

Probabilistic Analysis of Impacts on Distribution Networks due to the Connection of Diverse Models of Plug-in Electric Vehicles

G. Coria, F. Penizzotto and A. Romero

Abstract—This work analyzes impacts on distribution networks produced by the connection of diverse types of Plug-in Electric Vehicles (PEVs), into a probabilistic framework. Some of the uncertainty sources are related with technical parameters of PEVs. Therefore, a review of PEVs currently available in the market is reported. Other uncertain parameters are related with the behavior of the PEV owners, for instance, the arrival and departure times to home, and the state of charge of the PEV when it is plugged to the grid. These parameters are modeled by using probability density functions, to then generate random numbers and perform Monte Carlo simulations. Each Monte Carlo simulation corresponds to the calculation of a power-flow in the analyzed network. The proposed methodology is tested on the IEEE 33-bus test distribution network, with the purpose of quantifying the influence of diversity of PEVs. The analysis is performed, specifically, for identify those transformers and lines that could be overloaded. Two scenarios of PEV penetration by 2025 and 2030 were assessed, i.e., considering that 10% and 30% of the residential customers will have at least one PEV, respectively. Obtained results reveal the importance of considering diversity of PEV model to conduct in a suitable manner this type of studies. The proposed methodology is expected to be useful for network planning expansion and to support the design of time of use tariffs.

Index Terms—Distribution systems, plug-in electric vehicles, probability, Monte Carlo simulations, PSAT

I. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, el sistema de transporte a nivel mundial ha empezado a experimentar cambios impulsados por la necesidad que tiene la humanidad de reducir la contaminación ambiental. En este sentido, uno de los cambios propuestos es el vehículo eléctrico enchufable (Plug-in Electric Vehicle, PEV), cuya incorporación en los sistemas de movilidad se está incrementando gradualmente, superando en el año 2018 las cinco millones de unidades vendidas en todo el mundo [1].

Sin embargo, la penetración masiva de PEVs podría tener impactos negativos sobre las redes de distribución de electricidad, cuando la cantidad de vehículos sea significativa. Tales impactos esperados son, por ejemplo, el aumento de las pérdidas de energía en líneas y transformadores, la aceleración del envejecimiento de los activos eléctricos, el aumento de la demanda máxima de electricidad,

los desbalances de tensión y el deterioro en la calidad de energía [2]. Para analizar estos impactos es necesario estimar cómo será el comportamiento del PEV como carga eléctrica con el fin de determinar la energía que demandará durante su recarga. Para ello, se debe tener en cuenta que los parámetros de entrada que permiten calcular dicha energía presentan incertidumbre dependiente del tipo de PEV y de los hábitos de uso del vehículo. Dentro de estos parámetros se destacan (a) la capacidad de la batería dependiente del modelo del PEV, (b) el horario de llegada y partida a su respectivo punto de recarga residencial, y (c) la energía almacenada en la batería al momento de conexión, la cual está en función de los kilómetros recorridos durante el día.

Varios trabajos de investigación han estudiado el impacto de la conexión de PEVs a las redes de distribución. Por ejemplo, en [3] se analiza el impacto en términos de potencia y desviaciones de tensión, concluyendo que los PEVs pueden causar problemas en la red. Por ello, se propone la recarga coordinada para minimizar las pérdidas de potencia. En [4] se examina el impacto de los PEVs en la planificación de la expansión de sistemas de distribución, considerando las incertidumbres relacionadas con las cargas convencionales y la demanda de PEVs. Por otro lado, en [5] se propone un método estocástico para estimar la cantidad de PEVs que se pueden conectar en sistemas de baja tensión, monitoreando la calidad de la tensión, y la capacidad de las líneas y de los transformadores. Las variables estocásticas consideradas fueron la ubicación, y el tiempo de inicio y la duración de la recarga.

En [6] se presenta un análisis centrado en el estudio del comportamiento de la tensión en los nodos del sistema de distribución, verificando que se cumplan los límites establecidos en las reglamentaciones. También se verifica que se cumplan los límites de capacidad de los transformadores de distribución. Para ello, se analizaron tres escenarios diferentes: uso de oficina (carga diurna lenta), uso residencial (carga nocturna lenta) y uso comercial (carga diurna semi-rápida). En [7] y [8] se ha estudiado cómo afecta la conexión de los PEVs a la capacidad máxima de los transformadores de potencia considerando diferentes niveles de penetración de PEVs. Además, se observa que en los trabajos [3]–[8] solo se considera un tipo/modelo de PEV.

