

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO DEL USUARIO Y LA RED ELÉCTRICA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN**

GABRIELA CRISTINA CABRERA CELI

DIRECTOR: DR. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

Quito, agosto de 2020

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Gabriela Cristina Cabrera Celi, bajo mi supervisión.

DR. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Gabriela Cristina Cabrera Celi, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

GABRIELA CRISTINA CABRERA CELI

DEDICATORIA

A mis padres Gabriel y Luz.

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Politécnica Nacional que ha permitido mi desarrollo profesional.

Al Dr. Fabián Pérez Yauli por el apoyo brindado para el desarrollo del presente proyecto.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Pregunta de investigación.....	3
1.2 Objetivo General	3
1.3 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Alcance	4
2 MARCO TEÓRICO	5
2.1 Motivación y contexto del problema	5
2.2 Estado del arte del modelo de problema de tráfico	7
2.3 Estado del arte del modelo del problema de ubicación de estaciones de carga en el sistema eléctrico.....	10
2.4 Ubicación óptima de estaciones de carga.....	11
2.4.1 Estado del arte de modelos matemáticos.....	11
2.4.2 Estado del arte de metodologías	12
3 METODOLOGÍA	15
3.1 Procesamiento de datos de tráfico.....	17
3.2 Procesamiento de datos de demanda eléctrica	20
3.3 Formulación matemática del problema	22
3.3.1 Optimización Binivel.....	22
3.3.2 Condiciones generales.....	27
3.3.3 Modelo matemático.....	29
3.4 Análisis de fallas en cascada	33
4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	35
4.1 Caso de Estudio.....	35
4.2 Procesamiento de datos.....	36
4.3 Resultados de la simulación.....	40
4.4 Resultados de análisis de fallas	46

5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	53
5.1	Conclusiones.....	54
5.2	Recomendaciones.....	55
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
7	ANEXOS.....	61
	ANEXO I. Resultados: nodos de red de tráfico asignados a red eléctrica	61
	ANEXO II. Resultados de fallas en cascada del modelo FCLM.....	62
	ANEXO III. Resultados de fallas en cascada del modelo binivel	64
	ANEXO IV. Resultados de fallas en cascada por inducción de falla en modelo binivel.....	65
	ANEXO V. Resultados del modelo binivel aplicado a sistema de 3 barras	67

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla una metodología para resolver el problema de ubicación óptima de estaciones de carga ultra rápida de vehículos eléctricos con la capacidad de incorporar tres entidades, concesionario, usuario y operador del sistema eléctrico de distribución, que están envueltos en el problema. La propuesta metodológica comprende una primera etapa donde se toman los datos de vehículos eléctricos y rutas de viaje en la red de tráfico para disminuir el número de potenciales ubicaciones de estaciones de carga. De las entidades involucradas se identifica que el concesionario y operador del sistema tienen objetivos conflictivos, por lo tanto, se propone modelar el problema con optimización binivel para obtener las ubicaciones óptimas de estaciones de carga y considerar el impacto de estas ubicaciones en la red eléctrica. Dentro del problema binivel se considera la incertidumbre de la demanda del sistema eléctrico en el nivel inferior donde se resuelve un problema de despacho económico para cada escenario de demanda eléctrica. En el nivel superior se utiliza el modelo de flujo capturado para encontrar la ubicación óptima de estaciones de carga. Además, se utiliza el método de fallas en cascada para el análisis de cargabilidad de elementos del sistema eléctrico y posibles efectos de esto, debido a la potencia de estaciones de carga de vehículos eléctricos agregados a la red. La metodología es validada en el sistema de prueba IEEE-30 nodos.

PALABRAS CLAVE: Estaciones de carga, red eléctrica, ubicación óptima, vehículos eléctricos, flujo de tráfico, optimización binivel.

ABSTRACT

This work proposes a methodology to allocate electric vehicle (EV) ultra-fast charging stations (UFCS). The methodology considers three entities: EV firms, EV users, and the electric system operator. A flow capturing location model is used to consider the interactions between traffic network and electrical network. The entity involved in each network has an independent objective. Thus, the interplay between the electric system operator and the EV firm interested in allocating UFCS are modeled using a bilevel optimization problem. The upper level considers the flow capture location model leader by the EV firm while in the lower level the objective belongs to an economic dispatch follow by the system operator. Electric load uncertainty is considered in the lower level, so the bilevel optimization problem is solved for different scenarios. The charging station locations given by the bilevel problem allows to analyze the impact of them in the electrical grid. This analysis can be performed by cascading failure. The methodology is validated in the IEEE 30 BUS system.

KEYWORDS: Charging stations, electric network, optimal location, plug-in electric vehicles, traffic flow, bilevel optimization.

1 INTRODUCCIÓN

En la última década nuevas tecnologías se han desarrollado con el fin de implementar e intensificar ciudades inteligentes y amigables con el medio ambiente. Un ejemplo de éstas son los vehículos eléctricos (PEV por su acrónimo en inglés) que además de ser una tecnología muy actual y en desarrollo, ayuda a minimizar la contaminación ambiental, sacando de circulación vehículos que empleen para su funcionamiento combustible de origen fósil, cuyos gases de escape son de los mayores problemas a solucionarse a nivel mundial [1]. A pesar de ser una alternativa sustentable como medio de transporte en varios países, aún existe una baja inclusión en el mercado. En Ecuador, recientemente se ha considerado esta tecnología como parte del sistema de transporte tanto público como privado, por lo tanto, aún es considerada como una carga muy baja en el sistema eléctrico. Existe una gran cantidad de proyectos, algunos ya en construcción, para incrementar el uso de vehículos eléctricos como medio de transporte, lo que conlleva a la necesidad de un estudio de estos en el sistema eléctrico.

Adicionalmente, es necesario considerar que la tecnología empleada para cargar los vehículos eléctricos ha ido cambiando con el fin de alcanzar la satisfacción y deseo de los clientes en aspectos como, su velocidad, potencia, torque, recorrido, tiempo de carga, entre otros. Han existido varios tipos de carga según el tiempo que necesita el PEV para recargarse y el tipo de energía que utiliza, estos son: carga mediante corriente alterna o continua, carga lenta, rápida y ultra rápida. La última es la más reciente y aún se encuentra en investigación debido a que busca satisfacer al cliente con una recarga usando el mismo tiempo que una estación tradicional de vehículos (menos de 6 minutos). A este tipo de estaciones de carga se las denominará *Ultra Fast Charging Station (UFCS)* [2]. Para que este tipo de estaciones de carga entregue estos beneficios a los consumidores, ésta debe manejar muchos desafíos para poder ser incluida en las redes eléctricas sin causar ningún peligro a las mismas.

Uno de los desafíos es encontrar la ubicación óptima de las UFCS debido a múltiples factores que en la toma de decisiones tienen un gran efecto. Los aspectos que debe enfrentar están compuestos de tres actores que se involucran en el problema. La concesionaria de vehículos quien tiene como objetivo en el mercado, incrementar el número de vehículos en el sistema como resultados de implementar UFCS, y encontrar su ubicación óptima para capturar el mayor número de PEV.

Para construir una estación de carga ultra rápida es necesario una gran cantidad de potencia (aproximadamente 1MW por cada estación de carga) debido al corto tiempo para recarga. Esta potencia provoca consecuencias en el sistema eléctrico de distribución (subtransmisión) no deseadas como: sobrecarga en las líneas, aumento de pérdidas de potencia, desviaciones de voltaje, disminución del tiempo de vida en equipos, entre otros [3]. Por lo tanto, el operador de sistema al tener como función abastecer a la demanda de potencia con una alta calidad y maximizar el tiempo de vida de equipos eléctricos, se convierte en la segunda entidad involucrada en el problema. Finalmente, la última entidad involucrada es el usuario, quizá la más importante ya que se asocia con las anteriores. El usuario busca obtener el mayor beneficio al escoger un vehículo eléctrico como medio de transporte. Los beneficios para el usuario pueden ser de acuerdo con varios aspectos como: su comportamiento personal debido a que varios preferirían que las estaciones de carga se encuentren en supermercados o centros comerciales. Otros prefieren que éstas se ubiquen en lugares donde la distancia de desviación de sus rutas habituales sean las mínimas. La mayoría escogerá la opción con el mejor precio o una combinación de las opciones anteriores.

Para encontrar la ubicación óptima de estaciones de carga las tres entidades involucradas en el problema deben asociarse en un contexto general, encontrando una solución que sea favorable para todas. Para resolver este problema en el presente trabajo se investiga una metodología que incluya tanto el problema de la red tráfico y la red eléctrica e implícitamente se considera el beneficio del usuario.

La metodología que se propone busca optimizar la localización de estaciones de carga combinando la red eléctrica y la red de tráfico y encontrar el impacto de la penetración de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico. El trabajo también es adaptativo a cualquier nivel de voltaje en redes eléctricas con los objetivos de minimizar la sobrecarga en el sistema y maximizar el flujo capturado. También se propone que este documento dé a las concesionarias varias opciones para minimizar el impacto de los PEVs en la red eléctrica, sin que su beneficio disminuya. Adicionalmente, el presente proyecto tiene las siguientes contribuciones:

1. Formulación de un problema de optimización de dos niveles que integra la red eléctrica y de tráfico.
2. Presentación de curva Pareto como técnica para encontrar las combinaciones de estaciones de carga que den soporte en el problema de toma de decisiones al planificador.

El trabajo está organizado de la siguiente manera: el Capítulo 2 se enfoca en la revisión y análisis de literatura envuelta en el tema, ubicación óptima de estaciones de carga en sistemas eléctricos, formulaciones matemáticas y metodologías de solución aplicadas. El Capítulo 3 presenta la metodología propuesta, algoritmos y modelos matemáticos utilizados para resolver el problema de ubicación óptima de UFCS de PEV. El Capítulo 4 describe la aplicación de la metodología en el sistema de prueba IEEE - 30 barras y presenta los resultados. Finalmente, conclusiones y algunas recomendaciones para futuros estudios forman parte del Capítulo 5.

1.1 Pregunta de investigación

¿Cómo establecer una metodología para la ubicación óptima de estaciones de carga ultra rápida de vehículos eléctricos en sistemas de distribución de energía eléctrica?

1.2 Objetivo General

Desarrollar una metodología que permita encontrar la ubicación óptima de las estaciones de carga ultra rápida de PEVs considerando el comportamiento del usuario y la red eléctrica, y analizar su impacto en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

1.3 Objetivos Específicos

Analizar los modelos matemáticos existentes para plantear el problema de optimización de flujo de tráfico en el proceso para determinar la ubicación óptima de estaciones de carga de vehículos eléctricos y determinar el modelo que mejor se acople a la realidad.

Analizar métodos de optimización que permitan integrar las entidades involucradas para formular un problema global y encontrar la solución óptima de la ubicación de estaciones de carga de vehículos eléctricos, de estos métodos se tomará el que más ajusta al problema.

Implementar un código de programación que permita aplicar la metodología de ubicación óptima de estaciones de carga de vehículos eléctricos y su efecto en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Evaluar la metodología propuesta en un sistema de prueba IEEE 30 BUS y analizar los resultados de acuerdo con las alternativas de ubicación de estaciones de carga de PEVs.

Analizar el impacto que genera el incremento de la demanda eléctrica debido a la ubicación de estaciones de carga de PEV mediante fallas en cascada en el sistema eléctrico de prueba IEEE 30 BUS.

1.4 Alcance

El trabajo de titulación plantea desarrollar una metodología para encontrar la ubicación óptima de estaciones de carga ultra rápida (UFCS) para vehículos eléctricos y un análisis de su efecto en la red eléctrica. Se considerará restricciones de las siguientes dos entidades que intervienen en el problema: el usuario y la red eléctrica. Para cada una de las entidades se formularán los problemas de optimización los cuales se analizarán individualmente. Con respecto al flujo de tráfico se analizarán los modelos existentes para luego escoger el más adecuado considerando el beneficio para el usuario. En el caso del problema de optimización asociado a la red eléctrica se considerará un flujo de potencia DC. Una vez realizado el análisis individual se buscará unificarlos en un problema general que permita ser resuelto mediante métodos de optimización.

Para la formulación del problema conjugado y encontrar su solución, es necesario determinar un algoritmo de optimización que sea eficiente y viable. Por lo tanto, primero se analizará la bibliografía acerca de los métodos de optimización, como, por ejemplo: optimización multinivel, algoritmos heurísticos, multiobjetivo, entre otros y, por último, se determinará cual es el más adecuado para la modelación planteada.

Para la implementación de la metodología se necesitan dos redes: la red eléctrica y la red de tráfico. Se utilizará un sistema eléctrico de prueba IEEE de 30 barras y para la red de tráfico se buscará un algoritmo que permita generar en el espacio las rutas tomadas por los usuarios. El código de programación para obtener esta red se realizará en MATLAB. Una vez obtenidos los resultados de ubicación de las estaciones de carga (UFCS) se realizará un análisis del efecto de estas en la red eléctrica utilizando el método de fallas en cascada, y se obtendrá las combinaciones de estaciones de carga que produzcan menores desconexiones en la red.

La metodología para solucionar el problema de ubicación óptima de UFCS y su impacto en la red eléctrica, se programará en CVX o YALMIP de MATLAB o GAMS considerando sus aplicaciones en problemas de optimización [4], [5].

2 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se contextualiza el rol en la actualidad de los vehículos eléctricos, estaciones de carga y sus tipos, que motivan a resolver el problema de ubicación de estaciones de carga. Además, se realiza una investigación bibliográfica que enmarca el problema de optimización para ubicación de estaciones, con el fin de proponer una metodología acorde que permita considerar todas las entidades involucradas en el problema, junto con un modelo matemático apropiado. Esta revisión bibliográfica se la ha dividido en los siguientes ámbitos:

Modelo del problema de tráfico: se identifican qué tipos de modelos se han desarrollado para resolver este problema en la bibliografía.

Modelo del problema de ubicación de estaciones de carga en el sistema eléctrico de distribución: se analizan artículos científicos que han considerado la red eléctrica en el problema de ubicación de estaciones de carga y como lo han realizado.

Modelos matemáticos: se identifican los modelos matemáticos que se han propuesto para representar al problema de ubicación de estaciones de carga.

Metodologías: revisión bibliográfica de las metodologías utilizadas para la resolución del problema.

2.1 Motivación y contexto del problema

De acuerdo con la *International Energy Agency (IEA)* el número de vehículos eléctricos (PHEV y BEV) en el mundo se ha incrementado a 5.1 millones a finales del 2018 [6]. Los vehículos eléctricos se han convertido en una alternativa atractiva como medio de transporte debido a que muestran varios beneficios en rendimiento, economía y cuidado del medio ambiente. Algunas ventajas que proporcionan los vehículos eléctricos son: motor silencioso, aceleración rápida y menor mantenimiento con respecto a los vehículos de combustión interna. Analizando el beneficio económico de acuerdo a Fuel Economy Guide el costo anual de combustible de un vehículo eléctrico se encuentra entre \$450 a \$900, mientras que en un vehículo de combustión interna entre \$700 a \$3800 aproximadamente [7]. También en [6] se hace una comparación del ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero de un vehículo mediano promedio mundial de combustión interna, con varios tipos de vehículos entre ellos vehículos eléctricos, donde se observa que las emisiones están aproximadamente entre 25-45 tCO₂-eq y 20-37 tCo₂-eq respectivamente.

En otra sección del estudio por parte de IEA el número de estaciones de carga subió en un 44% aproximadamente 5.2 millones en el 2018. La mayor parte de estos puntos de carga son privadas; es decir, de carga lenta; sin embargo en los tres últimos años los puntos de carga públicos se han desplegado como una alternativa de carga rápida [6]. A pesar de este gran crecimiento, uno de los principales problemas que no han permitido que el mercado de vehículos eléctricos despunte, es la incertidumbre por el recorrido que pueden realizar los vehículos sin quedarse sin energía, es decir su autonomía energética [8].

En este sentido el estándar SAE J1772-2017 define los siguientes tipos de cargadores para PEV: *AC Level 1*, *AC Level 2*, *DC Level 1*, *DC Level 2*. De acuerdo con SAE el primer nivel AC es utilizado en casa, el nivel 2 AC/DC es utilizado en lugares de trabajo y cargadores en instalaciones públicas. El nivel 2 DC es utilizado para cargas rápidas especialmente en estaciones públicas. Para el nivel AC 1 se utiliza 120V el cual se puede encontrar en casa, es el cargador más lento y el rango de recorrido es entre 2 a 5 millas por hora de carga. El siguiente nivel necesita 208V o 240V, con este voltaje alcanza un recorrido entre 10 a 20 millas (aproximadamente 16 a 32 km) por hora de carga. Finalmente, niveles DC son los cargadores más rápidos ya que brindan de 60 a 80 millas de recorrido o más. La diferencia entre los niveles DC 1 y 2 son los niveles de corriente [9]. En la Tabla 2.1 se muestran características de los tipos de cargadores.

Tabla 2.1 Características de estaciones de carga de PEV [2], [9]

Nivel de Carga	Nivel de voltaje de conexión	Potencia (kW)	Tiempo de Carga	Nivel de conexión en Sistemas de distribución (SED)
AC Nivel 1	120 V	1.4/1.9	17h	Distribución (Residencial y Público)
AC Nivel 2	240 V	19.2	7/3.5h	
AC Nivel 3	No ha sido implementado			
DC Nivel 1	200-450 V	40	0.5-1.44h	Distribución (Público)
DC Nivel 2	200-450 V	100	0.2-0.58h	
DC Nivel 3*	200-600 V	200	~15 min	
Carga ultra rápida*	≥800	1000	< 6 min (tiempo de carga de combustible)	Subtransmisión (Público)

*Niveles de carga aun no estandarizados

Como se mencionó anteriormente, debido a que para posibles consumidores o conductores de PEV el rango de recorrido que pueden tener los vehículos sin quedarse sin energía es una gran preocupación y los cargadores existentes no satisfacen esta inquietud, actualmente se investigan cargadores ultra rápidos (UFC ultra fast chargers) con el fin de

resolver este problema [8]. De acuerdo con la literatura analizada, existen varias investigaciones desde varios años atrás en diferentes ámbitos como avances en la perspectiva de materiales de baterías, temperatura, arquitectura de los convertidores electrónicos de potencia, entre otros, que proporcionan un gran avance para que los UFC en un futuro cercano sean utilizados [10]–[14]. Estos tipos de cargadores envuelven niveles de potencia más altos debido a que se busca que los vehículos eléctricos se carguen en tiempos menores a 6 minutos (tiempo de carga de combustible), estos altos niveles de potencia y voltaje entre otras ventajas también reducen la corriente y pérdidas en los conversores DC [14], [15].

En el último año, se muestra un gran avance en la implementación de cargadores con más potencia y que reducen el tiempo de carga, es así que, Tesla Company ha incorporado *Super Charger V3* para sus vehículos, y se muestra que son capaces de cargar a una potencia de 250 kW reduciendo el tiempo de carga a aproximadamente 15 minutos [16]. También ABB ha desarrollado *Terra HP high power charging*, este sistema entrega 500 A y 350 kW [17]. Adicionalmente, el estudio realizado en [18] muestra que el incremento de estaciones de carga de PEV, además de otros factores como el precio y la disminución de tiempo de carga, aumenta la satisfacción de los usuarios y posibles usuarios de PEV.

Con estos antecedentes se observa que la implementación de estaciones de carga ultra rápida tiene un gran potencial debido a las investigaciones avanzadas en el tema.

2.2 Estado del arte del modelo de problema de tráfico

La primera entidad de análisis es el concesionario de vehículos eléctricos considerando que son propietarios de las estaciones de carga. Esta entidad envuelve el problema de captura de tráfico debido a que uno de los principales objetivos de un concesionario es incrementar las ventas, lo que implica tener mayor afluencia de vehículos en las estaciones de carga. Así, los usuarios y posibles usuarios no encontrarán desventajas en los PEV, como es la limitación de recorrido debido a falta de energía, sino más bien, predominarán las ventajas. De acuerdo con las diferentes consideraciones de tipos de cargadores, su uso y el nivel de carga sea rápida o lenta, existen varias técnicas para determinar la ubicación de las estaciones de carga.

La localización de estaciones de carga de PEV que satisfagan las condiciones del usuario y de tipos de carga, se puede analizar como un problema de ubicación de recarga basado en el concepto de abarcar nodos de demanda. En la revisión bibliográfica se ha encontrado que de acuerdo con el nivel de carga que se desea instalar en las estaciones, se puede

diferenciar dos modelos para encontrar la ubicación óptima de las mismas. El primer modelo usado para carga de PEV utiliza un tiempo de aproximadamente 6 horas; es decir, carga lenta, busca como objetivo maximizar los puntos de demanda capturados en ubicaciones específicas utilizando el concepto de *gradual coverage* y definir una variable de distancia entre el centroide de la demanda y la estación de carga [19]. Otro ejemplo de este modelo lo presentan en [20] donde se maximiza los EV cargados y además soluciona el problema de número de puntos de carga por cada estación, éste es aplicado para cargadores en instalaciones públicas con largos tiempos de parqueo, es decir se aplica para niveles 1 y 2 de carga.

El problema de ubicación de estaciones de carga es formulado, de acuerdo con la bibliografía, mediante un segundo modelo que considera el flujo capturado. Hodgson, fue uno de los pioneros en desarrollar el modelo *Flow Capturing Location Model (FCLM)* que incorpora un nuevo conjunto, nodos capaces de capturar la cantidad de flujo que circula entre dos puntos de origen y destino (O-D) de una ruta determinada, para maximizar el flujo capturado en diferentes recorridos. Además, para la solución toma en cuenta la ubicación paso a paso con el fenómeno *Flow cannibalization* [21]. Tomando como base este estudio se han realizado varias investigaciones para resolver nuevos problemas que presentan la ubicación de estaciones de carga de vehículos eléctricos. Así, en [22] se presenta el objetivo de maximizar el flujo capturado con la diferencia que la red de tráfico incorpora el límite de distancia de recorrido del vehículo y es colocada como estaciones intermedias entre los recorridos de origen y destino, con su respectiva cantidad de flujo y se generan índices de combinaciones de localizaciones de las estaciones de carga. A este modelo se denomina *Flow Refuel Location Model (FRLM)*. El mismo autor plantea en [23] cambiar la consideración que una estación de carga puede recargar infinito número de vehículos de los métodos anteriores, con el nuevo modelo *Capacitated Flow Refueling Location Model (CFRLM)* limita la capacidad de flujo que puede abastecer una estación de carga y como objetivo maximiza el recorrido del vehículo. En este nuevo modelo para su resolución se plantean varias suposiciones en el flujo de tráfico y variables de decisión que permiten que facilitar la resolución del problema. En [24] agrega al modelo la desviación de la ruta que debe tomar un vehículo para realizar la recarga del mismo (*The Deviation-Flow Refueling Location Model (DFRLM)*), por lo tanto se considera una red dispersa manteniendo el mismo concepto de sub recorridos al ubicar estaciones dentro de la ruta origen y destino.

