

Estudio estocástico de la conexión de vehículos eléctricos en redes de baja tensión argentinas

Stochastic study of the connection of electric vehicles in Argentine low voltage networks

Alejandro Jurado^{1*}  <https://orcid.org/0000-0002-1176-5741>

Edgardo Vinson¹  <https://orcid.org/0000-0002-6699-4541>

Fernando Nicchi¹  <https://orcid.org/0000-0002-6860-0243>

Recibido 22 de mayo de 2024, aceptado 30 de diciembre de 2024

Received: May 22, 2024 Accepted: December 30, 2024

RESUMEN

En este artículo, proponemos un modelo probabilístico multivariado para analizar el impacto de la conexión de vehículos eléctricos (VE) en redes de distribución de baja tensión (BT). En primer lugar, analizamos el comportamiento de la red de distribución para estrategias de carga no gestionadas tomando distintos factores de penetración de VE sobre la red. Consideramos como variables estadísticas las distancias recorridas por los VE, el tiempo de llegada del VE, el estado de carga (SOC) y la demanda residencial. Utilizamos una metodología que incluye simulaciones de Monte-Carlo. Luego, analizamos el nivel de pérdidas técnicas, la tensión en los nodos y los flujos de potencia. Los resultados muestran que dejar el proceso de carga en manos del usuario produce niveles técnicos inadmisibles para el correcto funcionamiento de la red. Mostramos en el trabajo dos posibles soluciones para aumentar el nivel de penetración de los vehículos eléctricos cumpliendo los requerimientos técnicos de la red. El primero es la gestión de la demanda, posponiendo el tiempo medio de inicio del proceso de carga hasta altas horas de la noche. Este método depende de la curva de demanda, pero nuestro caso de estudio muestra buenos resultados debido a que las redes están poco cargadas a altas horas de la noche. La segunda solución consiste en modificar el factor de carga del transformador MT/BT (y eventualmente el diseño de red radial tradicional) para permitir una mayor inserción de VE. Esto podría resultar interesante en un contexto en el que se está considerando el diseño de la red. La evaluación de los resultados; es información relevante para los operadores de los sistemas de distribución (DSO) argentinos y para las autoridades regulatorias, en el momento previo a la elaboración de una regulación eficiente y sólidamente fundamentada para la introducción de esta tecnología.

Palabras clave: Carga de vehículos eléctricos, análisis computacional de sistemas de potencia, redes eléctricas de baja tensión, red adaptada.

ABSTRACT

This article proposes a multivariate probabilistic model to analyze the impact of connecting electric vehicles (EVs) to low-voltage (LV) distribution networks. The behavior of the distribution network for unmanaged charging strategies is analyzed first, taking into account different EV penetration factors on the network. The statistical variables considered were the distances traveled by the EVs, the arrival time of

¹ Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. Grupo de Energía y Ambiente. Buenos Aires, Argentina.
Email: ajurado@fi.uba.ar; evinson@fi.uba.ar; fnicchi@fi.uba.ar

* Autor de correspondencia: ajurado@fi.uba.ar

the EV, the state of charge (SOC), and residential demand. The methodology used included Monte-Carlo simulations. The level of technical losses, voltage at the nodes, and power flows were then analyzed. The results show that leaving the charging process in the hands of the user produces technical levels that are unacceptable for the correct grid functioning. Two possible solutions are presented in the paper to increase the level of penetration of electric vehicles while meeting the technical requirements of the grid. The first is demand management, postponing the average start time of the charging process until late at night. This method depends on the demand curve; however, our case study shows promising results because the grids are not heavily loaded at late night hours. The second solution consists of adjusting the load factor of the MV/LV transformer (and eventually the traditional radial network design) to allow for more significant EV insertion; this could be of interest in a context in which the network design is being considered. The assessment of the results provides significant information for the operators of the Argentine distribution systems (DSOs) and the regulatory authorities, in the run-up to drafting efficient and soundly based regulations for introducing this technology.

Keywords: *Electric vehicle charging, computational analysis of power systems, low-voltage electrical networks, adapted network.*

INTRODUCCION

Se espera que el número de vehículos eléctricos aumente significativamente en todo el mundo. Este aumento representa una ventaja medioambiental debido a su alta eficiencia y sus bajas o nulas emisiones de carbono [1]-[6]. Sin embargo, existen muchos interrogantes sobre otros posibles efectos. Uno de ellos es el de la conexión no controlada de VE particulares en las redes de BT.

La conexión de VE particulares en Argentina está recién en sus inicios [7], [8]. Sin embargo, un Operador del Sistema de Distribución (OSD) y una agencia reguladora deberían tener, una estimación de los efectos que esa incorporación provocaría en las redes de distribución de baja tensión (BT). Esa información permitiría desarrollar una regulación efectiva.

El impacto en las redes de distribución en BT cuando se conecta una gran cantidad de VE de forma simultánea y aleatoria puede ser variado. En general los efectos se manifiestan como: caída de tensión, sobrecargas de conductores, aumento de pérdidas, problemas de calidad de la energía, etc. Algunos trabajos sobre los factores de impacto pueden verse en [9]-[13]. Estos efectos pueden ser negativos para la red, cuando la penetración de los vehículos eléctricos es alta. Respecto a los métodos de análisis, en [14] se presenta una metodología probabilística para evaluar el impacto de la carga de VE y cargas alineales en la calidad

de la energía en redes residenciales de baja tensión. Los autores utilizan modelos estocásticos y realizan una simulación de Monte Carlo para obtener una evaluación probabilística de la calidad de la energía. En el trabajo [15] los autores hacen una investigación acerca de los problemas que la carga de VE origina en la calidad de energía en la red eléctrica y la forma de mitigarlo. En [16] se presenta una revisión de la literatura sobre los impactos de la carga de VE en las redes residenciales. Además propone un método para evaluar los impactos de las cargas de VE en el perfil de la tensión de red. Finalmente propone un algoritmo de carga controlada para mitigar los efectos. En [17] los autores utilizan métodos estadísticos para encontrar patrones de conducción que luego son aplicados a estudios sobre el impacto de la carga no gestionada de vehículos. El estudio evalúa el perfil de tensión y las pérdidas de energía de la red. En [18] se desarrolla un modelo analítico para evaluar la confiabilidad de redes inteligentes. Se utiliza la simulación de Monte Carlo para validar el método de evaluación de confiabilidad propuesto. Además el trabajo hace un estudio de impacto de diferentes parámetros estocásticos sobre la red.

En este artículo, proponemos un modelo probabilístico multivariado para el análisis de impacto de VE particulares en redes de distribución en BT. Para este trabajo, consideramos la aleatoriedad de la conexión de VE (carga residencial), la aleatoriedad del tiempo de carga de los VE y la variación estadística de la demanda residencial.

