.
- [15] J. Dong, C. Liu, y Z. Lin, “Charging infrastructure planning for promoting battery electric vehicles: An activity-based approach using multiday travel data”, *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, vol. 38, pp. 44–55, ene. 2014, doi: 10.1016/j.trc.2013.11.001.
- [16] A. Hajimiragha, C. Canizares, M. Fowler, S. Moazeni, y A. Elkamel, “A Robust Optimization Approach for Planning the Transition to Plug-in Hybrid Electric Vehicles”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, núm. 4, pp. 2264–2274, nov. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2108322.
- [17] K.-P. Wenz, X. Serrano-Guerrero, A. Barragán-Escandón, L. G. González, y J.-M. Clairand, “Route prioritization of urban public transportation from conventional to electric buses: A new methodology and a study of case in an intermediate city of Ecuador”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111215, sep. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111215.
- [18] R. Leou y J. Hung, “Optimal Charging Schedule Planning and Economic Analysis for Electric Bus Charging Stations”, *Energies*, vol. 10, núm. 4, Art. núm. 4, abr. 2017, doi: 10.3390/en10040483.

- [19] Y. Gao, S. Guo, J. Ren, Z. Zhao, A. Ehsan, y Y. Zheng, “An Electric Bus Power Consumption Model and Optimization of Charging Scheduling Concerning Multi-External Factors”, *Energies*, vol. 11, núm. 8, Art. núm. 8, ago. 2018, doi: 10.3390/en11082060.
- [20] Z. Chen, Y. Yin, y Z. Song, “A cost-competitiveness analysis of charging infrastructure for electric bus operations”, *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, vol. 93, pp. 351–366, ago. 2018, doi: 10.1016/j.trc.2018.06.006.
- [21] N. Qin, A. Gusrialdi, R. Paul Brooker, y A. T-Raissi, “Numerical analysis of electric bus fast charging strategies for demand charge reduction”, *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, vol. 94, pp. 386–396, dic. 2016, doi: 10.1016/j.tra.2016.09.014.
- [22] N. Sadeghianpourhamami, N. Refa, M. Strobbe, y C. Davelder, “Quantitative analysis of electric vehicle flexibility: A data-driven approach”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 95, pp. 451–462, feb. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.09.007.
- [23] GAD Cuenca, “Plan de Movilidad | GAD Municipal de Cuenca”, 2015. <https://www.cuenca.gob.ec/content/plan-de-movilidad> (consultado el 8 de julio de 2022).
- [24] J. Yebra Morón, *Sistemas eléctricos de distribución*. Reverte, 2009.
- [25] Ecuatran, “Productos: Transformadores de distribución y transformadores de potencia | Ecuatran”, 2022. <https://www.ecuatran.com/es/transformadores/> (consultado el 23 de julio de 2022).
- [26] ex Meer, “Catálogo Digital Redes de Distribución de Energía Eléctrica”, 2022. <https://www.unidadespropiedad.com/> (consultado el 10 de julio de 2022).
- [27] J. Trashorras Montecelos, *Vehículos eléctricos*. Editorial Paraninfo, 2019.
- [28] A. Rodríguez, “Cuál es la diferencia entre los motores eléctricos DC y AC”, *Siempre Auto*, el 10 de marzo de 2022. <https://siempreauto.com/cual-es-la-diferencia-entre-los-motores-electricos-dc-y-ac/> (consultado el 10 de julio de 2022).
- [29] J. Rovira de Antonio y M. Muñoz Domínguez, *MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA*. Editorial UNED, 2015.
- [30] O. Barrera Doblado y J. Ros Marín, *Vehículos eléctricos e híbridos*. Editorial Paraninfo, 2017.
- [31] Chec S.A., “RA8-031 Instalación de estaciones de carga para vehículos eléctricos”, Medellín, 2019.

- [32] Gobierno Español, “Guía técnica de aplicación ITC-BT-52”, 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.f2i2.net/documentos/IsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_52_nov17R1.pdf
- [33] BYD, “Buses – BYD Eléctrico Ecuador”, 2021. <https://bydelectrico.com/ec/buses/> (consultado el 11 de julio de 2022).
- [34] Yutong, “ZK6118BEVG_Autobús Urbano_YUTONG”, 2022. <https://es.yutong.com/products/ZK6118BEVG-EI-latin-america.shtml> (consultado el 11 de julio de 2022).
- [35] Yutong, “Transporte Carretero - YUTONG”, *Transporte Carretero*, 2018. <https://www.transportecarretero.com.uy/transporte-de-pasajeros/yutong.html> (consultado el 11 de julio de 2022).
- [36] Varus, “VARUS - Buses urbanos eléctricos en Ecuador”, *VARUS*, el 23 de enero de 2021. <https://varusecuador.com/buses-electricos-ecuador/> (consultado el 11 de julio de 2022).
- [37] Cvmotors, “Detalle Técnico Bus Zhong Tong LCK6122EVG5”, 2022.
- [38] Golden Dragon, “Golden Dragon Electric Bus XML6125CLE-Golden Dragon Bus-China Top Bus Manufacturer”, 2017. <https://www.goldendragonbus.com/news/272819.html> (consultado el 11 de julio de 2022).
- [39] Volvo, “Especificaciones del volvo 7900”, 2022. <https://www.volvobuses.com/es/city-and-intercity/buses/volvo-7900-electric/specifications.html> (consultado el 11 de julio de 2022).
- [40] H. Taha, *Operations Research: An Introduction*. Pearson Educación, 2003.
- [41] O. Chacón, J. Aguilar, O. Ríos, R. Basave, y R. Cruz, “Colony of optimization algorithm for the automatic generation of schedules.”, *Revista Tecnología Digital*, vol. 9, núm. 2, pp. 1–12, 2019.
- [42] O. Viera, L. Vincés, K. Guerrero, y F. Vera, “Optimización basada en Colonia de Hormigas aplicada al problema de Planificación de Celdas en redes de radio para sistemas de telefonía móvil”, *Enfoque UTE*, vol. 8, núm. 2, pp. 56–65, 2017.
- [43] Significados, “Métodos de investigación”, *Significados*, 2022. <https://www.significados.com/metodos-de-investigacion/> (consultado el 20 de julio de 2022).
- [44] ARC, “Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica año 2022”, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Quito, 2022.

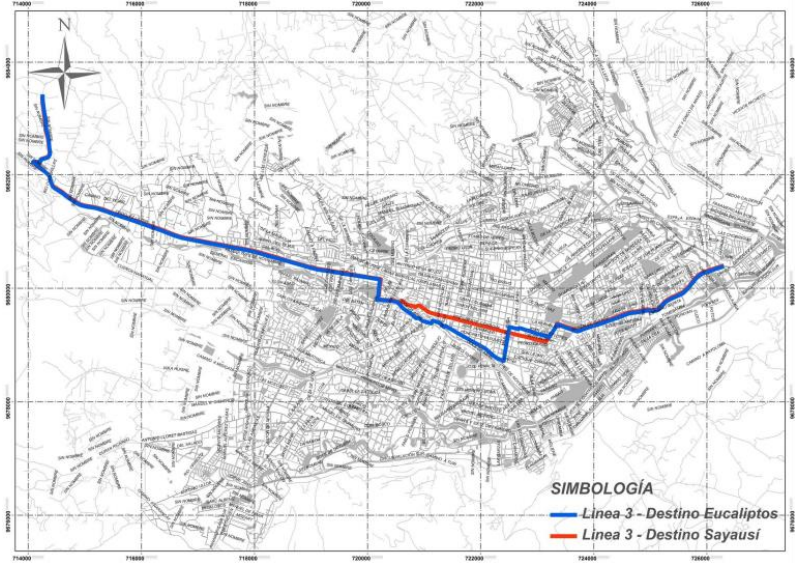
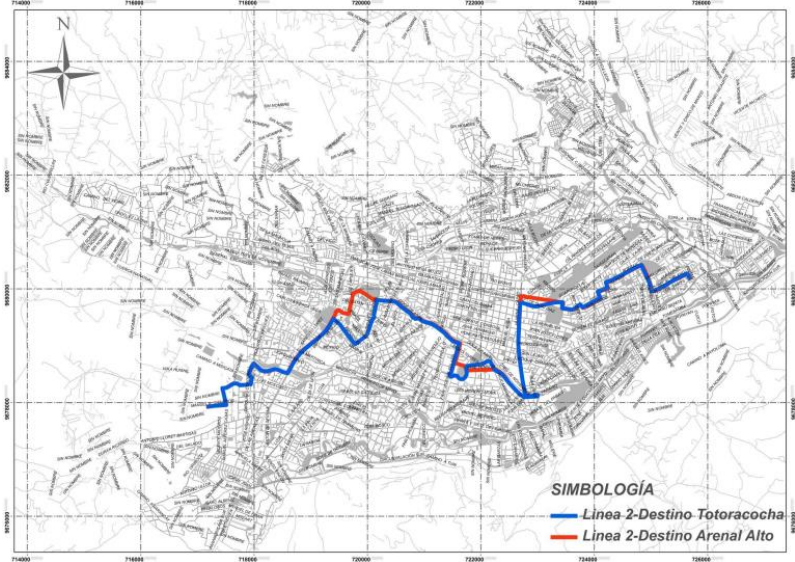
- [45] ARC, “Pliego Tarifario para Proveedores del Servicio de Carga de Energía a Vehículos Eléctricos Límites Máximo del Costo”, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Quito, 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Pliego-Tarifario-Servicio-Carga-Energia-Vehiculos-Elctricos_Ano-2022.pdf
- [46] Moovit, “Cuenca, Ecuador: Tu Guía de Transporte Público | Moovit”, 2022. https://moovitapp.com/index/es-419/transporte_p%C3%BAblico-Cuenca-3813 (consultado el 21 de julio de 2022).
- [47] Python, “PyPI · The Python Package Index”, *PyPI*, 2022. <https://pypi.org/> (consultado el 20 de julio de 2022).
- [48] R. Python, “Instalar PIL / Pillow y aplicar efectos visuales”, *Recursos Python*, el 9 de julio de 2014. <https://recursospython.com/guias-y-manuales/instalar-pil-pillow-efectos/> (consultado el 20 de julio de 2022).
- [49] Pandas, “pandas - Python Data Analysis Library”, 2022. <https://pandas.pydata.org/> (consultado el 20 de julio de 2022).
- [50] Jupyter, “Jupyter Project Documentation — Jupyter Documentation 4.1.1 alpha documentation”, 2015. <https://docs.jupyter.org/en/latest/> (consultado el 20 de julio de 2022).
- [51] OpenStreetMap, “OpenStreetMap”, *OpenStreetMap*, 2022. <https://www.openstreetmap.org/> (consultado el 21 de julio de 2022).
- [52] El Universo, “Más de 30 electrolinerías tendrá Ecuador hasta 2020”, *El Universo*, el 23 de julio de 2019. <https://www.eluniverso.com/noticias/2019/07/23/nota/7438410/mas-30-electrolineras-tendra-pais-hasta-2020> (consultado el 21 de julio de 2022).
- [53] ARCONEL, “Resolución Nro. ARCONEL-074/17”, 2018. <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/074-17.doc.pdf>
- [54] GAD Cuenca, “Resolución del I. Concejo Cantonal del GAD Municipal del Cantón Cuenca, para la fijación de subsidio del transporte colectivo de pasajeros en la movilidad de buses urbano en el Cantón Cuenca”, 2021. <https://www.cuenca.gob.ec/system/files/RESOLUCI%C3%93N%20DEL%20I.%20CONCEJO%20CANTONAL%20DEL%20GAD%20MUNICIPAL%20DEL%20CANT%C3%93N%20CUENCA%2C%20PARA%20LA%20FIJACI%C3%93N%20DE%20SUBSIDIO%20DEL%20TRANSPORTE%20COLECTIVO%20DE%20PASAJEROS%20EN%20LA%20MODALIDAD%20DE%20BUSES%20URBANO%20EN%20EL%20CANT%C3%93N%20CUENCA.pdf>