En este mismo contexto, se ha avanzado en incorporar esta formulación en el problema específico de la localización óptima de estaciones de carga rápida e incluir la incertidumbre del flujo de vehículos en la red de tráfico. El problema lo resuelve en dos fases: la primera maximiza el volumen de PEV esperados que puede ser capturado por las estaciones de carga y para esto está implícita la segunda fase que considera varios parámetros del PEV (camino más corto, ansiedad en el límite de recorrido, recarga en la ruta y distancia de desviación de la ruta para recarga) [25]. También en [26] se propone un modelo de flujo capturado estocástico (*Stochastic Flow Capturing Location Model (SFCLM)*) enfocado en el usuario, debido a la congestión de tráfico y la disponibilidad de carga en las estaciones.

Del análisis bibliográfico realizado para la formulación del problema de ubicación de estaciones de carga, se muestra también una reformulación (*Multi-path model*) que deriva del modelo de un camino, y tiene como fin permitir la inclusión de nuevas variables de las estaciones de carga, comportamiento del conductor, reducción de tiempos para obtener la solución, entre otros. Ésta consiste en expandir la red con la condición de que la distancia entre dos posibles estaciones no sea mayor al rango de recorrido que posee el vehículo. Por lo tanto, cambia el marco de referencia del modelo FCLM porque el nuevo objetivo de la formulación matemática del problema de optimización es encontrar el camino donde el vehículo pueda completar su recorrido (ruta ida y vuelta) utilizando estaciones de carga al mínimo costo [27],[28]. En base a este tipo de formulación se han desarrollado varias investigaciones considerando otros parámetros, como el presupuesto para encontrar la ubicación y el tamaño óptimo de estación de carga rápida en autopistas y considerar el comportamiento del conductor cuando desea realizar la carga del vehículo, un factor difícil de predecir; sin embargo, en [29] se hace un análisis mediante *Utility Theory* para extender el modelo FRLM y adicionar un método para el cálculo del flujo de tráfico por una ruta.

Una desventaja de los estudios analizados anteriormente es que no consideran el impacto de las estaciones de carga en la red eléctrica como parte del problema.

Utilizando el modelo multi-ruta se ha propuesto un algoritmo *Capacitated Flow-Refueling Location Model (CFRLM)* basado en FRLM, la diferencia entre ambos se encuentra en que el nuevo modelo considera la capacidad de servicio de las estaciones de carga implementando *Queuing Theory* y determina el número de puntos de carga que se construirán en cada estación [30]. El mismo autor realiza una extensión del trabajo donde al modelo multi-ruta con redes expandidas lo modifica a un modelo con sub-caminos que representan los rangos límites de conducción del vehículo (CFRLM_SP), en éste se considera que el vehículo ingresa a la red de tráfico con carga suficiente para recorrer una

distancia establecida, no con carga completa como en otros modelos. Este modelo permite considerar que el flujo de tráfico es variable en el tiempo [31]. El análisis de estos estudios se extiende en las siguientes secciones.

2.3 Estado del arte del modelo del problema de ubicación de estaciones de carga en el sistema eléctrico

El sistema eléctrico de distribución ha sufrido grandes cambios con el incremento de vehículos eléctricos en el mismo, y como se menciona en [6] para el escenario 2030 la demanda de vehículos eléctricos será cerca de los 640 TWh. Además, de acuerdo con el análisis de [32] donde se evalúa el impacto de los PEV en el estado de la red y sus equipos, se observa una depreciación en el tiempo de vida de transformadores y reguladores de voltaje [33]. Con estas estadísticas es imperativo que se realice un análisis de la penetración de los PEV en la red eléctrica y una planificación adecuada que considere esta demanda para la localización de futuras estaciones de carga de PEV.

Es así como de acuerdo con la literatura analizada existen varios estudios donde se incluye dentro del problema de ubicación óptima de estaciones de carga, a la red eléctrica junto con el flujo de tráfico capturado. En [34], [35], [36] el problema de ubicación de estaciones de carga es investigado con el objetivo principal de minimizar costos de inversión y costos de operación de la red de distribución. Además de los límites de voltaje, potencia y corriente del sistema eléctrico, este modelo considera como restricciones, si es necesario construir, reemplazar líneas, o conductores en la red. Una de las diferencias entre los estudios mencionados es la consideración de diferentes factores de manejo de los PEV en el problema de tráfico asociado. También en otros estudios como [37] el objetivo es reducir las pérdidas de potencia y desviaciones de voltaje en el sistema eléctrico considerando un flujo de potencia AC. El mayor aporte de esta investigación es la implementación de un método utilizando análisis de datos para el proceso de toma de decisiones (CE-DEA Method). En [30] y [38] además de considerar las restricciones de operación del sistema de eléctrico y minimizar costos de inversión, se busca incrementar el beneficio social lo cual no se considera en investigaciones mencionadas anteriormente. Adicionalmente, en [38] se considera un flujo de potencia óptimo AC estocástico que incluye la demanda de PEV. Otro estudio realiza un análisis diario del impacto de PEV en dos diferentes escenarios para un sistema eléctrico de distribución y se demuestran el efecto en caídas de voltaje e incremento de perfiles de potencia activa en transformadores [39]. Dentro del análisis de los PEV en la red eléctrica se propone una metodología para modelar la demanda de carga de un PEV en [40].

De los estudios mencionados en esta sección se concluye que, si bien el problema de ubicación óptima resuelve por un lado el problema de límite de recorrido que puede tener un PEV, por otro lado, afecta al sistema eléctrico de distribución en su cargabilidad y vida útil de los equipos. Por lo tanto, es necesario tomar en cuenta como una entidad que interviene en la ubicación óptima de estaciones de carga al operador del sistema, para mantener estable y confiable el mismo.

2.4 Ubicación óptima de estaciones de carga

2.4.1 Estado del arte de modelos matemáticos

De las estrategias para la formulación del problema de ubicación óptima de estaciones de carga de PEV en las investigaciones analizadas, se pueden diferenciar tres tipos: multiobjetivo [30], [37], [41], [42], multiestado [25], [31], [34], [43], [44], [45] y binivel [46]–[49].

La diferencia entre los diferentes estudios que presentan una formulación multiobjetivo son los enfoques que adicionan para resolver el problema, es decir, diferentes variables como capacidad de la batería, tiempo de viaje por la ruta, variables de decisión del problema, etc. Generalmente buscan minimizar los costos asociados a inversión operación, mantenimiento, abastecimiento al usuario y costos del sistema de eléctrico. También en [37] el objetivo principal está compuesto por la minimización de pérdidas y la maximización de utilización de las estaciones de carga por los vehículos eléctricos.

La formulación multiestado es utilizada en estudios con problemas estocásticos que conllevan a un proceso de toma de decisiones, en todos los casos se propone dos estados; sin embargo, los objetivos son diferentes en cada estudio. Así, [31] y [34] se enfocan en cada estado para minimizar el costo de operación, mantenimiento y precio al alterar algún componente del sistema a causa de las estaciones de carga, además cada estado se diferencia en el requerimiento de capacidad de carga total de cada estación en un tiempo dado. En [43] además de considerar los PEV propone incluir generación distribuida de energías alternativas y el mercado eléctrico en sus estados. Como se mencionó en la sección anterior, [25] envuelve un problema donde su primer estado está concatenado con el segundo ya que interviene FCLM y los estados varían con el flujo de tráfico esperado. Finalmente, [45] divide su problema estocástico en determinar si la estación de carga fue instalada o no y la cantidad de flujo que arriba a la estación de carga en distintos tiempos y escenarios.

Dentro del contexto de optimización binivel se han propuesto varios estudios como [46] donde se plantea que el nivel superior resuelva el problema de ubicación de estaciones minimizando el tiempo de viaje y espera para cargar el vehículo eléctrico, mientras que el nivel inferior maximiza la captura de tráfico. La interacción entre los dos niveles es la variable de tiempo de espera del vehículo en la estación, es decir, el nivel inferior transfiere los perfiles de carga y tiempos de espera al nivel superior para resolver el problema. Por otro lado, [47] propone en el nivel superior maximizar el beneficio social que se lo representa con la minimización de costos por tiempos de espera de carga y recarga de los vehículos y los recorridos perdidos. Mientras que en el nivel inferior toma en cuenta el equilibrio en la red de tráfico basado en recorridos. Las investigaciones más actuales que formulan un problema binivel para planificar el diseño óptimo de estaciones de carga, pertenecen al mismo autor e incluye estaciones de carga con recursos renovables. Como objetivo del nivel más alto se encuentra el maximizar los beneficios o ganancias del proyecto de recursos renovables. En el segundo nivel maximiza el pago del servicio de recursos renovables, el nivel de carga requerida por el vehículo o su estado de carga en kWh es proporcionado al nivel superior [49].

Otro aporte del mismo autor en [48], representa en el primer nivel la maximización de ganancias del propietario de la estación de carga, para este fin éste escoge la configuración de la estación de carga y la tarifa por el tiempo de carga. En el segundo nivel se representa el comportamiento de los PEV y la demanda de energía utilizada para carga. Dentro de los dos niveles se observan tres estados de decisión: decisión del propietario, la demanda tomada desde la red eléctrica para carga del vehículo y determinación de la disponibilidad de recursos renovables.

En los estudios analizados anteriormente la formulación asume que el planificador tiene acceso a ambas redes eléctrica y de tráfico y éstas dos entidades no son contrarias en sus objetivos; sin embargo, esta consideración no se aplica en el problema real ya que cada uno tiene objetivos conflictivos. Otro vacío encontrado, es la metodología propuesta en las investigaciones debido a que no refleja el impacto de las estaciones de carga ultra rápida en la red eléctrica, únicamente se han realizado estudios para estaciones de carga lenta y rápida conectados a sistemas eléctricos de distribución.

2.4.2 Estado del arte de metodologías

La formulación del problema de ubicación de estaciones de carga y su clase depende del tipo de variables que se encuentren inmersas en el problema. Por ejemplo, si se considera en el problema variables de flujo de potencia AC, ocasiona que esta parte del problema se

vuelva no lineal y al ser agregado al problema de ubicación óptima de estaciones de carga en base a FCLM, se obtiene un problema no lineal entero mixto (MINLP) [31], [41], [44]. Si solo se considera al problema como dependiente únicamente del flujo capturado, como en la mayor parte de estudios analizados en la sección 2.2 se expresaría al problema como un problema lineal entero mixto (MILP); es decir que se consideraría como variable de decisión a la variable binaria de localización de estación de carga, o no en la red de tráfico. Con el fin de considerar en estos problemas la incertidumbre de ciertas variables como: flujo de tráfico, tiempo de espera de carga de vehículos, demanda de carga de los vehículos eléctricos; se formulan los problemas de optimización ya no determinísticos sino se proponen modelos estocásticos.

Estos tipos de formulación y otros encontrados en la literatura analizada, provocan que ciertos problemas no puedan resolverse mediante métodos clásicos de optimización porque contienen una gran cantidad de datos que convierten al problema en intratable con necesidad de gran capacidad computacional. Es así como, se pueden clasificar los métodos de resolución en exactos y heurísticos. Además, dentro de los métodos exactos se denota que para diferentes tipos de problemas como MINLP es necesario utilizar técnicas que permitan reformular los modelos para obtener su solución. La literatura analizada acerca de metodologías para la resolución de problemas de ubicación de estaciones de carga se ha resumido en la Tabla 2.2 donde se observan los principales tipos de problemas de optimización y métodos con las ventajas y desventajas que presentan.

Tabla 2.2 Metodologías existentes para ubicación de estaciones de carga

Métodos de Solución	Tipos de Métodos de Solución	Tipo de problema	Ventajas	Desventajas
Heurísticos	<ul style="list-style-type: none"> • Algoritmos Genéticos [29], [38], [39], [41] • Cross Entropy [37] • Otros [22], [24], [45] 	<ul style="list-style-type: none"> • Lineales Enteros Mixtos [22], [24] • No lineales Enteros Mixtos [41] • No lineal [37] • Estocásticos [45] 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapidez en encontrar solución • Facilidad en la utilización • Ayuda a resolver problemas que no poseen una estructura matemática clásica de un problema de optimización • Generalmente es aplicado para resolver problemas de sistemas reales con gran cantidad de ecuaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es variable ya que depende de la fijación de parámetros. • No garantiza un óptimo global
Exactos	<ul style="list-style-type: none"> • Simplex -CPLEX [27], [30], [31], [34], [44] • MPDIPA (Modified Primal Dual Interior Point) [35] • Técnicas de Linealización [26], [42], [49] • Branch and bound - CPLEX [31] • Relajación [26],[49] • Decomposición [25] • Otros [43], [47] 	<ul style="list-style-type: none"> • Lineales Enteros Mixtos [25], [27], [30], [34], [43], [48] • No lineales Enteros Mixtos [26], [42], [49] • No lineales [35] • Estocásticos [25], [31], [43], [44], [47], [48] • Entero Mixto SOCP [31],[44] 	<ul style="list-style-type: none"> • Existen formulaciones matemáticas • Existen técnicas que simplifican el problema y permiten conservar la solución global (Linealización, Relajación y Decomposición) • Existen varios solvers en GAMS, MATLAB, etc. para su resolución. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente es utilizado en situaciones concretas y datos específicos. • Computacionalmente es extenso

3 METODOLOGÍA

La metodología que se propone en este trabajo para la planificación (ubicación) de estaciones de carga ultra rápida de PEV, permite considerar tres entidades relacionadas en el problema, éstas son: el usuario, concesionario y red eléctrica. Como se mencionó en el capítulo anterior, hasta el momento se las ha considerado separadamente y esto no permite satisfacer las necesidades presentadas por los actores involucrados en conjunto. La metodología propuesta determina la ubicación óptima de estaciones de carga considerando los siguientes objetivos: maximización del número de vehículos que sean asistidos por las estaciones carga y maximización del beneficio social disminuyendo los costos de inversión (necesidad de concesionario y usuario), restringido por el número máximo de estaciones de carga y valor máximo de inversión. Además, se considera la minimización de costos de producción de generación en el sistema eléctrico con restricciones de operación del sistema. En el diagrama de la Figura 3.1 se detalla metodología propuesta, ésta consta de seis fases como se describe a continuación:

Fase I (Almacenamiento de datos): recopilación de datos de la red eléctrica y la red de tráfico (el proyecto no contiene datos reales de la red de tráfico).

Fase II (Procesamiento de datos de tráfico): se generan datos de la red de tráfico como: calles, nodos candidatos para ubicación de estaciones de carga y flujo de vehículos eléctricos. También, se identifican rutas de viaje de los usuarios y mediante el algoritmo expuesto en [28] se procesan estos datos considerando el comportamiento del usuario, recorrido máximo y estado de carga del vehículo. Sección 3.1.

Fase III (Procesamiento de datos de demanda eléctrica): Se realiza un procesamiento de datos de la incertidumbre de la demanda eléctrica para la planificación a largo plazo considerando al problema como un problema estocástico-estático [50]. Sección 3.2.

Fase IV (Procesamiento de datos de red eléctrica y de tráfico): Esta fase envuelve el procesamiento de las dos redes involucradas, eléctrica y de tráfico, para asignar una subestación eléctrica a cada punto candidato de ubicación de UFCS. Sección 3.2.

Fase V (Aplicación del modelo en el problema): Se formula un modelo de optimización multinivel donde se involucran a las tres entidades del problema. El primer nivel considera al planificador(concesionario) y el usuario, mientras que el segundo nivel considera al operador de la red eléctrica. En el segundo nivel se considera la incertidumbre de la demanda, provocando un problema binivel estático-estocástico. Sección 3.3.

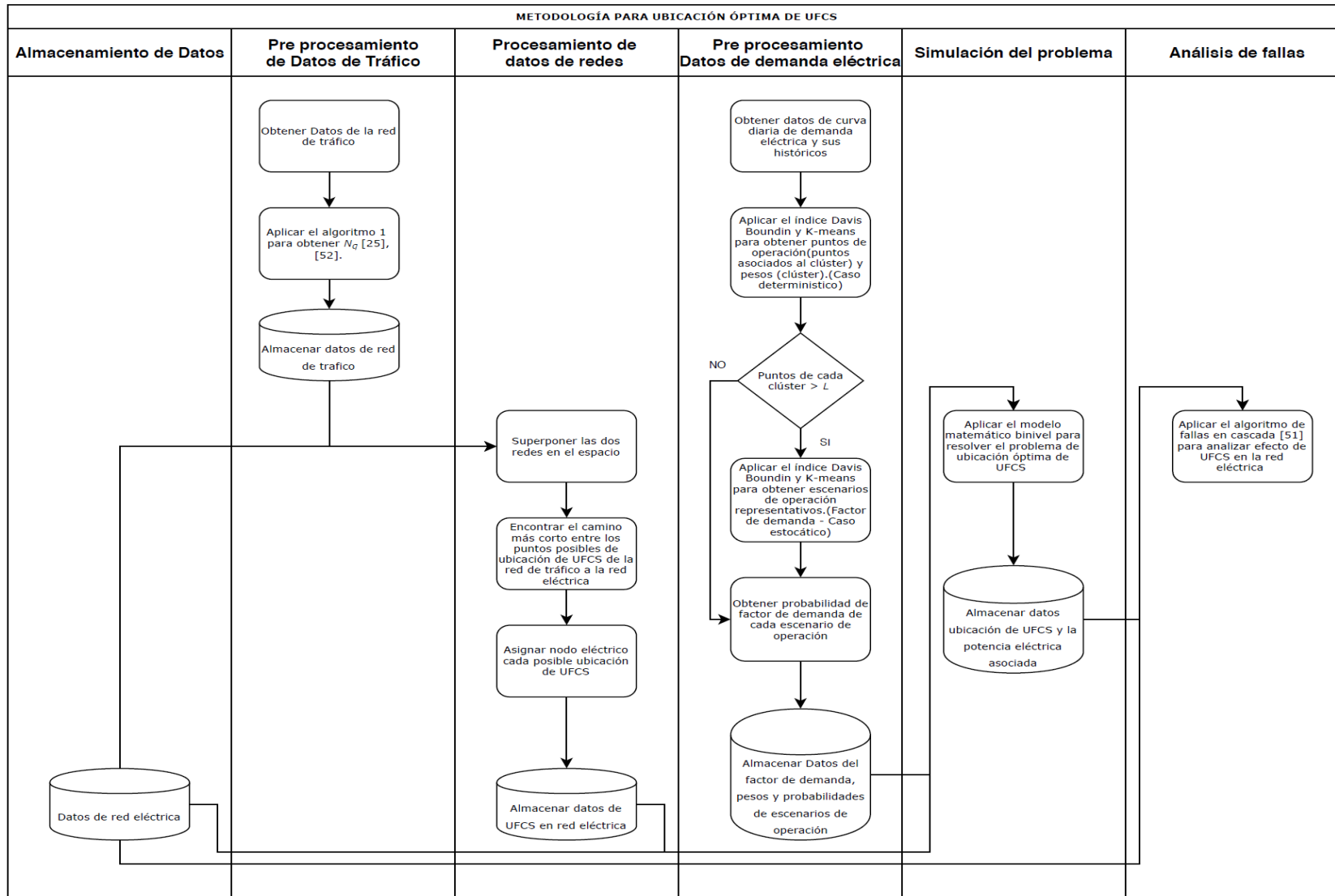


Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología propuesta

Fase VI (Análisis de fallas): se realiza un análisis de fallas en cascada (algoritmo tomado de [51]) al incluir la potencia de estaciones de carga al sistema eléctrico. Sección 3.4.

3.1 Procesamiento de datos de tráfico

De las entidades involucradas en el problema, tanto el concesionario como el usuario tienen un objetivo en común, capturar y ser capturados por el mayor número de estaciones de carga. De la bibliografía analizada en el capítulo anterior, existen varias técnicas para resolver el problema de captura de flujo de tráfico como son: FCLM, FRLM, CFRLM, DVRLM, etc. Aun cuando, los tres últimos modelos consideran un mayor número de variables del comportamiento de la red de tráfico, computacionalmente requieren de mayor capacidad, esto se debe a que el problema que resuelven se expresa como modelos enteros mixtos no lineales (MINLP). Además, este tipo de problemas no lineales son difíciles de tratar para encontrar la solución óptima global y no, óptimos parciales. En [25] se propone un método estocástico utilizando FCLM donde se consideran las variables que preocupan al usuario sin crear un problema no lineal. Por las razones mencionadas anteriormente, se escoge el *modelo de flujo capturado para ubicación de estaciones* (FCLM), en la metodología propuesta. El objetivo de este problema se lo puede entender desde el punto de vista de dos diferentes entidades involucradas: como un objetivo del planificador (concesionario) que busca capturar el mayor número de vehículos en ruta o como un objetivo de los usuarios que desean ser capturados por el mayor número de estaciones de carga [8].

Primero se define el modelo FCLM [21] con el fin de distinguir los datos necesarios para la resolución del problema.

Notación

Conjuntos

- K** Conjunto de las ubicaciones posibles en la red de tráfico.
- Q** Conjunto de índices de rutas en la red de tráfico.

Variables

- x_k Variable binaria de decisión que es igual a 1 si una estación de carga es colocada en la localización k y 0 otros.
- y_q Variable binaria de decisión que es igual a 1 si la ruta q es capturada por estación de carga ubicada en k y 0 otros.

Parámetros

- f_q Cantidad de vehículos eléctricos que circulan por una ruta q .

- N_q Conjunto de ubicaciones de estaciones de carga candidatas que son capaces de capturar PEV en las rutas q .
- p Número máximo de estaciones de carga que serán construidas.

$$\max_{\Omega} \sum_{q \in Q} f_q y_q \quad (3.1)$$

s. t.

$$\sum_{k \in N_q} x_k \geq y_q \quad \forall q \in Q \quad (3.2)$$

$$\sum_{k \in K} x_k = p \quad \forall k \in K \quad (3.3)$$

$$y_q \in \{0,1\}, x_k \in \{0,1\} \quad \forall q \in Q \quad (3.4)$$

La función objetivo de este problema, ecuación (3.1), es capturar el mayor número de flujo que transita por las rutas q de la red de tráfico. El conjunto de restricciones (3.2) impone que el flujo a través de una ruta solo puede ser capturado si al menos una de las estaciones del conjunto N_q es instalada. El siguiente conjunto de restricciones (3.3) limita el número de estaciones de carga a construirse. La ecuación (3.4) se asocia al conjunto de restricciones de integralidad.