El trabajo se distingue por:

1. Utilizar un modelo probabilístico donde las variables de entrada corresponden a patrones locales de la región de estudio.
2. Utilizar una red de BT típica y ampliamente utilizada de zonas urbanas de Buenos Aires, Argentina.
3. Considerar dos estrategias para mejorar el desempeño de la red: control de carga y modificación de la red. Este último es de gran importancia debido a las necesidades actuales de modernización de las redes de BT de Argentina.

Para el desarrollo de estos puntos, primero presentamos la metodología utilizada para el análisis de carga de vehículos eléctricos en redes de distribución de BT. En segundo lugar, representamos un caso de estudio, donde utilizamos un esquema de distribución típica en la provincia de Buenos Aires. En tercer lugar, mostramos los resultados. Finalmente, las conclusiones cierran el trabajo.

ESTUDIO PROPUESTO

Obtener un perfil de carga de VE particular no es una tarea fácil. Depende de varios factores, incluidos: la clase de VE, la capacidad y estado de carga de la batería, el factor de penetración de los VE en la red, el comportamiento y los hábitos de los conductores y el tipo de carga requerida [19]-[26]. La introducción del comportamiento humano es lo que dificulta el modelo [22]. Podemos clasificar el comportamiento de los conductores particulares o residenciales en dos tipos: comportamiento de movilidad y comportamiento de carga. El primero depende de la distancia recorrida, el tipo de vehículo, el modo de conducción, etc. Afecta la hora de llegada y el tiempo de carga. El segundo depende de la frecuencia de carga y, por tanto, de la ubicación de la carga. Afecta a los puntos de carga en la red. En base a lo anterior, para estudiar el impacto de los VE en la red de BT es necesario tener en cuenta:

- i. Cantidad de VE en el proceso de carga en cada instante.
- ii. Duración del proceso de carga.
- iii. Vínculo entre VE y curva de demanda.
- iv. Nodos afectados a la carga.

La primera variable a considerar, es la distancia diaria recorrida por el vehículo. Como es de esperar,

cada vehículo tiene diferentes distancias recorridas, modos de conducción y sufre diferentes congestiones de tránsito. Para una primera estimación utilizamos una función de probabilidad normal con valor medio y desviación tomados de un grupo de usuarios de la provincia de Buenos Aires. La distancia (en kilómetros) recorrida en un viaje diario por los VE (d_i) y el tiempo de conexión (inicio de carga) ($t_{p,i}$) están determinados por funciones de probabilidad normales representadas en las ecuación (1) y ecuación (2).

$$f_{(d_i)} = \frac{1}{\sigma_{d,i} \cdot \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(d_i - \mu_d)^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

$$f_{(t_{p,i})} = \frac{1}{\sigma_{p,i} \cdot \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t_{p,i} - \mu_p)^2}{2\sigma^2}} \quad (2)$$

Donde:

μ : valor medio

σ : desviación standard ($\sigma > 0$)

Consideramos que los kilómetros recorridos contemplan todos los factores existentes en un viaje (tipo de camino recorrido, forma de conducir del conductor y paradas en los semáforos). Para estudios de eficiencia más detallados (basados en estadísticas de tráfico), atascos y otros factores que afectan el consumo de energía durante el viaje, se podría considerar [22], [27], [28]. En este trabajo, y para el estudio del impacto de la potencia de carga en la red, consideramos una variable aleatoria que permite cuantificar el estado de la batería en el momento de carga. La hora de llegada al destino final se toma como referencia para la conexión del VE. Este parámetro resulta característico de cada ciudad, pueblo o barrio, dependiendo de los hábitos de sus habitantes.

El estado de carga (SOC) para el i ésimo VE, está dado por la ecuación (3):

$$E_{0,i} = E_{\max} - c \cdot d_i \quad (3)$$

Donde: $E_{0,i}$: SOC, $E_{\max}$: capacidad máxima de la batería, c : consumo por km, d_i : km recorridos.

Para nuestro caso consideramos que el SOC inicial, ecuación (4), está entre,

$$0,05 \leq E_{0,i} \leq 1 \quad (4)$$

Consideramos que el día comienza con la batería completamente cargada. Algunos autores consideran un SOC máximo de 0,95 para tener en cuenta la autodescarga de la batería. Considerando una carga de modo 1, residencial lento a potencia constante, [29], [30]. El tiempo de carga de cada vehículo ($t_{C,i}$) vendrá dado por ecuación (5).

$$t_{C,i} = \frac{E_{\max} - E_{0,i}}{P_{EV} \cdot \eta_c} \quad (5)$$

Donde: $t_{C,i}$: tiempo de carga, η_c : rendimiento del proceso de carga, P_{EV} : potencia constante de carga del VE.

En base a observaciones y costumbres, estimamos como valor medio a la hora de llegada las 7 pm para un grupo de usuarios residenciales del conurbano de la provincia de Buenos Aires. En dichas estimaciones, utilizamos una distancia media recorrida por usuarios residenciales de 40 km en días laborables. Además, tomamos la hora de llegada igual a la hora de inicio de carga de los vehículos eléctricos para la carga de vehículos eléctricos no controlada. Para ejemplificar la metodología, mostramos la distancia recorrida (Figura 1), el tiempo de llegada (Figura 2) y el estado de carga (Figura 3) para un grupo de vehículos eléctricos particulares.

La característica de la batería, el SOC y el modo de carga [31] determinan el tiempo de carga de cada

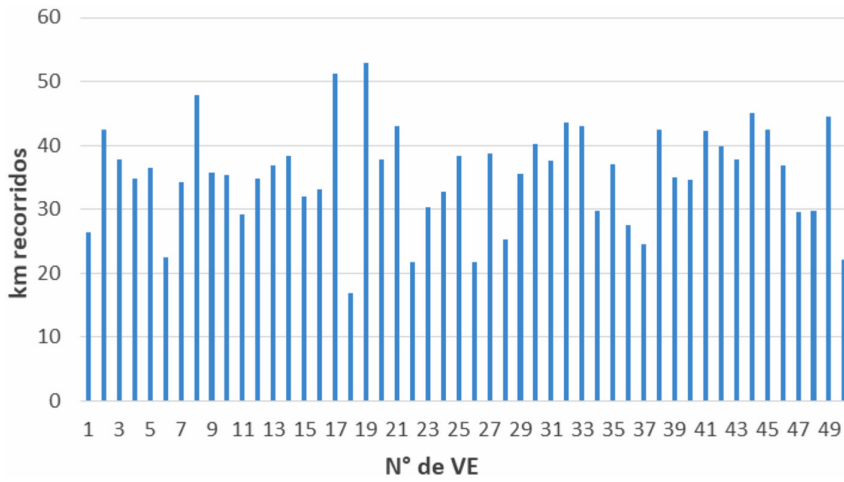


Figura 1. Distancia recorrida por cada VE.