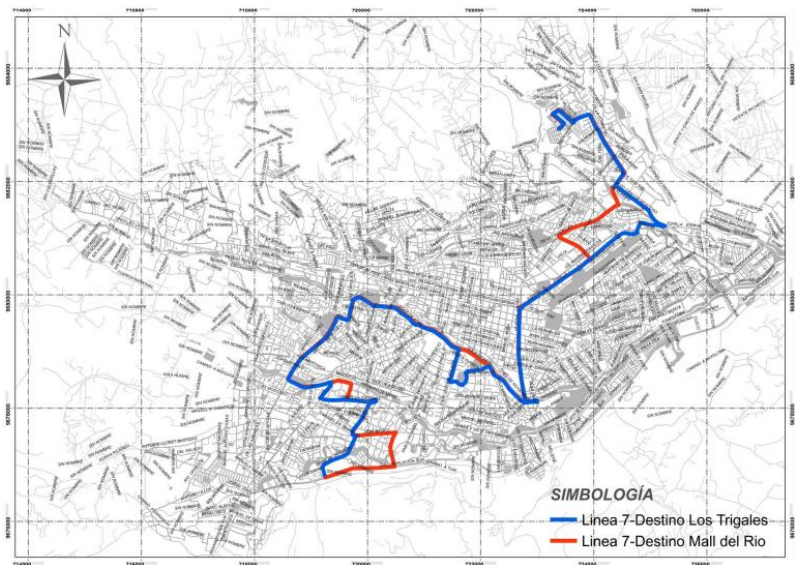
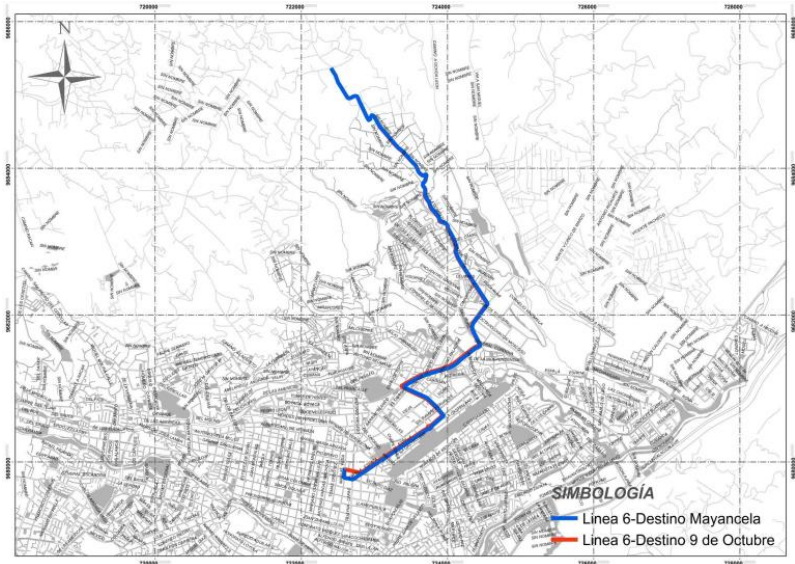
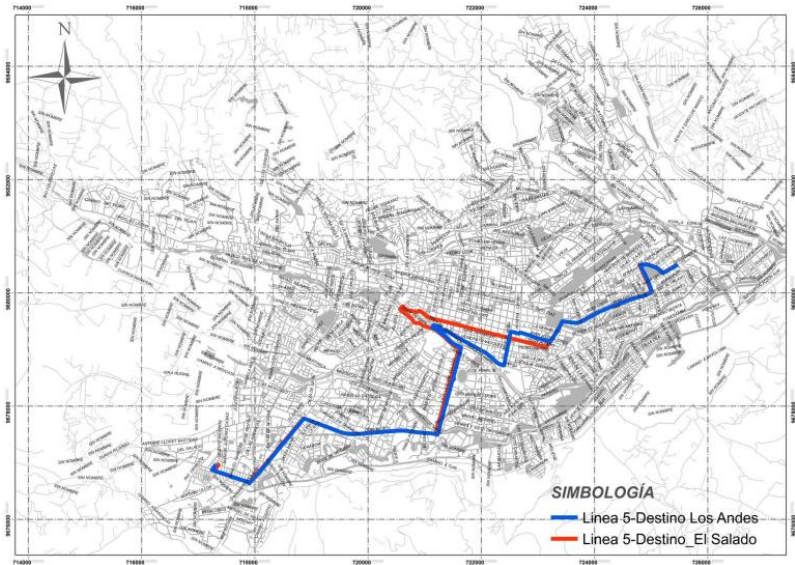
- [55] C. Sánchez, “Buses ecológicos para Cuenca”, *Bus Ecuador*. <http://www.busecuador.com/buses-ecoloacutegicos-para-cuenca.html> (consultado el 11 de agosto de 2022).
- [56] Chevrolet, “MT134S Buses y Camiones | Chevrolet”, *ChevroletEcuador*, 2022. <https://www.chevrolet.com.ec/trucks/2020-mt1-34s> (consultado el 11 de agosto de 2022).
- [57] Primicias, “Los precios del diésel, Extra y Ecopaís bajan desde el 28 de junio”, *Primicias*, 2022. <https://www.primicias.ec/noticias/economia/gasolinas-diesel-baja-precio-ecuador/> (consultado el 12 de agosto de 2022).
- [58] GAD Cuenca, “Acuerdo de responsabilidad de los representantes de las operadoras de transporte público (bus urbano) para el mejoramiento de la calidad del servicio | GAD Municipal de Cuenca”, 2022. <https://www.cuenca.gob.ec/content/acuerdo-de-responsabilidad-de-los-representantes-de-las-operadoras-de-transporte-p%C3%BAblico-bus> (consultado el 5 de agosto de 2022).

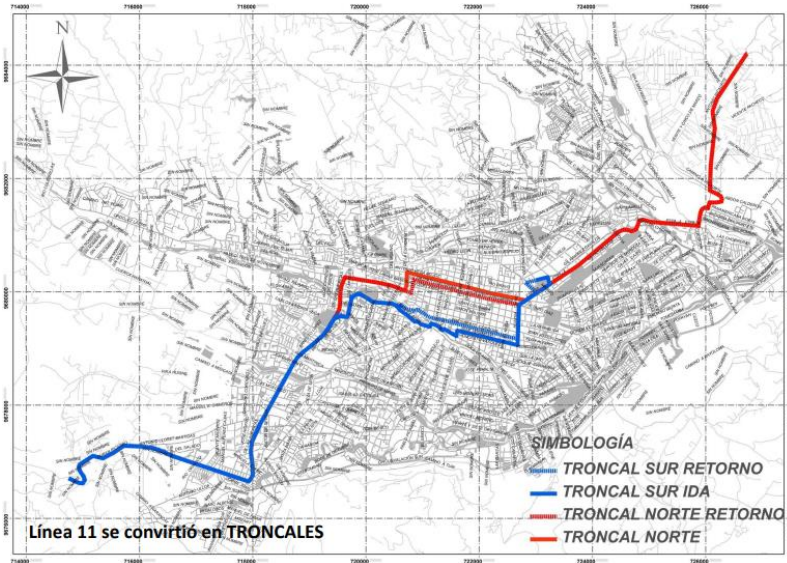
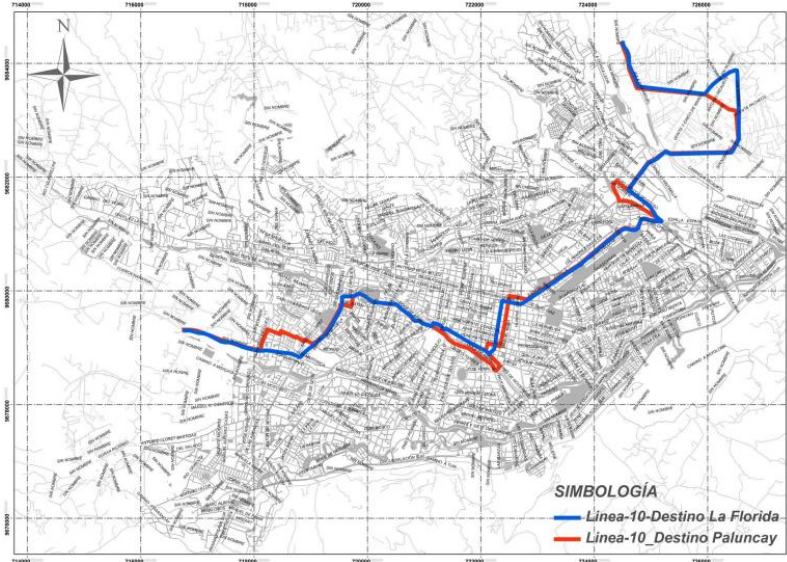
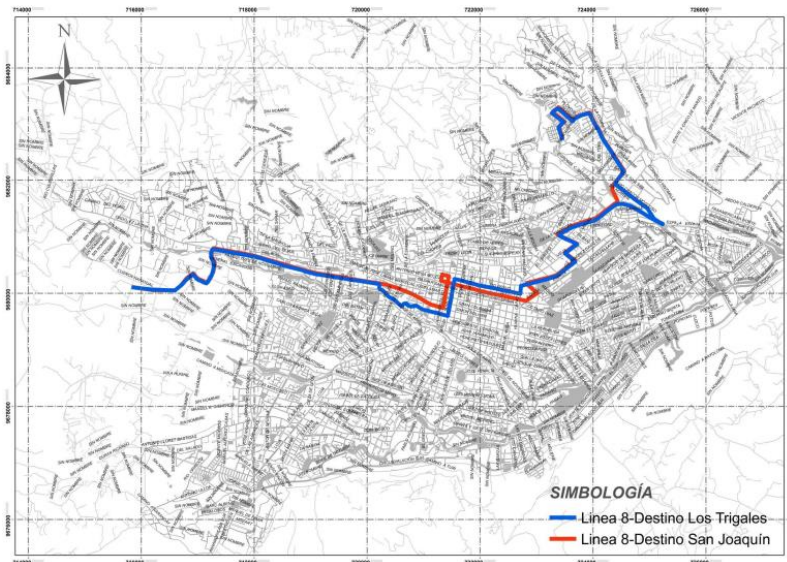
ANEXOS

