



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Planificación Óptima del Intercambio de Energía de Vehículos Eléctricos en Estacionamientos Considerando Incertidumbres.

Trabajo de titulación previo
a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico

Modalidad: Artículo Académico

Autor:

David Alejandro Sánchez Ortega

CI:0104760335

david_alesanchez@outlook.com

Director:

Ing. Santiago Patricio Torres Contreras, PhD.

CI: 0102448958

Co-director:

Ing. Luis Gerardo González Morales, PhD.

CI: 0102559325

Cuenca - Ecuador

29 de octubre de 2021



Resumen:

Se espera que los vehículos eléctricos (VE) desempeñen un papel importante en el sistema de transporte debido a los problemas ambientales y las crisis energéticas que hoy en día afectan al planeta. El despliegue de una gran cantidad de vehículos requiere una gestión de demanda adecuada, con el fin de proporcionar menores costos de ampliación e inversión, así como evitar futuras congestiones en la red eléctrica de distribución. Este artículo analiza el intercambio de energía entre los vehículos eléctricos y la red de distribución considerando la capacidad V2G en las estaciones de carga y bajo un esquema de precios según el tiempo de uso (TOU), incentivo para que se carguen y descarguen los VE cuando los precios de la energía eléctrica asociados a la demanda cambien.

En este estudio, el agregador de vehículos eléctricos es responsable de proporcionar energía y controlar el patrón de carga de los vehículos eléctricos dentro de los estacionamientos. El modelo propuesto permite determinar los patrones óptimos de carga y descarga del estacionamiento en base a un método que maximiza las ganancias del agregador. Adicionalmente, se aplica el método Monte Carlo para manejar las incertidumbres asociadas al comportamiento de los vehículos durante el día.

Palabras claves: Gestión de Carga. Optimización. Intercambio de Energía. Vehículos Eléctricos. V2G. Tarifa TOU. Simulación Monte Carlo.



Abstract:

Electric vehicles (EVs) are expected to play an important role in the transportation system due to environmental problems and energy crises that affect the planet today. The deployment of a large number of vehicles requires adequate demand management, in order to provide lower expansion and investment costs, as well as avoid future congestion in the electrical distribution network. This article analyzes the energy exchange between electric vehicles and the distribution network considering the V2G capacity in the charging stations and under a price scheme according to time of use (TOU), an incentive for EVs to be charged and discharged when electricity prices associated with demand change.

In this study, the electric vehicle aggregator is responsible for providing energy and controlling the charging pattern of electric vehicles within parking lots. The proposed model allows determining the optimal parking lot loading and unloading patterns based on a method that maximizes the aggregator's profits. In addition, the Monte Carlo technique is applied to manage the uncertainties associated with the behavior of vehicles during the day.

Keywords: Load Management. Optimization. Energy Exchange. Electric Vehicles. V2G. TOU Tariff. Monte Carlo Simulation.



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

David Alejandro Sánchez Ortega, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Planificación Óptima del Intercambio de Energía de Vehículos Eléctricos en Estacionamientos Considerando Incertidumbres", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 29 de octubre de 2021.

David Alejandro Sánchez Ortega

C.I: 0104760335



Cláusula de Propiedad Intelectual

David Alejandro Sánchez Ortega, autor del trabajo de titulación "Planificación Óptima del Intercambio de Energía de Vehículos Eléctricos en Estacionamientos Considerando Incertidumbres", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 29 de octubre de 2021



David Alejandro Sánchez Ortega

C.I: 0104760335

I. INTRODUCCIÓN

En la última década, con el desarrollo de la tecnología, los subsidios gubernamentales y la respuesta a estrictas políticas ambientales que promueven la energía sostenible y las perspectivas ambientales en el futuro cercano, los vehículos eléctricos (VE) han recibido cada vez más atención. Se prevé que el stock mundial de VE (excluyendo vehículos de dos o tres ruedas) crezca a una tasa del 36% anual, alcanzando los 245 millones hasta 2030, bajo un Escenario de Desarrollo Sostenible [1]. Por tanto, la creciente demanda de energía resultante de un aumento de vehículos eléctricos, supone un reto en los diferentes niveles del sistema eléctrico y presenta desafíos directos para la planificación, el control y la gestión de la red eléctrica.

En la actualidad, debido al alto precio de compra de los vehículos eléctricos, la falta de infraestructura de carga en espacios públicos y los altos costos de las baterías, la aceptación de los vehículos eléctricos es aún menor, en comparación con los vehículos convencionales [2]. Sin embargo, crear los incentivos económicos adecuados y brindar la confianza necesaria para la carga del vehículo dentro de una ciudad, puede persuadir para que se utilicen más vehículos eléctricos y se reduzcan los efectos nocivos para el medio ambiente de los vehículos actuales [3]. Desde el punto de vista de la red eléctrica los VE pueden percibirse de dos modos diferentes, uno de ellos es como cargas, en donde reciben energía de la red (modo de red a vehículo (G2V)) y, por otro lado, cuando las baterías de los vehículos eléctricos están cargadas, un número notable de ellas puede funcionar como una unidad de generación de energía e inyectar energía a la red (modo vehículo a red (V2G)). Actualmente, los VE casi en su totalidad funcionan solo como cargas, y pueden cargarse en un modo de carga lenta o semi rápida en estacionamientos y viviendas, o en un modo de carga rápida en estaciones de carga en corriente continua con una duración típica de 20 a 30 minutos, dependiendo del estado de carga inicial y la capacidad del vehículo en uso [4].

La mayor parte de la recarga de los vehículos se prevé que sea realizada en las viviendas y será en estas donde la recarga presente un mayor impacto en la infraestructura eléctrica existente [5]. Sin embargo, los VE constituyen un recurso de almacenamiento distribuido del que puede beneficiarse el sistema eléctrico si es que se implementa la tecnología V2G, pudiendo así favorecer una mayor integración de energías renovables y expandir las capacidades de la red [6]. Varias investigaciones proponen el uso de los vehículos eléctricos como recursos desde el lado de la demanda, que permitan una

gestión energética eficiente, ayuden a la intermitencia e integración de las energías renovables y también disminuyan el impacto ocasionado en la red de distribución como se investiga en [7] y [8]. En el estudio realizado en [9] por ejemplo, se analiza el potencial uso de la tecnología V2G para la regulación de frecuencia y reducción en los picos de demanda.

Dentro de este contexto dado que la participación directa de pequeñas cargas (VE individuales) en los mercados de energía muchas veces puede no ser factible debido a las reglas del mercado eléctrico, los vehículos eléctricos son agregados por un agente que actúa como intermediario comercial entre los propietarios de VE y el mercado eléctrico o el operador del sistema independiente (ISO) de transmisión o red de distribución [10]. Este agente, denominado Agregador, es una entidad introducida recientemente en las redes o servicios eléctricos y posee las tecnologías de software y hardware necesarias para tal función. La participación de los Agregadores de vehículos eléctricos en el mercado de energía implica la necesidad de una programación óptima para aprovechar estos recursos de almacenamiento de energía. Por lo que se han realizado diferentes estudios que modelan y analizan los efectos de la programación óptima para la carga bidireccional del VE por parte de dicha entidad, desde el punto de vista de un mercado eléctrico liberalizado [10-12]. En las referencias anteriores se propone que el Agregador sería capaz de intercambiar energía del vehículo en un mercado eléctrico minorista (distribución) y mercado mayorista (de reserva) con base en una planificación diaria óptima, y en la cual los precios de la electricidad son volátiles y es necesario contar con un modelo acertado que pronostique de manera bastante precisa dichos precios en las distintas horas del día.

La participación de un Agregador dentro de la gestión de la demanda de los vehículos eléctricos es considerada como una gestión centralizada de la demanda, si este se encarga de controlar la carga de una gran cantidad de VE que pueden estar dispersos dentro de la red de distribución. Aunque, la posibilidad de que la demanda sea gestionada de forma descentralizada, en la literatura se ha propuesto bajo varios conceptos, uno de ellos es el de “Smart Parking Lot” (SPL). Estos son estacionamientos inteligentes en donde se alojarían los vehículos durante ciertos periodos del día y permitirían una gestión controlada de la carga del VE. Se supone que estos estacionamientos de vehículos eléctricos podrían actuar como puntos de generación distribuida (GD), y que eventualmente podrían tener un flujo de energía bidireccional. Este hecho permite al propietario del estacionamiento comprar energía fuera de las horas pico y venderla en las horas pico a un precio

más alto y, en consecuencia, obtener un beneficio económico [13]. Desde la perspectiva de las empresas de distribución de energía, el estacionamiento de vehículos eléctricos puede considerarse como una carga nueva relativamente grande con características especiales. Por lo tanto, algunos estudios se han centrado en los procedimientos y beneficios de la gestión de carga / descarga de vehículos eléctricos en dichos parqueaderos. En [14] se propone un marco colaborativo para la expansión dinámica y planificación de la red de distribución (DN) y estacionamientos para VE (EVPL). En ese estudio se formula un modelo de optimización multiobjetivo (MO) que relaciona las ganancias de los propietarios de los estacionamientos, los costos de la DN y el costo de carga para los propietarios de los vehículos eléctricos. En [13] se presenta un modelo distribuido de toma de decisiones basado en un enfoque de programación de dos niveles, que incluye al estacionamiento de VE y al Agregador. En el nivel superior de dicho modelo, el estacionamiento de VE tiene como objetivo maximizar sus ganancias mediante la programación óptima de la carga y descarga y, por otro lado, en el nivel inferior, el Agregador es el único del sistema de distribución, que se encarga de proporcionar energía a los abonados y minimizar su costo. Un método optimizado para administrar adecuadamente la carga y descarga de dos tipos diferentes de vehículos eléctricos dentro de tres Microrredes interconectadas bajo el enfoque de los estacionamientos inteligentes (SPL) es presentado en [15], con el objetivo de aumentar el beneficio de los operadores, disminuir las pérdidas de energía y disminuir la emisión de gases de efecto invernadero. En [16] un sistema inteligente de gestión de estacionamientos para programar la recarga de vehículos eléctricos sin considerar ninguna capacidad V2G es modelado y analizado. En donde se propone un sistema de planificación de recarga en estacionamientos (PLRS) de dos capas para recargar vehículos eléctricos considerando los patrones de movilidad/estacionamiento de estos vehículos.