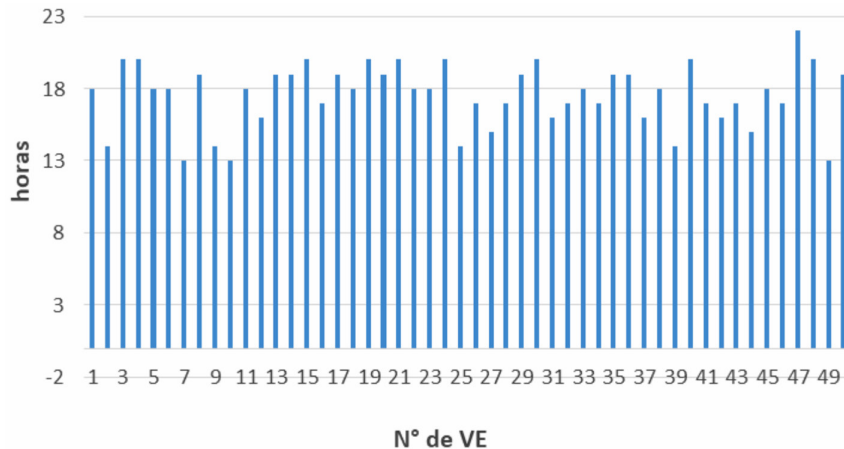


Figura 2. Hora de llegada al domicilio para cada VE.

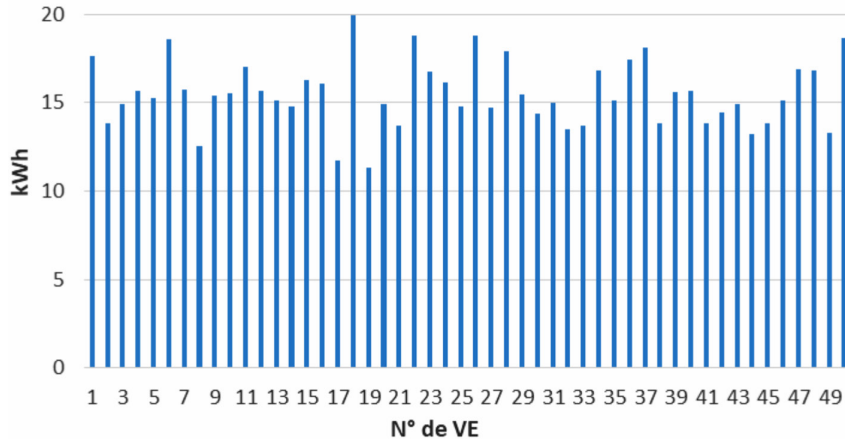


Figura 3. Estado de carga para cada VE.

vehículo eléctrico. El cual, también está determinado por una variable estadística. No todos los VE están conectados simultáneamente a la red eléctrica. El tiempo de conexión es aleatorio para cada VE (depende del SOC). Esto quiere decir que, a cada hora, se conectan nuevos vehículos, otros siguen conectados y otros se desconectan con la carga completa (consideramos en este trabajo que los VE siempre completan su carga). Con todos estos elementos determinamos los nodos ocupados con VE en proceso de carga en cada momento. Este efecto se puede visualizar en la Figura 4, que muestra para cada hora los VE que están conectados para una estrategia de carga no gestionada.

En cada intervalo de tiempo, los VE se distribuyen aleatoriamente en los nodos de la red residencial con una distribución uniforme. La cantidad de autos activos en la red definen un factor de penetración de VE, ecuación (6).

$$F_{EV} = \frac{N_{EV}}{n} \quad (6)$$

Donde: F_{EV} : factor de penetración de VE, N_{EV} : número de VE, n : usuarios

La demanda de VE en cada nodo se suma a la demanda residencial existente, determinando la

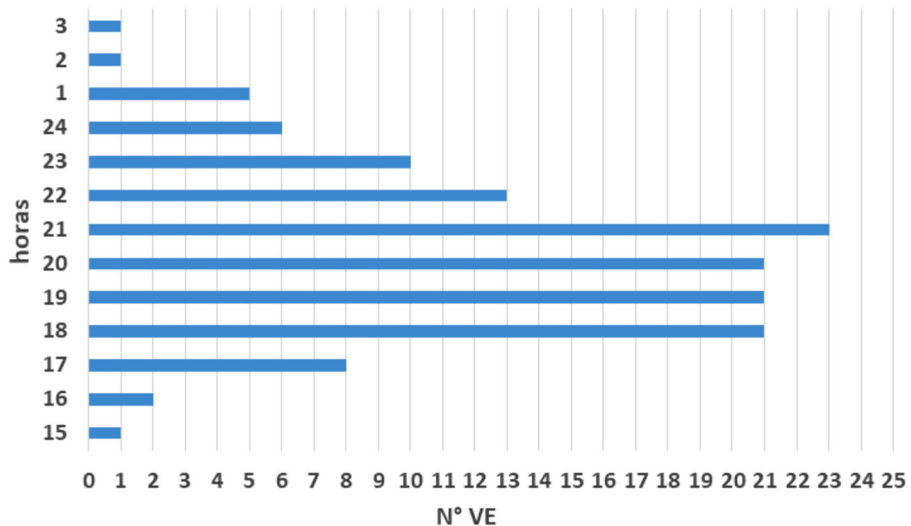


Figura 4. Cantidad total de VE en proceso de carga.

carga total del nodo en el momento correspondiente a ecuación (7) [32], [33].

$$\begin{cases} P_n = f_{(rn)} + P_{EV} & t_{p,ni} \leq t \leq t_{c,ni} \\ P_n = f_{(rn)} & \text{otro momento} \end{cases} \quad (7)$$

La demanda total por nodo se utiliza para resolver un flujo de potencia en una red determinada por el método de Montecarlo [34]-[37]. De este modo se obtienen parámetros técnicos (pérdidas, tensiones, etc.) para evaluar el comportamiento de la red eléctrica de BT. La Figura 5 muestra la metodología propuesta para estudiar el impacto de los vehículos eléctricos particulares en las redes de BT. El proceso se itera con el método Montecarlo.

ESTUDIO DE CASO

Patrones de carga

Proponemos tres escenarios posibles además del caso base (escenario sin VE).

1. Conexión a la hora de llegada al domicilio (proceso de carga no gestionado).
2. Conexión pospuesta hasta altas horas de la noche (proceso de carga administrado).
3. Conexión a la hora de llegada al domicilio, pero con red modificada (red modificada).