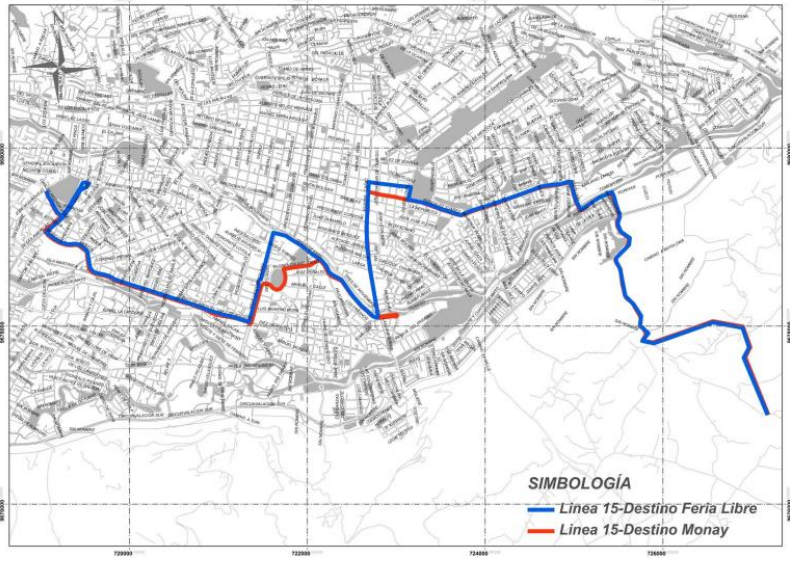
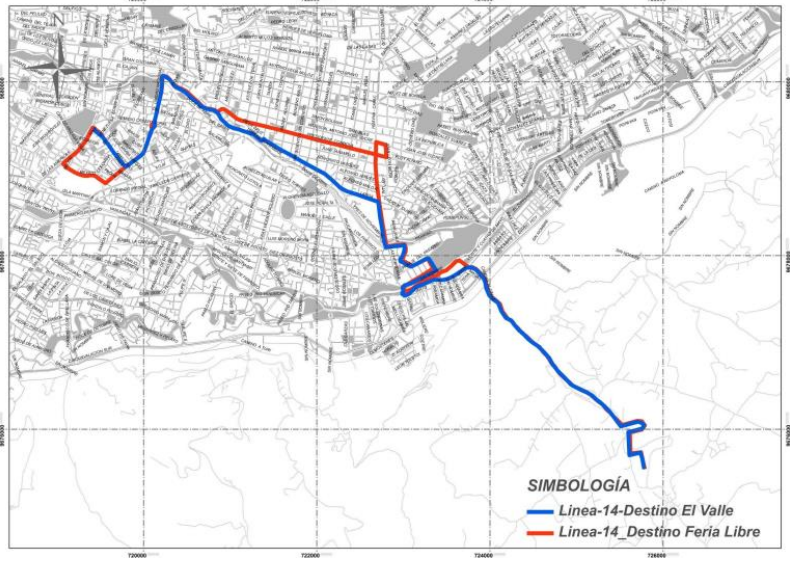
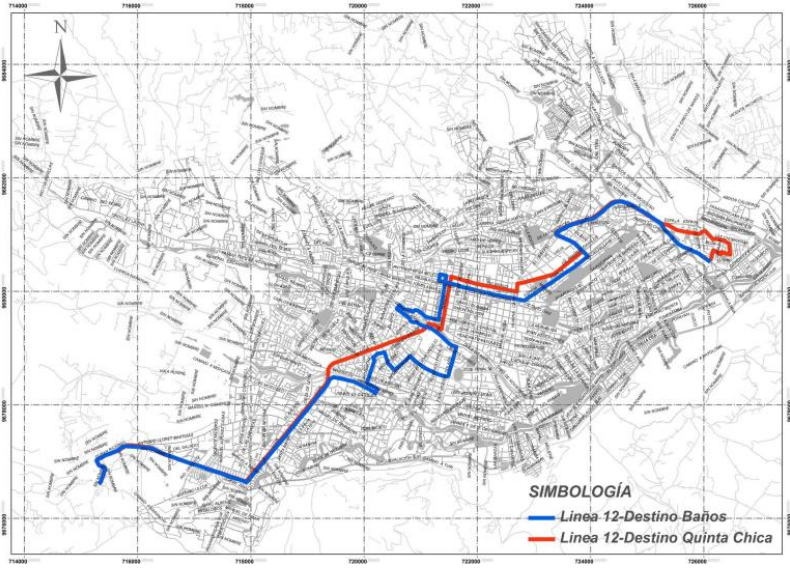
Anexo 1. Rutas de transporte público de la ciudad de Cuenca	75
Anexo 2. Información obtenida de ArcGIS y CENTROSUR de Subestaciones eléctricas en Cuenca.....	85
Anexo 3. Planos de las subestaciones S/E 01, 02, 03, 04, 05, 07 y 08	89
Anexo 4. Costo óptimo	93
Anexo 5. Coordenadas UTM de las estaciones de carga del diseño.....	94
Anexo 6. Cálculo para el número de vueltas diarias por unidad de transporte urbano Cuenca.....	95
Anexo 7. Cálculo para el consumo diario de galones por kilómetros de cada unidad de transporte urbano Cuenca.....	97

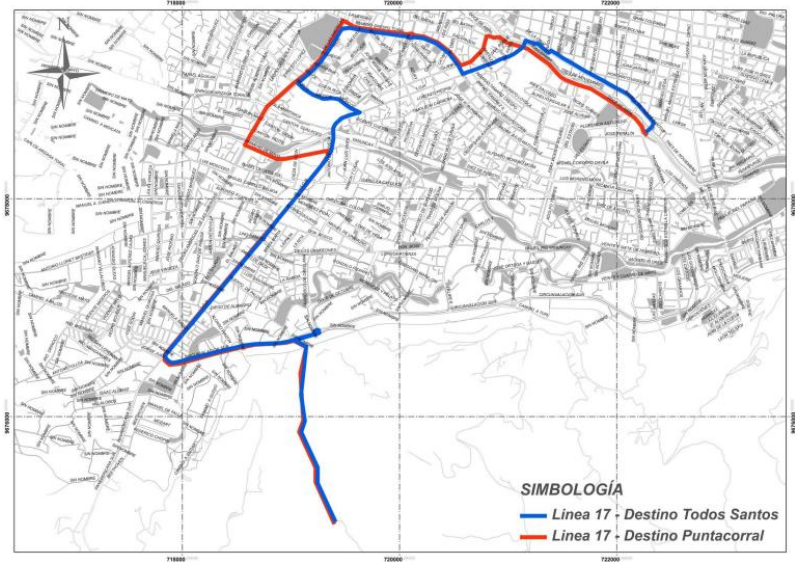
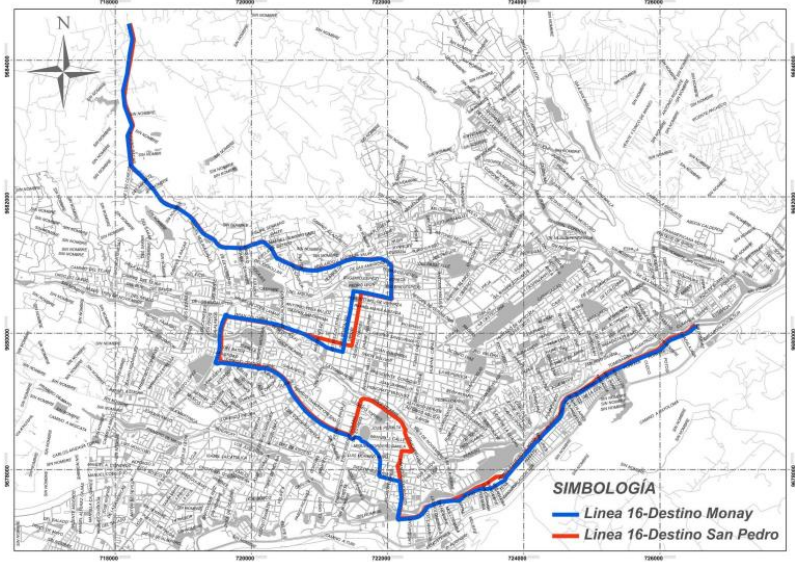
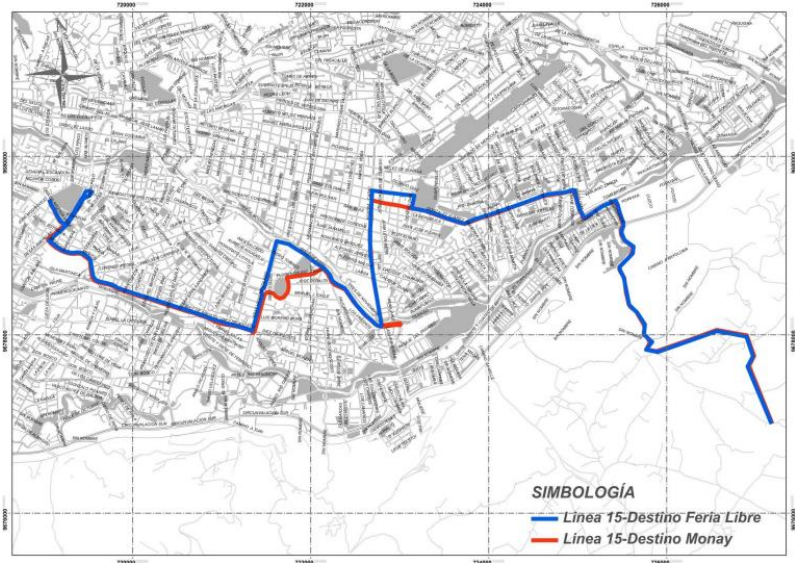
Anexo 1. Rutas de transporte público de la ciudad de Cuenca