Desde el enfoque de análisis del impacto de la demanda de VE, otros estudios se concentran en modelar el comportamiento estocástico de los VE para poder determinar una demanda y número aproximado de vehículos que se integrarán en la red bajo ciertos escenarios. La simulación de Monte Carlo, como enfoque de modelación estocástica, es una opción ampliamente usada para generar diversos escenarios. Un enfoque analítico basado en Markov y la simulación Monte Carlo para modelar los comportamientos de viaje del VE y la demanda de carga se analiza en [4]. El trabajo presentado en [17] utiliza la simulación Markov Chain Monte Carlo (MCMC) para generar patrones de uso de vehículos eléctricos basados en la caracterización del movimiento del vehículo y evaluar su impacto en una red de distribución.

En este trabajo de investigación se desarrolla un modelo de optimización que maximiza las ganancias diarias del proveedor de carga de vehículos eléctricos, obtenidas principalmente por el servicio de carga a los vehículos situados en un estacionamiento y por vender energía de las baterías de los VE a la red de distribución mediante el sistema V2G, para principalmente reducir los picos en la demanda. Dado que se ha planteado un escenario en donde el agregador o proveedor de carga solo puede vender energía en el mercado eléctrico minorista o de distribución, no será necesario un análisis ni pronóstico de los precios del mercado de reserva durante el día.

El modelo de optimización es implementado bajo un marco de análisis de incertidumbres que aplica la simulación Monte Carlo para prever la demanda horaria en cada estacionamiento. El proveedor de carga, propietario y operario de las electrolinerías, se encargaría del control de la carga y descarga de los VE, asumiendo el rol de agregador de los vehículos que se encuentren conectados a una estación de carga durante un intervalo de tiempo. Este proveedor para maximizar sus ganancias realizaría una programación óptima de la carga del vehículo en relación con una tarifa eléctrica diferenciada de tipo TOU, que se basa en el “Tiempo de Uso” y también sería capaz de disponer de la energía almacenada en las baterías de los vehículos para brindar flexibilidad a la red mediante el sistema V2G durante las horas de mayor demanda eléctrica (horas pico). Se considera además dentro de la programación óptima, los costos por degradación de la batería los cuales el proveedor del servicio de carga debería pagar al propietario del VE por permitir tomar energía de su batería.

Las incertidumbres asociadas al comportamiento de viaje de los vehículos eléctricos y características técnicas son modeladas mediante funciones de distribución de probabilidad y simuladas bajo el método Monte Carlo mediante el marco de análisis propuesto. Los estacionamientos o parqueaderos que servirán para el alojamiento de los vehículos eléctricos, los mismos que estarán dotados de la infraestructura para la gestión de la demanda, han sido clasificados en dos tipos estacionamientos en este estudio: el primero de ellos que alojaría vehículos durante el día (parqueadero del tipo A) y el segundo que alojaría a los vehículos durante la noche (parqueadero del tipo B). Por lo tanto, se analiza dos tipos de patrones de viaje para los vehículos eléctricos, estos son: vehículos que permanecen gran parte del tiempo estacionados durante el día en parqueaderos de zonas de trabajo, comerciales o gubernamentales y deciden realizar la carga de su vehículo dentro de este periodo, y por otro lado están los vehículos que deciden realizar su carga durante periodos nocturnos en sus zonas de residencia, como parqueaderos de edificios residenciales o condominios. Este esquema permitirá realizar un análisis de la demanda según el

patrón de alojamiento de cada vehículo dentro de un estacionamiento.

II. MODELACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES ASOCIADAS AL COMPORTAMIENTO DE VIAJE Y CARACTERÍSTICAS DE LOS VE

El comportamiento de los vehículos eléctricos en sus viajes diarios es de naturaleza aleatoria y afecta directamente el SoC (Estado de Carga) con el que los VE llegarán a los parqueaderos para ser recargados. En esta sección algunos modelos probabilísticos son introducidos para permitir un modelamiento apropiado del comportamiento aleatorio de los VE y sus características técnicas variables. Dentro de este contexto la simulación Monte Carlo es usada en este estudio para generar valores aleatorios de los parámetros cuyas funciones de distribución de probabilidad están dadas, dicha técnica se detalla en la sección V.

Para modelar el comportamiento probabilístico de los VE durante el día, se supone que cada vehículo eléctrico tiene dos recorridos diarios en la ciudad de estudio. Al final del primer recorrido, los vehículos eléctricos con un patrón de estancias en el orden de horas en su destino final podrían alojarse en un estacionamiento con estaciones de carga durante varias horas y decidir en intercambiar energía con la red o simplemente cargarse (A criterio del usuario dependiendo de sus preferencias). Por otro lado, cuando finaliza el segundo recorrido (de retorno a su punto de partida inicial), los vehículos eléctricos que prefieran cargar en estacionamientos residenciales (por ejemplo) podrán realizar la carga o descarga de sus vehículos para brindar flexibilidad a la red y ser recompensados eventualmente. En este estudio se identifica como estacionamiento de tipo A al que alojará vehículos luego del primer recorrido y como de tipo B al que alojará vehículos luego del segundo recorrido.

$$t_v^{ll} = f(x) = fTG(x; \mu_{ll}, \sigma_{ll}^2, (t_v^{ll,min}, t_v^{ll,max})) \quad (1)$$

$$t_v^{sal} = f(x) = fTG(x; \mu_{sal}, \sigma_{sal}^2, (t_v^{sal,min}, t_v^{sal,max})) \quad (2)$$

$$D_v^{dis} = f(x) = fTG(x; \mu_{dis}, \sigma_{dis}^2, (D_v^{dis,min}, D_v^{dis,max})) \quad (3)$$

$$C_v^{bat} = f(x) = fTG(x; \mu_{bat}, \sigma_{bat}^2, (C_v^{bat,min}, C_v^{bat,max})) \quad (4)$$

Las incertidumbres del comportamiento de los VE, comúnmente son modeladas mediante funciones de distribución de probabilidad Gaussianas [8] y [14], en este estudio se ha empleado la distribución gaussiana truncada (fTG), para modelar las incertidumbres de: los tiempos de viaje (tiempos de llegada " t_v^{ll} ", tiempos de salida " t_v^{sal} " para cada VE), recorrido diario del vehículo " D_v^{dis} " y capacidad de la batería " C_v^{bat} ", los cuales se encuentran representados por sus respectivas (fTG) en las ecuaciones (1 - 4). Por lo tanto, se extraen cuatro funciones de distribución probabilística, una función para cada una de las variables mencionadas, dichas funciones de probabilidad dependerán de sus respectivos parámetros estadísticos, que son: la media y desviación estándar del tiempo de llegada de los VE a cada parqueadero (μ_{ll} y σ_{ll}), la media y desviación estándar del tiempo de salida de los VE de cada parqueadero (μ_{sal} y σ_{sal}), la media y desviación estándar del recorrido diario del vehículo (μ_{dis} y σ_{dis}), la media y desviación estándar de la capacidad de batería para cada vehículo (μ_{bat} y σ_{bat}). Además, debido a que se modelan funciones normales truncadas, también se consideran los valores mínimos y máximos relacionados con cada una de las variables que presentan incertidumbre: $t_v^{ll,min}$, $t_v^{ll,max}$, $t_v^{sal,min}$, $t_v^{sal,max}$, $D_v^{dis,min}$, $D_v^{dis,max}$, $C_v^{bat,min}$, $C_v^{bat,max}$.

Basado en las estadísticas disponibles de los tiempos de viaje típicos de VE, como la "Encuesta Nacional de Viajes de Hogares" (NHTS) [18], se pueden obtener los parámetros estadísticos necesarios mediante la normalización de datos, estimación de máxima verosimilitud y ajuste de curvas. Los valores de los parámetros utilizados en esta investigación se basan en la literatura revisada en [4], [8] y [19], y se detallan en las Tablas I y II en la sección V. Las gráficas de densidad de probabilidad para cada variable con incertidumbre se presentan en el Anexo 2.

III. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

El modelo de negocio del agregador o proveedor de carga dependerán principalmente de dos aspectos: el pago recibido por los propietarios de los vehículos eléctricos por la carga del vehículo, y la venta de electricidad proveniente de las baterías de los vehículos que participen en el programa V2G. Además de esto se considera también el costo por degradación de la batería, el cual deberá ser descontado del pago total por la carga de cada VE en caso de que se permita la descarga de su batería. La formulación de la función objetivo es representada en (5)

$$Max \sum_{v=1}^{N_v} \left(\sum_{t=t_{ll}}^{t_{sal}} \left(\lambda_d * P_{t,v}^{ch} + \lambda_s * P_{t,v}^{dch} - \lambda_B^t * P_{t,v}^{ch} - c_d * P_{t,v}^{dch} \right) \right) \quad (5)$$

donde, N_v es el número de vehículos en el estacionamiento bajo el escenario de movilidad analizado (Día - tarde o tarde - noche). λ_d es la tarifa fija de la venta de energía a los propietarios de los VE en (\$/kWh). A la vez que λ_B^t es la tarifa eléctrica (TOU) en (\$/kWh) por la compra de energía desde la red y λ_s el precio de venta de energía a la misma red de distribución eléctrica. $P_{t,v}^{ch}$ y $P_{t,v}^{dch}$ (kW) son las potencias de carga y descarga respectivamente, para cada vehículo y c_d es el costo de degradación de la batería (\$/kWh) el cual se calcula mediante la fórmula (6).

$$c_d = \frac{(c_b E_b + c_l)}{L_c E_b DOD} \quad (6)$$

donde, c_b y c_l son el costo de la batería por 1kWh y el costo de remplazo respectivamente. La capacidad de la batería está representada por E_b (kWh) y L_c son los ciclos de vida de la batería a una profundidad de descarga determinada "DOD" [9]. El SoC de cada batería en cada intervalo de tiempo se expresa por la ecuación (7), este valor indica el porcentaje de energía que tiene la batería y siempre podrá encontrarse en un rango de 0% y 100% de la capacidad total, pero por seguridad es común que esté acotado y se mantenga entre el 20% y 100% de capacidad de batería.

$$SOC_{t,v} = SOC_{t-1,v} + \left(\eta_{ch} * P_{t,v}^{ch} - \frac{P_{t,v}^{dch}}{\eta_{dch}} \right) \quad (7)$$

$$SOC_{inicial} = E_b - C_e \quad (8)$$

El SoC inicial de cada vehículo se encuentra representado por la ecuación (8), y dependerá del valor del consumo energético diario C_e (kWh), que es la cantidad de energía diaria consumida por la conducción del vehículo, la cual estará ligada a la variable aleatoria de recorrido diario D_v^{dis} y el valor de consumo promedio de energía por kilómetro E_c mencionados en la sección II. Los valores η_{ch} y η_{dch} son las eficiencias de carga y descarga relacionadas al vehículo. El SoC y la potencia de carga y descarga en cada intervalo de tiempo deberá mantenerse dentro de sus límites y cumplir con las siguientes restricciones:

$$SOC^{MIN} \leq SOC_{t,v} \leq SOC^{MAX} \quad (9)$$

$$SOC_{t,v}^{salida} = E_b \quad (10)$$

$$P_v^{Min} \leq P_{t,v}^{ch} \leq P_v^{Max} \quad (11)$$

$$P_v^{Min} \leq P_{t,v}^{dch} \leq P_v^{Max} \quad (12)$$

ya que la carga y descarga de las baterías no puede ocurrir al mismo tiempo, se toma en cuenta la siguiente restricción:

$$Si \{ \forall t, \forall v | P_{t,v}^{ch} \neq 0 \} \text{ entonces: } P_{t,v}^{dch} = 0$$

Reformulando las restricciones de potencia para incorporar la restricción de no simultaneidad de carga y descarga, se agrega a la formulación las variables enteras binarias δ_{ch} y δ_{dch} y las ecuaciones (11) y (12), se modifican por las ecuaciones (13) y (14).

$$P_v^{Min} \leq P_{t,v}^{ch} \leq P_v^{Max} * \delta_{ch} \quad (13)$$

$$P_v^{Min} \leq P_{t,v}^{dch} \leq P_v^{Max} * \delta_{dch} \quad (14)$$

$$\delta_{ch} + \delta_{dch} \leq 1 \quad (15)$$

Las potencias de carga y descarga de cada vehículo $P_{t,v}^{ch}$ $P_{t,v}^{dch}$ serán cero cuando estén fuera del intervalo de tiempo en el que el vehículo permanece estacionado, lo que se denota mediante la siguiente restricción.

$$Si \{ \forall t, \forall v | t > t_{salida} \text{ o } t < t_{llegada} \} \text{ entonces: } P_{t,v}^{dch}, P_{t,v}^{ch} = 0$$

Además, se ha asumido que los VE permitirían la descarga de sus baterías solo en las horas de mayor precio eléctrico. La ecuación (16) representa el tiempo en el cual un vehículo se encuentra estacionado. Por último, se ha tomado en cuenta la restricción por demanda máxima, a la que podrá operar el agregador (estacionamiento), con fines de evitar costos por valores registrados de demanda muy altos. La potencia máxima permitida para el estacionamiento está restringida a la capacidad máxima del transformador C_{max} (kW) y debe cumplir con la ecuación (17).

$$T = t_{salida} - t_{llegada} \quad (16)$$

$$\left| \sum_v^{N_v} P_{t,v}^{ch} - P_{t,v}^{dch} \right| \leq C_{max} \quad (17)$$

IV. SIMULACIÓN MONTE CARLO PARA EL MANEJO DE LAS VARIABLES INCIERTAS

La técnica de simulación de Monte Carlo se utiliza para generar los tiempos de viaje, capacidad de baterías y recorrido diario para cada vehículo, en función de las distribuciones de probabilidad respectivas, mencionadas anteriormente. Dicho proceso no terminará hasta que se generen N_d número de veces los parámetros o valores aleatorios y se resuelva el problema de optimización. Para cada una de las iteraciones, un número N_v de muestras de tiempo, capacidad de batería y recorrido diario son generadas, el valor de N_v estaría relacionado con el número máximo de VE que se podrían alojar en cada estacionamiento diariamente. Consecuentemente los siguientes pasos y criterios permitirán considerar las muestras válidas de los vehículos eléctricos que se encuentren cargándose o descargándose en los estacionamientos.

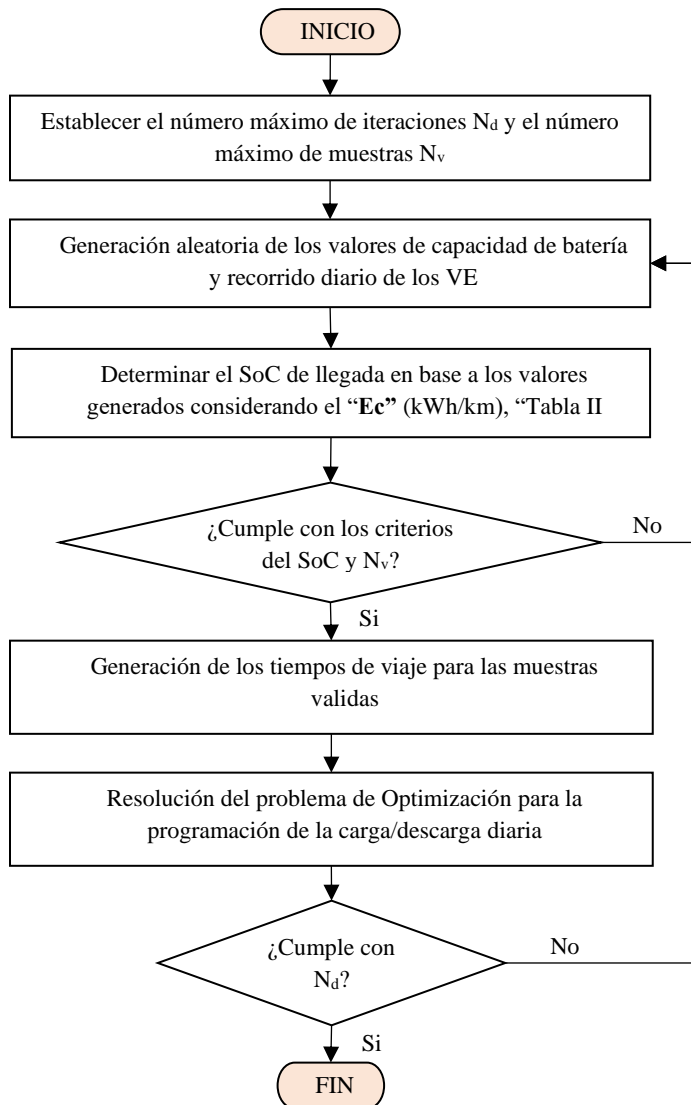


Fig. 1. Marco de análisis Monte Carlo propuesto para abordar las incertidumbres en el problema de optimización

- 1) Se establece el número de iteraciones N_d y la población estimada N_v de VE en el parqueadero.
- 2) Se genera los valores de capacidad de batería y recorrido diario basándose en las distribuciones de probabilidad.
- 3) Al determinar el número de VE que estarán conectados a las estaciones de carga en cada intervalo de tiempo, se asume los siguientes criterios:
 - a. Los VE que lleguen con un SoC mayor o igual al 90% no verían la necesidad de conectarse a una estación de carga para cargar sus vehículos ni tampoco de descargar sus baterías.
 - b. Los VE que lleguen con un SoC menor al 25% no serían considerados para entregar energía a la red y solo se conectarían para cargar sus Vehículos.
- 4) Una vez determinadas los valores válidos de las N_v muestras de VE, se generan los tiempos de llegada y salida para cada uno, en base a las funciones de distribución de probabilidad asociadas.
- 5) Se resuelve el problema de optimización planteado “MILP” en base a los parámetros generados y datos iniciales requeridos
- 6) Se repite el proceso de generación de parámetros y selección de muestras con base en los criterios mencionados hasta cumplir con el número de iteraciones.