En el primer escenario, no gestionado, cada usuario comienza el proceso de carga en el momento de llegar al domicilio. Proponemos una distribución normal con hora media de llegada a las 7 pm para zonas suburbanas de la provincia de Buenos Aires. Esperamos que sea la condición más adversa ya que el horario se aproxima al de máxima demanda. Consideramos un factor de penetración de vehículos eléctricos del 30% y 50%.

El segundo escenario representa una demanda gestionada. Para ello, posponemos el tiempo de conexión hasta altas horas de la noche, momento en

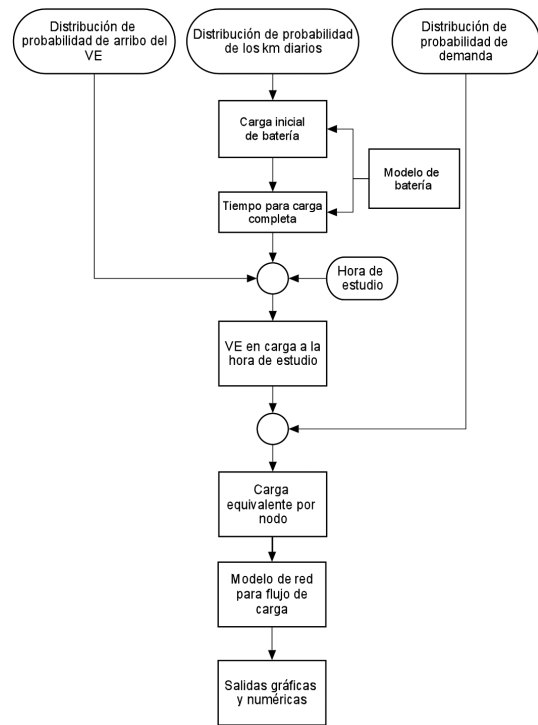


Figura 5. Metodología propuesta para el estudio del impacto de VE en redes BT.

el que otras demandas son menores. Consideramos un factor de penetración de VE del 30%.

El tercer escenario representa una demanda no gestionada, pero con una red modificada. Usamos una red radial BT similar a la del primer escenario con menor cantidad de usuarios, manteniéndose el radio original. De esa manera, se obtiene un factor de carga del transformador menor en condiciones de máxima demanda. En este último caso consideramos un factor de penetración de vehículos eléctricos del 30%.

Para los VE consideramos una batería de 24 kWh con un consumo de 0,24 kWh/km y un tiempo de carga total de 8 horas. Adoptamos una carga a potencia constante de 3 kW. La Tabla 1 muestra

Tabla 1. Parámetros utilizados en las funciones de densidad.

Parámetro	Distribución	μ	σ
Distancia recorrida (km)	Normal	40	8
Hora conexión, no gestionada (hs)	Normal	19	2
Hora conexión, gestionada (hs)	Normal	2	2
Hora conexión, red modificada (hs)	Normal	19	2

los parámetros utilizados en las funciones de densidad.

Redes de distribución en BT y demanda residencial

En nuestro caso consideramos una red radial aérea urbana. La red eléctrica está alimentada por un transformador MT/BT de 500 kVA con un factor de carga del 90% en condiciones de máxima demanda.

El transformador alimenta a 310 usuarios en 4 salidas. El consumo residencial, se modela estadísticamente mediante una función de densidad de probabilidad normal ecuación (8) [28], [38], [39].

$$f(r_n) = \frac{1}{\sigma_{r,n} \cdot \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(r_n - \mu_{r,n})^2}{2\sigma_{r,n}^2}} \quad (8)$$

Donde: $\mu_{r,n}$: demanda media de cada usuario, $\sigma_{r,n}$: desviación standard de la demanda para cada usuario

A los efectos del modelo estadístico, consideramos características de consumo similares para todos

los usuarios. La Figura 6 muestra la red estudiada y la Figura 7 muestra la curva de demanda de los usuarios residenciales. Se selecciona una demanda tipo residencial con máximo a las 8 pm.

Los parámetros de red se muestran en la Tabla 2.

RESULTADOS

Potencia en los transformadores

A continuación, presentamos los resultados obtenidos en los tres escenarios propuestos. La Figura 8 muestra el flujo de potencia aparente promedio a través del transformador MT/BT para los escenarios ensayados. En el caso no gestionado, con penetración de VE del 30% y 50%, los valores del flujo de potencia a través del transformador superan los límites técnicos. Sin embargo, como se muestra en la Tabla 3, la estrategia es efectiva para factores de penetración inferiores al 10%. Según estudios técnicos, Argentina espera no superar el 2% del factor de penetración de vehículos eléctricos para 2030 [40]. En tal situación, la estrategia de carga estudiada sería adecuada.

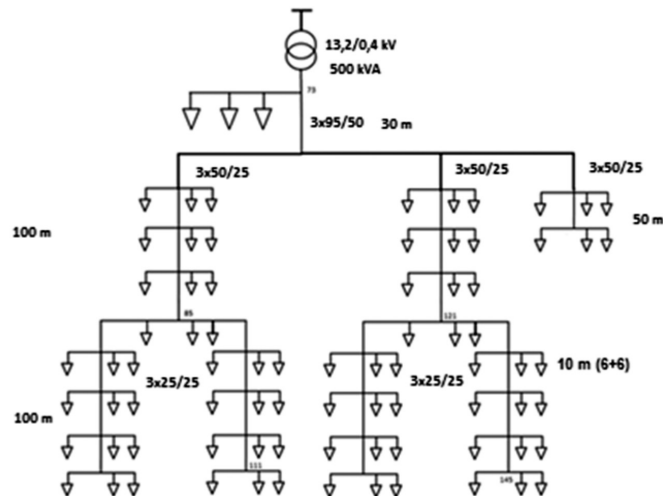


Figura 6. Modelo de red radial de BT.

Tabla 2. Parámetros de red.

Conductor	Características	r (Ω/km)	x (Ω/km)
3x95/50	Al- XLPE	0,372	0,1
3x50/25	Al- XLPE	0,743	0,1
3x25/25	Al- XLPE	1,39	0,1
6+6	Cu-XLPE	5,61	0,06

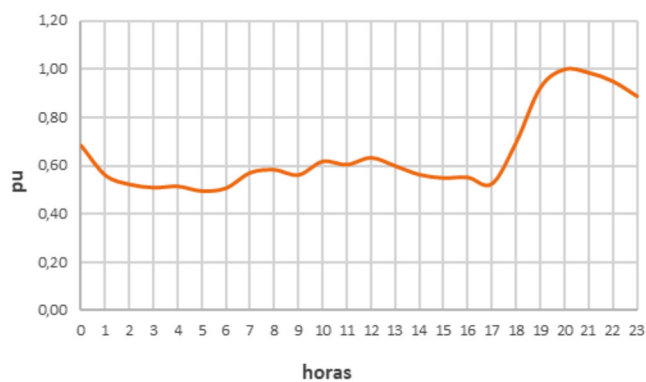


Figura 7. Curva de demanda individual.