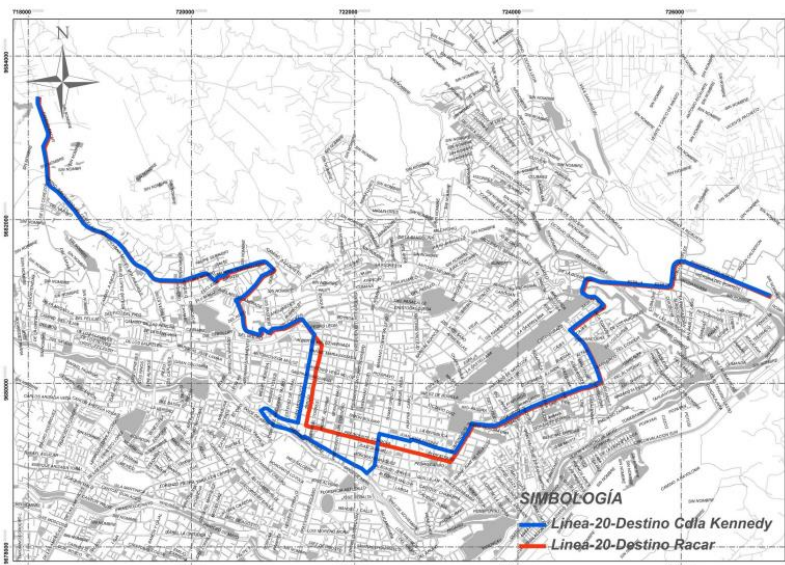
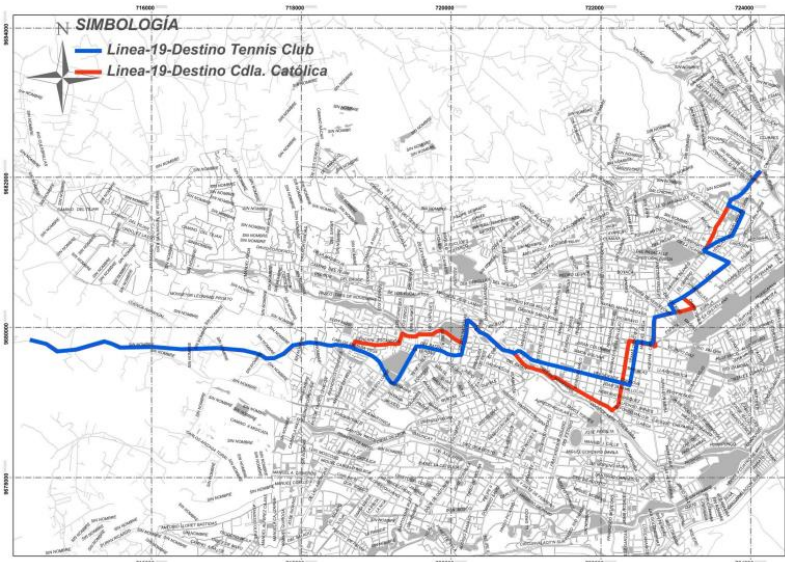
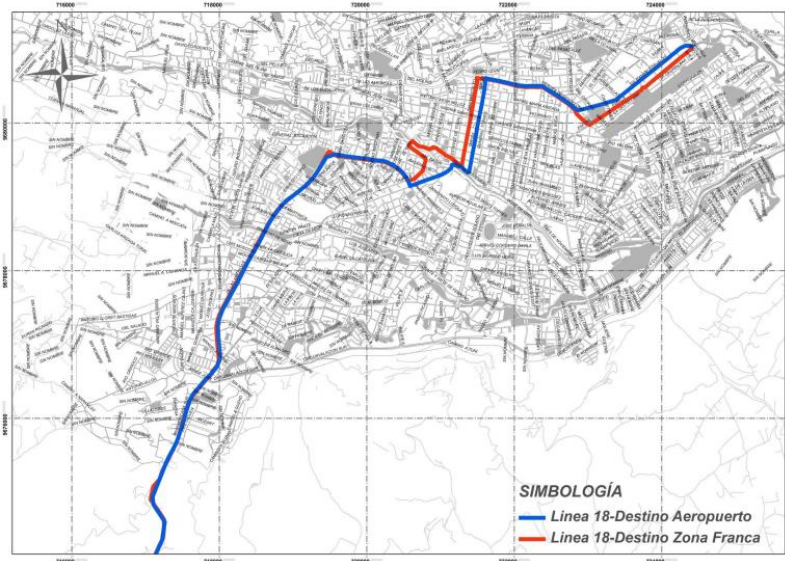


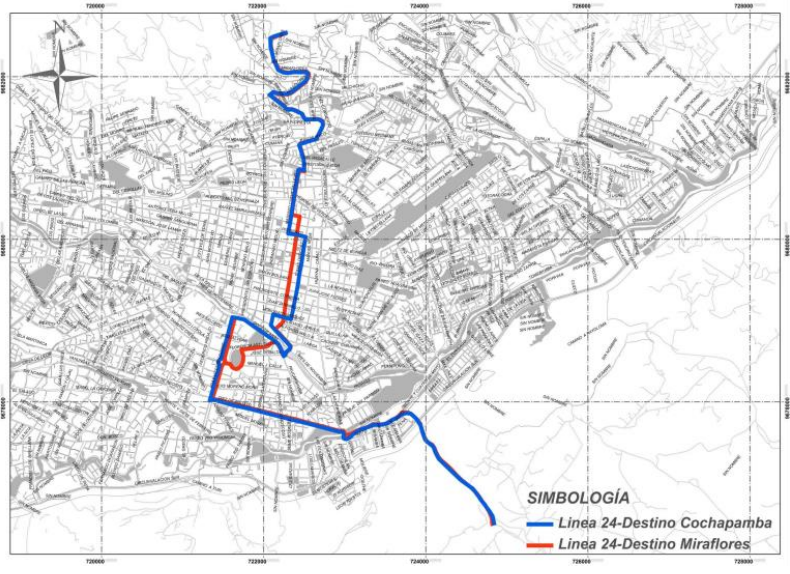
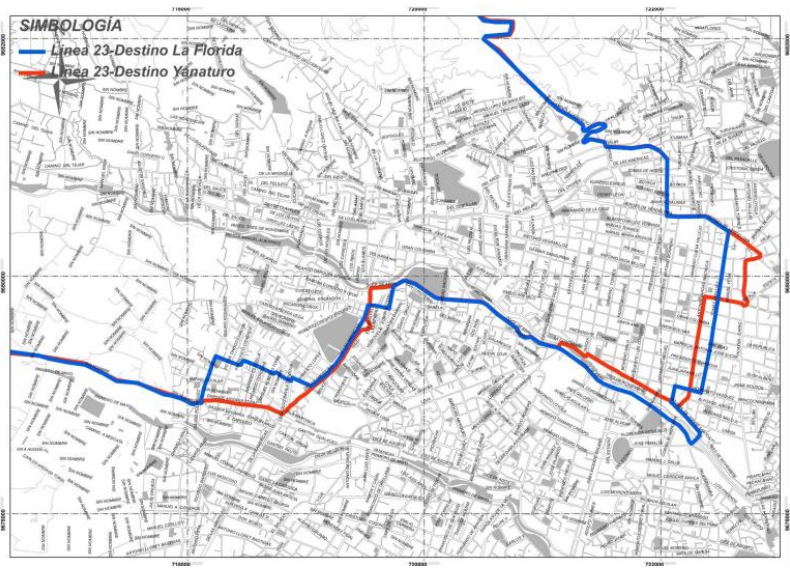
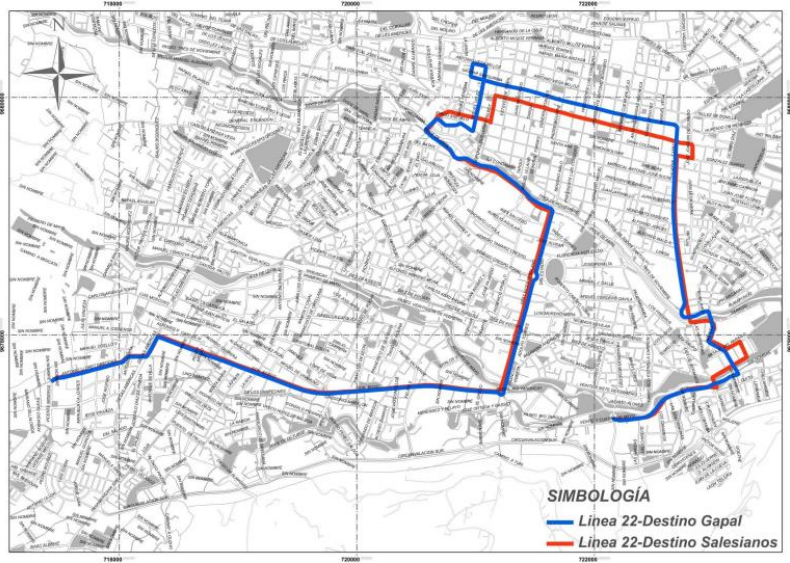