El marco propuesto para abordar las incertidumbres dentro del problema de programación de la carga y descarga diaria del VE se ilustra en la Fig. 1.

V. ANÁLISIS DEL CASO DE ESTUDIO

A. Descripción del Caso Base

El enfoque propuesto para manejar el comportamiento estocástico de los VE y sus características, es usado para el problema de programación óptima en la gestión de carga de los vehículos. Los datos que permiten modelar las incertidumbres en las características de los VE y sus patrones de movimiento son tomados de las Tablas I y II [4] y [19].

TABLA I PARÁMETROS NECESARIOS PARA MODELAR LAS INCERTIDUMBRES EN LOS TIEMPOS DE VIAJE DE LOS VE

Parámetros estadísticos (Horas)	Tipos de Estacionamientos	
	Estacionamiento Tipo A	Estacionamiento Tipo B
μ_{ll}	8	17
σ_{ll}	3.4	2.3
μ_{sal}	17.5	7
σ_{sal}	3.25	1.3
$t_{ll,min}$	4	13
$t_{ll,max}$	17	24
$t_{sal,min}$	11	4
$t_{sal,max}$	24	13

TABLA II PARÁMETROS NECESARIOS PARA MODELAR LAS INCERTIDUMBRES DE LAS CARACTERÍSTICAS Y RECORRIDOS DE LOS VE

	Parámetros Estadísticos
Capacidad de la batería (kWh)	$\mu_{bat} = 28.5$ $\sigma_{bat} = 14.7$ $C_{bat,min} = 15$ $C_{bat,max} = 80$
Recorrido diario (Km)	$\mu_{dis} = 35$ $\sigma_{dis} = 15$ $D_{dis,min} = 10$ $D_{dis,max} = 100$
Consumo promedio de Energía por kilómetro (kWh/km)	$E_c = 0.159$

El número de iteraciones propuesto para el método Monte Carlo es de 2000 generaciones aleatorias. Además, se asume que en ambos tipos de estacionamiento existirán un total de 100 vehículos eléctricos parqueados diariamente, de los cuales solo un porcentaje se conectarán para cargar/descargar su vehículo.

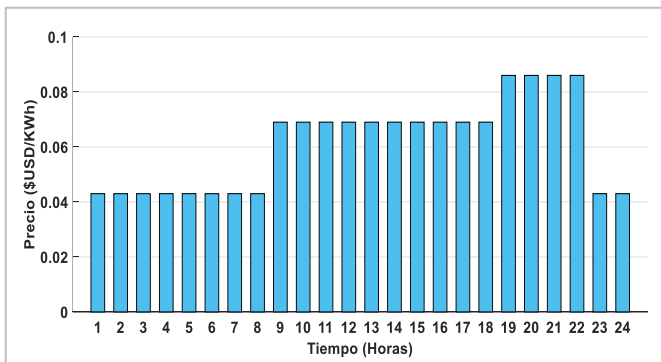


Fig. 2. Tarifa TOU del precio de la electricidad considerado

Se asume que todos los propietarios de VE que se conectan a las estaciones a cargarse aceptan que la batería de su vehículo pueda ser descargada si su SoC cumple los criterios mencionados previamente. Para el cálculo del costo de degradación de las baterías, los valores de los parámetros c_b y c_l se consideran 300 \$ / kWh y 240 \$ respectivamente [9]. Y se asume un 100% de profundidad de descarga, en donde la vida útil de la batería es de 3000 ciclos de acuerdo con [10]. Los valores de eficiencia en la carga y descarga de cada estación de carga son considerados del 100% en esta investigación. La tarifa de tres niveles de tiempo de uso (TOU) que se muestra en el **Error! Reference source not found.** es usada como el precio de compra de la electricidad λ_B (tarifa fijada de acuerdo al pliego tarifario en [20]). Además, en base a un análisis de los precios de energía eléctrica citados en [20], se ha asumido una tarifa fija de cobro por la carga del VE λ_d que es de

0,10 \$USD/kWh durante todo el día y para la energía descargada de los vehículos eléctricos que es vendida durante las horas pico a la red de distribución λ_s se ha tomado un precio de 0,05 \$USD/kWh. La potencia máxima de carga/descarga utilizada en este estudio es de 7.4 kW DC [21]. Para el análisis de la demanda, la duración de cada intervalo de tiempo se ha establecido de una hora, en un periodo de 24 horas. Se asume que al final del periodo de alojamiento de cada vehículo dentro del estacionamiento, este deberá contar con el 100% de la carga de su batería.

B. Resultados y Análisis

La programación óptima de los VE se formula como un problema de programación lineal entera mixta (MILP) y su algoritmo es implementado en MATLAB. Se investiga la optimización en la programación, en los dos tipos de estacionamientos modelados (Tipo A y Tipo B), sin embargo, en el estacionamiento de Tipo B (residencial) se analiza tres diferentes casos: el primero de ellos, sin restricción de demanda máxima en el estacionamiento, el segundo con una restricción de demanda máxima de 500kW y el tercer caso con una demanda máxima permitida de 300kW.

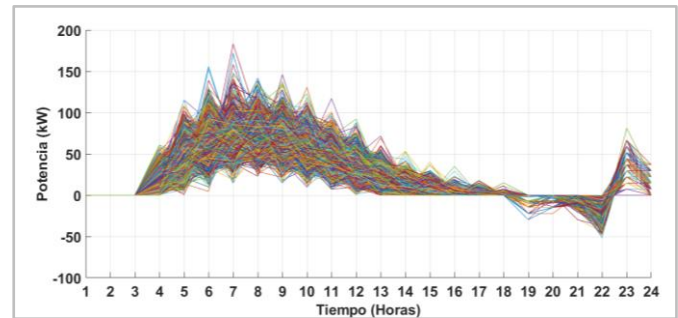


Fig. 3. Escenarios generados por Monte Carlo del perfil de carga/descarga de los VE dentro del estacionamiento (Parqueadero Tipo A)

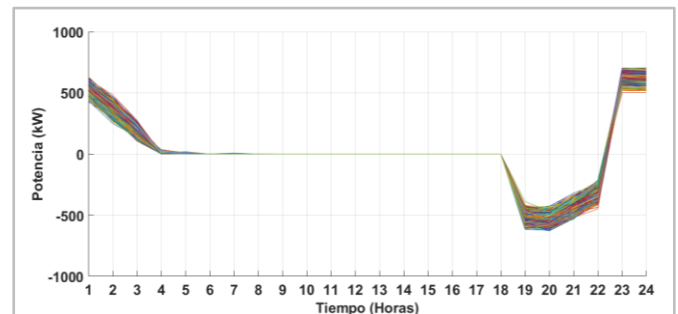


Fig. 4. Escenarios generados por Monte Carlo del perfil de carga/descarga de los VE dentro del estacionamiento (Parqueadero Tipo B)

Las Fig. 3 y Fig. 4, muestran el perfil de carga y descarga diario resultante de ambos tipos de estacionamientos, obtenidas

mediante la aplicación de la técnica de simulación Monte Carlo. En el caso del parqueadero de tipo A, el valor medio de beneficio económico total diario del proveedor de carga es de 23.71 \$USD. Para el parqueadero de tipo B dicho beneficio es de 37.94 \$USD. En comparación con la tarifa de tiempo de uso (TOU), la demanda resultante obtenida, demuestra que en la programación óptima de carga/descarga, las baterías se descargan con la potencia máxima permitida durante el intervalo de precio alto de energía y se carga cuando el precio de la electricidad es más bajo.

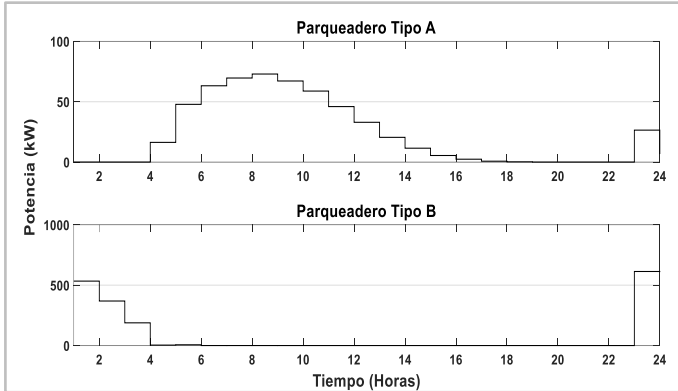


Fig. 5. Energía comprada a la red eléctrica en cada hora según el tipo de parqueadero.

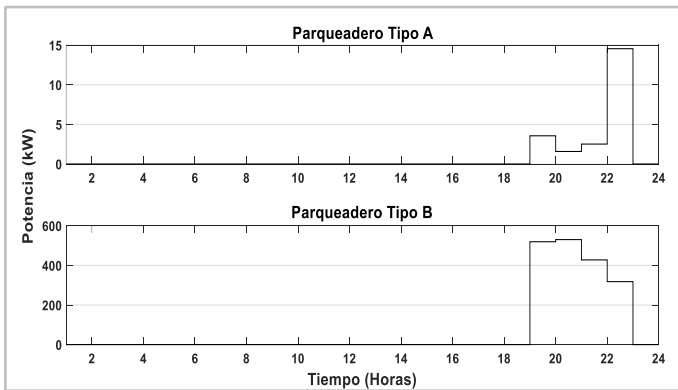


Fig. 6. Energía vendida a la red eléctrica en cada hora según el tipo de parqueadero.