Debido a que no se cuenta con datos reales de una red de tráfico, es necesario crear un ejemplo para el análisis de la metodología. La generación de datos de los conjuntos y parámetros mostrados en la notación del modelo FCLM se realiza de la siguiente manera: la modelación de la red de tráfico se ejecuta con la creación de puntos aleatorios en el espacio (conjunto de estaciones de carga ($k \in K$), estos puntos permiten generar las conexiones entre ellos las cuales harán el papel de calles o autopistas). La modelación de rutas ($q \in Q$) de circulación de vehículos se obtiene mediante la distancia más corta entre el punto de origen y destino asumidos, estos puntos pertenecen a rutas de viaje del conductor.

Como se puede observar en (3.1) a (3.4) adicionalmente a los datos que se asumen en el párrafo anterior, es necesario generar otros parámetros como la matriz N_q . La generación de ésta, se obtiene en base a la referencia [25], [52], donde se toman en cuenta los puntos mencionados a continuación.

- i. La ruta que tomará un vehículo será la del camino más corto. Lo que permitirá generar el recorrido del vehículo de los datos de origen y destino asumidos de una ruta de viaje.
- ii. Se considera que el PEV empieza el recorrido con la batería cargada al 100%. Cuando el porcentaje de batería del vehículo sea menor a uno establecido, éste se verá obligado a recargar la batería.
- iii. Las estaciones de carga se encontrarán en la ruta del recorrido de los PEV y estos podrán recargar una vez al día debido a que solo pueden ser capturados una vez.
- iv. Para considerar la distancia de desviación para recarga, se define un radio dentro del cual un vehículo puede ser capturado por una estación de carga candidata.

Estas consideraciones permiten satisfacer las necesidades y preocupaciones que tiene un conductor al escoger como su medio de transporte un vehículo eléctrico. La técnica de solución que propone el autor para crear la matriz de incidencia N_q (capacidad de una estación de capturar un PEV en la ruta q), se detalla en el algoritmo a continuación:

Algoritmo 1: Determinación de la matriz N_q [25], [52]

1. for $q \in Q$ do
 2. $N_q \leftarrow \emptyset$
 3. if $\mathcal{L}(q) \leq \mathcal{R}$ then
 4. for $k \in K$ do
 5. if $\mathcal{L}_{ok}(q)/\mathcal{L}(q) \in [\tau/100, 1]$ then
 6. $N_q \leftarrow N_q \cup \{k\}$
 7. end if
 8. end for
 9. else if $\mathcal{R} < \mathcal{L}(q) \leq 2\mathcal{R}$ then
 10. for $k \in K$ do
 11. if $\mathcal{L}_{ok}(q) \in [\max\{\tau\mathcal{L}(q)/100, \mathcal{L}(q) - \mathcal{R}\}, \mathcal{R}]$ then
 12. $N_q \leftarrow N_q \cup \{k\}$
 13. end if
 14. end for
 15. end if
 16. end for
-

El algoritmo utiliza los siguientes factores que resuelven las preocupaciones del usuario al adquirir un PEV: \mathcal{R} rango de recorrido y τ factor de límite de recorrido. El proceso empieza con la inicialización de la matriz N_q de dimensión (q, k) . Una vez inicializado se comprueba en la línea 3 si la longitud de la ruta q es menor o igual al rango máximo \mathcal{R} . Si esta condición se cumple no existe desviación de ruta habitual del conductor. Además, se verifica que la ruta de viaje tomada por el vehículo no sea mayor al recorrido máximo que éste puede

tener con su carga al 100%. En la línea 5 se garantiza que una estación de carga k puede capturar una ruta q , si el conductor tiene limitación en su recorrido por bajo estado de carga. En el caso de que la ruta sea mayor a \mathcal{R} , se establece un radio máximo de desviación en la línea 9. Finalmente, en el paso 11 se asegura que la ruta de viaje q pueda ser completa por una estación de carga candidata ubicada en k .

3.2 Procesamiento de datos de demanda eléctrica

El modelo matemático que se propone considera al operador de la red eléctrica como un actor más del problema. El operador tiene como papel primordial, mantener la estabilidad del sistema al menor costo de generación. Por lo tanto, para satisfacer la necesidad de esta entidad se utiliza el modelo de optimización de despacho económico que ha sido altamente estudiado [53], [54]. Dentro del problema de despacho económico se considera al flujo de potencia, éste puede ser AC o un modelo simplificado DC [53], [55] que convierten al problema en un modelo de optimización no lineal (PNL) y lineal (PL), respectivamente. Para que un modelo matemático binivel como el que se propone se pueda resolver, es necesario que se cumplan ciertas consideraciones (Sección 3.3.1) como la convexidad del problema del nivel inferior, razón por la cual se decide utilizar un problema de despacho económico con flujos de potencia DC.

Como parte del flujo de potencia DC en el despacho económico, se tiene como restricción la ecuación de balance de potencia donde se incorpora la incertidumbre de demanda eléctrica, esto permite analizar de mejor manera al problema de ubicación óptima de estaciones de carga. La incertidumbre provoca que el modelo propuesto sea un modelo de optimización estocástico binivel. En la literatura, una de las aplicaciones de la formulación binivel es la expansión de generación en el sistema de potencia como se presenta en [50], el autor expone un ejemplo donde se considera expansión de generación con recursos renovables considerando incertidumbre en el viento, sol, etc. El caso de estudio de ubicación óptima de estaciones de carga presenta cierta analogía con la planificación de expansión de generación.

Al realizar una comparación se encuentra que la representación del proceso de decisión de inversión en las unidades de potencia de generación (eólica) es análoga desde cierto enfoque a la inversión de estaciones de carga. También, la incertidumbre del recurso como el viento o sol para la generación, es análogo a la incertidumbre de demanda que se plantea. La incertidumbre ocasiona que el problema de despacho económico se analice

para diferentes escenarios, esto, en un problema binivel, requiere incluir un largo número de problemas de nivel inferior como se explica en los párrafos siguientes.

Este trabajo propone una planificación a largo plazo (por ejemplo 20 años) y se considera que el planificador (concesionario) toma la decisión al inicio del horizonte de planificación (un solo punto en el tiempo). Esta planificación se denomina estática y todo el horizonte se asume en un solo año, el más representativo, que proporciona resultados más simples constituyendo esto una ventaja [50].

En este estudio se asume que, la demanda es la única que afectará a las diferentes condiciones de operación del sistema. Para modelar las condiciones de operación de la demanda eléctrica se pueden considerar los datos históricos en el sistema; sin embargo, estos constituyen millones de datos y no sería práctico trabajar con cantidades tan grandes de ellos. Es posible reducir esta cantidad de datos debido a que existen varias demandas con el mismo valor en ciertas horas o días y se los puede colocar en grupos. Para este propósito se utiliza en el proyecto la técnica de conglomerados K-means [56].

El método de conglomerados lo que realiza es una búsqueda de semejanzas en los 8760 datos obtenidos de demanda por el número de horas en el año y agrupa por valores similares a la demanda en diferentes niveles. Mediante este método se obtiene un número de condiciones de operación reducido, que sean los más representativos y cada uno de estos definidos por: un nivel de demanda y un peso relativo de la condición de operación de los datos analizados. Estos datos reducidos son usados para representar las condiciones de operación en el horizonte de planificación [50].

Si se considera además que las decisiones del concesionario son realizadas en base a la incertidumbre de la demanda, en el proceso de decisión también se debe considerar esta incertidumbre para tomar decisiones informadas. Por lo tanto, el modelo es ahora estocástico y la incertidumbre es modelada a través de un conjunto de escenarios [50]. En la Figura 3.2 se representa un esquema del problema estático-estocástico para la ubicación óptima de estaciones de carga. Como se mencionó anteriormente se asume que la incertidumbre solo afecta a la demanda del sistema. Si se considera todos los datos de incertidumbre de la demanda de cada condición de operación, nuevamente están envueltos miles de datos de los cuales se puede obtener los más representativos y se utiliza el mismo método de conglomerados K-means para este propósito.

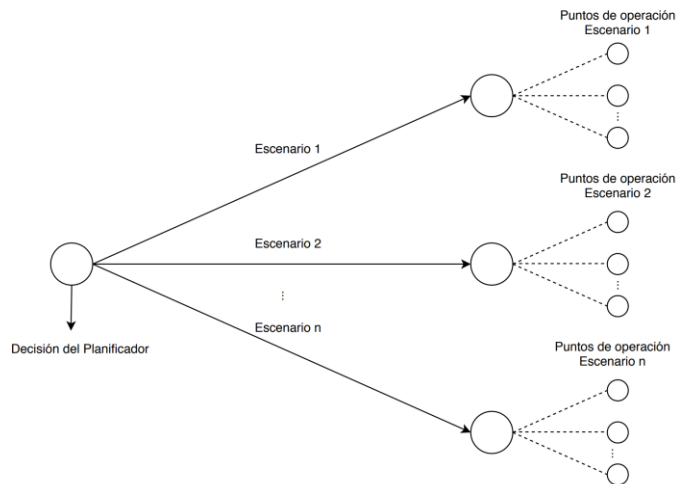


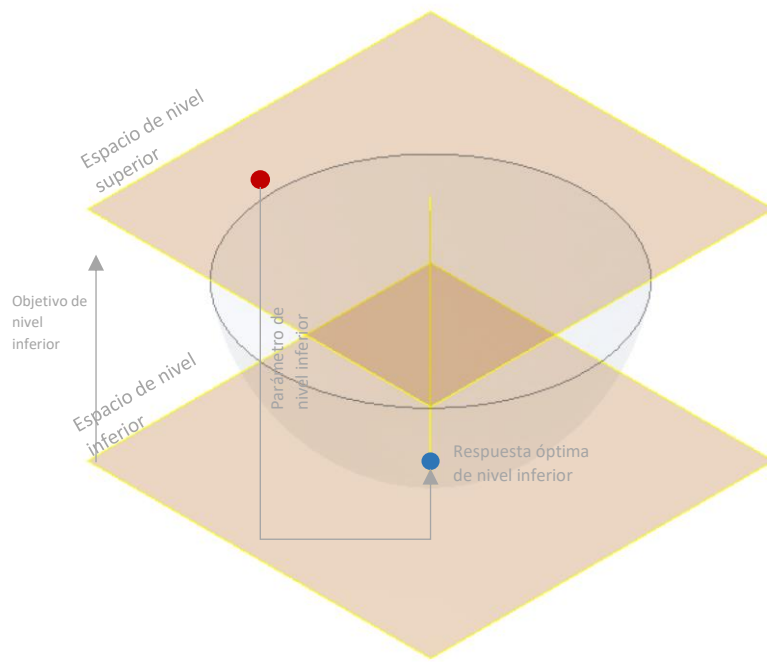
Figura 3.2 Esquema del problema estático – estocástico [50]

3.3 Formulación matemática del problema

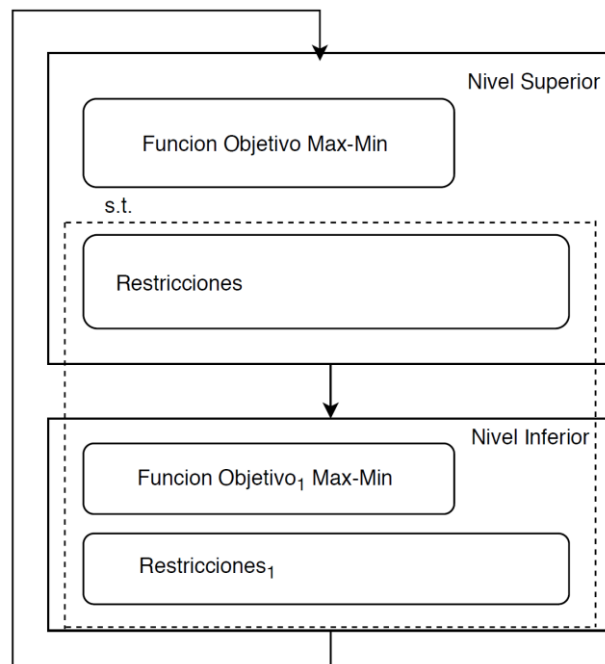
3.3.1 Optimización Binivel

En esta sección se detalla una revisión básica acerca de optimización binivel. En la actualidad este tipo de formulación ha sido muy usada debido a que es común encontrar muchos problemas donde se presenten situaciones que requieran la toma de decisiones con dos actores involucrados. Generalmente existen problemas de objetivos contrarios, como agentes privados buscando su máximo beneficio, mientras que, el sector público cuida controlar el ambiente. Esta propiedad de la optimización binivel en términos de toma de decisiones puede tener un gran efecto al largo plazo y actualmente es una herramienta muy utilizada [57]. Otra aplicación de este tipo de problemas de optimización son los mercados, ya que estos tienen como propósito el equilibrio del mismo y para esto deben tomar decisiones previas [58]. A la optimización binivel se la puede definir como un problema matemático que envuelve dos problemas de optimización y uno de ellos se encuentra como restricción del otro, la estructura del modelo y relación entre niveles se la puede observar en la Figura 3.3 a) y b).

A estos dos niveles se los diferencia debido a que uno está sobre el otro (niveles jerárquicos). El nivel externo también llamado nivel superior se lo asemeja en el proceso de toma de decisiones al líder, mientras que, el nivel inferior o interno se lo denomina seguidor. Cada nivel está compuesto por objetivos y restricciones propios; sin embargo, en este tipo de problema el nivel superior conoce todo acerca del nivel inferior mientras que el nivel inferior solo obtiene cierta información (variable de decisión) del nivel superior [58].



a)



b)

Figura 3.3 Modelo Binivel [57],[58]

En el proceso de encontrar la solución al problema, el nivel inferior se transforma en un problema de optimización que es resuelto junto con sus restricciones y variables de decisión, mientras que, el nivel superior actúa como parámetro del nivel inferior. Después, para el nivel superior, el nivel inferior actúa como una restricción. El problema se considera

que es factible cuando se satisfacen las restricciones del nivel superior y se obtiene los óptimos del nivel inferior [58]. Cuando el líder no conoce exactamente el problema del nivel interno puede incurrir en un problema estocástico de optimización multinivel [57].

La formulación general del problema de optimización Binivel necesaria para este estudio fue tomada de la referencia [58] y se muestra a continuación:

$$\min_{x \cup \{x^1, \dots, x^n\} \cup \{\lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n\}} f(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) \quad (3.5)$$

s. t.

$$h(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) = 0 \quad (3.6)$$

$$g(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) \leq 0, \quad (3.7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x^1} f^1(x, x^1, \dots, x^n) \\ \text{s. t.} \\ h^1(x, x^1, \dots, x^n) = 0 \quad (\lambda^1) \\ g^1(x, x^1, \dots, x^n) \leq 0 \quad (\mu^1), \end{array} \right. \quad (3.8)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x^i} f^i(x, x^1, \dots, x^n) \\ \text{s. t.} \\ h^i(x, x^1, \dots, x^n) = 0 \quad (\lambda^i) \\ g^i(x, x^1, \dots, x^n) \leq 0 \quad (\mu^i), \end{array} \right. \quad (3.9)$$

Se puede observar que es un problema con jerarquía donde las ecuaciones (3.5)-(3.7) pertenecen al nivel superior, mientras que, (3.8) y (3.9) representan los modelos de un número i de niveles inferiores. Al conjunto de variables del problema de optimización del primer nivel se define como x . Se denota como x^i al conjunto de variables del problema de los niveles inferiores i . También se visualizan las variables duales las restricciones de igualdad de los niveles inferiores que se denominan con λ^i , mientras que las variables duales de desigualdad μ^i [58].

En un problema de optimización binivel es necesario que se cumplan los siguientes aspectos:

- Las variables duales del nivel superior no afectan directamente al problema del nivel inferior (las variables duales del nivel inferior afectan al superior, pero no al contrario).
- Los objetivos de ambos niveles deben ser conflictivos caso contrario se reduce a un problema de optimización normal con un solo objetivo.
- El nivel superior del problema de optimización depende de las variables de su propio nivel y de todas las variables (primitives y duales) del problema del nivel inferior. Es decir, el problema superior está interrelacionado con todas las restricciones del problema (superior e inferior).
- Los problemas que restringen al problema de optimización general (superior) deben ser convexos para que el problema tenga solución. Es decir, el problema de optimización del nivel inferior debe ser convexo.

Para resolver un modelo de dos niveles de acuerdo con [50] existen alternativas de solución. La primera considera todas las condiciones de operación y escenarios simultáneamente y es llamada solución directa. Otra alternativa, es expuesta por el autor llamada *Benders decomposition (BD)* que permite separar los escenarios de los puntos de operación, ésta es utilizada principalmente cuando se tiene un gran número de escenarios y puntos de operación, que al tomarlos todos en cuenta al mismo tiempo hacen que el problema se vuelva computacionalmente pesado e intratable. Para el caso de este proyecto propuesto se enfocará en una solución directa.

Como se detalla anteriormente dentro de las consideraciones de un problema de dos niveles para que tenga solución, el nivel inferior tiene que ser convexo. Debido a esta consideración las condiciones Karush-Kuhn-Tucker (KKT) sirven para reemplazar este problema.

A continuación, se enumeran y analizan las condiciones KKT con el fin de esclarecer el cumplimiento de éstas en el problema (se considera un problema restricciones de igualdad) [59],[54].

1. Las restricciones primales tienen que cumplir: $f_i(x) \leq 0, h_i(x) = 0$,
2. Las restricciones duales tienen que cumplir: $\lambda_i \geq 0$
3. Holgura complementaria: $\lambda_i f_i(x) = 0$
4. El gradiente del Lagrangiano con respecto a x cumple con:

$$\mathcal{L}(x, \lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(x) \quad (3.10)$$

$$\nabla \mathcal{L}(x, \lambda) = \nabla f_o(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla h_i(x) = 0 \quad (3.11)$$

Con el objeto de reducir el proceso para hallar el óptimo global se toman en cuenta dos enfoques, el primero es identificar si todas las restricciones del problema son convexas y lineales, si es así, las condiciones KKT son suficientes para obtener el óptimo global. Segundo, se puede analizar la estructura del problema para determinar qué tipo de set de restricciones contiene el problema, es decir, identificar si son limitantes o no limitantes (no negativas).

Si se aplica las condiciones KKT para reemplazar los niveles inferiores y se verifica que son lineales y convexas, tomaría el modelo matemático con restricciones de equilibrio (MPEC).

Al aplicar las condiciones KKT en el problema binivel (3.5-3.9) el problema reformulado se expresaría de la siguiente forma:

$$\min_{x \cup \{x^1, \dots, x^n\} \cup \{\lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n\}} f(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) \quad (3.12)$$

s. t.

$$h(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) = 0 \quad (3.13)$$

$$g(x, x^1, \dots, x^n, \lambda^1, \dots, \lambda^n, \mu^1, \dots, \mu^n) \leq 0, \quad (3.14)$$

$$\nabla \mathcal{L}_L(x^i, \lambda^i, \mu^i) = f^i(x) + \sum_{l=1}^m \lambda_l^i h_l^i(x) + \sum_{l=1}^m \mu_l^i g_l^i(x) = 0 \quad (3.15)$$

$$h^i(x, x^1, \dots, x^n) = 0 \quad (3.16)$$

$$0 \leq g^i(x, x^1, \dots, x^n) \perp \mu^i \geq 0 \quad (3.17)$$

$$\lambda^i, \mu^i \in \text{libres} \quad (3.18)$$

Como se observa, la reformulación del problema de optimización de dos niveles ahora es un problema singular o clásico (un solo objetivo) que puede resolverse como un problema de optimización no lineal entero mixto (MINLP).

3.3.2 Condiciones generales

Con el fin de obtener un modelo matemático que resuelva el problema de ubicación óptima de estaciones de carga, es preciso considerar todos los actores envueltos en el mismo y los objetivos asociados a ellos. En este sentido una vez distinguidos y estudiados los tres actores: concesionario, usuario y operador del sistema, se puede definir que los objetivos del concesionario y el operador del sistema son conflictivos. El objetivo del concesionario es maximizar el beneficio social disminuyendo los costos de inversión y por otro lado el operador del sistema en el despacho económico busca minimizar los costos de producción de generación. Además, se identifica que las variables que son controladas por el concesionario (variable de ubicación de UFCS) influencia en la decisión del operador (incremento de demanda en la red eléctrica por inclusión de UFCS) y viceversa. Por lo tanto, se puede evidenciar que, es un proceso secuencial de toma de decisiones, pero las entidades involucradas son independientes. Con estos antecedentes se observa que el problema cumple con las consideraciones de un modelo de optimización binivel.

Para que este tipo de formulación de problemas de optimización sea factible es necesario que el nivel inferior sea un problema convexo como se menciona en la sección 3.3.1, por esta razón, en la formulación se asume un flujo de potencia DC, evitando la no linealidad del flujo de potencia AC. Sin embargo, se pretende extender este estudio en un próximo trabajo incluyendo el flujo de potencia AC tomando en cuenta relajación convexa [60]. El modelo binivel propuesto se muestra en la Figura 3.4. En esta figura se puede identificar la secuencia de acciones que toma en cuenta el modelo, debido a que el concesionario, quien es el primero en decidir, anticipa la acción del operador del sistema eléctrico. Además, se observa que existe un flujo de información entre niveles, el nivel superior envía la variable x_k que contiene el número de estaciones de carga y su ubicación para incorporarla en la ecuación de balance del nivel inferior, lo que ocasiona un incremento en la potencia de demanda. Del nivel inferior se obtiene la información de la variable dual de la ecuación de balance (λ_{now}) para encontrar el beneficio del concesionario, es decir, se agrega al objetivo de minimizar costos operativos, en el nivel superior.