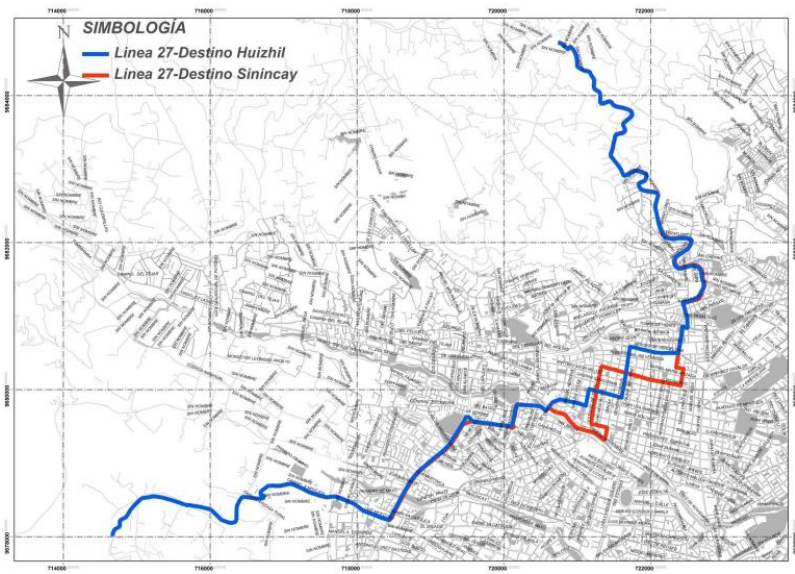
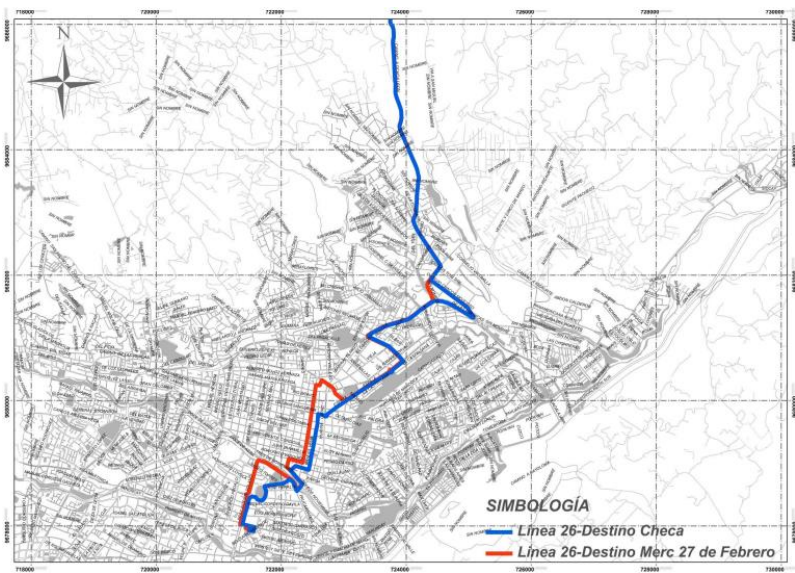
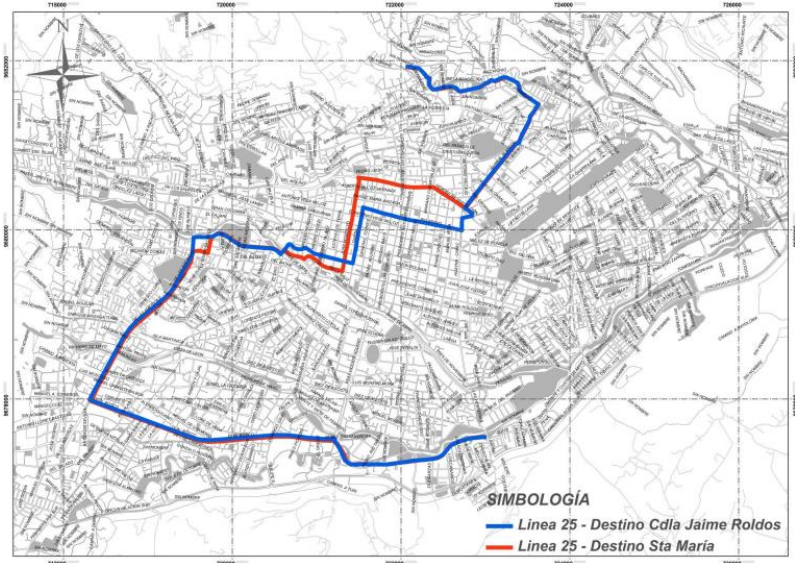


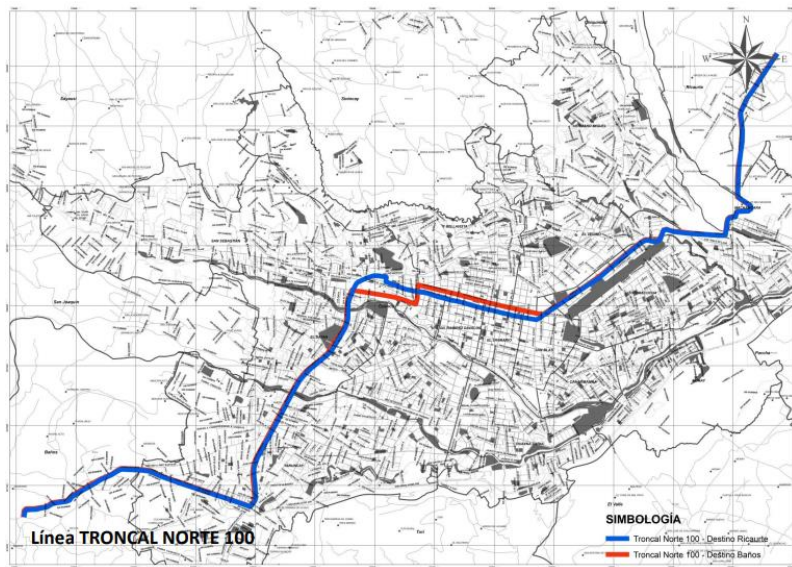
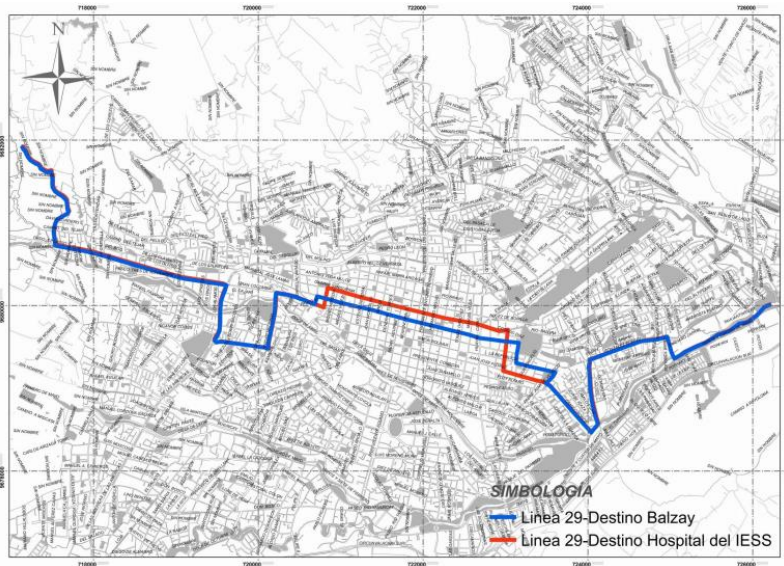
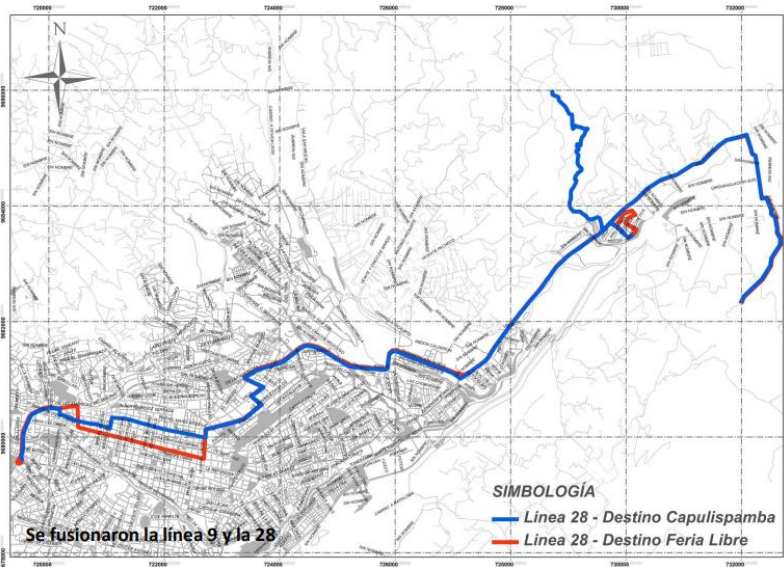


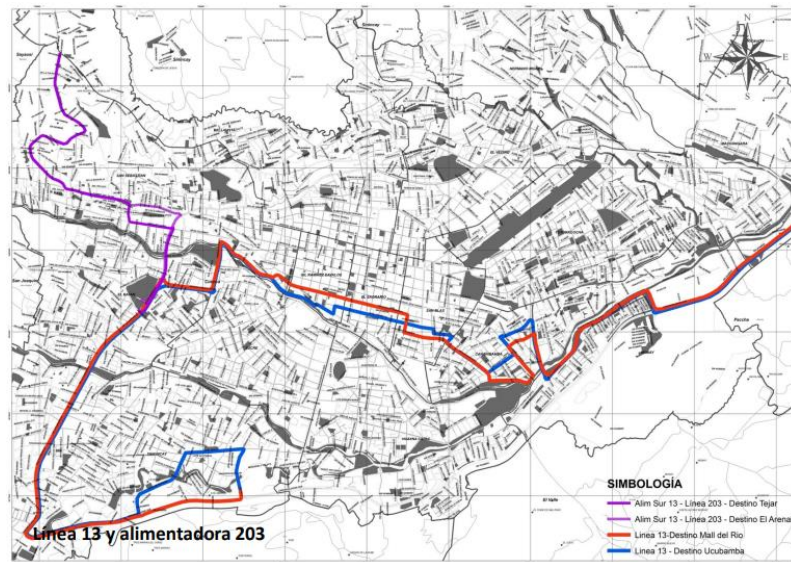
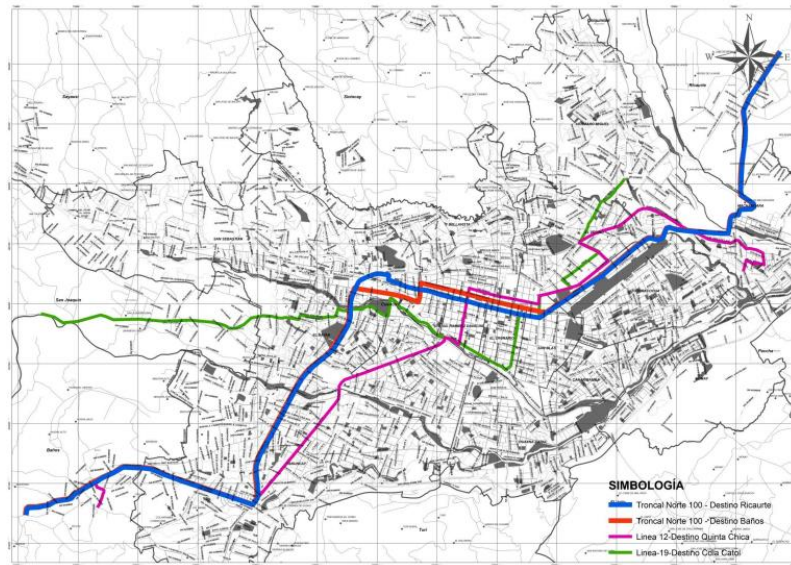












Anexo 2. Información obtenida de ArcGIS y CENTROSUR de Subestaciones eléctricas en Cuenca

- Demandas eléctricas por día laboral (24 horas).