En la Fig. 5 se muestra la energía comprada a la red en cada hora, obtenida a partir de los escenarios generados por Monte Carlo, para ambos tipos de estacionamientos. Se observa que el valor máximo de demanda media consumida por el estacionamiento de tipo A, sin ningún tipo de restricción en la demanda máxima es de 72.93 kWh, mientras que para el estacionamiento de tipo B este mismo valor es de 613.34 kWh durante las horas de menor precio. Lo que indica que durante el día los VE en los estacionamientos de tipo A consumirán menos energía de la red. La Fig. 6 muestra la energía vendida a la red, en ambos tipos de estacionamientos. Según esta gráfica, el

valor de potencia máxima suministrada por el parqueadero de tipo A, a la red eléctrica sería de 14,55 kWh y 530,17 kWh en el parqueadero de tipo B. Claramente se deduce que en el parqueadero de tipo B el intercambio de energía tiene la posibilidad de ser mucho mayor que en el de tipo A, si se adopta un esquema V2G que permita la descarga de las baterías. Por otro lado, se demuestra que, aunque el beneficio económico obtenido en el estacionamiento tipo B es alrededor de 1.6 veces mayor al de tipo A, la energía total consumida de la red eléctrica por los vehículos durante todo el intervalo de alojamiento en el estacionamiento de tipo B, es cerca de cuatro veces más la energía total consumida en los estacionamientos de tipo A, con valores de 2322.4 kWh y 548.8 kWh respectivamente, como se observa en la Tabla IV. Este hecho indica que posiblemente el agregador en el estacionamiento de tipo B, deba vender a un precio mayor la energía consumida de la red, por tarifa de carga a los VE, o en su defecto se deberían evitarse cargos por parte del operador de la red de distribución al estacionamiento, referentes a la demanda máxima registrada por consumo energético. Esto con el fin de que el intercambio de energía producido sea beneficioso para ambas partes. Los detalles de la demanda y potencia suministrada en cada hora por cada tipo de parqueadero se presentan en el Anexo 1.

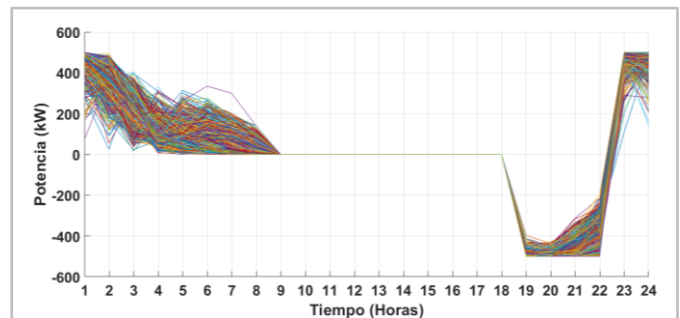


Fig. 7. Escenarios generados por Monte Carlo del perfil de carga/descarga de los VE dentro del estacionamiento con demanda máxima 500kW (Parqueadero tipo B)

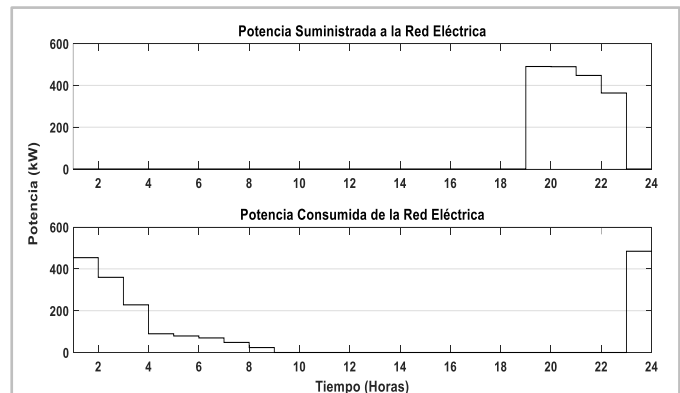


Fig. 8. Energía media intercambiada en cada hora con una restricción de 500kW en la demanda máxima (Parqueadero tipo B)

Al analizar los casos con restricción en la demanda máxima la energía requerida para la carga de los VE se distribuye en un mayor intervalo de tiempo en horas de la madrugada, alcanzando un menor valor de demanda máxima tanto en el consumo, como en el suministro de la red eléctrica. En la Fig. 7 y Fig. 8 se muestra que con una demanda máxima de 500kW para el estacionamiento tipo B, la ganancia o beneficio medio del agregador disminuye un 0.15% en comparación al caso sin restricción en la demanda. Y la energía total suministrada a la red durante el periodo de alojamiento de los vehículos es de 1791.75 kWh.

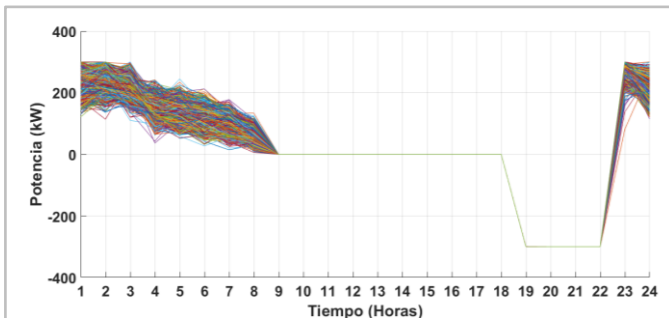


Fig. 9. Escenarios generados por Monte Carlo del perfil de carga/descarga de los VE dentro del estacionamiento con demanda máxima 300kW (Parqueadero tipo B)

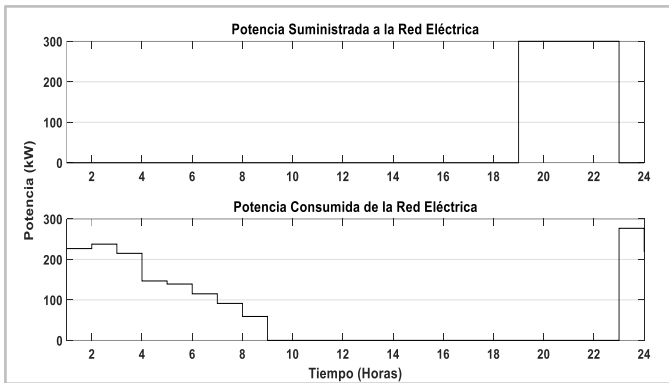


Fig. 10. Energía media intercambiada en cada hora con una restricción de 300kW en la demanda máxima (Parqueadero tipo B)

TABLA III RESULTADOS ESTADÍSTICOS PARA EL BENEFICIO ECONÓMICO SEGÚN LA RESTRICCIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA PARA EL CASO BASE

Beneficio diario (\$USD)	Sin Restricción Dem. Max		Dem. Max: 500kW		Dem. Max: 300kW	
	" μ "	" σ "	" μ "	" σ "	" μ "	" σ "
"Parqueadero tipo A"	23.71	1.51	-	-	-	-
"Parqueadero tipo B"	37.94	2.02	37.88	2.02	35.89	1.72

En la Fig. 9 y Fig. 10 se puede observar que al restringir la demanda máxima a 300kW en el mismo tipo de estacionamiento, la demanda en las horas de la madrugada se mantiene distribuida disminuyendo la varianza en la predicción de la demanda, por otro lado, la energía total descargada de los VE es menor, pero completamente uniforme y con una varianza casi nula, disminuyendo la incertidumbre y asegurando un suministro de 300kW por parte del agregador a la red de distribución durante las horas pico. Como es de esperar en este caso el beneficio económico medio del agregador se ve reducida un 5.4% con respecto al caso sin restricción y la energía total suministrada a la red es de 1200 kWh. Los detalles de los resultados se presentan en la Tabla III y Tabla IV.

TABLA IV RESULTADOS DE LA ENERGÍA TOTAL INTERCAMBIADA ENTRE EL ESTACIONAMIENTO Y LA RED DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN LA RESTRICCIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA PARA EL CASO BASE

Energía	Parqueadero tipo B			Parqueadero tipo A
	Sin Restricción Dem. Max	Dem. Max: 500kW	Dem. Max: 300kW	Sin Restricción Dem. Max
Consumo de la Red (kWh)	2322.39	2318.15	1727.17	548.80
Suministro a la Red (kWh)	1795.23	1791.75	1200	22.21

C. Análisis de Sensibilidad del Problema de Optimización

Varios factores influyen en la estrategia de carga óptima y afectan significativamente el nivel de participación de los propietarios de vehículos eléctricos en los programas V2G [22], en este estudio se ha asumido que el costo por degradación de la batería, pagado por el proveedor o agregador, será recompensa suficiente para que todos los propietarios de los vehículos acepten descargar sus baterías dentro de los estacionamientos. No obstante, para que sea rentable para el agregador, este deberá cobrar un valor por la venta de la energía a la red eléctrica que le permita obtener ganancias. Dicho valor se modela como la tarifa fija de venta de energía a la red eléctrica en horas pico λ_s y se ha estudiado con los siguientes valores: (0.03, 0.05 y 0.08) \$USD / kWh dentro del análisis de sensibilidad. También se ha tomado en cuenta la variación del precio de venta por carga λ_d para lo cual se ha analizado los siguientes casos: el primero con un valor de 0.10 \$USD / kWh y el segundo con un valor de 0.15 \$USD / kWh.