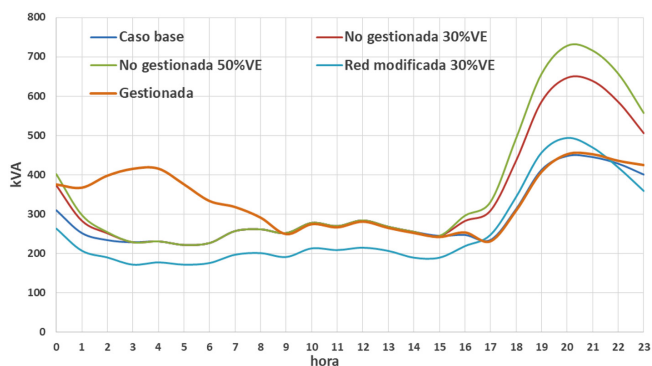


Figura 8. Flujo de potencia en el transformador MT/BT.

Tabla 3. Potencia de transformación no gestionada.

Factor de penetración de VE (%)	Potencia de transformación (kVA)
3	476
6	493
10	516
15	541
20	564
30	576
50	648

Respecto a la carga administrada de VE, y para el factor de penetración propuesto, no se exceden los límites de potencia del transformador. Se ve en la Figura 8 que, parte de la demanda se transfiere a horas de menor consumo, lo que produce una mejora en la forma de la curva de carga. También podemos ver que el factor de penetración es muy apropiado para la red propuesta. En este caso se ha elegido un horario de carga estadístico fijo. Una

alternativa es crear una ventana deslizante de tiempo que centre la función de densidad de probabilidad acorde al nivel de carga de la batería. Teniendo en cuenta que el vehículo debe tener carga completa por ejemplo a las 7 am. En este caso la curva de carga será más suave en el horario nocturno. Para el escenario de red residencial modificado, es posible cumplir con los límites técnicos del transformador para un nivel de penetración de vehículos eléctricos del 30 por ciento.

Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía son las que aparecen con la propia operación de la red. Estas, están relacionadas con el efecto Joule en cables y en cualquier otro material conductor con circulación de corriente. La Figura 9 muestra el promedio de las pérdidas de energía en cada intervalo de tiempo considerado los distintos escenarios. Se denota un aumento en las pérdidas al crecer la penetración de VE. En el caso de la carga de VE no gestionada, las pérdidas superan con creces las típicas para el caso base.

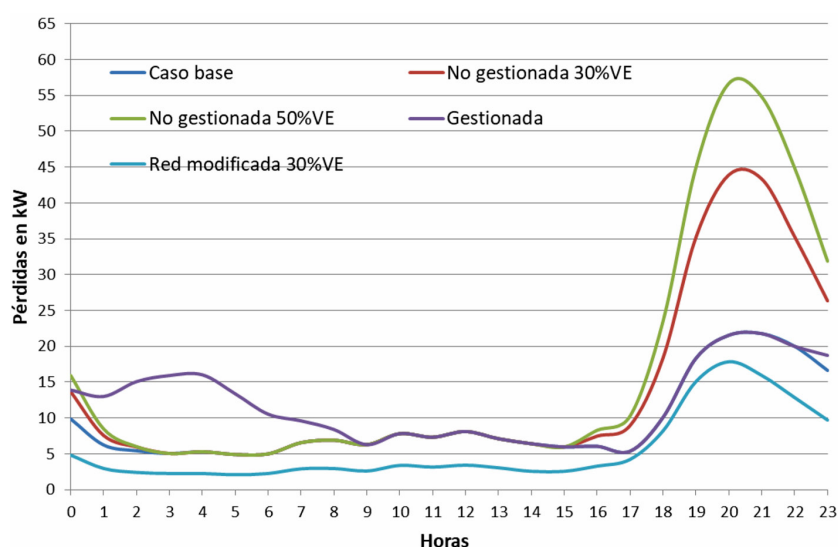


Figura 9. Pérdidas en la red BT.

Al gestionar el tiempo de inicio de carga, las pérdidas técnicas disminuyen hasta valores compatibles con una red de estas características. Una reestructuración o diseño programado de la red residencial de BT se traduce en una mejora del comportamiento del sistema. Una estrategia deslizante del tiempo de carga aplanaría la curva de pérdidas de la red en el horario nocturno. La Figura 10 muestra la energía de pérdidas durante un día para cada escenario. Podemos ver nuevamente que un proceso de carga gestionado mejora el comportamiento de la red. Como en los casos anteriores, un estudiado diseño de red mejora su rendimiento ante la penetración de VE.

Caída de tensión

Las redes de distribución radiales tienen la desventaja de que el valor de la tensión cae a medida que aumenta la distancia al transformador. Un aumento de la demanda agrava el problema, lo que lleva a que los valores de tensión de los nodos incumplan las normas técnicas. Esta situación puede empeorar con las conexiones de VE. En este caso, es necesario controlar la tensión de los nodos para no causar inestabilidades de tensión en la red. La Figura 11 muestra la tensión mínima en el nodo más lejano para cada escenario.

En Argentina, es una práctica común considerar 0,9 pu como límite de tensión admisible en nodos de

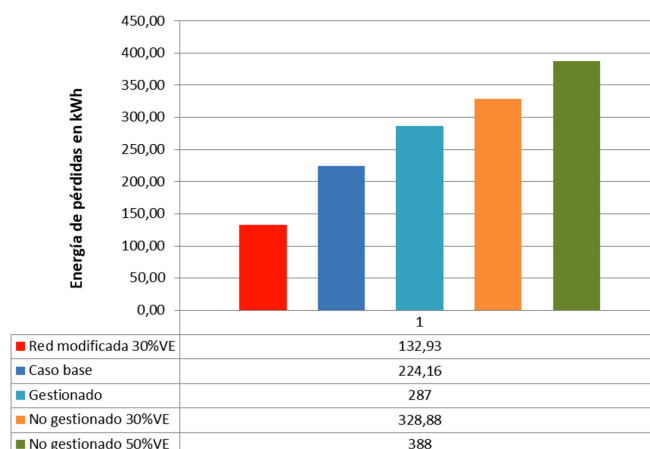


Figura 10. Pérdidas en la red BT.