En [9] se presenta una descripción general de la situación actual de PEVs en todo el mundo y se detallan diferentes tecnologías de motores de PEVs, describiendo las ventajas y desventajas de cada tipo de motor eléctrico y el nivel de

G. E. Coria, F. Penizzotto, and A. A. Romero are with the Instituto de Energía Eléctrica, dependent on the Universidad Nacional de San Juan y del CONICET, Avenida Libertador General San Martín 1109, San Juan, Argentina.

Corresponding author: G. E. Coria (e-mail: gcoria@jee.unsj.edu.ar).

utilización en vehículos comerciales. Este documento revisa los diferentes vehículos disponibles en el mercado, pero no analiza el impacto en el sistema de distribución.

Otros trabajos se han enfocado en estudiar los desafíos esperados para los operadores de los sistemas de distribución. Particularmente, en [10] se analiza la demanda de energía del transformador, el perfil de tensión y las pérdidas de las líneas, considerando parámetros estocásticos como el tipo de PEV y la duración de la recarga. Para las simulaciones, se consideraron dos tipos de PEVs, un vehículo híbrido (Plug-in Hybrid Electric Vehicle, PHEV) y un vehículo eléctrico de batería (Battery Electric Vehicle, BEV), con lo cual no se logra un modelado adecuado de la demanda para calcular un flujo de potencia probabilístico debido a la escasez de modelos de PEVs.

Por otro lado, debido a que los PEVs son cargas con cierto grado de flexibilidad, es posible reducir los costos de operación de las redes eléctricas y también mitigar el impacto adverso que genera su incorporación. En [11] se propone un método basado en la recarga coordinada de PEVs para minimizar los costos y satisfacer la demanda, sujeto a las restricciones individuales de los PEVs que dependen de las limitaciones de la infraestructura de recarga y de las características de las baterías. El rendimiento del algoritmo propuesto se evalúa en una flota de 100 PEVs con características similares. En [12]–[14] se desarrolla un esquema de gestión para la recarga de PEVs de tal manera de reducir las pérdidas de potencia y mejorar el perfil de tensión. Para determinar la energía de recarga, se modela el comportamiento de no más de cinco PEVs en cada caso. En este sentido, la gestión de recarga de PEVs con el objetivo de desplazar la demanda ha sido la principal alternativa de solución reportada en la literatura [15]–[17], utilizando tarifas de tiempo de uso (Time-of Use, TOU) con diferentes niveles a lo largo del día.

Este artículo presenta una metodología para la evaluación del impacto de la conexión de PEVs en un sistema de distribución mediante el cálculo de las tensiones en cada uno de los nodos del caso de estudio y el flujo de potencia a través de las líneas y de los transformadores. A diferencia de investigaciones anteriores, en este trabajo se consideran distintos modelos comerciales de PEVs y sus cantidades presentes en el mercado. Esto permite un mejor modelado de la diversidad de PEVs y así alcanzar resultados adecuados respecto de su incidencia en el perfil de demanda.

El análisis probabilístico se realiza a través de simulaciones de Montecarlo teniendo en cuenta la incertidumbre en parámetros de entrada relacionados con el perfil de potencia requerido para cada PEV durante su recarga. Luego, se calculan múltiples flujos de potencia considerando diversidad de PEVs, obteniendo así Funciones de Distribución de Probabilidad (FDP) horarias de la capacidad de potencia sobre los transformadores del sistema de distribución, analizando los problemas que surgen y las posibilidades de mitigación.

Como caso de estudio, se utilizó el sistema de pruebas para flujo de potencia de 33 barras de la IEEE [18]. Los resultados y discusiones obtenidos revelan la importancia de considerar

la diversidad de modelos de PEVs para llevar a cabo de manera adecuada, por ejemplo, estudios de planificación de la expansión de la red.

El resto de este artículo se organiza como sigue. En la Sección II se presentan los PEVs comerciales utilizados en el caso de estudio considerado. En la Sección III se presenta la metodología para evaluar la influencia de la inserción de PEVs en el sistema de distribución. Luego, en la Sección IV se presenta el caso de estudio y en la Sección V los resultados obtenidos. Finalmente, en la Sección VI se exponen las conclusiones.

II. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

A. Clasificación

Un PEV se caracteriza por utilizar un motor eléctrico como medio de propulsión, tomando la energía necesaria para su funcionamiento a partir de baterías dispuestas a bordo que se recargan conectándose a la red eléctrica. Los PEVs se pueden clasificar en BEVs, los cuales utilizan la energía química almacenada en las celdas de la batería recargable para alimentar el motor eléctrico, y PHEVs, que están equipados con un motor de combustión interna y uno eléctrico, alternando la utilización de los mismos según las necesidades de conducción, [19].

B. Vehículos Eléctricos Comerciales

A pesar de algunos problemas tecnológicos que presentan los PEVs como el elevado costo y la falta de infraestructura adecuada para la recarga [20], estudios recientes muestran que el mercado de PEVs exhibe un crecimiento exponencial. En la Fig. 1, se presenta la cantidad de PEVs vendidos por diferentes automotrices en los últimos años, en donde las marcas Tesla y la marca China BYD lideran el mercado. Estas marcas ofrecen al mercado diversos modelos tanto de BEVs como de PHEVs con motores de distintas potencias y diferentes autonomías, como, por ejemplo, el Tesla Model S, Tesla Model X, BYD e6, Volkswagen e-Golf, entre otros.

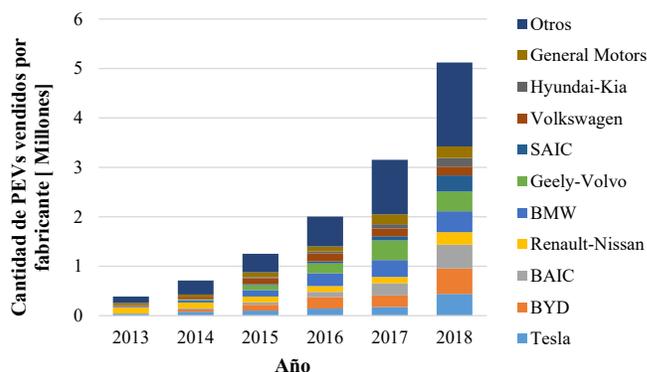


Fig. 1. Venta de PEVs por fabricante de automóviles [21].

En este sentido, dada la gran cantidad de opciones de PEVs, en este trabajo, se analizaron los principales BEVs y PHEVs que existen en el mercado con el objetivo de incorporar las distintas características en el modelo de simulación. En las

Tablas I y II se reportan las características de los PHEVs y BEVs comerciales.

TABLA I
PHEVs COMERCIALES

Modelo	Capacidad de la batería [kWh]	Autonomía eléctrica [km]
Volkswagen Golf GTE	8.8	50
Volkswagen Passat GTE	9.9	50
Audi A3 e-tron	8.8	50
BMW i8	7.1	35
Mercedes Benz Clase S	8.7	30
Mercedes Benz Clase C 350	6.2	31
Mitsubishi Outlander	12	52
Jaguar XJ-e	12.8	40
Toyota Prius	4.4	25
Opel Ampera	16	83
Volvo V60	11.2	50
Chevrolet Volt	16	61
Porsche Panamera S	9.4	36
Porsche Cayenne S	10.8	36
BYD Qin	13	50
BYD F3DM	16	60

TABLA II
BEVs COMERCIALES

Modelo	Capacidad de la batería [kWh]	Autonomía eléctrica [km]
Volkswagen e-UP!	18.7	60
Volkswagen e-Golf	24.2	190
BMW i3	18.8	190
Chevrolet Spark EV	20	132
Citroen Berlingo Electric	22.5	170
Citroen C-Zero	16	130
Fiat 500e	24	160
Ford Focus Electric	23	160
Mitsubishi i-MiEV	16	160
Nissan Leaf	24	175
Nissan e-NV 200	24	170
Peugeot iOn	16	130
Peugeot Partner Electric	22.5	170
Renault Kangoo Z.E.	22	160
Renault Zoe	22	210
Renault Fluence Z.E.	22	185
Tesla Model S de 60 kWh	60	390
Tesla Model S de 85 kWh	85	502
BYD e6	80	300
BAIC BJEV EC180	20.3	156
BAIC EX5	62	415

III. METODOLOGÍA

La metodología propuesta en este trabajo permite analizar el impacto de la recarga de PEVs en la planificación de los sistemas de distribución. Para ello, se realiza un flujo de potencia considerando la demanda adicional de PEVs y se analizan los niveles de tensión y las pérdidas de energía en las líneas y en los transformadores de un sistema de distribución.

El diagrama de flujo de la Fig. 2 resume los pasos de la metodología propuesta.