Para el análisis de sensibilidad del problema de optimización no será necesario usar la técnica de simulación Monte Carlo, debido a que para los parámetros que presentan incertidumbre

se ha asumido el siguiente escenario: para los valores de tiempo de llegada y salida se ha tomado como (18h00 y 6h00) horas respectivamente, para la capacidad de la batería (27kWh), para el SoC de llegada (70% de la capacidad de la batería), por último se ha asumido que dentro de ese intervalo de tiempo existirán 15 estaciones de carga para intercambiar energía, a las cuales se conectarán los VE durante toda la noche, existiendo una restricción en la demanda máxima para el intercambio de energía, ligada a la capacidad del transformador de 100kW. Los demás parámetros necesarios en la formulación del problema de optimización se toman del caso base en la sección A. Cabe resaltar que se ha realizado este análisis solo en el estacionamiento de tipo B (residencial) para evitar redundancia en los resultados.

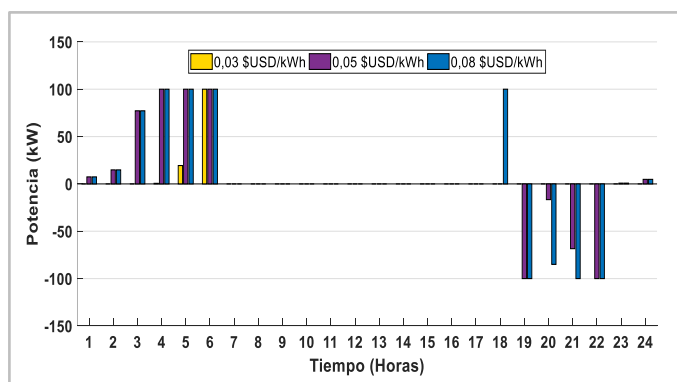


Fig. 11. Energía intercambiada en cada hora con una tarifa de venta $\lambda_d = 0.10\text{\$/kWh}$ y $\lambda_s = (0.03, 0.05, 0.08)\text{\$/kWh}$

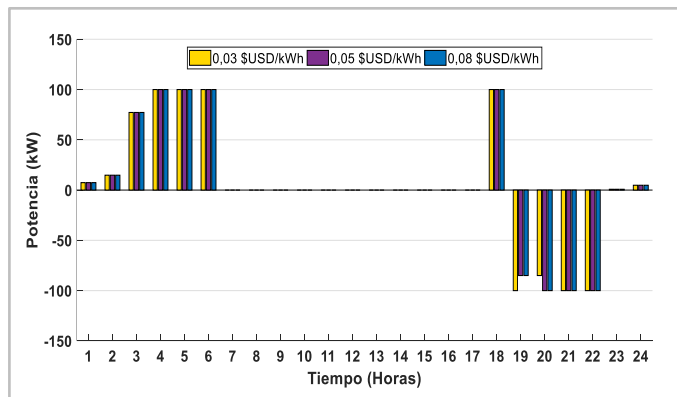


Fig. 12. Energía intercambiada en cada hora con una tarifa de venta $\lambda_d = 0.15\text{\$/kWh}$ y $\lambda_s = (0.03, 0.05, 0.08)\text{\$/kWh}$

Los valores de tarifa de venta de energía λ_d y λ_s , están asociados a las gráficas de demanda obtenidas como resultado del análisis en las Fig. 11 y 12. Se puede observar en la Fig. 11 que cuando el precio de venta por carga es de $0.10\text{\$/kWh}$ y el valor de venta de energía a la red de $0.03\text{\$/kWh}$, no es suficiente para cubrir los costos de compra de energía y degradación de la batería por cargar y descargar el vehículo, por

lo que no se brindaría energía a la red en horas pico y solo se cargaría a los VE en las horas de menor precio obteniéndose un beneficio económico de $6.84\text{\$ USD}$ y consumiendo menos energía del sistema eléctrico. Al aumentar a $0.05\text{\$/kWh}$ el precio de venta a la red, (el valor del caso base), es suficiente para que el agregador decida brindar un total de 285 kWh de energía a la red durante el periodo de mayor precio de electricidad, aumentando su beneficio económico a $7.99\text{\$ USD}$. Cuando el precio de venta a la red aumenta a $0.08\text{\$ USD/kWh}$, incitaría al agregador a cargar los VE en la hora de llegada para así poder vender mayor cantidad de energía a la red durante las horas pico, un total de 385 kWh para maximizar sus ganancias obteniendo un monto de $17.34\text{\$ USD}$ cerca de 2.5 veces más que el caso en donde no se entrega energía de las baterías a la red.

TABLA V RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 1

Con una tarifa de venta por carga del VE de $\lambda_d = 0.10\text{\$/kWh}$				
λ_s ($\text{\$/kWh}$)	Beneficio económico del proveedor $\text{\$USD}$	Pago final por cargar un VE $\text{\$USD}$	Energía Consumida (kWh)	Energía Vendida (kWh)
Tarifa de 0.03	6.84	0.8	120	0
Tarifa de 0.05	7.99	0.74	405	285
Tarifa de 0.08	17.34	0.72	505	385

TABLA VI RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 2

Con una tarifa de venta por carga del VE de $\lambda_d = 0.15\text{\$/kWh}$				
λ_s ($\text{\$/kWh}$)	Beneficio económico del proveedor $\text{\$USD}$	Pago final por cargar un VE $\text{\$USD}$	Energía Consumida (kWh)	Energía Vendida (kWh)
Tarifa de 0.03	23.34	2.4	505	385
Tarifa de 0.05	31.08	2.4	505	385
Tarifa de 0.08	42.72	2.4	505	385

El aumento del precio de venta relacionado con el costo por carga del VE a $0.15\text{\$/kWh}$ en el segundo caso, tiene el mismo efecto en el total de energía vendida durante las horas pico, que el primer caso con un precio de venta a la red eléctrica de $0.08\text{\$/kWh}$, como se muestra en la Fig. 12. Los detalles de energía consumida y suministrada para cada caso de análisis se presentan en la Tabla V y Tabla VI. Se puede observar que la energía consumida y suministrada por el

estacionamiento, así como también el beneficio del proveedor de carga aumenta conforme aumenta la tarifa de venta por carga del VE o aumenta la tarifa de venta de energía a la red. Se observa también dentro de este análisis, que el precio final por cargar el vehículo para cada propietario disminuirá conforme el VE entregue más energía a la red en el primer caso y en el segundo caso aumentará su valor. Este hecho estaría relacionado con el costo por degradación de la batería, pagado a cada propietario y cuyo valor medio rodearía los 0.10\$USD/kWh, siendo el costo de capital de cada batería un factor importante a considerar si se quisiera disminuir el costo por degradación dentro del análisis, y que también estaría relacionado directamente con la energía final suministrada por el vehículo a la red, así como también con la ganancia del agregador. Una revisión más detallada de las tarifas de compra y venta de energía por parte del agregador, que incluyan un análisis del costo de inversión, instalación y operación de las estaciones de carga dentro del estacionamiento, están fuera del alcance de este estudio. Sin embargo, dicho análisis permitiría determinar un esquema más detallado de los precios a los que el agregador debería vender la energía a los propietarios de los VE y a la red de distribución para recuperar la inversión hecha. Bajo las consideraciones hechas y escenarios planteados se demuestra que el programa V2G es rentable desde el punto de vista del proveedor de carga si los precios por venta de energía a la red de distribución son mayores o iguales a 0.05 \$ USD/kWh y existe una tarifa por la carga de los vehículos conectados de 0.10 \$ USD/kWh o en su defecto si la tarifa por carga aumentase a 0.15 \$ USD/kWh el agregador también se vería beneficiado y pudiera vender energía a la red de distribución a un menor precio. Por último, es importante además del beneficio del proveedor tener en cuenta que para el propietario del VE a medida que la tarifa de carga aumente, este estará menos satisfecho en brindar energía de su vehículo, por lo que el proveedor de carga deberá brindar ciertos incentivos para compensar dichos efectos, uno de ellos puede ser el no cobro por el servicio de alojamiento u otros.

VI. CONCLUSIONES

En esta investigación, el problema de programación óptima de la carga y descarga de vehículos eléctricos es analizado considerando incertidumbres y usando la técnica Monte Carlo. Además, se considera que los estacionamientos son controlados por un proveedor de carga o agregador. Al incorporar un esquema de precios (TOU) dentro de la planificación óptima del intercambio de energía diario, se ha demostrado que permite al agregador maximizar sus ganancias al hacer uso de la tecnología V2G para reducir los picos de demanda en la red

eléctrica, incentivándose a cargar los mismos con la energía de la red eléctrica en horas valle y descargando sus baterías para vender a la red en horas pico cuando los precios de la energía eléctrica son mayores.