Año 2017	S/E 01	S/E 02	S/E 03	S/E 04	S/E 05	S/E 07	S/E 08
kWh							
Enero	97.152,01	120.895,03	292.618,79	562.077,07	530.346,63	59.185,76	174.226,27
Febrero	95.101,48	118.864,52	289.089,22	590.450,68	531.955,10	228.860,61	178.768,02
Marzo	95.424,14	120.807,66	293.072,88	586.425,98	532.346,33	218.821,86	181.635,45
Abril	97.838,26	121.616,37	295.016,58	614.945,38	528.316,24	209.743,05	182.693,06
Mayo	96.853,69	122.585,76	292.508,76	609.235,55	516.553,62	186.911,56	185.534,37
Junio	96.623,22	121.716,01	293.963,81	643.459,68	518.326,53	151.177,48	183.455,35
Julio	95.267,74	120.429,49	300.105,09	660.455,79	515.239,82	182.943,58	179.928,50
Agosto	92.823,09	114.968,38	260.789,91	609.005,80	517.734,32	181.763,37	177.388,82
Septiembre	94.927,04	120.006,21	271.000,49	615.656,84	528.174,31	185.772,45	181.928,00
Octubre	96.264,58	122.193,13	293.585,61	614.403,35	535.075,83	187.860,42	185.452,40
Noviembre	96.440,30	122.230,91	298.209,07	608.137,37	524.396,45	190.942,47	187.795,63
Diciembre	96.677,01	122.037,08	286.240,09	601.250,88	541.642,04	187.100,50	189.261,25
Promedio	95.949,38	120.695,87	288.850,02	609.625,36	526.675,60	180.923,59	182.338,92

- Potencia activa por día laboral (24 horas).

Año 2017	S/E 01	S/E 02	S/E 03	S/E 04	S/E 05	S/E 07	S/E 08
kW							
Enero	5714,67	6706,60	17792,67	27392,57	31951,75	11805,83	11688,67
Febrero	5557,97	6589,12	17365,58	28678,82	31693,25	12091,87	11546,35
Marzo	5742,03	6776,67	17666,45	28240,64	31726,76	11662,33	11671,13
Abril	5872,67	6950,95	17802,72	29472,57	31508,92	11116,68	11766,75
Mayo	5896,46	7022,91	17747,17	29600,37	30923,15	10203,94	11862,48
Junio	5819,45	6911,76	17885,25	30688,83	30960,97	8586,76	11688,40
Julio	5729,40	6778,67	18109,69	31745,53	30475,00	10461,00	11469,05
Agosto	5600,00	6406,64	15751,38	29480,79	30664,55	10234,13	11305,64
Septiembre	5746,68	6813,59	16733,79	29371,17	31482,24	10697,10	11661,49
Octubre	5858,75	6973,20	17771,13	29504,17	31736,07	10857,90	11892,22
Noviembre	5885,84	6967,22	17841,61	29159,63	30933,98	10954,87	11992,73
Diciembre	5600,63	6886,97	17815,37	28546,36	32247,70	10998,40	12251,62
Promedio	5752,04	6815,36	17523,57	29323,45	31358,70	10805,90	11733,04

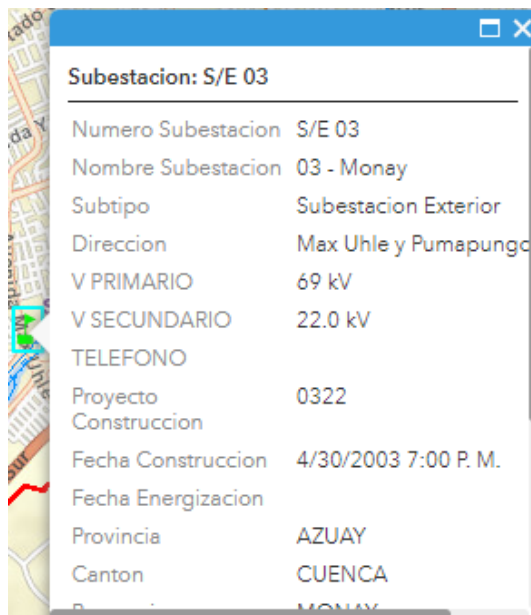
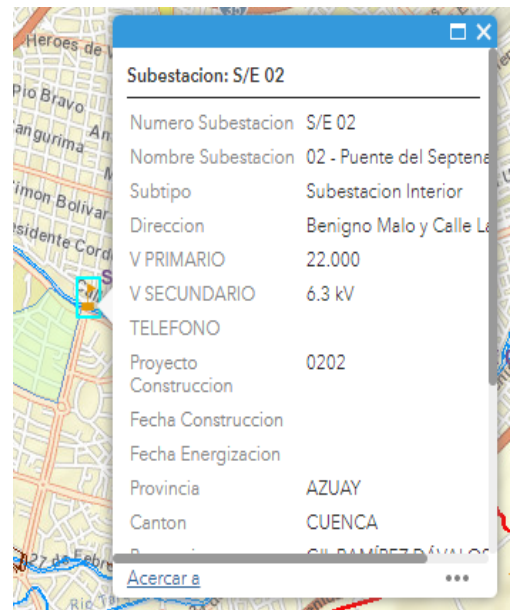
- Potencia reactiva por día laboral (24 horas).

Año 2017	S/E 01	S/E 02	S/E 03	S/E 04	S/E 05	S/E 07	S/E 08
	kVAR						
Enero	535,65	984,22	3188,55	4669,56	5956,12	3212,27	1117,24
Febrero	484,72	916,20	3024,30	5665,72	5970,95	3312,20	1123,02
Marzo	487,26	900,71	2969,43	5476,07	6316,76	2867,77	1104,05
Abril	552,87	978,73	3154,38	5860,51	6612,58	2786,00	1194,05
Mayo	533,81	955,29	2985,88	5938,45	6227,06	2343,74	1125,72
Junio	477,92	877,20	3103,36	5539,82	6189,36	1840,50	1161,69
Julio	379,75	773,37	2872,03	4505,83	5759,39	694,00	1007,93
Agosto	430,67	819,92	2669,85	5665,47	6166,54	671,90	1154,70
Septiembre	435,38	836,67	2450,40	5592,69	6011,29	655,10	1159,20
Octubre	457,25	898,08	2926,87	5850,70	6418,37	706,18	1301,47
Noviembre	503,76	921,76	3004,81	5552,85	6250,35	726,47	1345,53
Diciembre	518,23	957,54	3111,71	5330,31	6581,58	1130,70	1408,61
Promedio	483,11	901,64	2955,13	5470,66	6205,03	1745,57	1183,60

- Potencia aparente por día laboral (24 horas).

Año 2017	S/E 01	S/E 02	S/E 03	S/E 04	S/E 05	S/E 07	S/E 08
	kVA						
Enero	5739,72	6778,43	18076,12	27787,73	32502,15	12235,04	11741,94
Febrero	5579,06	6652,51	17626,96	29233,11	32250,80	12537,30	11600,83
Marzo	5762,67	6836,27	17914,27	28766,67	32349,48	12009,75	11723,23
Abril	5898,63	7019,52	18080,01	30049,59	32195,31	11460,47	11827,18
Mayo	5920,57	7087,58	17996,60	30190,19	31543,90	10469,65	11915,77
Junio	5839,04	6967,20	18152,49	31184,84	31573,56	8781,79	11745,99
Julio	5741,97	6822,64	18336,01	32063,71	31014,45	10484,00	11513,25
Agosto	5616,53	6458,89	15976,05	30020,23	31278,44	10256,17	11364,45
Septiembre	5763,15	6864,77	16912,25	29898,89	32051,01	10717,14	11718,96
Octubre	5876,57	7030,79	18010,54	30078,68	32378,60	10880,84	11963,22
Noviembre	5907,36	7027,93	18092,87	29683,63	31559,12	10978,93	12067,97
Diciembre	5624,55	6953,22	18085,08	29039,74	32912,48	11056,37	12332,33
Promedio	5772,49	6874,98	17771,60	29833,08	31967,44	10988,95	11792,93

- Información ArcGIS de niveles de tensión de las S/E.



Subestacion: S/E 05

Numero Subestacion	S/E 05
Nombre Subestacion	05 - Arenal
Subtipo	Subestacion Exterior
Direccion	Tarquino Cordero y Cor Crespo Vega
V PRIMARIO	69 kV
V SECUNDARIO	22.0 kV
TELEFONO	
Proyecto Construccion	0523
Fecha Construccion	6/22/2003 7:00 P. M.
Fecha Energizacion	
Provincia	AZUAY
Canton	CUENCA

Subestacion: S/E 08

Numero Subestacion	S/E 08
Nombre Subestacion	08 - Turi - 22 kV
Subtipo	Subestacion Exterior
Direccion	TURI- HITO CRUZ
V PRIMARIO	69 kV
V SECUNDARIO	22.0 kV
TELEFONO	
Proyecto Construccion	SE-08
Fecha Construccion	8/8/2013 7:00 P. M.
Fecha Energizacion	8/8/2013 7:00 P. M.
Provincia	AZUAY
Canton	CUENCA
Parroquia	TURI

Subestacion: S/E 07

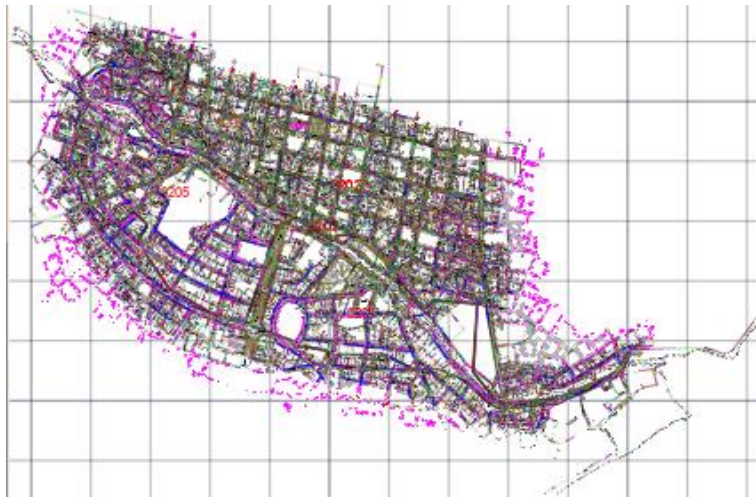
Numero Subestacion	S/E 07
Nombre Subestacion	07 - Ricaurte
Subtipo	Subestacion Exterior
Direccion	Molinopamba (Ricaurte
V PRIMARIO	69 kV
V SECUNDARIO	22.0 kV
TELEFONO	
Proyecto Construccion	
Fecha Construccion	8/17/2004 7:00 P. M.
Fecha Energizacion	
Provincia	AZUAY
Canton	CUENCA
Parroquia	RICALMATE