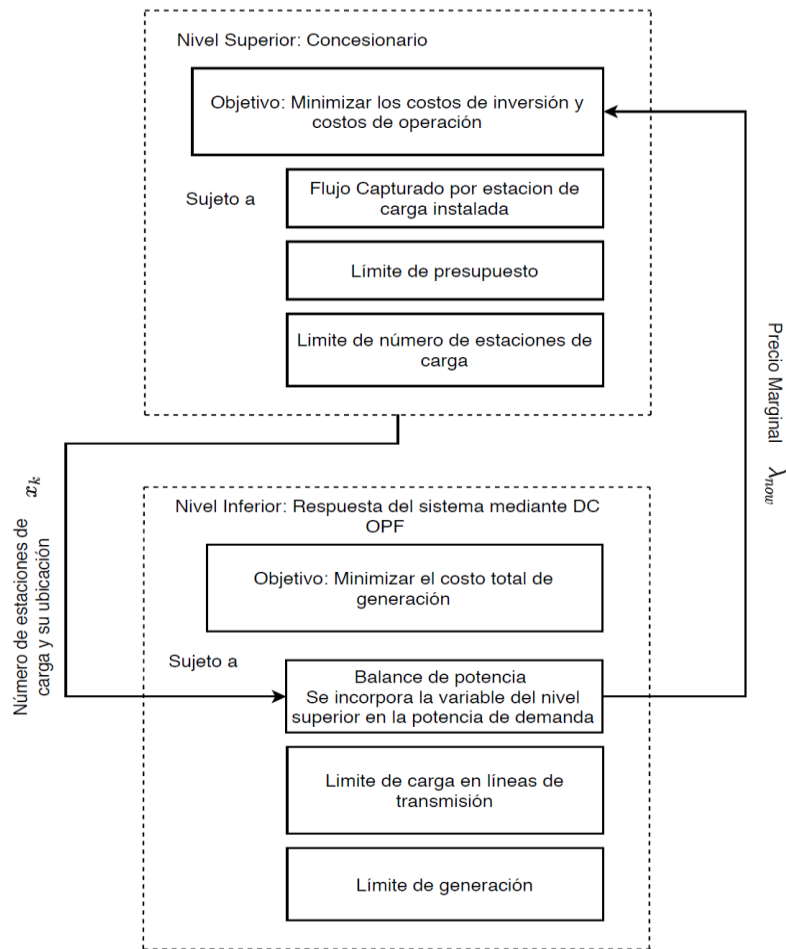


Figura 3.4 Marco de referencia del modelo Binivel propuesto

La estructura del problema de planificación incluyendo la red de tráfico y la incertidumbre de las condiciones de la red eléctrica (demanda), convierte al modelo en una formulación estocástica de ubicación óptima de estaciones de carga con la consideración de diferentes escenarios y puntos de operación como se muestra en la Figura 3.5 Modelo multinivel problema estocástico de ubicación óptima de UFCS. La figura detalla que el concesionario o planificador decide en base a la retroalimentación que le da el operador de la red eléctrica y el operador minimiza su costo de producción en base a la información que obtiene del planificador en diferentes niveles (escenarios de operación).

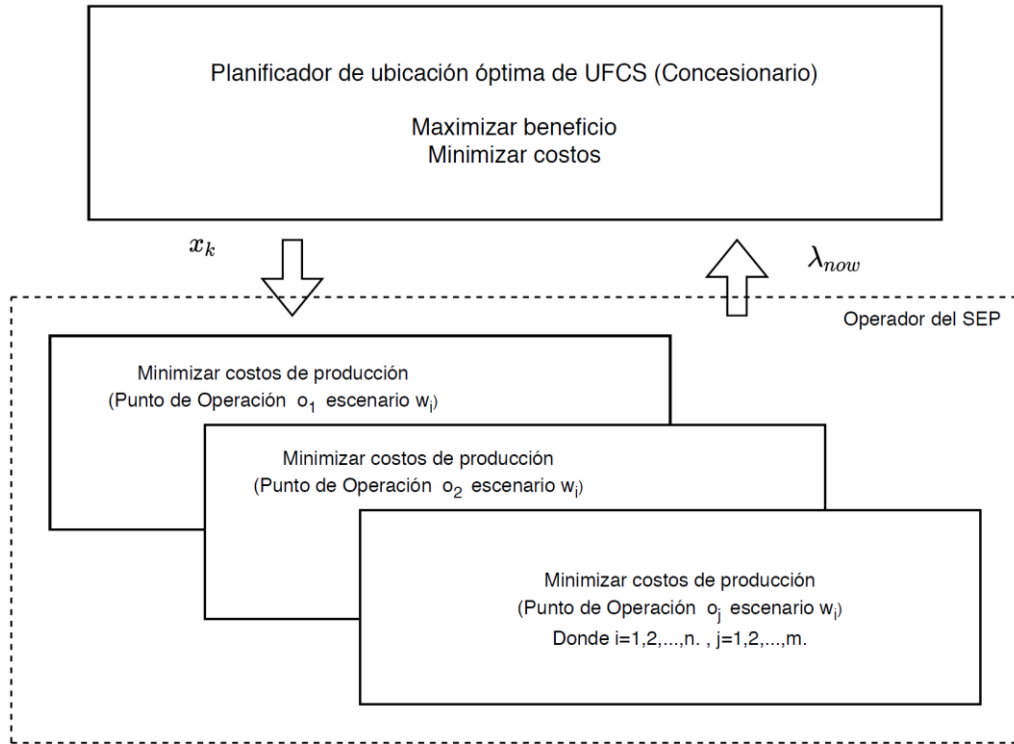


Figura 3.5 Modelo multinivel problema estocástico de ubicación óptima de UFCS

3.3.3 Modelo matemático

La notación del modelo matemático que se propone para la ubicación óptima de UFCS de PEV se presenta a continuación.

Notación

Indices

- n, m Nodos de red eléctrica
- q Rutas en la red de tráfico
- k Localización de potenciales UFCS
- h Opciones de la capacidad de potencia de UFCS
- ω Escenarios
- o Condiciones de operación del sistema eléctrico

Conjuntos

- Δ_U Conjunto de variables de optimización asociadas al nivel superior del problema
- Δ_L Conjunto de variables de optimización asociadas al nivel inferior del problema
- K Conjunto de las ubicaciones posibles en la red de tráfico

Q	Conjunto de índices de rutas en la red de tráfico
Ω_n	Conjunto de nodos asociados a la red eléctrica
Ω_{nk}	Conjunto de puntos de ubicación de UFCS asociados a nodos de la red eléctrica

Parámetros

PX_n^c	Capacidad de potencia que tienen una UFCS en el nodo n .
I_n^c	Costo anual de inversión de cada opción de UFCS a instalar en nodo n [\$/MW].
PX_{nh}^c	Capacidad de potencia da una UFCS en cada opción h .
φ_o	Probabilidad asociada a cada punto de operación o .
ρ_ω	Factor de peso asociado a cada escenario de operación ω [h].
c_n^{EV}	Costo de carga del PEV en UFCS ubicada en el nodo n [\$/MWh].
f_q	Cantidad de vehículos eléctricos que circulan por una ruta q .
I^{max}	Presupuesto de inversión anual disponible [\$/].
N_q	Conjunto de ubicaciones de estaciones de carga candidatas que son capaces de capturar PEV en las rutas q .
CS^{max}	Número máximo de estaciones de carga que serán construidas.
c_n^c	Costo de producir $p_{no\omega}$ [MW] en el nodo n .
$p_{no\omega}^D$	Potencia de consumida por el usuario en el nodo n [MW].
$W_{n\omega}^D$	Factor de demanda del consumidor localizado en el nodo n en el escenario ω [p. u.].
$p_{no\omega}^{DEV}$	Potencia total de demanda suma de potencia de demanda de usuario y potencia de UFCS en el nodo n del escenario ω bajo el punto de operación o [MW].
$p_{no\omega}^{Gmin}$	Potencia mínima de generación en el nodo n del escenario ω bajo el punto de operación o [MW].
$p_{no\omega}^{Gmax}$	Potencia máxima de generación en el nodo n del escenario ω bajo el punto de operación o [MW].
F_{nm}^{max}	Flujo máximo que puede atravesar una línea de transmisión conectada entre los nodos n y m [MW].
B_{nm}	Susceptancia de las líneas de transmisión del sistema eléctricos conectadas entre los nodos n y m [S].
x_n	Número de UFCS asignadas a el nodo n .

Variables Binarias

- y_q Variable binaria que es igual a 1 si la ruta q es capturada por estación de carga ubicada en k .
0 en otros casos.
- μ_{nh}^c Variable binaria que es igual a 1 si la opción h de capacidad de UFCS es seleccionada para ser construida en el nodo n .
0 en otros casos.
- x_k Variable binaria que es igual a 1 si una estación de carga es colocada en la localización k .
0 en otros casos.

Variables Continuas

- $\lambda_{no\omega}$ Precio de compensación de mercado (LMP) en el nodo n del escenario ω bajo el punto de operación o [MW].
- $p_{no\omega}^G$ Producción de energía en el nodo n del escenario ω bajo el punto de operación o [MW].
- $\theta_{no\omega}$ Ángulo de voltaje en el nodo n del escenario ω bajo el punto de operación o [MW].

La formulación matemática propuesta está conformada por dos niveles que presentan una secuencia entre ellos. El primer nivel lo conforma el concesionario que tiene el papel de planificador en el problema, éste proporciona información de la variable de ubicación de estaciones de carga x_k al nivel inferior. El segundo nivel está conformado por el rol del operador del sistema modelado como un problema de despacho económico.

$$\begin{aligned} \min_{\Delta U, \Delta L} \sum_n K_n^c P X_n^c x_n \\ - \sum_o \varphi_o \sum_\omega \rho_\omega \left\{ \left[\sum_n c_n^{EV} P X_n^c x_n \sum_q f_q y_q \right] \right. \\ \left. - \left[\sum_n \lambda_{no\omega} P X_n^c x_n \sum_q f_q y_q \right] \right\} \end{aligned} \quad (3.19)$$

s. t

$$P X_n^c = \sum_h \mu_{nh}^c P X_{nh}^c \quad \forall_n \quad (3.20)$$

$$\sum_h \mu_{nh}^c = 1 \quad \forall_n, \forall_h \quad (3.21)$$

$$\sum_n I_n^c P X_n^c x_n \leq I^{max} \quad \forall_n \quad (3.22)$$

$$\sum_{k \in N_q} x_k \geq y_q \quad \forall_q \in Q \quad (3.23)$$

$$\sum_k x_k \leq CS^{max} \quad \forall_k \in K \quad (3.24)$$

$$y_q \in \{0,1\}, x_k \in \{0,1\} \quad \forall_q \in Q \quad (3.25)$$

La función objetivo del primer nivel (3.19) minimiza el costo de inversión en el primer término. El siguiente término maximiza los ingresos del concesionario obtenidos por la carga de PEV y finalmente esta misma entidad busca minimizar el costo de la energía consumida de la red eléctrica. La ecuación (3.20) permite encontrar la capacidad de potencia que tiene una estación de carga [MW] en el nodo n , mediante la variable binaria μ_{nh}^c . La potencia será seleccionada de h opciones establecidas como parámetros. Con (3.21) se asegura que se escoja una sola de las potencias que se tiene como elección de la capacidad de estaciones de carga. El conjunto de restricciones (3.22) proporciona un límite al valor de inversión de instalación de estaciones de carga. Los conjuntos de restricciones (3.23), (3.24), (3.25) están detallados en la sección 3.1 en el problema FCLM.

$$\min_{\Delta_L} \sum_n c_n^c p_{no\omega}^G \quad (3.26)$$

s. t

$$p_{no\omega}^{DEV} = p_{no\omega}^D W_{no\omega}^D + P X_n^c x_k \quad \forall_n \quad (3.27)$$

$$x_n = \sum_{k \in \Omega_{nk}} x_k \quad \forall_n, \forall_k \quad (3.28)$$

$$p_{no\omega}^{DEV} + B_{nm}(\theta_{no\omega} - \theta_{mo\omega}) - p_{no\omega}^G = 0 \quad : \lambda_{no\omega} \quad \forall_n \quad (3.29)$$

$$p_{no\omega}^{G_{min}} \leq p_{no\omega}^G \leq p_{no\omega}^{G_{max}} \quad \forall_n \quad (3.30)$$

$$B_{nm}(\theta_{no\omega} - \theta_{mo\omega}) \leq F_{nm}^{max} \quad \forall_n \forall_m \in \Omega_n \quad (3.31)$$

$$-\pi \leq \theta_{no\omega} \leq \pi \quad \forall_n \quad (3.32)$$

$$\theta_{no\omega} = 0 \quad n = ref \quad (3.33)$$

El segundo nivel del problema jerárquico presentado tiene como objetivo (3.26) minimizar los costos (despacho económico). El término $c_n^G p_{no\omega}^G$ representa el costo de producción. Las restricciones de operación son expresadas en las siguientes ecuaciones. Así, (3.29) representa la ecuación de balance de potencia, similar al problema de operación del sistema [53], [55]. Los conjuntos de restricciones de (3.30), (3.31), (3.32) corresponden a los límites de potencia de generación, flujo de potencia a través de ramas del sistema y límites de ángulos, respectivamente. En la ecuación (3.27) y (3.28) se realiza un procesamiento de datos. El conjunto de restricciones en (3.27) encuentra la potencia total de demanda del sistema, considerando la incertidumbre de la demanda eléctrica mediante el factor $W_{n\omega}^D$ y se adiciona la demanda de PEV. Por otro lado, (3.28) permite hacer un mapeo de las estaciones de carga del conjunto K asignadas a cada uno de los nodos del sistema eléctrico de potencia. Para esto, se considera la superposición de la red de tráfico y eléctrica mencionada en la sección 3.2 con el fin de encontrar las ubicaciones de posibles estaciones de carga en nodos del sistema eléctrico.

3.4 Análisis de fallas en cascada

En esta etapa de la metodología se presenta el método de fallas en cascada para el análisis del comportamiento del sistema eléctrico, con respecto a la inclusión de estaciones de carga de vehículos eléctricos. Esta técnica permite hacer una comparación de los resultados del modelo binivel planteado con los resultados de ubicación del modelo FCLM; es decir, se compara un modelo que toma en cuenta el comportamiento del sistema y el otro únicamente considera al concesionario. También, permite analizar la cantidad de desconexión de carga ante una falla en el sistema por sobrecarga de líneas.

En [51] se muestra un estudio completo del método de fallas en cascada, el cual se lo puede tomar como base para diferentes estudios futuros. El algoritmo se detalla a continuación:

Algoritmo 2: Evolución de Fallas en cascada [51]

Entrada: Se inicializa con un grafo $G = (V, E)$ y un evento de falla de conexión inicial $F_0 \subseteq E$.

1: $F_0^* \leftarrow F_0$ y $i \leftarrow 0$

2: *while* $F_i \neq \emptyset$ *do*

3: Ajustar la demanda total para igualar el suministro total con cada componente conectado de $G = (V, E \setminus F_i^*)$.

4: Calcular los nuevos flujos $f_e(F_i^*) \forall e \in E \setminus F_i^*$.

5: Encontrar el conjunto de nuevas conexiones en falla $F_{i+1} = \{e | f_e(F_i^*) > c_e, e \in E \setminus F_i^*\}$.

$F_{i+1}^* \leftarrow F_i^* \cup F_{i+1}$ y $i \leftarrow i + 1$.

6: *return* $t = i - 1, (F_0, \dots, F_t)$, y $f_e(F_i^*) \forall e \in E \setminus F_i^*$.

El proceso de este algoritmo ocurre por etapas y como condición inicial considera que antes del evento de falla inicial, el flujo de potencia se satisface y el sistema se encuentra estable. Por lo tanto, las cargabilidades o flujo por las líneas f_e es menor a su capacidad máxima $f_e \leq c_e$. Ante una falla por sobrecarga de potencia en una de las líneas $f_e(F_i^*)$, ésta es removida del grafo. Ésta es la primera desconexión ocurrida y se denota como $F_0 \subseteq E$. Al ser desconecta esta línea del sistema, todos los componentes tienen que ser ajustados para poder suplir la demanda de potencia. Después de este evento de desconexión, en el paso 4 se calculan los nuevos flujos por las líneas. Luego se identifican nuevas líneas de falla F_1 en el paso 5, si el flujo por estas líneas o conexiones e es mayor a su capacidad éstas deben ser removidas. Si, al verificar la cargabilidad del sistema el conjunto de conexiones falladas del sistema es vacío el proceso se termina, sino es así, éste se repite hasta que no existan más desconexiones en el sistema [51].

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se evalúa la metodología propuesta para la ubicación óptima de estaciones de carga ultra rápida en el sistema de prueba IEEE-30 nodos. En la sección 4.1 se detallan los caso de estudio utilizados para la evaluación, red eléctrica y de tráfico. Para resolver el modelo matemático propuesto es necesario realizar un procesamiento de datos previo, los resultados de este se detallan en la sección 4.2. La sección 4.3 presenta los resultados obtenidos de la simulación del problema binivel. Finalmente, la sección 4.4 verifica el modelo propuesto al comparar los resultados de incorporar estaciones de carga en el sistema eléctrico, con el modelo binivel y los obtenidos utilizando el modelo de flujo capturado, mediante fallas en cascada.

4.1 Caso de Estudio

La propuesta metodológica es validada en el caso de estudio basado en el sistema de prueba IEEE-30 nodos. Este sistema de prueba está conformado por 30 nodos los mismos que se encuentran conectados mediante 41 ramas. Además, el sistema se compone de 6 generadores y 24 puntos de carga eléctrica como se puede observar en la Figura 4.4.1 Datos adicionales del sistema se puede encontrar en [61].

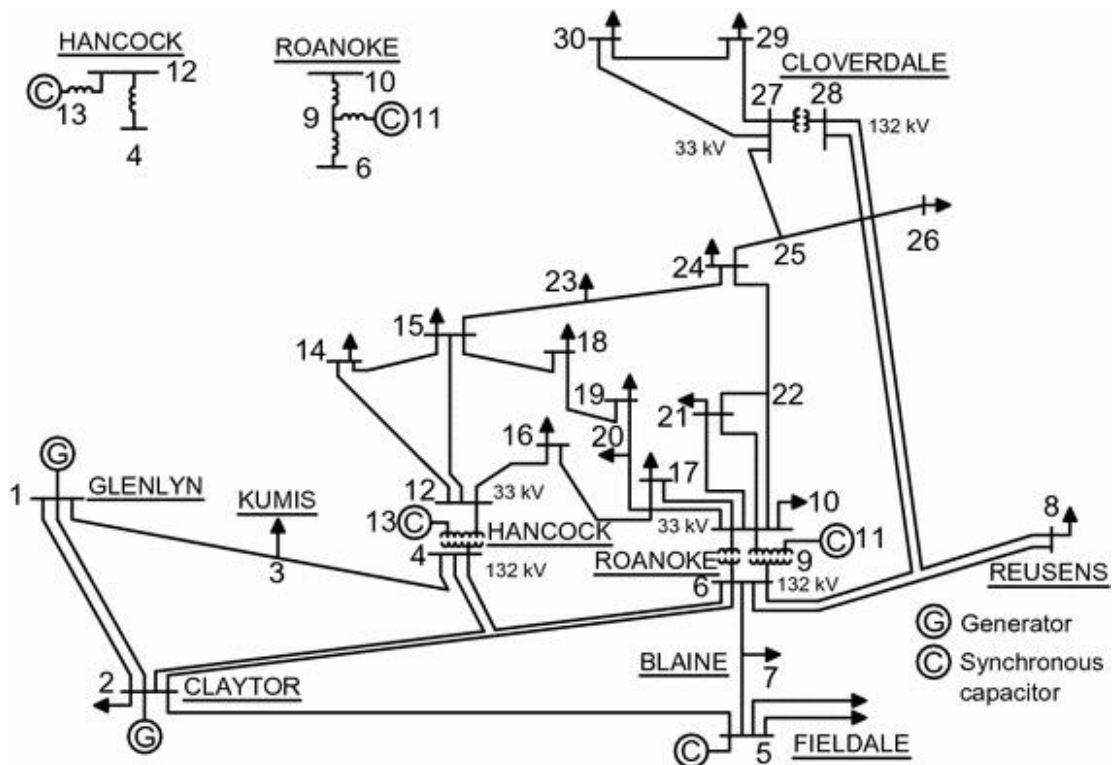


Figura 4.4.1 Sistema de Prueba IEEE 30 nodos [61]

Adicionalmente, los valores de la curva característica horaria de demanda eléctrica que se utiliza en este trabajo, corresponden a los detallados en los ejemplos de GAMS [62]. En este caso de estudio se considera que todos los puntos de demanda en el sistema tienen el mismo comportamiento y curva característica.

El enfoque metodológico mencionado en el capítulo anterior, también se fundamenta en una red de tráfico con el fin de encontrar la ubicación óptima; el caso propuesto considera una red de tráfico de 50 puntos disponibles para ubicar estaciones de carga ultra rápida de PEV y 840 rutas. El algoritmo 1 junto con las consideraciones mencionadas en la sección 3.1 son utilizados para hallar el conjunto de ubicaciones de estaciones de carga candidatas que son capaces de capturar PEV en las rutas q [25]. Este algoritmo es seleccionado para la metodología debido a que considera un rango máximo de recorrido del vehículo de 100 Km, porcentaje de estado de carga del vehículo donde obliga la recarga del PEV 20% y un radio de desviación del vehículo 1 Km. Esto permite incluir una de las entidades, usuario de PEV, junto con sus conflictos a solucionar en el problema de optimización.

Después de identificar cada una de las dos redes que participan en el problema y sus características, es necesario ubicarlas en el espacio como se ilustra en la Figura 4.2. Al superponer estas dos redes es viable encontrar la distancia más corta entre las posibles ubicaciones de estaciones de carga (nodos de la red tráfico) y las subestaciones del sistema eléctrico (nodos de la red eléctrica). Este procedimiento se lo realiza mediante la técnica del camino más corto y los puntos de tráfico asignados a la red eléctrica se los presenta en el Anexo I.

4.2 Procesamiento de datos

Los datos de incertidumbre del problema son generados a partir de una curva de demanda eléctrica diaria, con ésta se crean 365 curvas adicionales que corresponden a un año. Así se obtiene como resultado 8760 valores de demanda horaria. Como se menciona en la sección 3.2 para el modelo matemático propuesto, es necesario resolver un problema de optimización por cada punto y escenario de operación. Con puntos de demanda horaria en un año se requiere de una gran cantidad de recursos computacionales y el problema se vuelve intratable. Frente a este inconveniente se utiliza la técnica de conglomerados K-means, para el procesamiento de datos y a fin de obtener parámetros representativos que permitan resolver el problema, sin perder información en el proceso.

La identificación del número adecuado de escenarios representativos necesarios para obtener una solución, se la realiza mediante el índice Davis Bouldin (DB). Este índice

presenta una particularidad ya que varía de acuerdo con la dispersión de los datos. Mientras mayor sea la dispersión, mayor es el número de conglomerados. En la Figura 4.3 Davis Bouldin Index aplicado a valores de demanda eléctrica., se observa que para el caso en estudio se obtienen tres conglomerados más representativos de los datos de demanda eléctrica.