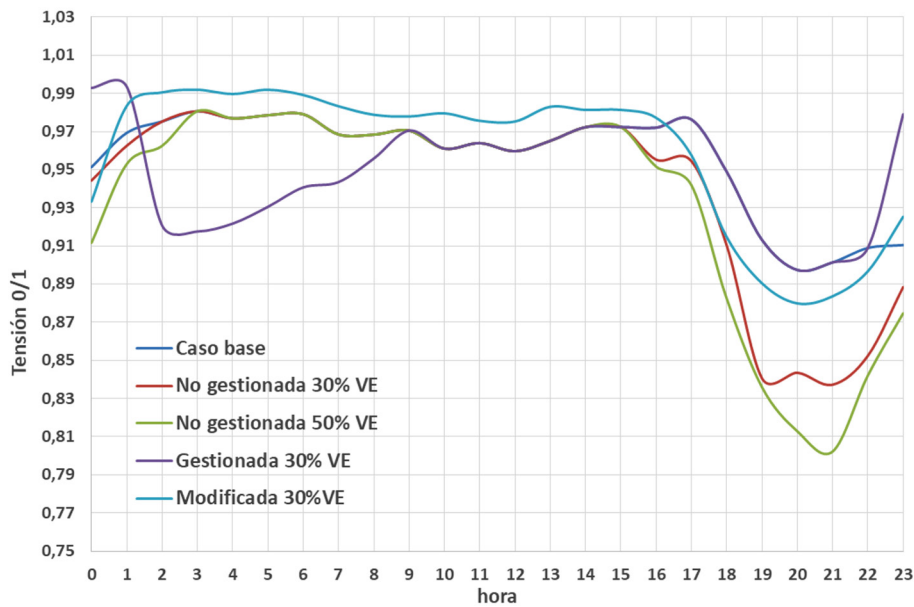


Figura 11. Tensión mínima en el nodo más alejado para cada escenario.

redes aéreas como la utilizada en este trabajo [41]. El escenario de carga de VE no gestionado provoca caídas de tensión inadmisibles. Pero si los factores de penetración son inferiores al 10%, entonces se cumplen los criterios técnicos. La carga gestionada de VE parece ser, para el caso de estudio, la mejor solución para este límite.

La red modificada es un caso interesante. Esta red cumple con otros requisitos, pero presenta

problemas de caída de tensión en el nodo más alejado. Esto ocurre porque el factor de carga del transformador se redujo al limitar el número de usuarios, pero el radio original de la red BT no se modificó. A continuación, mostramos las probabilidades acumuladas de caída de tensión en el nodo más lejano en el horario de demanda estadísticamente máximo. La Figura 12, Figura 13 y Figura 14 muestran la probabilidad acumulada, para la red estudiada, de que el valor de tensión

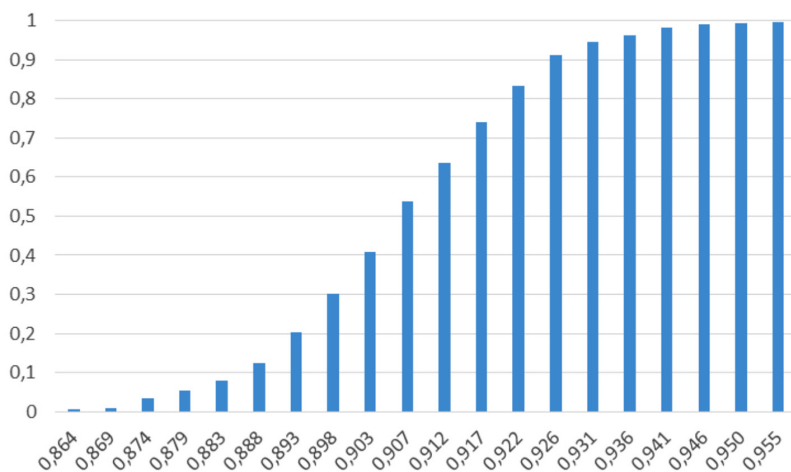


Figura 12. Probabilidad acumulada de la caída de tensión para el proceso de carga no gestionado.

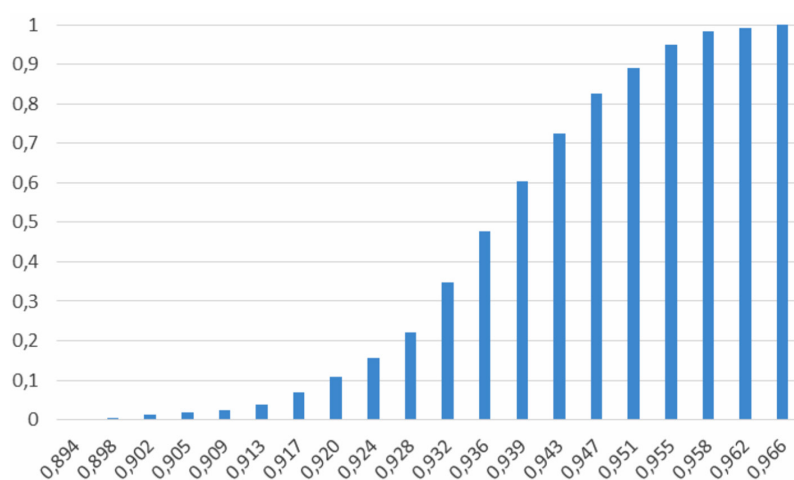


Figura 13. Probabilidad acumulada de la caída de tensión para el proceso de carga gestionado.

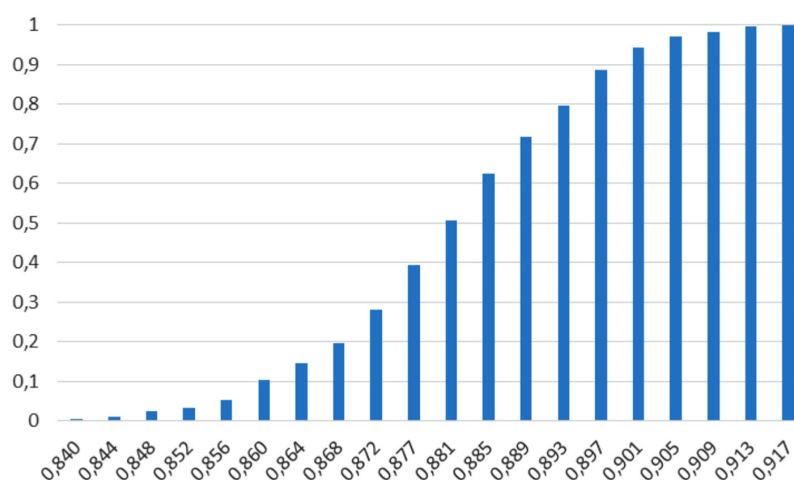


Figura 14. Probabilidad acumulada de la caída de tensión para la red modificada.

del nodo más lejano esté por debajo de cierto valor con una penetración de VE del 30%.