Los resultados obtenidos mediante el modelo desarrollado han permitido determinar un valor medio de la demanda horaria prevista para cada tipo de estacionamiento y un beneficio diario estimado para los proveedores, el mismo que podría esperarse sea mayor si se vende energía de las baterías a la red eléctrica durante las horas pico. Se ha demostrado también que la energía vendida por el agregador a la red de distribución estaría directamente ligada a la variación de los precios eléctricos de venta para la carga de los vehículos y para la venta a la misma red de distribución como se demuestra en el análisis de sensibilidad. Además, mediante el análisis de la demanda prevista se demostró que, si bien el sistema V2G permite disminuir los picos de demanda en las horas de demanda máxima, también representan un mayor consumo de energía, que se desplaza a las horas de demanda valle. Esto implicaría un mayor intercambio de energía entre la red de distribución y el proveedor de carga lo que causaría más pérdidas en el alimentador de distribución asociado. Futuros trabajos podrían enfocarse en analizar la integración de generación renovable local a los estacionamientos, la cual podría evitar un alto consumo energético de la red de distribución y beneficiar para que los precios de venta de energía eléctrica a la red sean más agradables desde el punto de vista del operador del sistema de distribución. Así como también se podría investigar la integración de dichos estacionamientos dentro de una Microred eléctrica en donde se priorice la minimización de las pérdidas y una integración eficiente de energías renovables.

VII. REFERENCIAS

- [1] IEA, «Global EV Outlook 2020,» junio 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>. [Último acceso: 2021 4 4].
- [2] M. Yazdandoust y M. Aliakbar Golkar, «Participation of Aggregated Electric Vehicles in Demand Response Programs,» de *Electric Vehicles in Energy Systems*, Springer, 2020, pp. 327-358.
- [3] J. M. M. O. Angel Arcos Vargas y F. N. Hernández, «Propuestas para el fomento de la movilidad eléctrica: Barreras identificadas y medidas que se deberían adoptar,» endesa, 2018.
- [4] Q. Y. M. I. a. W. Y. Siyang Sun, «A novel Markov-based temporal-SoC analysis for characterizing PEV charging demand,» *IEEE*, vol. 14, n° 1, pp. 156 - 166, 2018.
- [5] S. M. G. Jesus Fraile, *Estrategias de gestion de flotas de vehículos eléctricos*, Madrid: Electric Vehicle Association of America.
- [6] P. Moura y L. Garcia Santander, «Integration of electric vehicles in electrical grid,» CITIES, 2020.
- [7] M. K. M. E. C. Pang, «Demand side management by using electric vehicles as distributed energy resources,» de *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference*, Greenville, SC, USA, 2012.

- [8] M. Shafie-Khah, E. Heydarian-Forushani, G. J. Osório, F. Gil, J. Aghaei, M. Barani y J. Catalao, «Optimal behavior of electric vehicle parking lots as demand response aggregation agents,» de *IEEE General Meeting Power & Energy Society*, Boston, 2016.
- [9] C. D. White y K. M. Zhang, «Using vehicle-to-grid technology for frequency regulation and peak-load reduction,» *Journal of Power Sources*, vol. 196, n° 8, pp. 3972-3980, 2011.
- [10] B. M.-I. M. M.-D. K. Z. Manijeh Alipour, «Stochastic scheduling of aggregators of plug-in electric vehicles for participation in energy and ancillary service markets,» *Energy*, vol. 118, pp. 1168-1179, 2017.
- [11] K. Z. Sayyad Nojavan, «Robust Scheduling of Plug-In Electric Vehicles Aggregator in Day-Ahead and Reserve Markets,» de *Electricity Markets New Players and Pricing Uncertainties*, Springer, 2020, pp. 199-212.
- [12] B. Vatandoust, A. Ahmadian, M. A. Golkar, A. Elkamel, A. Almansoor y M. Ghaljehei, «Risk-Averse Optimal Bidding of Electric Vehicles and Energy Storage Aggregator in Day-Ahead Frequency Regulation Market,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, pp. 2036 - 2047, 2019.
- [13] M. R. Fallahzadeh y A. Zangeneh, «An Interactive Model for the Participation of Electric Vehicles in the Competitive Electricity Market,» de *Electric Vehicles in Energy Systems (Modelling, Integration, Analysis, and Optimization)*, Cham, Switzerland, Springer, 2020, pp. 233-247.
- [14] M. Mozaffari, H. A. Abyaneh, M. Jooshaki y M. Moeini-Aghaie, «Joint Expansion Planning Studies of EV Parking Lots Placement and Distribution Network,» *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, n° 10, pp. 6455-6465, 2020.
- [15] M. Shamshirband, F. S. Gazijahani y a. J. Salehi, «Stochastic Cooperative Charging Scheduling of PEV Fleets in Networked Microgrids Considering Price Responsive Demand and Emission Constraints,» de *Electricity Markets (New Players and Pricing Uncertainties)*, Switzerland, Springer Nature, 2020, pp. 169-197.
- [16] M. Ş. Kuran, A. C. Viana, L. Iannone, D. Kofman, G. Mermoud y J. P. Vasseur, «A Smart Parking Lot Management System for Scheduling the Recharging of Electric Vehicles,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 2942 - 2953, 2015.
- [17] D. I. Yue Wang, «Markov Chain Monte Carlo simulation of electric vehicle use for network integration studies,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 99, pp. 85-94, 2018.
- [18] U. D. o. T. F. H. Administration, «“SUMMARY OF TRAVEL TRENDS: 2009 National Household Travel Survey”,» 2009. [En línea]. Available: <http://nhts.ornl.gov/2009/pub/stt.pdf>. [Último acceso: 14 04 2021].
- [19] D. A. Sarango y P. Moncayo, *Determinación del indicador kilometros-vehículo recorrido (KVR) para la ciudad de cuenca*, Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2016.
- [20] ARCONEL, «PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» 2020.
- [21] Wallbox, «Electric Chargers Wallbox,» Wallbox, 2021. [En línea]. Available: https://wallbox.com/en_catalog/quasar-dc-charger. [Último acceso: 4 4 2021].
- [22] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad y M. Moeini-Aghaie, «A Practical Scheme to Involve Degradation Cost of Lithium-Ion Batteries in Vehicle-to-Grid Applications,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, n° 4, pp. 1730-1738, 2016.
- [23] F. Soares, J. A. P. Lopes, P. R. Almeida, L. Seca y C. L. Moreira, «A stochastic model to simulate electric vehicles motion and quantify the energy required from the grid,» de *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2011.
- [24] H. Khalkhali y S. H. Hosseini, «Multi-stage stochastic framework for simultaneous energy management of slow and fast charge electric vehicles in a restructured smart parking lot,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 116, 2020.
- [25] J. Burkardt, «The Truncated Normal Distribution,» 17 10 2014. [En línea]. Available: http://people.sc.fsu.edu/~jburkardt/presentations/truncated_normal.pdf. [Último acceso: 2021].
- [26] R. J. Hamidi, «Distributed Charging Management of Electric Vehicles in Smart Microgrids,» de *Electric Vehicles in Energy Systems*, Switzerland, Springer Nature, 2020, pp. 183-210.



ANEXO 1

RESULTADOS OBTENIDOS DE ENERGÍA HORARIA PARA EL CASO DE ANÁLISIS

TABLA VII RESULTADOS (MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR) DE ENERGÍA HORARIA CONSUMIDA POR AMBOS TIPOS DE PARQUEADEROS SEGÚN LA RESTRICCIÓN EN SU DEMANDA

ENERGÍA CONSUMIDA								
Horas	Sin restricción de Demanda max.				Demanda max de 500 kW		Demanda max de 300kW	
	Parqueadero tipo A		Parqueadero tipo B		Parqueadero tipo B		Parqueadero tipo B	
	μ (kW)	σ (kW)	cc	σ (kW)	μ (kW)	σ (kW)	μ (kW)	σ (kW)
1	-	-	533,626	29,955	453,708	44,060	226,866	32,056
2	-	-	368,770	33,028	359,588	56,485	237,801	31,691
3	-	-	188,092	26,942	227,954	57,424	215,042	28,534
4	16,324	11,435	3,708	4,068	89,571	46,027	146,859	28,601
5	47,829	18,006	6,342	3,352	79,067	49,595	139,238	28,758
6	63,208	21,063	0,013	0,103	69,661	65,880	115,099	28,182
7	69,628	19,851	0,026	0,260	48,200	54,094	91,396	24,338
8	72,931	19,691	0,005	0,057	23,589	32,031	59,098	19,105
9	67,173	19,219	-	-	-	-	-	-
10	58,822	17,722	-	-	-	-	-	-
11	45,972	15,544	-	-	-	-	-	-
12	32,959	13,531	-	-	-	-	-	-
13	20,495	10,734	-	-	-	-	-	-
14	11,510	8,247	-	-	-	-	-	-
15	5,459	5,783	-	-	-	-	-	-
16	2,386	3,797	-	-	-	-	-	-
17	0,740	2,224	-	-	-	-	-	-
18	0,213	1,010	-	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-
23	26,469	13,799	613,349	27,929	484,369	33,757	276,921	20,380
24	6,690	7,060	608,464	28,116	482,447	35,244	218,855	28,026
TOTAL (kWh)	548,806		2322,395		2318,154		1727,174	



TABLA VIII RESULTADOS (MEDIA Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR) DE ENERGÍA HORARIA SUMINISTRADA POR AMBOS TIPOS DE PARQUEADEROS SEGÚN LA RESTRICCIÓN EN SU DEMANDA