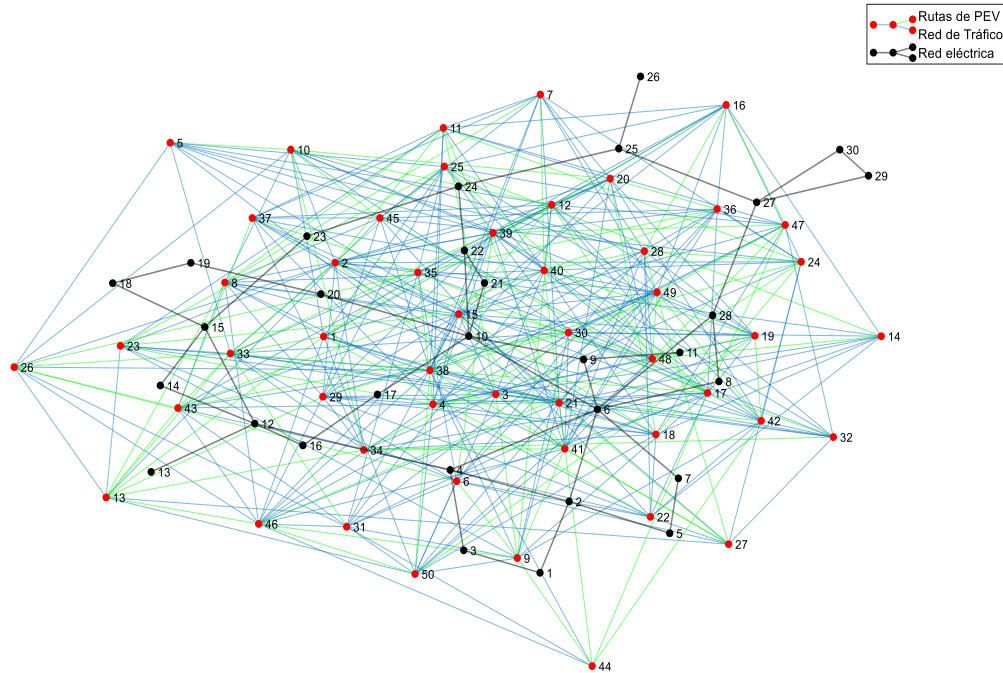


Figura 4.2 Red Eléctrica y red de tráfico ubicadas en el espacio.

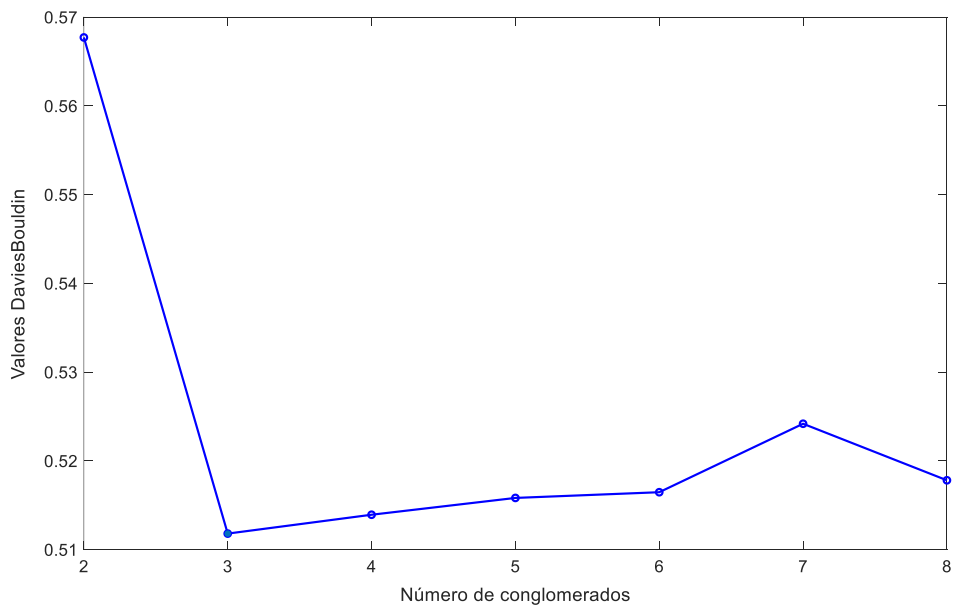


Figura 4.3 Davis Bouldin Index aplicado a valores de demanda eléctrica.

Una vez obtenido el número adecuado de conglomerados se utiliza el método K-means para obtener un centroide y los puntos asociados a éste. El centroide obtenido tiene como característica el número de puntos agrupados en el mismo y su ubicación. En la formulación del problema el primero representa el peso y el segundo equivale al punto de operación. En la Figura 4.4 se muestra la curva de demanda y los datos de los diferentes conglomerados.

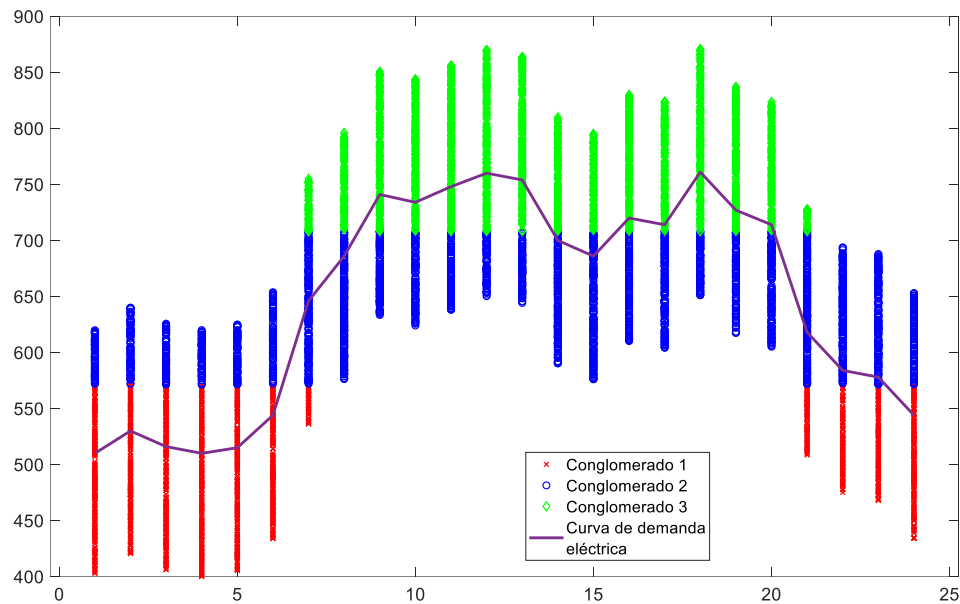


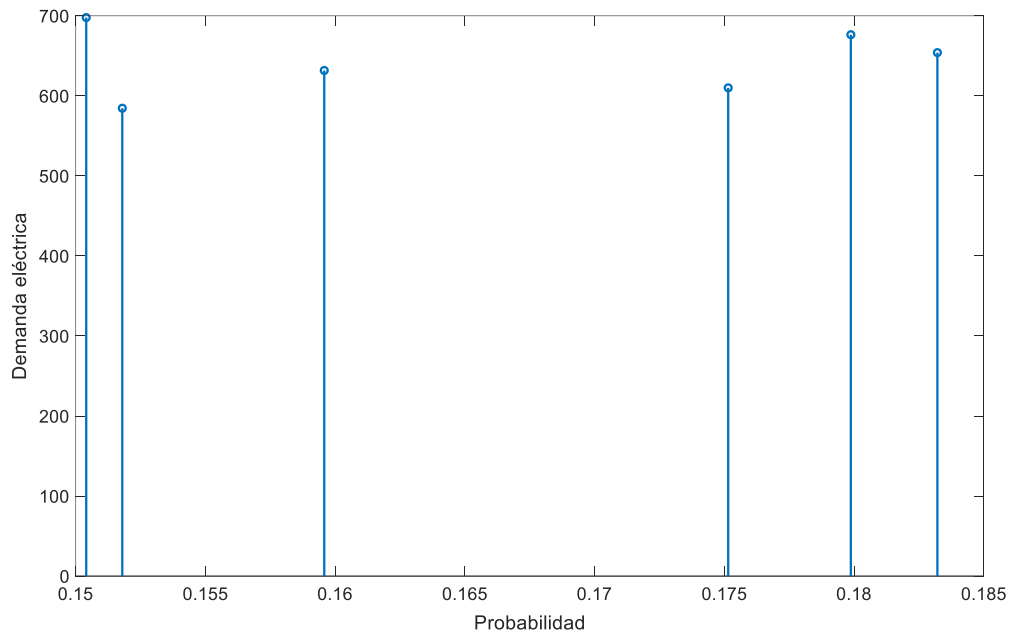
Figura 4.4 Puntos asignados a cada clúster y perfil de demanda eléctrica original

Para considerar al problema estático-estocástico aún hace falta la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los puntos del conglomerado. Esto equivale nuevamente a una gran cantidad de datos intratables ya que cada clúster tiene 3597, 2300 y 2863 puntos respectivamente. Por lo tanto, es necesario obtener un sub-conglomerado del clúster anterior y así obtener nuevos escenarios representativos con su respectiva probabilidad.

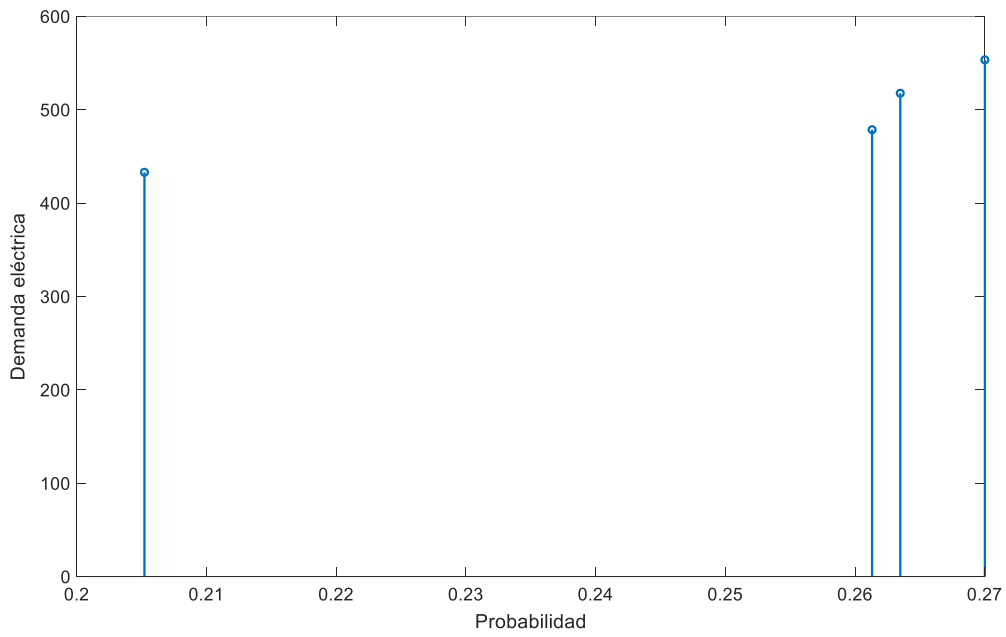
Nuevamente se aplica el mismo proceso: obtención del índice Davis Bouldin para cada conglomerado que da como resultado el número óptimo de sub-clúster y a continuación, se aplica el método K-means para obtener los nuevos datos que corresponden al factor de demanda eléctrica (ubicación del sub-clúster) y del dato de puntos asociados se obtiene la probabilidad de existencia de cada sub-clúster. Los resultados se muestran en la Tabla 4.1 y Figura 4.5 Probabilidad de masa de cada uno de los sub-clúster. De donde se observa que para los conglomerados 1, 2 y 3 se obtienen 6, 4 y 6 escenarios representativos respectivamente.

Tabla 4.1 Datos de escenarios y puntos de operación requeridos para la solución de ubicación óptima de UFCS

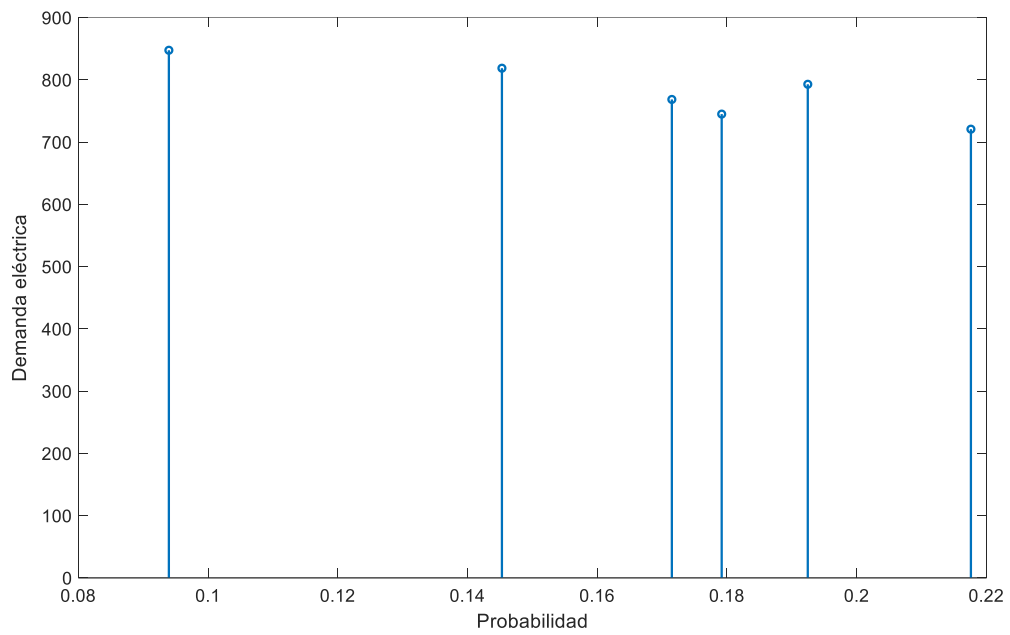
Puntos de Operación	Peso	Escenarios	Probabilidad	Factor Demanda Eléctrica
Cluster 1	3597	Sub cluster 1	0.18	0.95
		Sub cluster 2	0.15	1.09
		Sub cluster 3	0.18	1.02
		Sub cluster 4	0.15	0.91
		Sub cluster 5	0.16	0.98
		Sub cluster 6	0.18	1.05
Cluster 2	2300	Sub cluster 1	0.26	0.97
		Sub cluster 2	0.27	1.12
		Sub cluster 3	0.21	0.87
		Sub cluster 4	0.26	1.04
Cluster 3	2863	Sub cluster 1	0.18	0.95
		Sub cluster 2	0.09	1.08
		Sub cluster 3	0.19	1.01
		Sub cluster 4	0.17	0.98
		Sub cluster 5	0.22	0.92
		Sub cluster 6	0.15	1.05



a) Sub clusters - Cluster 1



b) Sub-clusters - Cluster 2



c) Sub clusters - Cluster 3

Figura 4.5 Probabilidad de masa de cada uno de los sub-clúster

4.3 Resultados de la simulación

Una vez obtenidos los datos necesarios para el modelo de ubicación óptima de estaciones de carga ultra rápida expuesto en la sección 3.3., se resuelve el problema mediante el uso

de GAMS utilizando el solver BARON (plataforma NEOS [63]). Debido a que el problema del nivel superior es un problema no lineal entero mixto, se utilizó la técnica de relajación de las variables binarias para obtener los resultados del problema. Además, se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- El costo de recarga de un vehículo eléctrico en \$/kWh, se considera un 20% mayor al costo que cancela el planificador (concesionario) por el consumo de energía, es decir, es mayor al precio marginal que se obtiene de la variable dual de la ecuación de balance de potencia.
- Los costos aproximados de inversión y costos de construcción de una estación de carga de vehículos eléctricos son tomados de [64] y [65] donde se detalla el costo de inversión de un cargador *Super Fast* con un valor de \$141182.50 con un tiempo de vida de la estación de 10 años. También presenta un costo por unidad de potencia de 565 \$/kW en el mismo tiempo de vida.
- Por último, el flujo de tráfico es estimado como parámetro continuo debido a que un vehículo es muy pequeño en comparación con la capacidad total de vehículos en una red de tráfico [25].

Para realizar un análisis de los resultados obtenidos se hace una comparación de estos ante diferentes cambios en ciertos parámetros de la formulación del problema. Así, en la Tabla 4.2 se publica un resumen de resultados considerando fijos los parámetros de capacidades de potencia de las estaciones de carga de 8 y 10 MW y costo de inversión máximo de $\$1.4 \times 10^{13}$, mientras que el parámetro variable es el de límite máximo de número de estaciones de carga a ubicarse. De estos parámetros se obtienen como resultados el número de UFCS a ubicarse, el flujo capturado, la inversión y beneficio máximo logrado. La Tabla 4.3 refleja los mismos resultados con respecto a un nuevo límite de inversión máxima $\$1 \times 10^7$, los parámetros fijos y variables son los mencionados para la tabla anterior. En la Tabla 4.4 se muestra resultados de acuerdo con un límite de inversión máximo fijo, mientras que la capacidad de potencia de la estación de carga varía. También se presentan resultados ante la variación del límite máximo de número de estaciones de carga a ubicarse y la variación en las opciones de potencia. En esta tabla se incluyen resultados de potencia total instalada con respecto al número de ubicación de UFCS.

De acuerdo con los datos de las tablas mencionadas, se realizan varios análisis. Primero, al comparar los datos de la Tabla 4.2 y Tabla 4.3 donde la diferencia entre ellas es la

inversión máxima, se puede observar en la Figura 4.6 que ambas curvas son crecientes; es decir, mientras más se incrementa el límite de inversión, mayor es el número de estaciones de carga que se pueden ubicar. Sin embargo, la curva tiende a aplanarse en el número de estaciones donde se satisfacen todas las restricciones.

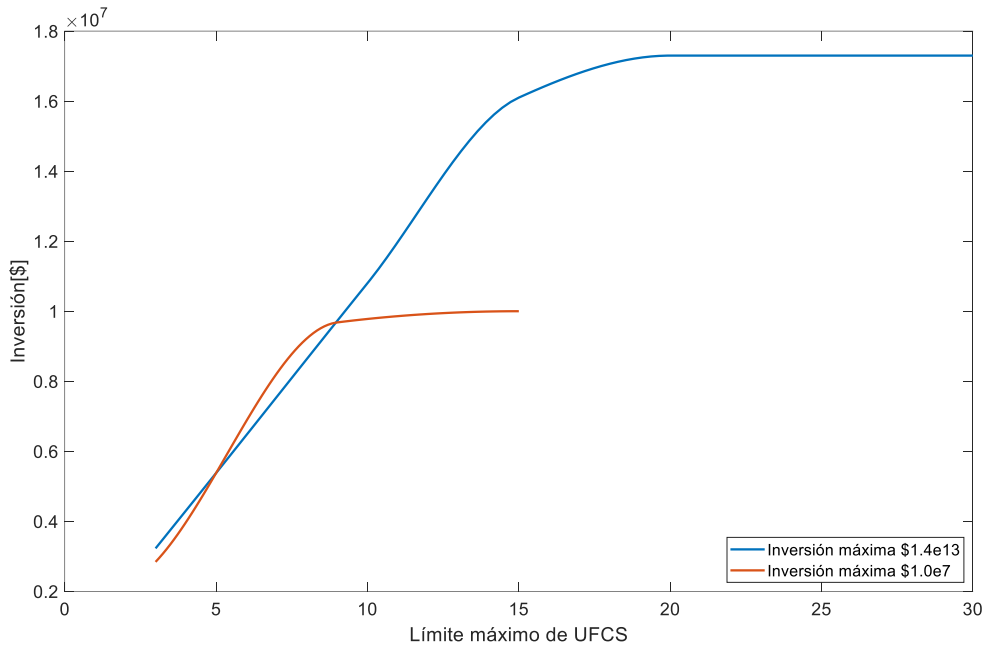


Figura 4.6 Curva de inversión con respecto a variación de límite máximo de UFCS.

También se puede hacer un análisis con respecto al beneficio total que se obtiene considerando diferentes opciones de capacidad de potencia de una estación de carga. En la Figura 4.7 se comprueba que, a mayor capacidad de potencia de una estación de carga, mayor es la inversión necesaria considerando un mismo límite máximo de estaciones de carga. El beneficio máximo que se puede obtener con cualquiera de las capacidades de potencia de las estaciones de carga es de 350 millones; sin embargo, el número de estaciones a colocar es de 19 para una potencia entre 8 y 10 MW y 40 estaciones en los casos de 5, 4 y 7 MW para obtener el mismo beneficio.

Otro parámetro importante de análisis es el flujo de tráfico capturado con respecto a la variación en las capacidades de potencia a instalar. El diagrama de barras de la Figura 4.8, permite identificar que es indiferente al límite máximo de estaciones de carga a ubicar si se considera una misma opción de potencia, pero la tendencia es creciente cuando el límite de estaciones de carga también es creciente considerando un mismo nivel de capacidad de potencia.