Primero, es necesario calcular la demanda de potencia agregada en cada uno de los nodos (suma de la potencia requerida por las cargas convencionales y la potencia de recarga de los PEVs). La potencia de recarga de los PEVs depende de las características técnicas (capacidad de la batería

y autonomía eléctrica) de cada modelo y también del comportamiento de cada usuario de PEVs (inicio de la recarga y kilómetros diarios recorrido). Esta información es incorporada en la metodología presentada mediante dos modelos estocásticos: (a) función densidad de probabilidad uniforme para seleccionar el conjunto de vehículos PEVs de cada simulación (Ecuación (5)) acorde a los datos presentados en las Tablas I y II, y (b) función densidad de probabilidad normal para definir el comportamiento del usuario en cuanto a inicio de la recarga y kilómetros recorridos (Ecuación (3) y (6) respectivamente).

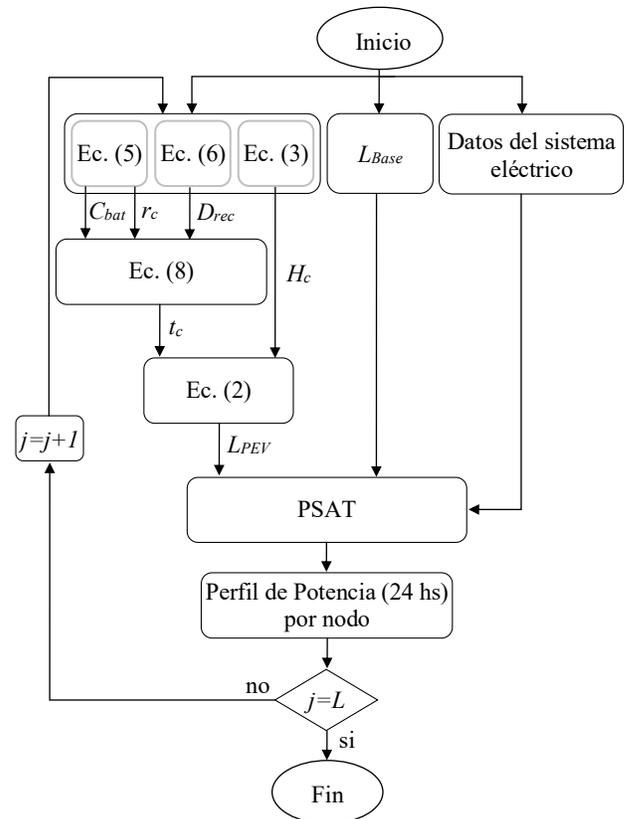


Fig. 2. Diagrama de bloques de la metodología propuesta.

Finalmente, se procede con el cálculo del flujo de potencia y la verificación de los límites de seguridad, obteniendo los flujos de potencia para cada una de las 24hs diarias, en cada nodo de la red. Este proceso se repite L veces tomando distintos valores de las variables estocásticas con el fin de observar estadísticamente el comportamiento de la red. Finalmente, se realiza el análisis estadístico de los resultados.

En la Fig. 2, PSAT (Power System Analysis Toolbox) es la herramienta que calcula el flujo de potencias activas, reactivas y pérdidas para cada una de las líneas y transformadores de distribución, como así también los niveles de tensión en cada uno de los nodos, [22]. Para tal fin, PSAT requiere datos sobre los parámetros de la red eléctrica y de los PEVs, como se describe a continuación.

A. Parámetros del Sistema Eléctrico

Para aplicar la metodología propuesta es necesario conocer los siguientes datos del sistema de distribución:

- 1) la demanda base L_{Base} de dimensión $[N_T \times 24]$ a ser suministrada por cada uno de los transformadores siendo N_T la cantidad total de transformadores del sistema, y 1h el intervalo de discretización para la simulación de los flujos de potencia.
- 2) la potencia nominal de cada uno de los transformadores y sus parámetros constructivos. Para la planificación de sistemas eléctricos, generalmente se considera una reserva de potencia del 10% de la potencia nominal del transformador de distribución. Esto se hace para evitar la sobrecarga cuando el crecimiento real de la demanda no coincide con el pronóstico.
- 3) información de las líneas de distribución para determinar las pérdidas de energía en las mismas ante la inserción de PEVs y evaluar los niveles de tensión en cada uno de los nodos del sistema. Dentro de estos parámetros es necesario conocer la resistencia y la reactancia de las líneas, de tal manera de poder calcular el límite térmico (límite de corriente) y el límite de cargabilidad (límite de potencia) y así analizar su correcto funcionamiento.