Anexo 3. Planos de las subestaciones S/E 01, 02, 03, 04, 05, 07 y 08

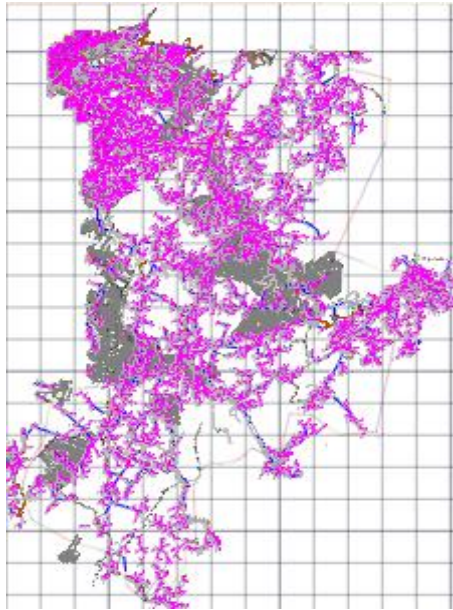
- Plano para S/E 01



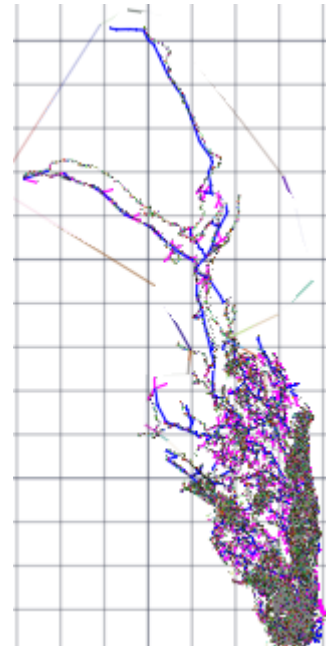
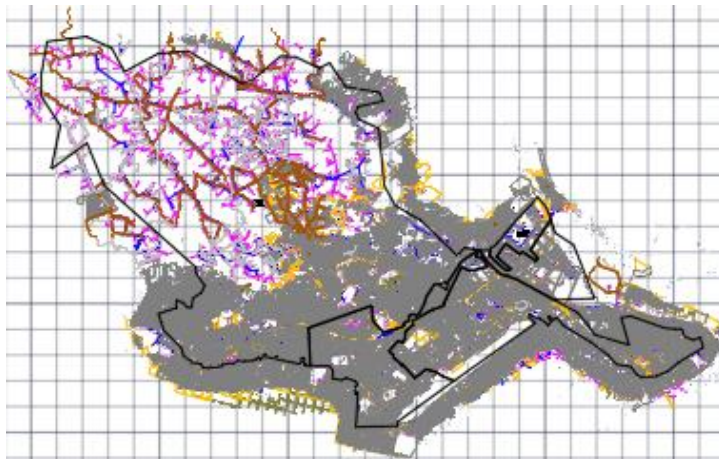
- Plano para S/E 02



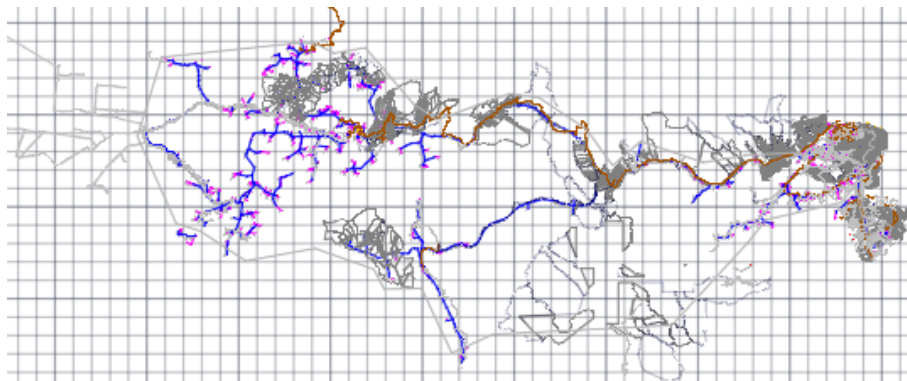
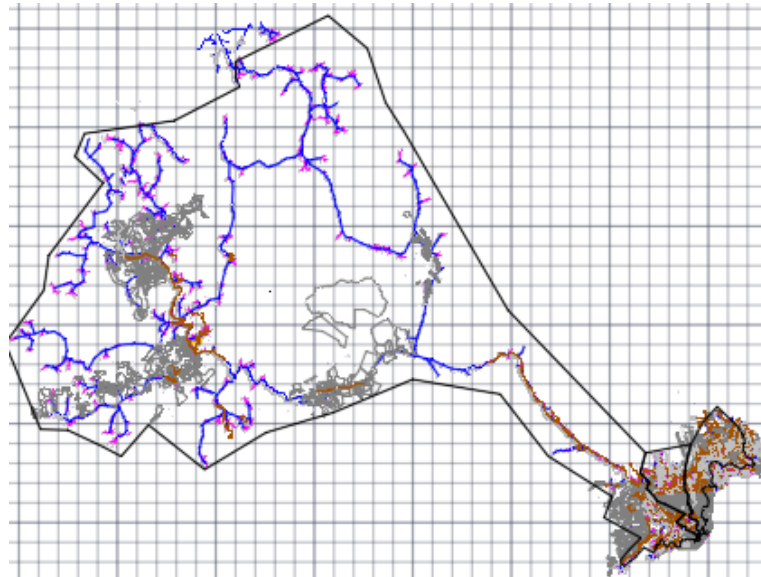
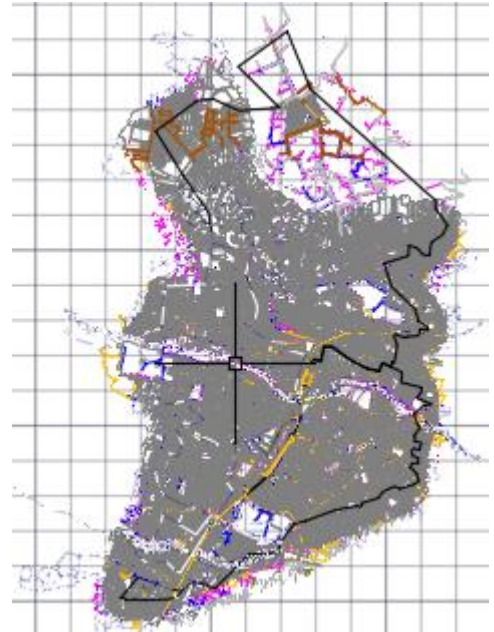
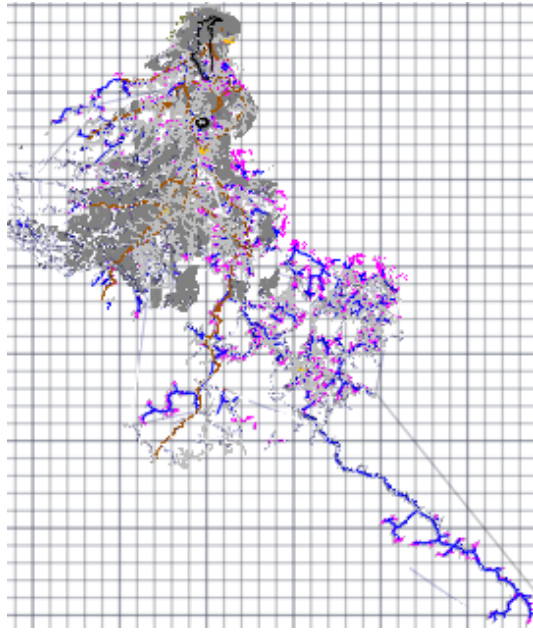
- Plano para S/E 03



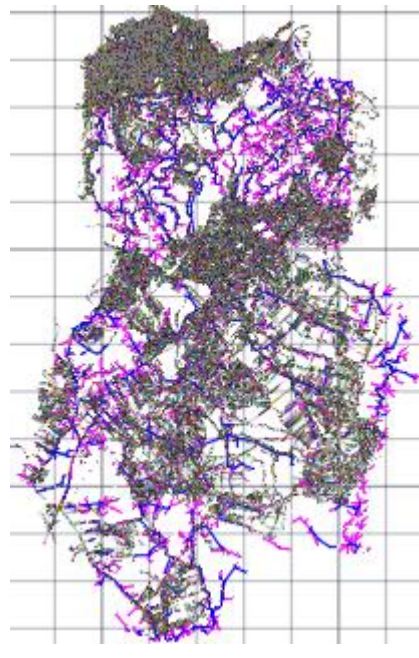
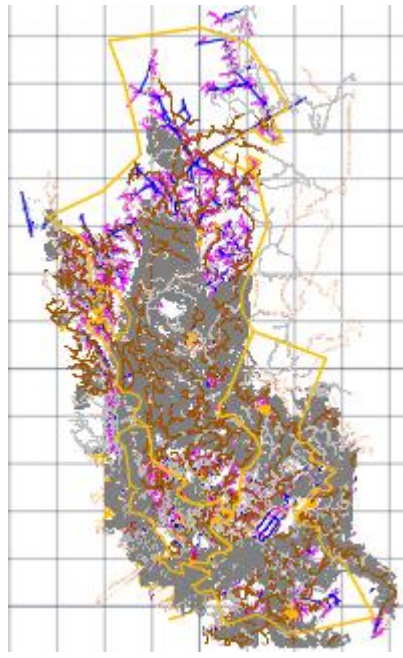
- Plano para S/E 04