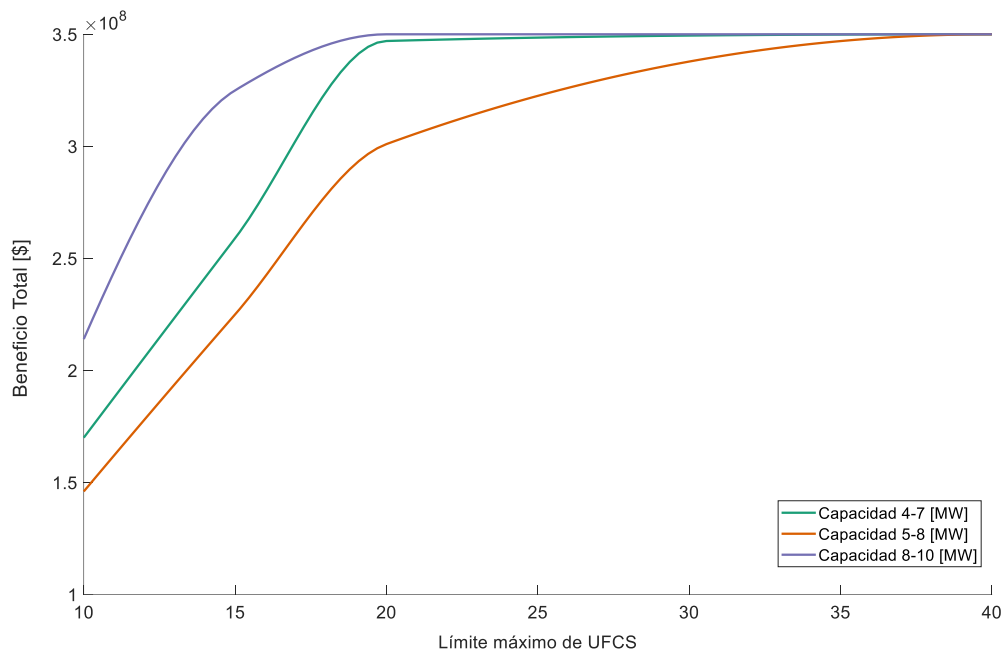


Figura 4.7 Curva de beneficio total con respecto a variación de límite máximo de UFCS y capacidad de UFCS

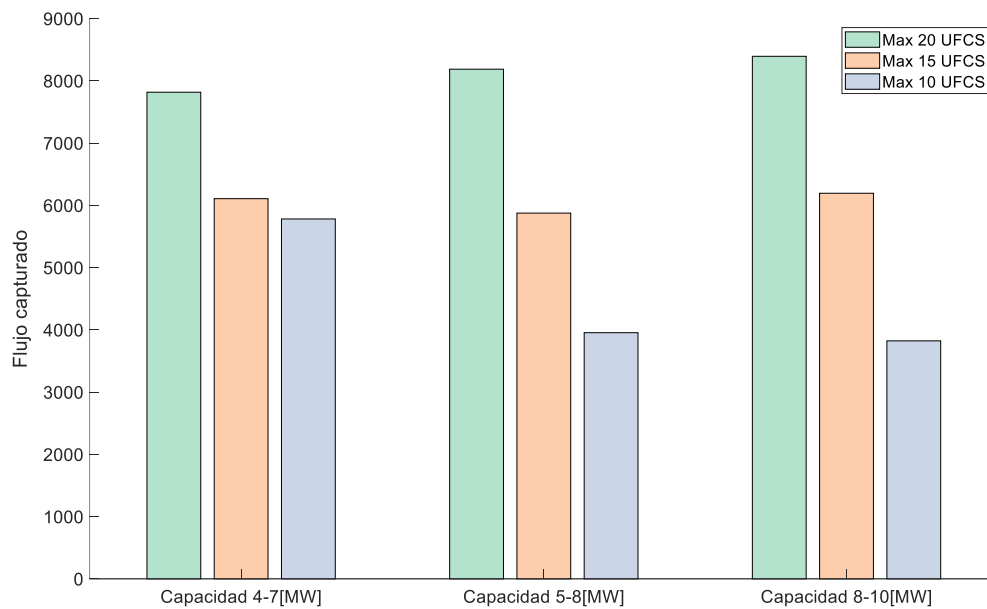


Figura 4.8 Flujo de tráfico capturado con respecto a variación de límite máximo de UFCS

Tabla 4.2 Resultados - ubicación UFCS de PEV considerando variación de límite máximo de UFCS

N.	PARÁMETROS				RESULTADOS				
	Inversión Anual [\$]		Potencia de UFCS [MW]	Límite Máximo UFCS	Inversión Máxima [\$]	Número UFCS a ubicarse	Flujo Capturado	Inversión Total[\$]	Beneficio Total [\$]
1	UFCS 1	40325	8	30	1.40E+13	14	8783	1.73E+07	3.50E+08
	UFCS 2	67250	10			5			
2	UFCS 1	40325	8	20	1.40E+13	14	8394	1.73E+07	3.50E+08
	UFCS 2	67250	10			5			
3	UFCS 1	40325	8	15	1.40E+13	12	6194	1.61E+07	3.25E+08
	UFCS 2	67250	10			3			
4	UFCS 1	40325	8	10	1.40E+13	7	3823	1.08E+07	2.14E+08
	UFCS 2	67250	10			0			
5	UFCS 1	40325	8	5	1.40E+13	5	1877	5.38E+06	1.04E+08
	UFCS 2	67250	10			0			
6	UFCS 1	40325	8	3	1.40E+13	3	954	3227250	60263007
	UFCS 2	67250	10			0			

Tabla 4.3 Resultados - ubicación UFCS de PEV considerando variación de límite máximo de UFCS y diferente valor de inversión máxima

N.	PARÁMETROS				RESULTADOS				
	Inversión Anual [\$]		Potencia de UFCS [MW]	Límite Máximo UFCS	Inversión Máxima [\$]	Número UFCS a ubicarse	Flujo Capturado	Inversión Total [\$]	Beneficio Total [\$]
1	UFCS 1	40325	8	15	1.00E+07	10	4563	1.00E+07	2.00E+08
	UFCS 2	67250	10			0			
2	UFCS 1	40325	8	5	1.00E+07	4	19903	5.38E+06	1.03E+08
	UFCS 2	67250	10			1			
3	UFCS 1	40325	8	9	1.00E+07	8	3181	9.68E+06	1.91E+08
	UFCS 2	67250	10			1			

Tabla 4.4 Resultados ubicación de estaciones de carga de PEV en el sistema IEEE-30 nodos frente a variación de potencia de UFCS

N.	PARÁMETROS				RESULTADOS				
	Inversión Anual [\$]	Potencia de UFCS [MW]	Límite Máximo UFCS	Inversión Máxima [\$]	Número UFCS a ubicarse	Potencia [MW]	Flujo Capturado	Inversión Total [\$]	Beneficio Total [\$]
1	UFCS 1	40325	5	1.40E+08	17	197	1.43E+04	1.73E+07	3.50E+08
	UFCS 2	67250	8		14				
2	UFCS 1	40325	4	1.40E+08	19	223	12215	1.73E+07	3.50E+08
	UFCS 2	67250	7		21				
3	UFCS 1	40325	5	1.40E+08	13	121	8187	1.72E+07	3.47E+08
	UFCS 2	67250	8		7				
4	UFCS 1	40325	4	1.40E+08	14	98	7817	1.51E+07	3.01E+08
	UFCS 2	67250	7		6				
5	UFCS 1	40325	5	1.40E+08	12	84	5874	1.29E+07	2.59E+08
	UFCS 2	67250	8		3				
6	UFCS 1	40325	4	1.40E+08	11	72	6107	1.13E+07	2.25E+08
	UFCS 2	67250	7		4				
7	UFCS 1	40325	5	1.40E+08	7	59	3954	8.61E+06	1.70E+08
	UFCS 2	67250	8		3				
8	UFCS 1	40325	4	1.40E+08	5	55	5781	7.53E+06	1.46E+08
	UFCS 2	67250	7		5				

4.4 Resultados de análisis de fallas

El modelo propuesto para la ubicación óptima de estaciones de carga exporta como resultados la ubicación de las UFCS tanto en la red de tráfico y red eléctrica, con esta base se comparan los resultados del modelo binivel propuesto y el modelo FCLM. La primera diferencia es que el modelo FCLM no considera como restricción a la condición de funcionamiento de la red eléctrica, lo que ocasiona efectos negativos en la misma como se verifica en los resultados en esta sección. En la Tabla 4.5 se detallan las ubicaciones en los nodos de la red eléctrica obtenidas por cada uno de los modelos, tomando como referencia un límite máximo de estaciones de carga de 10 unidades. Cada estación será de 10 MW para el modelo FCLM, para el modelo binivel se proporciona dos opciones de capacidad de potencia de estaciones de carga 8 y 10 MW.

Tabla 4.5 Resultados de nodos en red eléctrica de ubicación de UFCS en el sistema IEEE 30 nodos

No. de UFCS	Modelo FCLM		Modelo Binivel	
	Potencia [MW]	Nodos eléctricos del SED	Potencia [MW]	Nodos eléctricos del SED
1	10	25	8	5
2	10	6	8	6
3	10	24	8	11
4	10	5	8	21
5	10	22	8	22
6	10	27	8	24
7	10	22	8	27
8	10	21	-	-
9	10	27	-	-
10	10	11	-	-
Potencia Total [MW]	100		56	

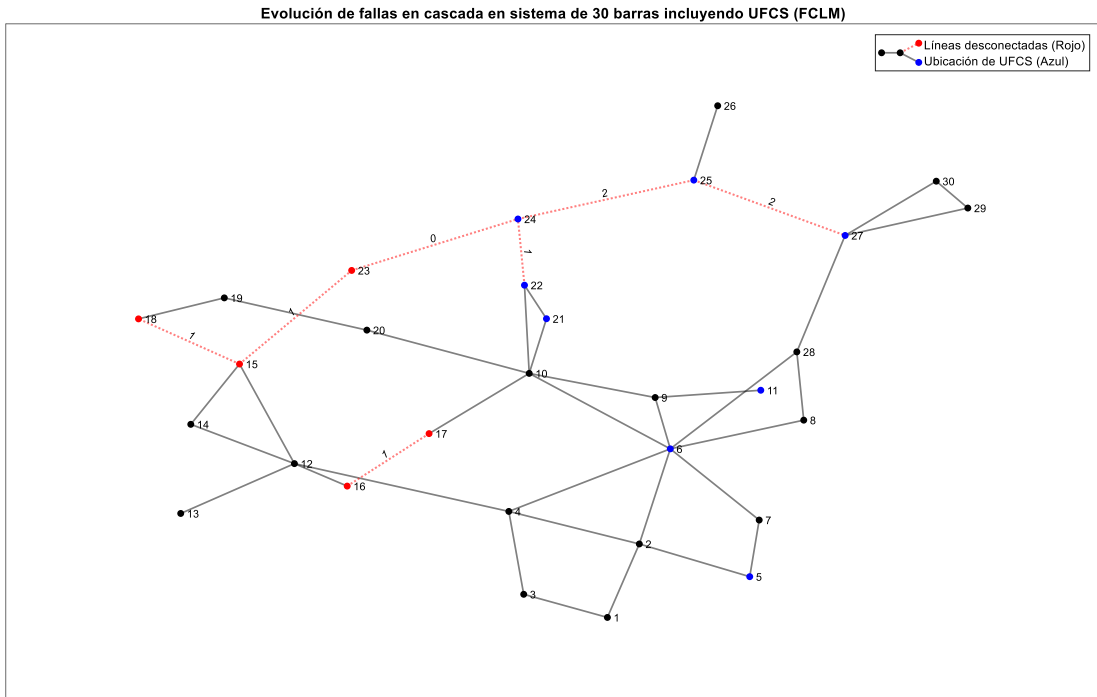
De los resultados del modelo FCLM se identifica que éste ubica el límite máximo de número de estaciones de carga ya que esa es su única restricción. Mientras que, el modelo binivel al considerar como restricciones la red eléctrica ubica un menor número de estaciones de carga. Otro aspecto del modelo FCLM es que no permite incluir niveles de potencia diferentes para la capacidad de estaciones de carga, por lo tanto, esto afecta en la potencia total que se incorpora al sistema eléctrico. El modelo binivel permite encontrar información adicional al considerar la red eléctrica, como el precio de añadir 1 MW de una estación de carga en uno de los nodos del sistema eléctrico, llamado precio local marginal. El costo obtenido es de 0.3 \$/MW para cualquier nodo del sistema eléctrico, éste no es variable con

respecto al nodo del sistema debido a que la red eléctrica en análisis no está congestionada; es decir, su nivel de carga es bajo.

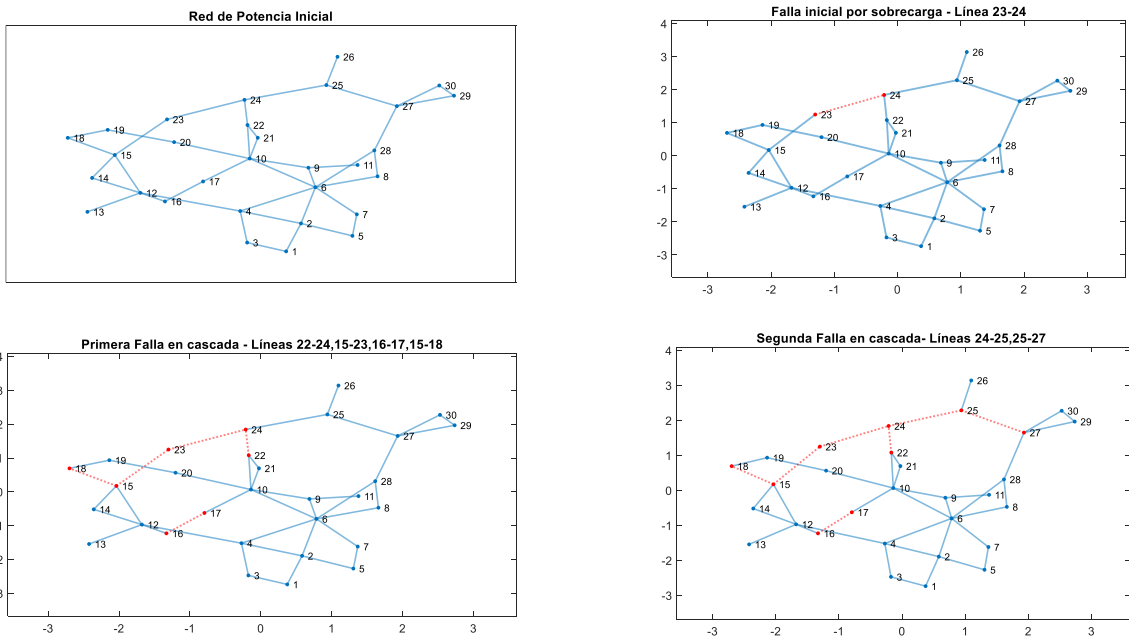
A continuación, se compara el comportamiento del sistema eléctrico frente a la ubicación de estaciones de carga de PEV en diferentes nodos de la red eléctrica. La comparación se realiza entre los dos diferentes modelos matemáticos: FCLM y Binivel propuesto en este estudio. Ambos modelos tienen como resultado la ubicación de estaciones de carga en la red de tráfico y asociado a cada punto de éste, se encuentra una subestación eléctrica a la cual se deberá conectar esta carga de la estación. Mediante las ubicaciones presentadas en la Tabla 4.5 se aplica la técnica de fallas en cascada para visualizar el efecto de incluir este aumento de potencia por ingreso de estaciones de carga en el sistema eléctrico. El algoritmo de esta técnica es presentado en la sección 3.4.

Al aplicar el método de fallas en cascada incluyendo resultados del modelo FCLM se observa en la Figura 4.9 (a) que, si al ubicar las diez estaciones de carga en el sistema se produce una desconexión de siete líneas debido a fallas por sobrecarga en éstas. El primer elemento sobrecargado es la línea 22-24 con un valor de 0.1753 p.u. de flujo de potencia a través de ésta y su límite máximo corresponde a 0.16 p.u. (resultados Anexo II). La desconexión de esta línea y el estado de carga del sistema produce una evolución de fallas en cascada como se muestra en la Figura 4.9 (b).

Por el contrario, al emplear el mismo método con las ubicaciones obtenidas del modelo Binivel propuesto, el sistema eléctrico no presenta ninguna sobrecarga como se muestra en los resultados del Anexo III, por lo tanto, al no existir un flujo de potencia por las líneas mayor al límite máximo no se producen fallas en cascada. Es decir, el porcentaje de carga desconectada por sobrecarga de líneas es nulo, comprobando que el modelo considera la estabilidad del sistema eléctrico. Con el motivo de ejemplificar la optimalidad de solución que presenta este modelo, se produce una falla voluntaria en la línea 12-13 (primera línea en los datos del sistema IEEE 30 barras). Esta desconexión voluntaria produce una única falla en cascada adicional (Figura 4.10 (a) y (b)) concluyendo que el sistema ante una falla provocada el sistema es estable con respecto al modelo FCLM.

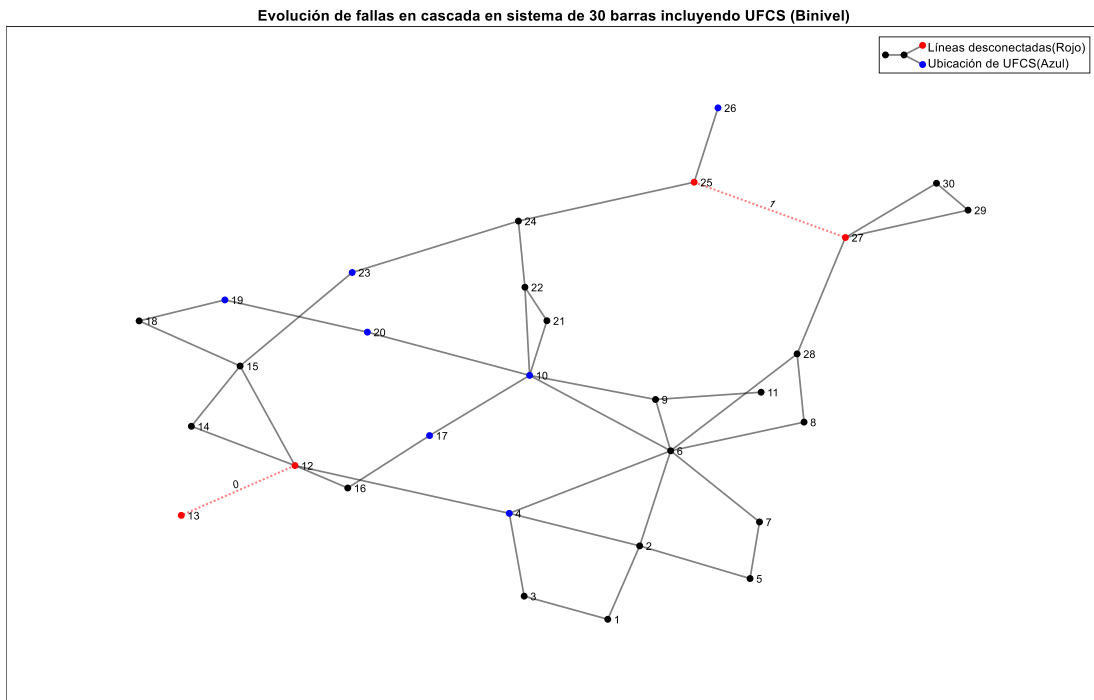


a)

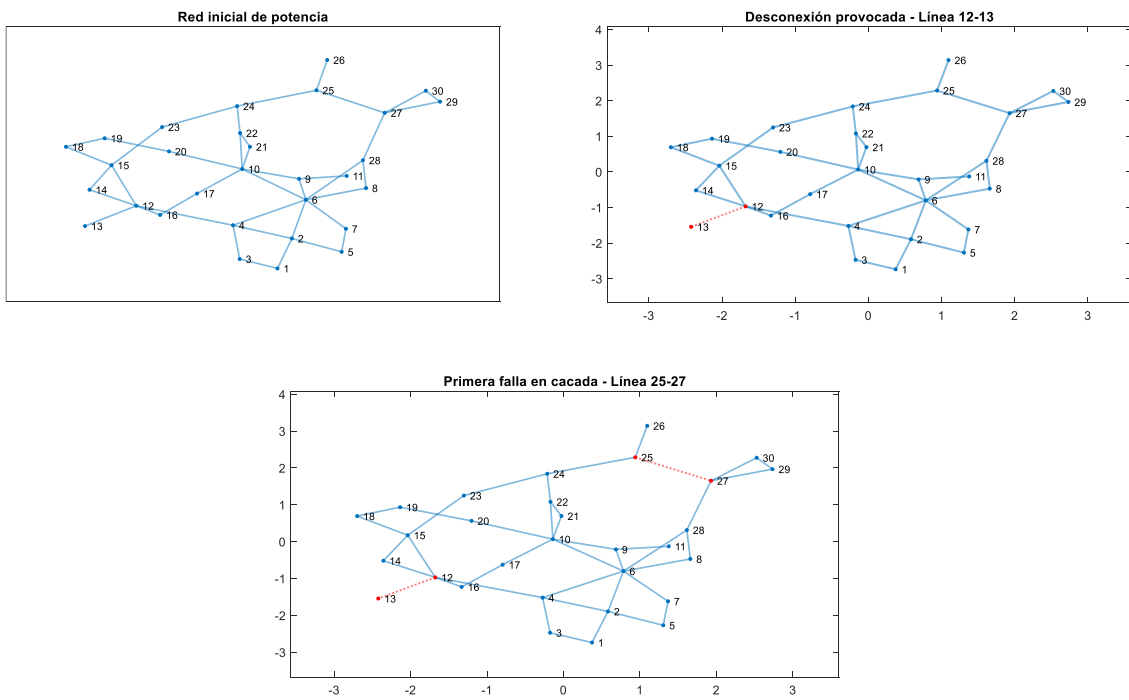


b)

Figura 4.9 Evolución de fallas en cascada al incluir UFCS en el sistema IEEE 30 -BUS (Modelo FCLM)



a)



b)

Figura 4.10 Evolución de fallas en cascada al incluir UFCS en el sistema IEEE 30 - BUS (Modelo Binivel)

El método de fallas en cascada también proporciona la cantidad de carga desconectada producida por las líneas que quedan fuera de servicio, al ubicar estaciones de carga en el sistema eléctrico. El porcentaje de desconexión de carga incluyendo resultados del modelo FCLM corresponde al 11% de la demanda total del sistema, mientras que, con el modelo binivel se obtiene 0% ya que no existe ninguna desconexión. Resultados adicionales son presentados en el Anexo II y III.

Con el objetivo de visualizar el efecto de incorporar un mayor número de estaciones de carga en la red eléctrica, se simula la colocación de 15 estaciones de carga con 10MW cada una en el sistema eléctrico. Para analizar el comportamiento de la red eléctrica luego de la instalación de las cargas, se utiliza el método de fallas en cascada incluyendo el modelo FCLM. Los resultados obtenidos de la simulación son: la desconexión de diez elementos en la red, evolución de fallas en cascada como se muestra en la Figura 4.11 y resultados de desconexión de carga que se comentan a continuación.