B. Parámetros de los PEVs

Respecto de los PEVs se observa que estos contribuyen a la demanda total del sistema (L_{Total}), como sigue:

$$L_{Total} = L_{Base} + L_{TrafoPEV} \quad (1)$$

donde, $L_{TrafoPEV}$ es una matriz de dimensión $[N_T \times 24]$ que contiene la demanda de recarga de PEVs en cada uno de los transformadores, durante las 24 horas de operación del sistema. Esta demanda de recarga de PEVs afectará los flujos de potencia en la red.

Dicha afectación es de carácter estocástico, en particular debido a: 1) la hora de conexión del vehículo al sistema de distribución que depende principalmente de los horarios de trabajo, las actividades educativas de la población, etc.; y 2) la duración de la recarga de las baterías de PEVs, que depende de la capacidad de almacenamiento de energía de la batería (función del modelo del PEV) y de la energía almacenada en la batería cuando el vehículo se conecta a la red (función del modelo del PEV y de la distancia recorrida durante un día típico).

Por lo anterior, es necesario modelar los parámetros aleatorios descriptos a través de distribuciones de probabilidad para luego realizar simulaciones de Montecarlo. La metodología propuesta considera diferentes tiempos de conexión, diferentes hábitos de uso del vehículo (kilómetros recorridos durante el día) y diferentes marcas de PEVs disponibles en el mercado.

La demanda de potencia para la recarga de la batería de los PEVs (L_{PEV}), para los N_{PEV} vehículos, y para las 24hs del día (con intervalos de tiempo de 1 hora) se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$L_{PEV}(i, j) = \begin{cases} 0 & \text{si } j \notin [H_c(i), H_c(i) + t_c(i)] \\ P_r & \text{si } j \in [H_c(i), H_c(i) + t_c(i)] \end{cases} \quad (2)$$

con; $i = 1, 2, \dots, N_{PEV}$; $j = 1, 2, \dots, 24$

donde L_{PEV} es una matriz de dimensión $[N_{PEV} \times 24]$ y P_r es un escalar fijo que representa la potencia nominal del cargador del PEV. Además, la hora de conexión para cada vehículo, $H_c [N_{PEV} \times 1]$, es un parámetro aleatorio independiente y se obtiene directamente de una función de distribución de probabilidad normal con un valor medio del horario de conexión μ_c , y una desviación estándar σ_c (ver Ecuación 3). Estos parámetros estadísticos se obtienen a partir de la dinámica típica de cada sociedad donde la conexión de los PEVs esta principalmente influenciada por la hora de llegada a los hogares.

$$H_c(x) = \frac{1}{\sigma_c \times \sqrt{2\pi}} \times e^{-\frac{(x-\mu_c)^2}{2 \times \sigma_c^2}}, \quad x \in \mathbb{R} \quad (3)$$

Por otro lado, $t_c [N_{PEV} \times 1]$ es la duración de la recarga y se determina a partir de:

$$t_c = \frac{(C_{bat} - E_{bat})}{P_r} \quad (4)$$

donde $C_{bat} [N_{PEV} \times 1]$ es la capacidad total de la batería y $E_{bat} [N_{PEV} \times 1]$ es la energía almacenada en la batería al momento de iniciar la recarga.

A su vez, C_{bat} se determina en función de cada modelo de PEV que se considere en el caso de estudio. En este sentido, los modelos de PEVs se obtienen a partir de una distribución uniforme (ver Ecuación 5) de los PEVs comerciales reportados en las Tablas I y II. Esto se demuestra a través de la Fig. 1, en donde se observa una similitud en la cantidad de PEVs vendidos por marca.

$$PEV_{mod}(x) = \frac{1}{b-a}, \quad a \leq x \leq b \quad (5)$$

donde b es el último modelo de PEV de la Tabla II y a es el primer modelo de la Tabla I. Es importante mencionar que dicha distribución podría cambiar en función del mercado de PEVs a medida que aparezcan nuevos modelos de vehículos y que algunos modelos abarquen más mercado que otros.