Para cargas no administradas (Figura 12), existe una probabilidad del 40 % de que el valor de tensión en el nodo más lejano esté por debajo del límite de 0,9 pu. Pudimos constatar también que la probabilidad acumulada de exceder los límites es del 25% para el factor de penetración de VE del 20%, y de sólo el 2% para el factor de penetración de VE del 6%.

Para la carga gestionada, existe casi un 1,2 % de posibilidades de exceder el límite de caída de tensión.

En el caso de red modificada, la probabilidad de exceder los límites es aproximadamente del 95%.

CONCLUSIONES

En este artículo, proponemos una metodología estadística para estudiar el impacto de la conexión de VE en redes residenciales en BT. Consideramos una carga de VE lenta y a potencia constante, con aleatoriedad en los puntos de conexión, en el tiempo de carga y en el horario de conexión. La demanda de VE obtenida se suma a la demanda estadística residencial en los puntos de conexión correspondientes. Los resultados muestran que dejar

en manos de los usuarios el momento de inicio del proceso de carga produce un impacto negativo en el sistema. Un factor de penetración de VE mayor al 6% produce la superación de los límites técnicos en las horas punta. Si bien es cierto que este factor de penetración es bajo, debemos considerar que Argentina no está esperando una gran tasa de crecimiento para la penetración de VE. Los datos oficiales estiman un crecimiento del 1,5% al 2% para 2030. Entonces, nuestros resultados son apropiados porque: muestran cuáles son los límites técnicos de la red y permiten realizar estimaciones adecuadas de tiempos para realizar inversiones en las redes.

Sin embargo, siempre habrá algunas redes con un factor de penetración mayor que nuestro máximo estimado. En tales casos proponemos dos soluciones diferentes. La primera es una demanda gestionada, que pospone el tiempo medio de inicio del proceso de carga hasta altas horas de la noche. De esta forma, no hay coincidencia entre las horas punta y el tiempo del proceso de carga. Este método muestra buenos resultados porque las redes están pocas cargadas a altas horas de la noche. Con este método se debe controlar el tiempo de conexión de los VE (medio y desviación). Grandes desviaciones pueden provocar una caída de tensión inadmisibles. Además, los retrasos en el tiempo de conexión pueden provocar que no haya tiempo suficiente para completar la carga de la batería. En base a esto se propone una metodología de tiempo deslizante en función de la carga de la batería. Esta metodología permitiría centrar la media del tiempo de conexión en función del tiempo remanente de carga (asegurando la disponibilidad del vehículo antes de, por ejemplo, las 7 am).

En segundo lugar, se propone una red de características radiales como la original, pero con un número menor de clientes. Esto libera el factor de carga del transformador y permite aumentar la penetración de VE. Si bien esto puede dar buenos resultados para bajas penetraciones (menores al 30%), un mayor número de vehículo provocaría un factor de carga muy bajo en el transformador. Esta modificación sin embargo, provoca situaciones inadmisibles en los niveles de tensión, lo cual se soluciona acortando el radio de las redes. Es de nuestra opinión que la carga transferida a horarios de mínima demanda prevalece frente a otras metodologías y mejora aún más, cuando estos horarios tienen una variación

dinámica (tema en desarrollo). La evaluación de los resultados de penetración de vehículos eléctricos es información relevante para los OSD argentinos y para las autoridades regulatorias en momentos previos al desarrollo de una regulación eficiente y sólidamente fundamentada para la introducción de esta tecnología.

AGRADECIMIENTOS

Al Proyecto UBACyT 2023-2025 “Análisis de redes de distribución con: generación distribuida aleatoria, recarga aleatoria de vehículos eléctricos y uso de vehículos eléctricos como almacenamiento”.

REFERENCIAS

- [1] A.C. Rodrigues Teixeira and J.R. Sodré, “Impacts of replacement of engine powered vehicles by electric vehicles on energy consumption and CO2 emissions,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 59, pp.375-384, 2018, doi: 10.1016/j.trd.2018.01.004.
- [2] G. Ma, L. Jiang, Y. Chen, C.Dai, and R. Ju, “Study on the impact of electric vehicle charging load on nodal voltage deviation”, *Archives of electrical engineering*, vol. 66, no. 3, pp. 495-505, 2017, doi: 10.1515/aee-2017-0037.
- [3] P. Albrechtowicz, “Electric vehicle impact on the environment in terms of the electric energy source - Case study,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 3813-3821, 2023, doi:10.1016/j.egy.2023.02.088.
- [4] L. Wang, V. Nian, H. Li, and J. Yuan, “Impacts of electric vehicle deployment on the electricity sector in a highly urbanised environment,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 295, Art. no. 126386, 2021, doi:10.1016/j.jclepro.2021.126386.
- [5] A. Tintelecan, A.C. Dobra, and C. Martis, “LCA Indicators in Electric Vehicles Environmental Impact Assessment,” *Electric Vehicles International Conference*, Bucharest, Romania, pp. 1-5. 2019, doi: 10.1109/EV.2019.8892893.
- [6] T. Niikuni and K. Koshika, “Investigation of CO2 emissions in usage phase due to an electric vehicle - Study of battery degradation impact on emissions,” in *2013 World Electric*

- Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), Barcelona, Spain, 2013, pp. 1-7, doi: 10.1109/EVS.2013.6914741.
- [7] G. Baruj y otros, "Electromovilidad en la Argentina. Oportunidades y barreras para su desarrollo", ciecti.org.ar, 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.ciecti.org.ar/wp-content/uploads/2022/12/Electromovilidad_en_Argentina.pdf
- [8] SIOMAA, "Informe trimestral sobre la movilidad eléctrica en Argentina", cdn.motor1.com, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://cdn.motor1.com/pdf-files/doc-20240122-wa0039-240123-104624.pdf>
- [9] R.K. Lenka, A.K. Panda, and L. Senapati, "Grid integrated multifunctional EV charging infrastructure with improved power quality," *Journal of Energy Storage*, vol. 76, Art. no. 109637, 2024, doi: 10.1016/j.est.2023.109637.
- [10] S.M. Miraftebadeh, D. Pejovski, M. Longo, M. Brenna, and M. Pasetti, "Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage and Current Harmonics at the Point of Common Coupling," in *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Madrid, Spain, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194887.
- [11] M. Almeida, C. Marques, S. Morgado, M. Veríssimo, and T. Simões, "Power quality impact analysis of different types of LV-connected EV charging stations," in *The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, pp. 2124-2128, 2021, doi: 10.1049/icp.2021.1650.
- [12] C. Farkas, K.I. Szabó, and L. Prikler, "Impact assessment of electric vehicle charging on a LV distribution system," in *Proceedings of the 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE)*, Leiria, Portugal, 2011, pp. 1-8.
- [13] I. Anselmo and H. Mahmood, "Modeling and simulation of EV unscheduled charging and its impact on distribution systems," in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America*, Lima, Peru, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543054.
- [14] P. Rodriguez-Pajaron, A. Hernandez, and J.V. Milanovic, "Probabilistic assessment of the impact of electric vehicles and nonlinear loads on power quality in residential networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106807.
- [15] A. Srivastava, M. Manas, and R.K. Dubey, "Electric vehicle integration's impacts on power quality in distribution network and associated mitigation measures: a review," *Journal of Engineering and Applied Science*, vol. 70, 2023, doi: 10.1186/s44147-023-00193-w.
- [16] A. Dubey and S. Santoso, "Electric vehicle charging on residential distribution systems: impacts and mitigations," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 1871-1893, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2476996.
- [17] Y. Wang and D. Infield, "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, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.01.008.
- [18] A.M. Hariri, M.A. Hejazi, and H.H. Dezaki, "Investigation of impacts of plug-in hybrid electric vehicles' stochastic characteristics modeling on smart grid reliability under different charging scenarios," *Journal of Cleaner Production*, vol. 287, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125500.
- [19] A. UL-Haq, C. Cecati, and E. El-Saadany, "Probabilistic modeling of electric vehicle charging pattern in a residential distribution network," *Electric Power System Research*, vol. 157, pp. 126-133, 2018, doi:10.1016/j.epsr.2017.12.005.
- [20] V. Monteiro, H. Gonçalves, J.C. Ferreira, and J.L. Afonso, "Batteries Charging Systems for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles," in *New Advances in Vehicular Technology and Automotive Engineering*, J.P. Carmo and J.E. Ribeiro, Eds. Rijeka, Croatia: IntechOpen, 2012, pp. 149-168, doi: 10.5772/45791.
- [21] S. Pelletier, O. Jabali, and G. Laporte, "The electric vehicle routing problem with energy consumption uncertainty Transportation," *Research Part B*, vol. 126, pp. 225-255, 2019, doi: 10.1016/j.trb.2019.06.006.

- [22] X. Yang *et al.*, “Characterizing mobility patterns of private electric vehicle users with trajectory data,” *Applied Energy*, vol. 321, no. 1, Art. no. 119417 2022, doi:10.1016/j.apenergy.2022.119417.
- [23] Y. Shen, L. Yu, and J. Li, “Robust electric vehicle routing problem with time windows under demand uncertainty and weight-related energy consumption,” *Complex System Modeling and Simulation*, vol. 2, no. 1, pp. 18-34, 2022, doi: 10.23919/CSMS.2022.0005.
- [24] S. Chen, C. Yao, H. Miao, Z. Li, and Z. Yang, “Chance constrained routing and charging problem of electric vehicles,” in *2022 China Automation Congress (CAC), Xiamen, China, 2022*, pp. 3117-3122, doi: 10.1109/CAC57257.2022.10054938.
- [25] G. Huber, K. Bogenberger, and H. van Lint, “Optimization of charging strategies for battery electric vehicles under uncertainty,” *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 760-776, 2022, doi: 10.1109/TITS.2020.3027625.
- [26] M.E. Bruni, O. Jabali, and S. Khodaparasti, “The Electric Vehicle Route Planning Problem with Energy Consumption Uncertainty,” 2020 Forum on Integrated and Sustainable Transportation Systems (FISTS), Delft, Netherlands, 2020, pp. 224-229, doi: 10.1109/FISTS46898.2020.9264881.
- [27] J. Schaublea, T. Kaschuba, A. Ensslena, P. Jochem, and W. Fichtner, “Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 150, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.02.150.
- [28] N. Hatzigargyriou, E.L. Karfopoulos, and K. Tsatsakis, “The Impact of EV Charging on the System Demand,” in *Electric Vehicle Integration Into Modern Power Networks*, R. Garcia Valle and J.A. Pecos Lopes Eds. New York, USA: Springer, 2021, pp. 57-85, doi: 10.1007/978-1-4614-0134-6.
- [29] N. Tehrani and P. Wang, “Probabilistic estimation of plug-in electric vehicles charging load profile,” *Electric Power System Research*, vol. 124, pp. 133-143, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.03.010.
- [30] *Electric vehicle conductive charging system, Part 1: General requirements*, IEC 61851-1, 2017. <https://webstore.iec.ch/en/publication/33644>
- [31] T. Coosemans *et al.*, *Electric vehicle batteries: moving from research towards innovation. Reports of the PPP European Green Vehicles Initiative*, E. Briec and B. Müller, Eds. Cham, Switzerland: Springer, 2015, doi: 10.1007/978-3-319-12706-4.
- [32] A. Jurado, F. Nicchi, and E. Vinson, “Regulation for insertion of small scale intermittent renewable energy distributed generation in argentina,” in *International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2017, pp.2861-2864, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0011.
- [33] J. Riggs, D. Bedworth y S. Randhawa, *Ingeniería económica*, 4ta ed. D.F. México, México: Alfa Omega, 2002.
- [34] W. Du, P.W.G. Bots, and J.G. Sloopweg, “Monte Carlo simulation of load profiles for low-voltage electricity distribution grid asset planning,” in *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, Germany, 2011.
- [35] D. Frame and G. Ault, “Exploring the uncertainties of probabilistic LV network analysis,” in *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*, Lisboa, 2012, doi:10.1049/cp.2012.0760.
- [36] W. Du, “Probabilistic analysis for capacity planning in smart grid at residential low voltage level by Monte-Carlo method,” *Procedia Engineering*, vol. 23, pp. 804-812, 2011, doi: 10.1016/j.proeng.2011.11.2585.
- [37] G. Carpinelli, P. Caramia, and P. Varilone, “Multi-linear monte carlo simulation method for probabilistic load flow of distribution systems with wind and photovoltaic generation systems,” *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 283-295, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.11.028.
- [38] G. Tsagarakis, A.J. Collin, and A.E. Kiprakis, “Modelling the electrical loads of UK residential energy users,” in *47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Uxbridge, UK, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2012.6398593.
- [39] A.J. Collin, G. Tsagarakis, A.E. Kiprakis, and S. McLaughlin, “Development of low-voltage load models for the residential

- load sector,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, pp. 2180-2188, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2301949.
- [40] Ministerio de Energía y Minería, “Escenarios Energéticos 2030, Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico”, energia.gob.ar, 2017. [En línea]. Disponible en: [https://](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/escenarios/as15160516401.pdf)
- [41] Ministerio de Economía Argentina, “Contrato de concesión EDENOR S.A, Subanexo 4, normas de calidad del servicio público y sanciones”, Buenos Aires, Argentina, Resolución S.E.E. no. 170, 31 agosto de 1992. [En línea]. Disponible: <https://mepriv.mecon.gob.ar/segba/Contratoconcesionedenor.htm>