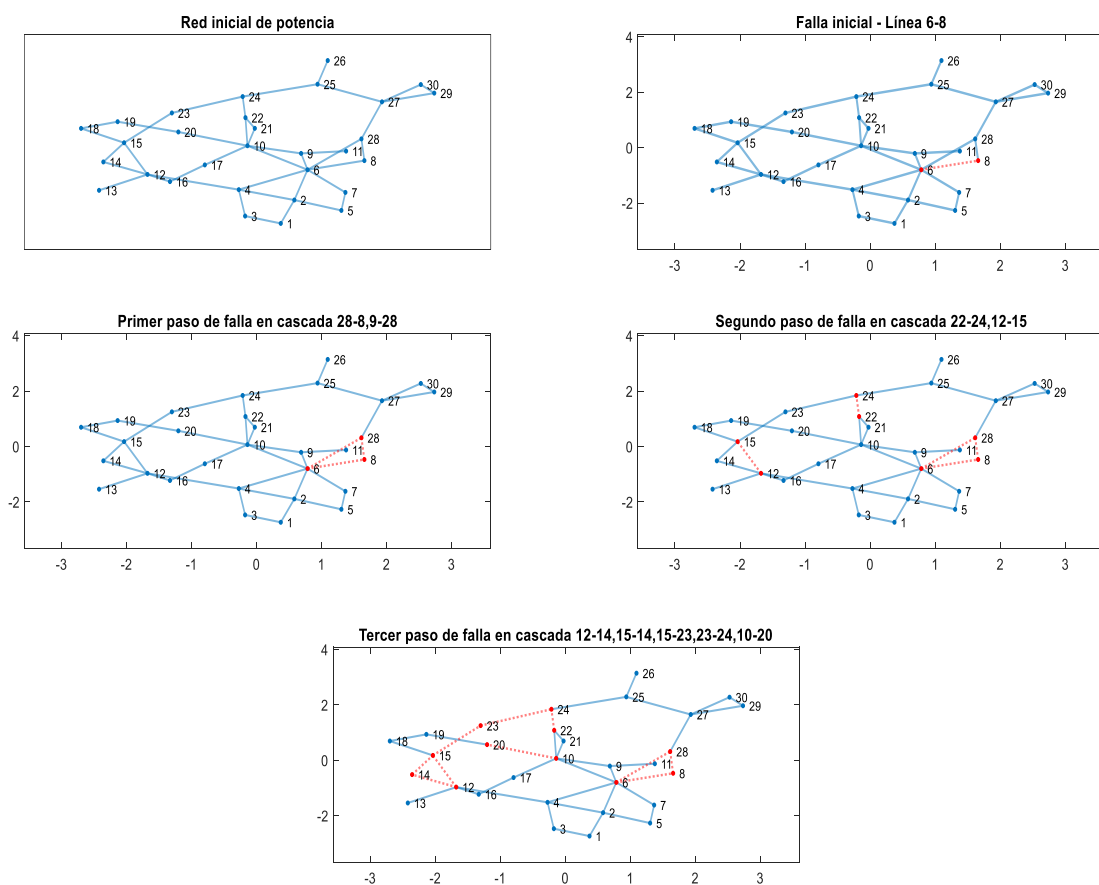


Figura 4.11 Evolución de fallas en cascada al incluir UFCS en el sistema IEEE 30 - BUS (Modelo FCLM)

En este ejemplo los resultados muestran como la red eléctrica es afectada si las UFCS incrementan aproximadamente un 48% de la demanda de la red eléctrica. Este incremento de demanda causa una sobrecarga en la línea 6-8. Además, esta sobrecarga en las líneas ocasiona tres fallas en cascada adicionales. En el primer paso el 6% de la demanda es desconectada para mantener la estabilidad del sistema, en cada paso adicional este porcentaje se incrementa. Así, el impacto de las UFCS produce una desconexión de demanda al terminar el proceso de falla en cascada del 11%. En la Tabla 4.6 se detallan estos datos y los del sistema original sin UFCS.

Tabla 4.6 Comparación de resultados de demanda desconectada ante desconexión de líneas por fallas en cascada, incluyendo UFCS y sin estos.

	Demanda sin considerar UFCS	Demanda considerando UFCS	Demanda en la primera desconexión	Demanda final del proceso de fallas
Demanda Eléctrica Total (p.u)	1.892	2.892	2.732	2.57
Porcentaje de demanda eléctrica total	100%	53%	6%	11%

Un aporte final de esta metodología es proporcionar a la entidad involucrada que toma la decisión de la ubicación de UFCS en la red de tráfico, una combinación de ubicaciones de estaciones con su respectivo efecto en la red (cantidad posible de desconexión de carga), esto da soporte al proceso de toma de decisiones. Las combinaciones para el caso propuesto se detallan en la Tabla 4.7 mostrada a continuación.

Tabla 4.7 Combinaciones de ubicación de UFCS y su efecto en desconexión de carga y flujo capturado

Combinaciones para ubicación de UFCS														Demanda Desconec.	Flujo Capturado	
12	13	14	15	16	19	21	25	28	29	31	32	33	38	39	32.9619	93.41%
12	13	14	15	16	19	21	25	28	29	31	32	33	38	39	1.489794	93.41%
12	14	15	16	19	21	25	27	28	29	31	32	33	38	39	1.37368	93.39%
2	12	14	15	19	21	25	28	29	30	31	32	33	38	39	0.605444	93.09%
2	12	14	15	19	21	25	28	29	30	31	32	33	38	39	0.605444	93.09%
2	12	14	19	21	25	28	29	30	31	32	33	37	38	39	0.213932	92.86%
2	12	14	19	21	25	28	29	30	31	32	33	37	38	39	0.213932	92.86%

2	12	14	19	21	25	27	28	29	30	31	33	37	38	39	0.100608	92.75%
2	12	14	19	21	25	27	28	29	30	31	33	37	38	39	0.100608	92.75%
2	12	14	19	21	25	27	28	29	30	31	33	37	38	39	0.100608	92.75%
2	12	14	19	21	25	27	28	29	30	31	33	37	38	39	0.100608	92.75%

Este análisis se lo puede definir como un óptimo de Pareto donde no es posible beneficiar en este caso a red eléctrica (operador) sin perjudicar el flujo capturado (concesionario y usuario). En la Figura 4.12 se muestra la frontera que se forma considerando estas dos variables y se observa que el rango en el que puede manejar el concesionario para la toma de decisiones es corto.

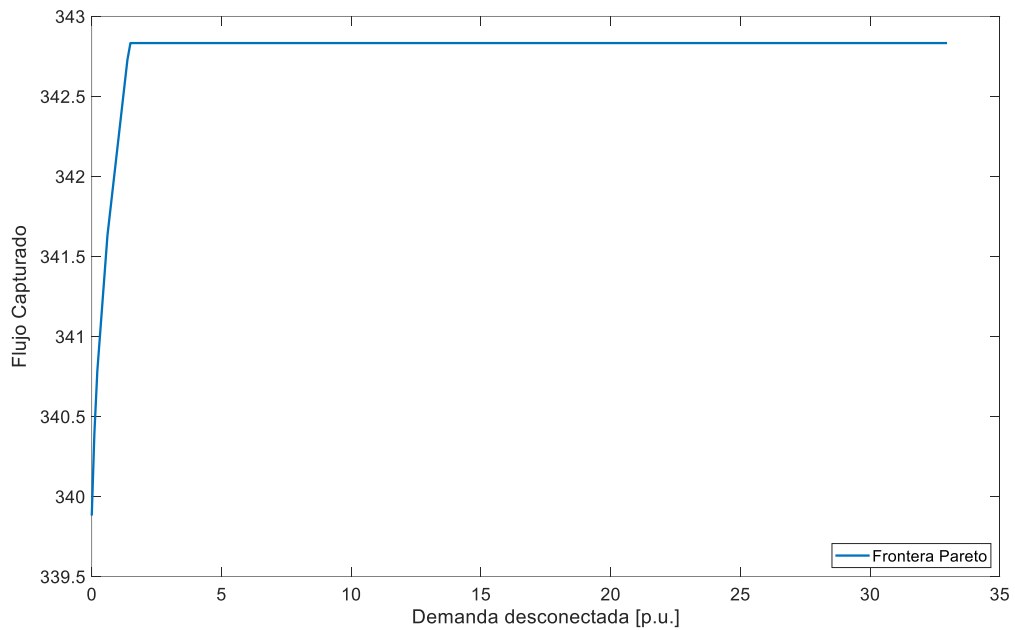


Figura 4.12 Curva de optimización Pareto

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo presenta una metodología para encontrar la ubicación óptima de estaciones de carga ultra rápida, considerando la red eléctrica y la red de tráfico. A pesar de que este estudio se enfoca en la utilización de estaciones de carga ultra rápida, la formulación puede ser extendida fácilmente a otros tipos de estaciones de carga ya sea rápida o lenta, o a diferentes sistemas eléctricos de potencia.

La metodología propone un modelo que permite al planificador ubicar las estaciones de carga que abastezcan al mayor número de vehículos eléctricos en ruta, y cuál es el número de estaciones de carga que deben ser instaladas. En el problema de ubicación óptima de estaciones de carga están envueltas tres entidades: la red eléctrica (operador del sistema), los usuarios (conductores de PEV) y el concesionario (planificador que ubicará las estaciones de carga en la red de tráfico). El usuario en este problema es tomado en cuenta en dos diferentes aspectos. Primero, es considerado para generar rutas de viaje que serán capturadas por posibles estaciones de carga, es decir, se considera la longitud máxima que puede recorrer el vehículo eléctrico y la distancia de desviación que debe tomar el conductor para cargar el PEV. También, se considera al usuario como parte del objetivo de problema del flujo de tráfico capturado, ya que el concesionario busca capturar el mayor número PEV y el conductor de vehículos eléctricos desea ser capturado por el mayor número de estaciones de carga.

En la formulación se asume que el proceso de toma de decisiones es jerárquico y que el concesionario anticipa el comportamiento de la red eléctrica (operador) para ubicar las estaciones de carga de PEV. Las variables que son controladas por el concesionario, influencia en la decisión del operador (comportamiento de la red eléctrica) y viceversa. Además, cada entidad del problema: concesionario y operador del sistema, son independientes y sus objetivos son conflictivos. Adicionalmente, se considera la incertidumbre de la demanda eléctrica en el sistema de potencia, lo que ocasiona que el problema se convierta en un modelo estocástico con varios niveles, estos dependen del número de escenarios y puntos de operación de la demanda. Por lo tanto, todos estos factores permiten formular este problema como un modelo de optimización binivel estático-estocástico, donde, el nivel superior corresponde al problema del concesionario o planificador y el nivel inferior al operador del sistema eléctrico. El objetivo del concesionario es maximizar su beneficio tomando en cuenta la minimización de costos de inversión y la captura del mayor número de PEV. Por otro lado, el objetivo del operador del sistema es

minimizar el costo de producción de generación tomando en cuenta un despacho económico.

5.1 Conclusiones

Si la red de tráfico es considerada como único actor para resolver el problema de ubicación óptima de estaciones de carga se derivan dos modelos: cobertura de demanda y flujo capturado; este último es el más utilizado ya que presenta mayores ventajas porque permite considerar al usuario, sus objetivos y su comportamiento en la red, en el problema de decisión.

La decisión del problema de ubicación de estaciones de carga a partir de los modelos de flujo capturado y cobertura de demanda, solucionan la problemática del límite de recorrido que tiene un vehículo eléctrico; sin embargo, estos modelos omiten el control en la potencia que se incorpora al sistema eléctrico de distribución. Esta omisión afecta a la cargabilidad de elementos y vida útil de los equipos. Por lo tanto, es indispensable considerar al operador de la red eléctrica como una entidad que interviene en el modelo, para mantener estable y confiable el sistema eléctrico.

Cuando un problema de optimización de ubicación de estaciones de carga considera las entidades dentro de la red eléctrica y de tráfico, y se asuma que el planificador tiene acceso a la información de estas, equivale a que sus objetivos son semejantes, constituyéndose en una formulación multiobjetivo. Este modelo no aplica para un problema real ya que, cada entidad que pertenece a la red eléctrica y de tráfico, posee objetivos independientes y conflictivos; además, existe jerarquía entre entidades. En este caso el problema cumple con las condiciones para formular un modelo de optimización binivel.

Se identifican dos métodos que permiten resolver el problema de ubicación de estaciones de carga, estos son: exactos y heurísticos. Del primero se determina que entre sus ventajas se encuentra la facilidad de simplificar los problemas para encontrar una solución óptima global, mientras que, con el método heurístico no se garantiza esta solución ya que se pueden obtener óptimos locales y depende de la fijación de los parámetros iniciales. Además, para la resolución por el método exacto, existen programas con solvers de formulaciones matemáticas predefinidas que facilitan la obtención de resultados.

La principal ventaja del modelo binivel propuesto frente al modelo de ubicación de estaciones mediante flujo capturado (FCLM) radica en la inserción de las condiciones del sistema eléctrico como restricciones del problema. Esto implica que el número de estaciones de carga se limite de acuerdo con la potencia que puede soportar el sistema

eléctrico, mejorando así el modelo FCLM que considera únicamente como restricción un número máximo de estaciones de carga puesto por el planificador. Además, el modelo binivel incorpora opciones de capacidad de potencia para el dimensionamiento de la estación de carga. Otro aspecto para resaltar del modelo propuesto es que permite estimar el precio marginal que será utilizado para calcular los costos de operación en el problema.

El caso de estudio IEEE 30-nodos es presentado para realizar un análisis de la formulación del problema propuesto. Los resultados de la simulación muestran que las ubicaciones de estaciones de carga obtenidas, por el modelo binivel, no ocasionan sobrecargas de líneas en el sistema eléctrico, mientras que, el modelo de flujo de tráfico capturado para la ubicación de estaciones de carga (FCLM) por sí solo, ocasiona un gran efecto en la cargabilidad de la red eléctrica. Adicionalmente, se debe considerar que, si no se toma en cuenta una ubicación óptima de estaciones de carga que incluya a la red eléctrica puede ocasionar una gran desconexión de demanda del sistema y posibles fallas en cascada.

Los resultados de la simulación muestran que, dentro de la planificación el beneficio e inversión son proporcionales al número de estaciones de carga a ubicarse. También se observa una tendencia creciente en el flujo capturado con respecto al número máximo de estaciones de carga.

Del análisis de combinaciones de estaciones de carga que el planificador puede considerar en el proceso de toma de decisiones, envueltas en dos variables: flujo de tráfico capturado y desconexión de carga de sistema. Se determina que no es posible beneficiar completamente al concesionario (mayor flujo capturado) sin afectar a la red (mayor desconexión de carga).

5.2 Recomendaciones

Se recomienda este trabajo como base para estudios futuros que se enfocan en lo siguiente:

- Estudiar el impacto de la incertidumbre del flujo de tráfico en la formulación. En este caso es necesario realizar un cambio en el nivel superior para modificar el problema a uno estocástico.
- Expansión de la formulación considerando un flujo de potencia AC. En el nivel inferior se plantea la resolución de un problema de despacho económico mediante un flujo de potencia DC; sin embargo, para que el problema se ajuste más a uno

real es posible incorporar un flujo de potencia AC y utilizar técnicas de relajación convexa para que la formulación cumpla con la de un modelo binivel.

- Estudiar el efecto de la variación del tiempo de espera para carga de PEV. Actualmente existen varios modelos del comportamiento del tráfico en la espera para recarga de energía de vehículos eléctricos, por lo tanto, uno de estos puede ser incorporado en el modelo binivel propuesto.
- Este estudio se puede expandir considerando otros tipos de estaciones de carga que funcionen a partir de generación distribuida e incorporar almacenamiento de energía.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, "Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168–183, Jan. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2066250.
- [2] D. Meyer and J. Wang, "Integrating ultra-fast charging stations within the power grids of smart cities: a review," *IET Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 3–10, 2018, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0006.
- [3] D. Mao, D. Meyer, and J. Wang, "Evaluating PEV's impact on long-term cost of grid assets," in *2017 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Apr. 2017, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT.2017.8086023.
- [4] M. Grant and S. Boyd, *MATLAB Software for Disciplined Convex Programming, version 2.1*. 2014.
- [5] "YALMIP," *YALMIP*. <https://yalmip.github.io/> (accessed Jun. 09, 2019).
- [6] International Energy Agency (IEA), "Global EV outlook 2019," 2019.
- [7] Environmental Protection Agency (EPA) and Department of Energy (DOE), "2020 Fuel Economy Guide," p. 61, May 2020.
- [8] J. Neubauer and E. Wood, "The impact of range anxiety and home, workplace, and public charging infrastructure on simulated battery electric vehicle lifetime utility," *Journal of Power Sources*, vol. 257, pp. 12–20, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.01.075.
- [9] SAE, "J1772A: SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler - SAE International." Oct. 2017, Accessed: May 25, 2020. [Online]. Available: https://www.sae.org/standards/content/j1772_201710/.
- [10] Y. Tang, Y. Zhang, W. Li, B. Ma, and X. Chen, "Rational material design for ultrafast rechargeable lithium-ion batteries," *Chem. Soc. Rev.*, vol. 44, no. 17, pp. 5926–5940, Aug. 2015, doi: 10.1039/C4CS00442F.
- [11] M. Vasiladiotis, A. Rufer, and A. Béguin, "Modular converter architecture for medium voltage ultra fast EV charging stations: Global system considerations," in *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference*, Mar. 2012, pp. 1–7, doi: 10.1109/IEVC.2012.6183228.
- [12] D. Aggeler, F. Canales, H. Zelaya-De La Parra, A. Coccia, N. Butcher, and O. Apeldoorn, "Ultra-fast DC-charge infrastructures for EV-mobility and future smart grids," in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Oct. 2010, pp. 1–8, doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638899.
- [13] J. C. G. Justino, T. M. Parreiras, and B. J. Cardoso Filho, "Hundreds kW Charging Stations for e-Buses Operating Under Regular Ultra-Fast Charging," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 2, pp. 1766–1774, Mar. 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2495279.
- [14] M. ElMenshawy and A. Massoud, "Modular Isolated DC-DC Converters for Ultra-Fast EV Chargers: A Generalized Modeling and Control Approach," *Energies*, vol. 13, no. 10, Art. no. 10, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13102540.
- [15] C. Suarez and W. Martinez, "Fast and Ultra-Fast Charging for Battery Electric Vehicles – A Review," in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Sep. 2019, pp. 569–575, doi: 10.1109/ECCE.2019.8912594.
- [16] "Introducing V3 Supercharging," Mar. 06, 2019. <https://www.tesla.com/blog/introducing-v3-supercharging> (accessed May 31, 2020).
- [17] "High Power Charging | High Power Fast Chargers | ABB." <https://new.abb.com/ev-charging/products/car-charging/high-power-charging> (accessed May 31, 2020).
- [18] T. Yi, X. Cheng, H. Zheng, and J. Liu, "Research on Location and Capacity Optimization Method for Electric Vehicle Charging Stations Considering User's Comprehensive Satisfaction," *Energies*, vol. 12, no. 10, Art. no. 10, Jan. 2019, doi: 10.3390/en12101915.

- [19] I. Frade, A. Ribeiro, G. Gonçalves, and A. Pais Antunes, "Optimal Location of Charging Stations for Electric Vehicles in a Neighborhood in Lisbon, Portugal," *TRR*, vol. 2252, Dec. 2011, doi: 10.3141/2252-12.
- [20] X. Xi, R. Sioshansi, and V. Marano, "Simulation–optimization model for location of a public electric vehicle charging infrastructure," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 22, pp. 60–69, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.trd.2013.02.014.
- [21] M. J. Hodgson, "A Flow-Capturing Location-Allocation Model," *Geographical Analysis*, vol. 22, no. 3, pp. 270–279, Jul. 1990.
- [22] M. Kuby and S. Lim, "The flow-refueling location problem for alternative-fuel vehicles," *Socio-Economic Planning Sciences*, vol. 39, no. 2, pp. 125–145, Jun. 2005, doi: 10.1016/j.seps.2004.03.001.
- [23] C. Upchurch, M. Kuby, and S. Lim, "A Model for Location of Capacitated Alternative-Fuel Stations," *Geographical Analysis*, vol. 41, no. 1, pp. 85–106, 2009, doi: 10.1111/j.1538-4632.2009.00744.x.
- [24] J.-G. Kim and M. Kuby, "The deviation-flow refueling location model for optimizing a network of refueling stations," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 6, pp. 5406–5420, Mar. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.08.108.
- [25] F. Wu and R. Sioshansi, "A stochastic flow-capturing model to optimize the location of fast-charging stations with uncertain electric vehicle flows," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 53, pp. 354–376, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.trd.2017.04.035.
- [26] R. Riemann, D. Z. W. Wang, and F. Busch, "Optimal location of wireless charging facilities for electric vehicles: Flow-capturing location model with stochastic user equilibrium," *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, vol. 58, pp. 1–12, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.trc.2015.06.022.
- [27] S. A. Mirhassani and R. Ebrazi, "A Flexible Reformulation of the Refueling Station Location Problem," *Transportation Science*, vol. 47, pp. 617–628, Nov. 2013, doi: 10.1287/trsc.1120.0430.
- [28] D. Feillet, P. Dejax, M. Gendreau, and C. Gueguen, "An exact algorithm for the elementary shortest path problem with resource constraints: Application to some vehicle routing problems," *Networks*, vol. 44, no. 3, pp. 216–229, 2004, doi: 10.1002/net.20033.
- [29] Y. Wang, J. Shi, R. Wang, Z. Liu, and L. Wang, "Siting and sizing of fast charging stations in highway network with budget constraint," *Applied Energy*, vol. 228, pp. 1255–1271, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.07.025.
- [30] H. Zhang, S. Moura, Z. Hu, and Y. Song, "PEV Fast-Charging Station Siting and Sizing on Coupled Transportation and Power Networks," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, pp. 1–1, Oct. 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2614939.
- [31] H. Zhang, S. J. Moura, Z. Hu, W. Qi, and Y. Song, "A Second-Order Cone Programming Model for Planning PEV Fast-Charging Stations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2763–2777, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2754940.
- [32] D. Mao, Z. Gao, and J. Wang, "An integrated algorithm for evaluating plug-in electric vehicle's impact on the state of power grid assets," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 105, pp. 793–802, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.09.028.
- [33] D. Mao, J. Wang, J. Tan, G. Liu, Y. Xu, and J. Li, "Location Planning of Fast Charging Station Considering its Impact on the Power Grid Assets," in *2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, Jun. 2019, pp. 1–5, doi: 10.1109/ITEC.2019.8790573.
- [34] Z. Hu and Y. Song, "Distribution network expansion planning with optimal siting and sizing of electric vehicle charging stations," in *2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2012, pp. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2012.6398568.