ENERGÍA SUMINISTRADA								
Horas	Sin restricción de Demanda max.				Demanda max de 500 kW		Demanda max de 300kW	
	Parqueadero tipo A		Parqueadero tipo B		Parqueadero tipo B		Parqueadero tipo B	
	μ (kW)	σ (kW)	μ (kW)	σ (kW)	μ (kW)	σ (kW)	μ (kW)	σ (kW)
19	3,563	5,159	519,346	33,719	490,543	14,207	300,000	0,013
20	1,585	3,356	530,174	31,795	489,648	11,767	300,000	0,000
21	2,517	3,901	427,663	32,568	447,805	38,037	300,000	0,000
22	14,552	9,949	318,048	34,701	363,754	57,099	300,000	0,000
TOTAL (kWh)	22,217		1795,230		1791,750		1200,000	

ANEXO 2

GRÁFICAS DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD USADAS EN LA MODELACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES

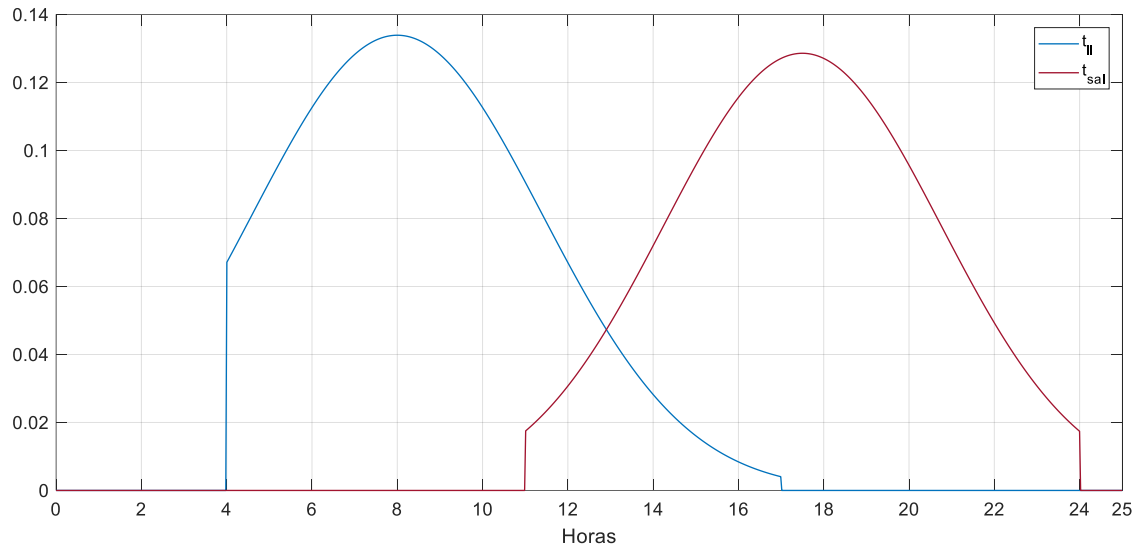


Fig. 13. Funciones de densidad de probabilidad truncadas para la determinación de tiempos de llegada y salida en el parqueadero tipo A

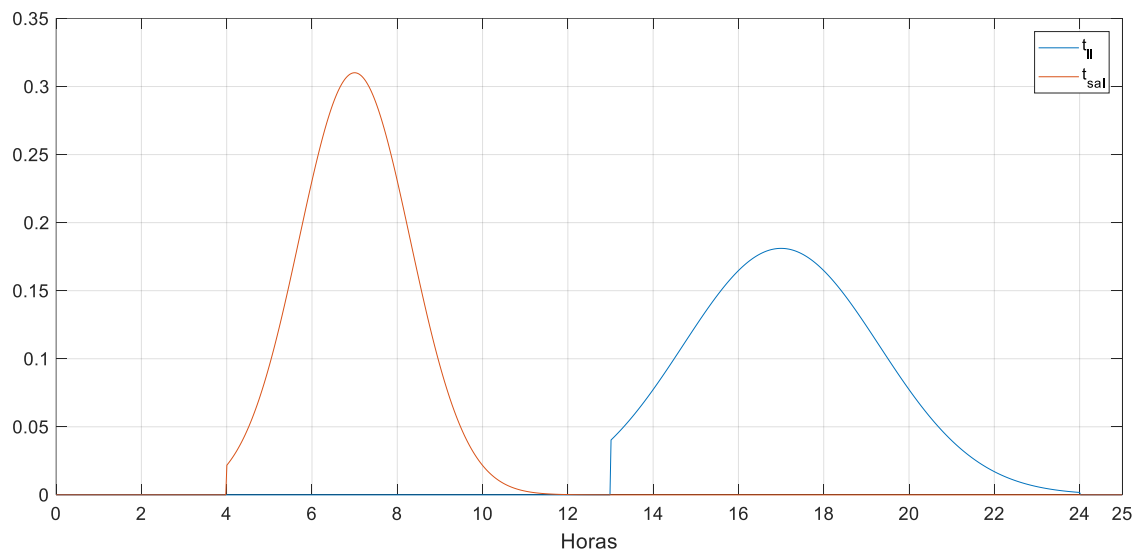


Fig. 14. Funciones de densidad de probabilidad truncadas para la determinación de tiempos de llegada y salida en el parqueadero tipo B

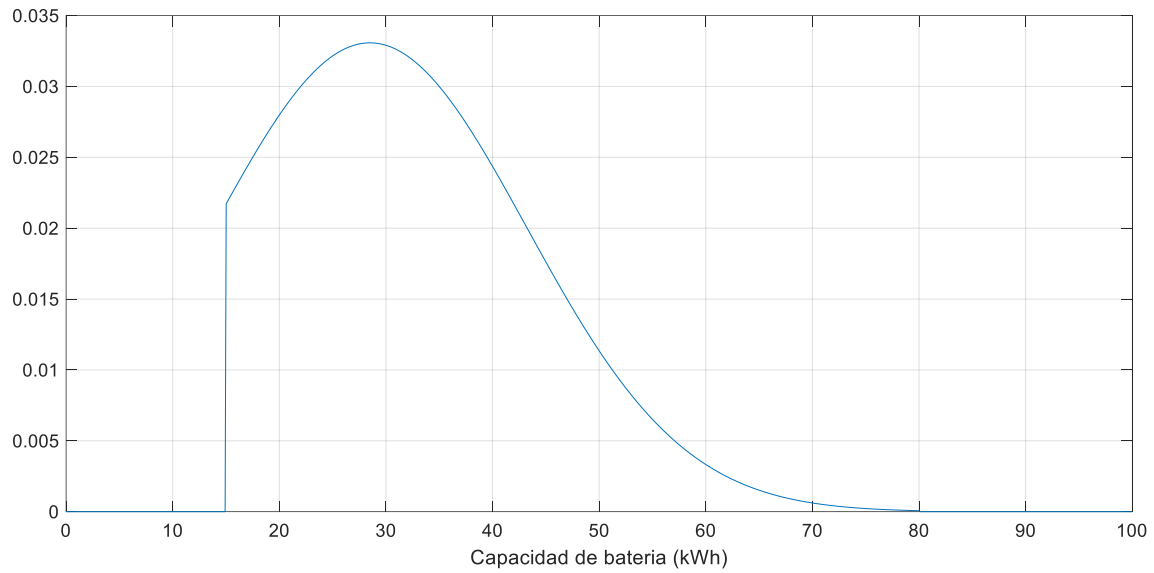


Fig. 15. Función de densidad de probabilidad truncada para la determinación de la capacidad de batería del VE

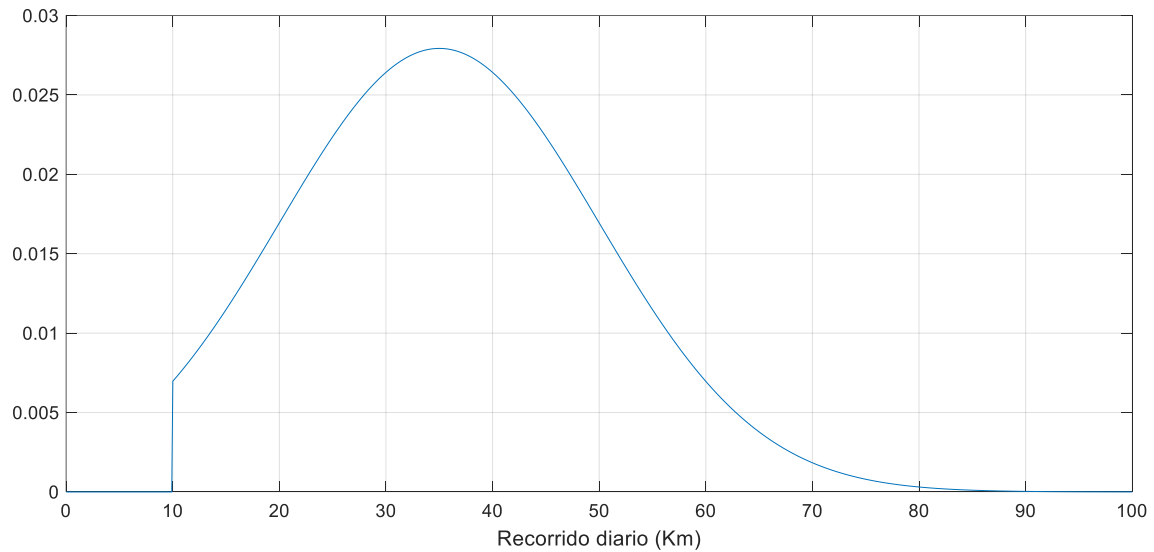


Fig. 16. Función de densidad de probabilidad truncada para la determinación del recorrido diario del VE