- Plano para S/E 05



- Plano para S/E 07 y 08



Anexo 4. Costo óptimo

500 hormigas	1000 hormigas	5000 hormigas
ant 472 296276.8361524672 False	ant 970 254480.29981890562 True	ant 4970 235497.70917227207 True
ant 473 238661.0233630819 True	ant 971 250145.4475725306 True	ant 4971 238531.54274919 True
ant 474 236597.87557286935 True	ant 972 229448.2716452119 True	ant 4972 233674.9179809206 True
ant 475 239525.0426528688 True	ant 973 249463.59685531163 True	ant 4973 235252.69399970502 True
ant 476 251892.88730589225 True	ant 974 255831.93288846017 True	ant 4974 229620.84555864104 True
ant 477 249120.6290053851 True	ant 975 233465.4243549622 True	ant 4975 236409.99924926003 True
ant 478 228881.32748445257 True	ant 976 260732.4918135201 False	ant 4976 231913.80684464675 True
ant 479 235469.40057432264 True	ant 977 271893.4797748301 True	ant 4977 252337.87280311406 True
ant 480 347574.4564526955 False	ant 978 251734.75341795874 True	ant 4978 228350.79540272942 True
ant 481 255197.4827586235 True	ant 979 238106.99993187192 False	ant 4979 239067.79538852032 True
ant 482 244161.14396123955 True	ant 980 250292.51404899472 True	ant 4980 231917.32775470198 True
ant 483 260161.7805190299 False	ant 981 234431.76116011592 True	ant 4981 235951.7174533071 True
ant 484 243893.80631026276 True	ant 982 235294.83600060357 True	ant 4982 227820.0812067558 True
ant 485 257757.10836237724 True	ant 983 254771.48833295412 True	ant 4983 233797.16779021625 True
ant 486 252977.0307514312 True	ant 984 246506.23361542216 False	ant 4984 244412.553221996 True
ant 487 245943.89349823628 False	ant 985 297379.80368319707 False	ant 4985 235142.11107776512 True
ant 488 254562.17382162 True	ant 986 254766.76497037956 True	ant 4986 233432.93839359895 True
ant 489 253131.03523176195 True	ant 987 232947.84531281563 True	ant 4987 239662.4782214669 True
ant 490 292767.3255774888 False	ant 988 229872.25065347183 True	ant 4988 233522.67306574192 True
ant 491 237638.76101261485 False	ant 989 229865.02998057526 False	ant 4989 252127.17835288023 True
ant 492 235845.20818813724 True	ant 990 235691.07004454598 True	ant 4990 233032.6207230976 True
ant 493 244686.2472429447 False	ant 991 230667.52312309906 True	ant 4991 240389.60911390177 True
ant 494 235484.708438473 True	ant 992 276137.839510934 True	ant 4992 234369.3158683553 True
ant 495 276184.8659453173 True	ant 993 253528.30117968994 True	ant 4993 236539.9665173101 True
ant 496 235956.4058935013 True	ant 994 271469.12333605386 False	ant 4994 237402.70400887885 True
ant 497 234209.91367311534 True	ant 995 239525.8659305548 True	ant 4995 236980.91967340081 True
ant 498 250138.97561880748 False	ant 996 229690.51355371898 True	ant 4996 236646.6544711154 True
ant 499 292482.4835484217 True	ant 997 247212.34145327425 False	ant 4997 232838.5345732388 True
total cumplieron restriccion: 334	ant 998 229762.17287558707 True	ant 4998 233457.9832035038 True
	ant 999 234772.84081152125 True	ant 4999 229656.96563756152 False
	total cumplieron restriccion: 722	total cumplieron restriccion: 4398

Anexo 5. Coordenadas UTM de las estaciones de carga del diseño

Estaciones	Latitud	Longitud	Estaciones	Latitud	Longitud
1	722569	9686252	24	719932	9678263
2	724453	9685394	25	718014	9685315
3	724829	9679225	26	715416	9679275
4	715461	9685629	27	726813	9683821
5	723296	9677181	28	717763	9677639
6	715963	9683301	29	720899	9674939
7	720793	9682098	30	717718	9681248
8	722337	9674963	31	723080	9679947
9	723056	9683591	32	717746	9679842
10	726206	9685186	33	723977	9680937
11	727431	9679902	34	717950	9683627
12	720732	9676464	35	714628	9679056
13	721710	9682933	36	718146	9683240
14	728338	9684917	37	721552	9685546
15	718807	9678448	38	720357	9681721
16	727401	9681802	39	714376	9678958
17	715554	9675431	40	716711	9676850
18	720961	9680274	41	722933	9679584
19	714073	9674872	42	722604	9681139
20	718910	9683940	43	723473	9681095
21	724258	9675475	44	722366	9681405
22	726838	9677091	45	724019	9681328
23	715420	9679523			

Anexo 6. Cálculo para el número de vueltas diarias por unidad de transporte urbano Cuenca

Para determinar el número de vueltas completas diarias por cada bus en una ruta de transporte, se definen los siguientes parámetros:

- El periodo de tiempo trabajado por la línea de transporte.

$$\text{Línea 2} \rightarrow 12:16:00 = 18:30:00 - 6:14:00$$

- El periodo de tiempo trabajo expresado en minutos.

$$\text{Línea 2} \rightarrow 12:16:00 = 12 \times 60 + 16 = 736 \text{ minutos}$$

- Un periodo de almuerzo por parte del conductor del bus de 90 minutos.
- La frecuencia de espera del bus (ejemplo línea 2: $F = 7$ minutos).
- El tiempo aproximado en un sentido de la línea de transporte (ejemplo Línea 2: 37 minutos).
- Un viaje completo incluye el duplo del viaje en un sentido (ida o retorno) y de la frecuencia F .

$$\text{Línea 2} \rightarrow \text{Viaje completo} = 2(37 + 7) = 88 \text{ minutos}$$

- El número de vueltas completas V que realiza el bus urbano en el día.

$$\text{Línea 2} \rightarrow V = \frac{(736 - 90)\text{mín.}}{88\text{mín.}} = 7,3 \approx 7$$

Rutas	F	Horario de atención			Viajes en minutos			V
	Mín.	Inicio	Fin	Total	Mín.	1 sentido	Completo	
Línea 2	7	6:14:00	18:30:00	12:16:00	736	37	88	7
Línea 3	6	5:58:00	19:45:00	13:47:00	827	53	118	6
Línea 5	7	6:02:00	21:15:00	15:13:00	913	41	96	9
Línea 6	11	6:25:00	19:40:00	13:15:00	795	29	80	9
Línea 7	6	5:45:00	20:45:00	15:00:00	900	49	110	7
Línea 8	8	6:00:00	21:50:00	15:50:00	950	47	110	8
Línea 10	5	5:42:00	19:00:00	13:18:00	798	64	138	5
Línea 12	6	5:40:00	21:45:00	16:05:00	965	60	132	7
Línea 13	8	6:05:00	21:40:00	15:35:00	935	45	106	8
Línea 14	6	6:28:00	20:55:00	14:27:00	867	39	90	9
Línea 15	6	6:00:00	19:00:00	13:00:00	780	47	106	7
Línea 16	6	5:54:00	21:15:00	15:21:00	921	59	130	6
Línea 17	6	7:38:00	19:32:00	11:54:00	714	60	132	5
Línea 18	7	6:06:00	19:33:00	13:27:00	807	42	98	7
Línea 19	7	6:00:00	19:01:00	13:01:00	781	39	92	8
Línea 20	6	5:45:00	20:10:00	14:25:00	865	36	84	9
Línea 22	8	6:50:00	19:36:00	12:46:00	766	43	102	7
Línea 24	8	6:00:00	22:00:00	16:00:00	960	51	118	7
Línea 25	7	6:05:00	19:00:00	12:55:00	775	48	110	6

Línea 26	6	6:25:00	20:15:00	13:50:00	830	49	110	7
Línea 27	10	5:39:00	19:40:00	14:01:00	841	62	144	5
Línea 28	7	5:45:00	20:09:00	14:24:00	864	58	130	6
Línea 29	6	5:45:00	20:06:00	14:21:00	861	34	80	10
Línea 23	12	6:05:00	19:00:00	12:55:00	775	28	80	9
Alim. 102	7	6:00:00	20:56:00	14:56:00	896	52	118	7
Alim. 201	5	6:00:00	20:56:00	14:56:00	896	52	114	7
Alim. 203	7	6:05:00	21:40:00	15:35:00	935	55	124	7
Troncal Norte	3	5:30:00	22:02:00	16:32:00	992	55	116	8
Troncal Sur	4	5:30:00	22:02:00	16:32:00	992	55	118	8

Anexo 7. Cálculo para el consumo diario de galones por kilómetros de cada unidad de transporte urbano Cuenca

Para determinar el consumo diario de galones por kilómetro en una ruta de transporte, se definen los siguientes parámetros:

- La distancia recorrida total diaria (ida-vuelta) producto del resultado entre las vueltas completas detalladas en el Anexo 6 y la distancia de inicio a fin del recorrido de cada terminal.

$$\text{Línea 2} \rightarrow \text{distancia} = 7,3 \times 29,40 \text{ km} = 215,82 \text{ km}$$

- Se designa un autobús de la marca Chevrolet y modelo MT134S, el cual dispone de un tanque de combustible para 200 litros, equivalente a 52,834 galones. Luego, se considera un consumo máximo del 70% (36,984 galones).
- El consumo diario de galones por kilómetro para la línea 2 es:

$$\text{Línea 2} \rightarrow \text{Consumo} = \frac{36,984}{215,82} = 0,17 \frac{\text{gal}}{\text{km}}$$

Rutas	Longitud	Vueltas	Distancia recorrida	Consumo
	Ida-Vuelta	completas	total diaria	
	(km)	V	(km)	(gal/km)
Línea 2	29,40	7,3	215,82	0,17
Línea 3	33,50	6,2	209,23	0,18
Línea 5	27,10	8,6	232,33	0,16
Línea 6	21,80	8,8	192,11	0,19
Línea 7	38,50	7,4	283,50	0,13
Línea 8	33,15	7,8	259,17	0,14
Línea 10	34,50	5,1	177,00	0,21
Línea 12	36,30	6,6	240,63	0,15
Línea 13	43,35	8,0	345,57	0,11
Línea 14	25,60	8,6	221,01	0,17
Línea 15	32,20	6,5	209,60	0,18
Línea 16	43,10	6,4	275,51	0,13
Línea 17	30,20	4,7	142,76	0,26
Línea 18	37,50	7,3	274,36	0,13
Línea 19	27,60	7,5	207,30	0,18
Línea 20	35,40	9,2	326,61	0,11
Línea 22	27,40	6,6	181,59	0,20
Línea 24	33,70	7,4	248,47	0,15
Línea 25	33,60	6,2	209,24	0,18
Línea 26	39,80	6,7	267,75	0,14
Línea 27	34,73	5,2	181,13	0,20

Línea 28	37,00	6,0	220,29	0,17
Línea 29	29,00	9,6	279,49	0,13
Línea 23	9,50	8,6	81,34	0,45
Alimentador 102	12,51	6,8	85,45	0,43
Alimentador 201	19,39	7,1	137,09	0,27
Alimentador 203	9,39	6,8	63,99	0,58
Troncal Norte	24,84	7,8	193,15	0,19
Troncal Sur	26,67	7,6	203,87	0,18
Promedio				0,17