- [35] Z. Liu, F. Wen, and G. Ledwich, "Optimal Planning of Electric-Vehicle Charging Stations in Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 1, pp. 102–110, Jan. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2223489.
- [36] Z. Sun, X. Zhou, J. Du, and X. Liu, "When Traffic Flow Meets Power Flow: On Charging Station Deployment With Budget Constraints," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 66, no. 4, pp. 2915–2926, Apr. 2017, doi: 10.1109/TVT.2016.2593712.
- [37] G. Wang, Z. Xu, F. Wen, and K. P. Wong, "Traffic-Constrained Multiobjective Planning of Electric-Vehicle Charging Stations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 4, pp. 2363–2372, Oct. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2269142.
- [38] X. Huang, J. Chen, H. Yang, Y. Cao, W. Guan, and B. Huang, "Economic planning approach for electric vehicle charging stations integrating traffic and power grid constraints," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 17, pp. 3925–3934, Jul. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5456.
- [39] A. Rajabi-Ghahnavieh and P. Sadeghi-Barzani, "Optimal Zonal Fast-Charging Station Placement Considering Urban Traffic Circulation," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 66, no. 1, pp. 45–56, Jan. 2017, doi: 10.1109/TVT.2016.2555083.
- [40] G. Li and X.-P. Zhang, "Modeling of Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Demand in Probabilistic Power Flow Calculations," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 492–499, Mar. 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2172643.
- [41] P. Sadeghi-Barzani, A. Rajabi-Ghahnavieh, and H. Kazemi-Karegar, "Optimal fast charging station placing and sizing," *Applied Energy*, vol. 125, pp. 289–299, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.03.077.
- [42] W. Wei, L. Wu, J. Wang, and S. Mei, "Expansion Planning of Urban Electrified Transportation Networks: A Mixed-Integer Convex Programming Approach," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 3, no. 1, pp. 210–224, Mar. 2017, doi: 10.1109/TTE.2017.2651071.
- [43] N. Neyestani, M. Y. Damavandi, M. Shafie-Khah, J. Contreras, and J. P. S. Catalão, "Allocation of Plug-In Vehicles' Parking Lots in Distribution Systems Considering Network-Constrained Objectives," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2643–2656, Sep. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2359919.
- [44] H. Zhang, W. Qi, Z. Hu, and Y. Song, "Planning hydrogen refueling stations with coordinated on-site electrolytic production," in *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, Jul. 2017, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274203.
- [45] S. Faridimehr, S. Venkatachalam, and R. B. Chinnam, "A Stochastic Programming Approach for Electric Vehicle Charging Network Design," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 20, no. 5, pp. 1870–1882, May 2019, doi: 10.1109/TITS.2018.2841391.
- [46] J. Jung, J. Y. J. Chow, R. Jayakrishnan, and J. Y. Park, "Stochastic dynamic itinerary interception refueling location problem with queue delay for electric taxi charging stations," *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, vol. 40, pp. 123–142, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.trc.2014.01.008.
- [47] F. He, Y. Yin, and J. Zhou, "Deploying public charging stations for electric vehicles on urban road networks," *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, vol. 60, pp. 227–240, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.trc.2015.08.018.
- [48] B. Zeng, H. Dong, R. Sioshansi, F. Xu, and M. Zeng, "Bi-Level Robust Optimization of Electric Vehicle Charging Stations with Distributed Energy Resources," *IEEE Transactions on Industry Applications*, pp. 1–1, 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2984741.
- [49] B. Zeng, H. Dong, F. Xu, and M. Zeng, "Bilevel Programming Approach for Optimal Planning Design of EV Charging Station," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 3, pp. 2314–2323, May 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2973189.

- [50] A. J. Conejo, L. B. Morales, K. Jalal, and A. S. Siddiqui, *Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making under Uncertainty*. Springer International Publishing, 2016.
- [51] S. Soltan, D. Mazauric, and G. Zussman, "Cascading failures in power grids: analysis and algorithms," in *Proceedings of the 5th international conference on Future energy systems*, Cambridge, United Kingdom, Jun. 2014, pp. 195–206, doi: 10.1145/2602044.2602066.
- [52] F. Wu, "Electric Vehicle Charging Network Design and Control Strategies," The Ohio State University, 2016.
- [53] A. Gomez-Exposito, A. J. Conejo, and C. Canizares, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, Edición: 1. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [54] R. Sioshansi and A. J. Conejo, *Optimization in Engineering: Models and Algorithms*. Springer International Publishing, 2017.
- [55] J. J. G. W. D. S. Jr, *ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA*. Mc Graw Hill, 1996.
- [56] L. Baringo and A. J. Conejo, "Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions," *Applied Energy*, vol. 101, pp. 475–482, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.06.002.
- [57] A. Sinha, P. Malo, and K. Deb, "A Review on Bilevel Optimization: From Classical to Evolutionary Approaches and Applications," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 22, no. 2, pp. 276–295, Apr. 2018, doi: 10.1109/TEVC.2017.2712906.
- [58] S. A. Gabriel, A. J. Conejo, J. D. Fuller, B. F. Hobbs, and C. Ruiz, *Complementarity Modeling in Energy Markets*. New York: Springer-Verlag, 2013.
- [59] S. Boyd, S. P. Boyd, and L. Vandenberghe, *Convex Optimization*. Cambridge University Press, 2004.
- [60] A. Venzke and S. Chatzivasileiadis, "Convex Relaxations of Security Constrained AC Optimal Power Flow Under Uncertainty," in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Jun. 2018, pp. 1–7, doi: 10.23919/PSCC.2018.8442940.
- [61] *Power Systems Test Case Archive*.
http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm.
- [62] "The GAMS EMP Library."
https://www.gams.com/latest/emplib_ml/libhtml/index.html#emplib (accessed Mar. 15, 2020).
- [63] "NEOS Server for Optimization." <https://neos-server.org/neos/> (accessed Jun. 07, 2020).
- [64] L. Sun, D. Lubkeman, and M. Baran, "Levelized Cost Analysis of Medium Voltage DC Fast Charging Station," in *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, Aug. 2019, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973498.
- [65] A. Schroeder and T. Traber, "The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles," *Energy Policy*, vol. 43, pp. 136–144, Apr. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.041.

7 ANEXOS

ANEXO I. Resultados: nodos de red de tráfico asignados a red eléctrica

Nodos de red de tráfico	Nodos de red eléctrica
1	20
2	23
3	10
4	17
5	19
6	4
7	26
8	19
9	1
10	23
11	24
12	24
13	13
14	28
15	10
16	26
17	8
18	6
19	28
20	25
21	6
22	5
23	14
24	27
25	24
26	14
27	5
28	28
29	17
30	9
31	3
32	8
33	15
34	16
35	22
36	27
37	23
38	17
39	22
40	21
41	6
42	8
43	14
44	1
45	23
46	16
47	27
48	11
49	28
50	3

ANEXO II. Resultados de fallas en cascada del modelo FCLM

RESULTADOS DE NODOS ELÉCTRICOS									
Nodo	Zona	Ángulo Inicial	Ángulo	Generación Inicial [p.u.]	Generación Final [p.u.]	Generación desconectada [p.u.]	Demanda Inicial [p.u.]	Demanda Final [p.u.]	Demanda desconectada [p.u.]
1	1	0	0	1.2353	1.1612	0.0741	0	0	0
2	1	-2.6121	-2.5072	0.6097	0.5731	0.0366	0.217	0.217	0
3	1	-5.1761	-4.7013	0	0	0	0.024	0.024	0
4	1	-6.2108	-5.636	0	0	0	0.076	0.076	0
5	1	-6.1524	-5.9806	0	0	0	0.1	0.1	0
6	1	-7.5017	-7.2629	0	0	0	0.1	0.1	0
7	1	-7.5891	-7.377	0	0	0	0.228	0.228	0
8	1	-8.1792	-7.8941	0	0	0	0.3	0.3	0
9	1	-11.024	-12.5361	0	0	0	0	0	0
10	1	-12.2387	-14.668	0	0	0	0.058	0.058	0
11	1	-12.2272	-13.7393	0	0	0	0.1	0.1	0
12	1	-8.9167	-4.7899	0	0	0	0.112	0.112	0
13	1	-5.9488	-2	0.37	0.3478	0.0222	0	0	0
14	1	-10.1516	-5.5756	0	0	0	0.062	0.062	0
15	1	-10.3911	-5.4696	0	0	0	0.082	0.082	0
16	1	-10.7363	-5.1909	0	0	0	0.035	0.035	0
17	1	-12.0839	-15.0806	0	0	0	0.09	0.09	0
18	1	-11.9235	-17.2085	0	0	0	0.032	0.032	0
19	1	-12.5906	-16.9702	0	0	0	0.095	0.095	0
20	1	-12.5688	-16.4608	0	0	0	0.022	0.022	0
21	1	-13.0544	-15.4419	0	0	0	0.275	0.275	0
22	1	-12.9723	-15.3479	0.2159	0.2029	0.013	0.2	0.2	0
23	2	-10.5663	-5.4696	0.192	0.032	0.16	0.032	0.032	0
24	3	-13.2779	-9.3781	0	0	0	0.187	0	0.187
25	4	-13.6166	-9.3781	0	0	0	0.1	0	0.1
26	4	-14.3787	-9.3781	0	0	0	0.035	0	0.035
27	1	-12.2079	-9.3781	0.2691	0.253	0.0161	0.2	0.2	0
28	1	-8.1288	-7.6123	0	0	0	0	0	0
29	1	-13.6615	-10.8317	0	0	0	0.024	0.024	0
30	1	-14.6003	-11.7705	0	0	0	0.106	0.106	0

RESULTADOS DE RAMAS				
Nodo de envío	Nodo de llegada	Flujo de Potencia Inicial [p.u.]	Flujo de Potencia Final [p.u.]	Límite de Flujo de Potencia [p.u.]
1	2	0.7598	0.7293	1.3
1	3	0.4755	0.4319	1.3
2	4	0.3695	0.3212	0.65

2	5	0.309	0.3031	1.3
2	6	0.4741	0.4611	0.65
3	4	0.4515	0.4079	1.3
4	6	0.5633	0.7099	0.9
4	12	0.1816	-0.0568	0.65
5	7	0.209	0.2031	0.7
6	7	0.019	0.0249	1.3
6	8	0.2956	0.2754	0.32
6	9	0.2927	0.4383	0.65
6	10	0.1476	0.2308	0.32
6	28	0.1824	0.1016	0.32
8	28	-0.0044	-0.0246	0.32
9	10	0.1927	0.3383	0.65
9	11	0.1	0.1	0.65
10	17	-0.0338	0.09	0.32
10	20	0.0274	0.149	0.32
10	21	0.2034	0.193	0.32
10	22	0.0854	0.0791	0.32
12	13	-0.37	-0.3478	0.65
12	14	0.0829	0.0527	0.32
12	15	0.198	0.0913	0.32
12	16	0.1588	0.035	0.32
14	15	0.0209	-0.0093	0.16
15	18	0.1216	0	0.16
15	23	0.0153	0	0.16
16	17	0.1238	0	0.16
18	19	0.0896	-0.032	0.16
19	20	-0.0054	-0.127	0.32
21	22	-0.0716	-0.082	0.32
22	24	0.0296	0	0.16
23	24	0.1753	0	0.16
24	25	0.0179	0	0.16
25	26	0.035	0	0.16
25	27	-0.1171	0	0.16
27	29	0.0604	0.0604	0.16
27	30	0.0696	0.0696	0.16
28	27	0.178	0.077	0.65
29	30	0.0364	0.0364	0.16

FALLAS EN CASCADA					
Secuencia	Nodo de envío	Nodo de llegada	Flujo de Potencia Final [p.u.]	Límite de Flujo de Potencia [p.u.]	Tipo
0	23	24	0.1753	0.16	0
1	15	18	0.1795	0.16	0

1	15	23	-0.16	0.16	1
1	16	17	0.1761	0.16	0
1	22	24	0.1666	0.16	0
2	24	25	-0.1765	0.16	1
2	25	27	-0.304	0.16	1

ANEXO III. Resultados de fallas en cascada del modelo binivel

RESULTADOS DE RAMAS			
Nodo de envío	Nodo de llegada	Flujo de Potencia Final [p.u.]	Límite de Flujo de Potencia [p.u.]
1	2	0.4541	1.3
1	3	0.3412	1.3
2	4	0.2957	0.65
2	5	0.2025	1.3
2	6	0.3486	0.65
3	4	0.3172	1.3
4	6	0.3118	0.9
4	12	0.1451	0.65
5	7	0.2025	0.7
6	7	0.0255	1.3
6	8	0.2638	0.32
6	9	0.2011	0.65
6	10	0.1149	0.32
6	28	0.055	0.32
8	28	-0.0362	0.32
9	10	0.2011	0.65
9	11	0	0.65
10	17	0.0727	0.32
10	20	0.1536	0.32
10	21	-0.0156	0.32
10	22	-0.0327	0.32
12	13	-0.37	0.65
12	14	0.0807	0.32
12	15	0.1902	0.32
12	16	0.1323	0.32
14	15	0.0187	0.16
15	18	0.1554	0.16
15	23	-0.0286	0.16
16	17	0.0973	0.16
18	19	0.1234	0.16
19	20	-0.0516	0.32
21	22	-0.1906	0.32
22	24	-0.0073	0.16
23	24	0.0514	0.16
24	25	-0.0429	0.16
25	26	0.115	0.16
25	27	-0.1579	0.16
27	29	0.0604	0.16

27	30	0.0696	0.16
28	27	0.0188	0.65
29	30	0.0364	0.16

ANEXO IV. Resultados de fallas en cascada por inducción de falla en modelo binivel

RESULTADOS DE NODOS ELÉCTRICOS									
Nodo	Zona	Ángulo Inicial	Ángulo	Generación Inicial [p.u.]	Generación Final [p.u.]	Generación desconectada [p.u.]	Demanda Inicial [p.u.]	Demanda Final [p.u.]	Demanda desconectada [p.u.]
1	1	0	0	0.7953	0.7953	0	0	0	0
2	1	-1.561	-1.5077	0.6097	0.6097	0	0.217	0.1843	0.0327
3	1	-3.7145	-3.8834	0	0	0	0.024	0.0204	0.0036
4	1	-4.4415	-4.6542	0	0	0	0.156	0.1325	0.0235
5	1	-3.8811	-3.7376	0	0	0	0	0	0
6	1	-5.1562	-5.0801	0	0	0	0	0	0
7	1	-5.2732	-5.0755	0	0	0	0.228	0.1936	0.0344
8	1	-5.7607	-5.5133	0	0	0	0.3	0.2547	0.0453
9	1	-7.5763	-8.4273	0	0	0	0	0	0
10	1	-8.844	-10.1807	0	0	0	0.138	0.1172	0.0208
11	1	-7.5763	-8.4273	0	0	0	0	0	0
12	1	-6.6033	-9.736	0	0	0	0.112	0.0951	0.0169
13	2	-3.6353	-9.736	0.37	0	0.37	0	0	0
14	1	-7.8054	-10.6185	0	0	0	0.062	0.0526	0.0094
15	1	-8.0197	-10.6941	0	0	0	0.082	0.0696	0.0124
16	1	-8.1188	-10.4024	0	0	0	0.035	0.0297	0.0053
17	1	-9.1775	-10.712	0	0	0	0.17	0.1443	0.0257
18	1	-9.979	-11.9341	0	0	0	0.032	0.0272	0.0048
19	1	10.8984	-12.4644	0	0	0	0.175	0.1486	0.0264
20	1	10.6917	-12.154	0	0	0	0.102	0.0866	0.0154
21	1	-8.7816	-10.3308	0	0	0	0.175	0.1486	0.0264
22	1	-8.5632	-10.2034	0.2159	0.2159	0	0	0	0
23	1	-7.6922	-10.3187	0.192	0.192	0	0.112	0.0951	0.0169
24	1	-8.4877	-11.3109	0	0	0	0.087	0.0739	0.0131
25	1	-7.6764	-13.1572	0	0	0	0	0	0
26	1	10.1802	-15.2832	0	0	0	0.115	0.0976	0.0174
27	1	-5.7764	-1.1228	0.2691	0.2691	0	0	0	0
28	1	-5.3454	-4.7603	0	0	0	0	0	0
29	1	-7.2301	-2.3571	0	0	0	0.024	0.0204	0.0036
30	1	-8.1688	-3.1542	0	0	0	0.106	0.09	0.016

RESULTADOS DE RAMAS

Nodo de envío	Nodo de llegada	Flujo de Potencia Final [p.u.]	Límite de Flujo de Potencia [p.u.]	Nodo de envío
1	2	0.4541	0.4386	1.3
1	3	0.3412	0.3567	1.3
2	4	0.2957	0.323	0.65
2	5	0.2025	0.1946	1.3
2	6	0.3486	0.3464	0.65
3	4	0.3172	0.3363	1.3
4	6	0.3118	0.1858	0.9
4	12	0.1451	0.3411	0.65
5	7	0.2025	0.1946	0.7
6	7	0.0255	-0.001	1.3
6	8	0.2638	0.189	0.32
6	9	0.2011	0.2782	0.65
6	10	0.1149	0.159	0.32
6	28	0.055	-0.093	0.32
8	28	-0.0362	-0.0657	0.32
9	10	0.2011	0.2782	0.65
9	11	0	0	0.65
10	17	0.0727	0.1159	0.32
10	20	0.1536	0.164	0.32
10	21	-0.0156	0.0374	0.32
10	22	-0.0327	0.0026	0.32
12	13	-0.37	0	0.65
12	14	0.0807	0.0592	0.32
12	15	0.1902	0.1286	0.32
12	16	0.1323	0.0582	0.32
14	15	0.0187	0.0066	0.16
15	18	0.1554	0.0984	0.16
15	23	-0.0286	-0.0328	0.16
16	17	0.0973	0.0284	0.16
18	19	0.1234	0.0712	0.16
19	20	-0.0516	-0.0774	0.32
21	22	-0.1906	-0.1112	0.32
22	24	-0.0073	0.1074	0.16
23	24	0.0514	0.0641	0.16
24	25	-0.0429	0.0976	0.16
25	26	0.115	0.0976	0.16
25	27	-0.1579	0	0.16
27	29	0.0604	0.0513	0.16
27	30	0.0696	0.0591	0.16
28	27	0.0188	-0.1587	0.65
29	30	0.0364	0.0309	0.16

FALLAS EN CASCADA					
Secuencia	Nodo de envío	Nodo de llegada	Flujo de Potencia Final [p.u.]	Límite de Flujo de Potencia [p.u.]	Tipo
0	12	13	-0.37	0.65	1
1	25	27	-0.1644	0.16	0

ANEXO V. Resultados del modelo binivel aplicado a sistema de 3 barras

Se presenta un ejemplo adicional donde se aplica el modelo binivel propuesto en el sistema de 3 Barras que se muestra en la Figura V.1. Los datos de este sistema se muestran en la Tabla V.1 y Tabla V.2. Adicionalmente, se utiliza una red de tráfico con tres rutas y tres posibles ubicaciones de estaciones de carga, con el fin de analizar de mejor manera los resultados obtenidos. Los datos de la red de tráfico son detallados en la Tabla V.3.

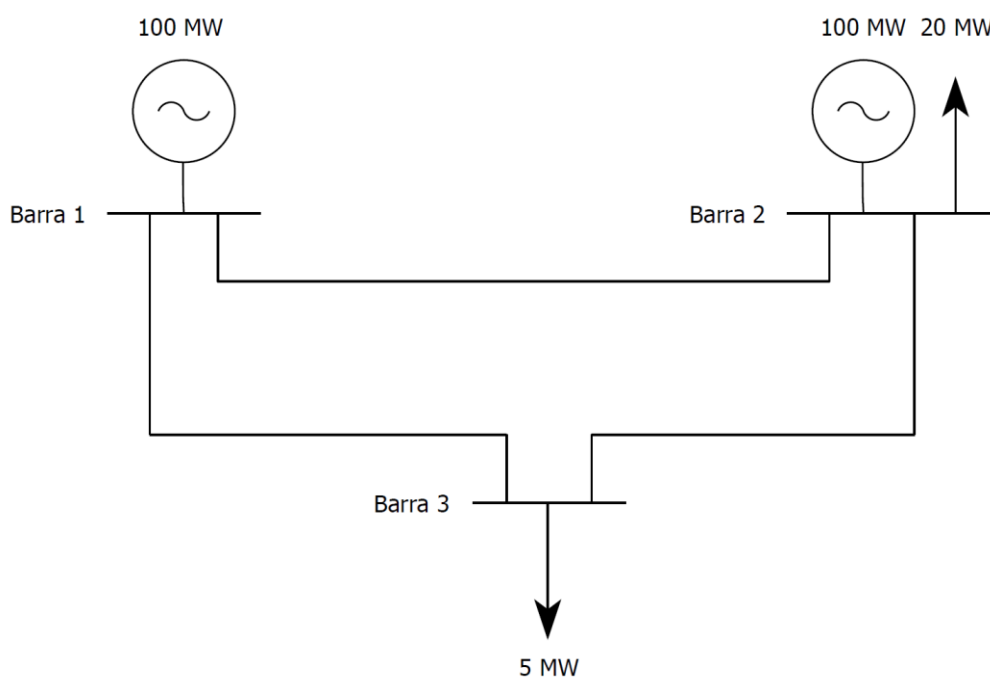


Figura V.1 Diagrama unifilar de Sistema de 3 Barras

Tabla V.1 Datos de barras de sistema de 3 Barras

No. Barra	Tipo de Barra	Potencia Demanda [MW]	Costo [\$/MWh]	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]
1	V	0	10	65	0
2	PQ	20	11	100	0
3	PQ	5	0	0	0

Tabla V.2 Datos de líneas de Sistema de 3 Barras

Barra de Envío	Barra de Llegada	Reactancia [p.u.]	Límite de potencia [MW]
1	2	0.2	10
1	3	0.4	100
2	3	0.25	100

Tabla V.3 Datos red de tráfico

	Flujo de Tráfico	Punto de Estación de Carga	Barra Eléctrica
Ruta 1	8	1	2
		3	2
Ruta 2	22	1	2
		2	1
		3	2
Ruta 3	46	2	1

En este ejemplo el concesionario decide construir tres estaciones de carga, con capacidades de 10 MW y 8 MW. Así la inversión anual es de \$ 450 que es menor al presupuesto de \$10 000. De la función objetivo que busca maximizar el beneficio se obtiene ganancias de \$42 millones. Capturando un flujo de 76 vehículos eléctricos en tres estaciones de carga ubicadas en la barra 1 y 2. Estos resultados se muestran en la Tabla V.4.

Tabla V.4 Resultados de ubicación de estaciones de carga método binivel

Nodo en red de tráfico	Nodo Eléctrico	Potencia de Estación de Carga [MW]	Flujo Capturado	Inversión Total [\$]	Beneficio Total [\$]
1,2,3	1	8	76	450	42608190
	2	20			

Al analizar los resultados del precio marginal mostrados en la Tabla V.5, se observa que, son diferentes para cada nodo, lo que ocurre en el ejemplo IEEE 30 Barras, esto se debe a que existe congestión en la línea de transmisión 1-2. El precio marginal local de un nodo representa el incremento del beneficio social en el mercado como resultado del incremento de demanda marginal en ese nodo

Tabla V.5 Resultados de potencia y precio marginal utilizando modelo binivel

Punto de Operación (peso ρ)	Probabilidad Escenario (ω)	Potencia Generada [MW]	Nodo 1 LMP[\$/MWh]	Nodo 2 LMP[\$/MWh]	Nodo 3 LMP[\$/MWh]
1 (2863)	0.179	49.048	55.81	61.39	59.24
	0.171	49.649	58.31	64.14	61.90
	0.145	50.933	68.82	75.70	73.06
	0.218	48.429	45.96	50.55	48.78
	0.094	51.670	106.43	117.07	112.98
	0.192	50.272	51.96	57.16	55.16
2 (2300)	0.267	52.323	37.52	41.27	39.83
	0.206	47.463	48.52	53.38	51.51
	0.262	50.897	38.21	42.03	40.56
	0.266	49.317	37.64	41.41	39.96
3 (3597)	0.152	48.197	65.88	72.47	69.93
	0.180	51.060	55.51	61.06	58.93
	0.160	49.666	62.56	68.81	66.41
	0.149	51.725	67.11	73.82	71.24
	0.184	50.362	54.34	59.77	57.68
	0.175	48.990	57.10	62.80	60.61