Por otro lado, $D_{rec} [N_{PEV} \times 1]$ representa los kilómetros recorridos durante el día por cada PEV, asumiendo un comportamiento de distribución normal con media igual a la distancia recorrida μ_D , y desviación estándar igual a σ_D ,

$$D_{rec}(x) = \frac{1}{\sigma_D \times \sqrt{2\pi}} \times e^{-\frac{(x-\mu_D)^2}{2 \times \sigma_D^2}}, \quad x \in \mathbb{R} \quad (6)$$

Luego, a partir de C_{bat} y D_{rec} se determina E_{bat} mediante la ecuación (6), el cual es un valor estocástico:

$$E_{bat} = C_{bat} - (D_{rec} \times r_C) \quad (7)$$

donde, r_C es un escalar que se obtiene a partir de la relación entre la capacidad de la batería del PEV seleccionado (ver Ecuación 5), y la autonomía en kilómetros del mismo vehículo. Esta relación se ha adoptado ya que todos los vehículos presentan diferentes eficiencias. Además, se ve afectada por el modo de conducción del vehículo, el tráfico (número de arranques y frenada), entre otros, lo cual también implicaría modelar esta incertidumbre. Sin embargo, esto se tratará en investigaciones futuras ya que se requiere de información estadística adicional y un estudio minucioso del comportamiento social.

Finalmente, al combinar las expresiones (4) y (7) se obtiene:

$$t_c = \frac{C_{bat} \times (D_{rec} \times r_C - 1)}{P_r} \quad (8)$$

A partir de las distribuciones de probabilidad de C_{bat} , D_{rec} y H_c , se inicia el proceso de simulación de Montecarlo generando el conjunto de valores sintéticos para cada variable estocástica.

Finalmente, luego de computar los flujos de potencia utilizando el método de Newton-Raphson, a través de la herramienta PSAT, se obtiene como salida la potencia $P_{out}[N_T \times 24]$ de todos los transformadores de distribución para comparar dichos valores con la capacidad nominal de los mismos. A su vez, se determinan las pérdidas de energía por las líneas de distribución, como así también los niveles de tensión en cada uno de los nodos.

El proceso se repite L veces tomando nuevas condiciones iniciales para los sorteos estocásticos que dan lugar a las variables estocásticas.

IV. CASO DE ESTUDIO

El sistema eléctrico utilizado en este trabajo se basa en el sistema de prueba de 33 barras de la IEEE [18], el cual tiene una potencia base de 1 MVA y una tensión base de 12.66 kV.

Para poder incorporar los PEVs al sistema eléctrico mencionado anteriormente, fue necesario realizar algunas modificaciones para incluir en este sistema redes de baja tensión. De hecho, se agregaron transformadores de distribución en cada una de las barras para reducir la tensión de 12.66 kV a 380 V (nivel de tensión de usuario residencial típico en muchos países). Además, se restaron a cada una de las cargas las pérdidas causadas por la conexión de los transformadores para no modificar la demanda base (demanda sin inserción de PEVs) de cada una de las barras del sistema original.

Por otro lado, para la demanda sin inserción de PEVs, se consideraron los valores de demanda originales del caso de estudio y este se asumió como caso base para el año 2020.

Además, se consideró un crecimiento anual de la demanda base igual al 1% basándose en el trabajo presentado en [23].

Se realizaron $L=1000$ (determinado como suficiente a partir de la Fig. 3) simulaciones de flujos de potencia para cada una de las 24 horas del día, utilizando como herramienta computacional el toolbox PSAT para MATLAB.

Además, se asumió que la potencia nominal de los cargadores es de 3.5 kW, ya que se adopta el modo 1 de carga el cual permite una corriente máxima de 16 A, [24]. La distancia recorrida durante un día por el usuario se determina a partir de un modelo reportado en [25] el cual representa una ciudad típica, considerando un valor medio de 50 km y una desviación estándar de 15 km. Por otro lado, como horario típico de llegada de la población a su hogar, se consideró las 7 pm, con una desviación estándar de 1.5 horas en función de lo reportado en [17].

Finalmente, para determinar la cantidad de PEVs fue necesario establecer primero la cantidad de usuarios en cada barra. Para ello, se asumió que la potencia media por cada usuario es de 4 kW, y se determinó la relación entre la demanda en cada barra y dicha potencia media para obtener así el valor estimado de cantidad de usuarios por nodo. Luego, asumiendo un vehículo por usuario, la cantidad de PEVs se obtiene a partir del porcentaje de penetración del escenario a analizar. En este caso, se plantearon dos escenarios de análisis con diferentes niveles de penetración de PEVs, de hecho, 10% para el año 2025 y 30% para el año 2030, de acuerdo con los datos publicados por la Agencia Internacional de Energía [1].

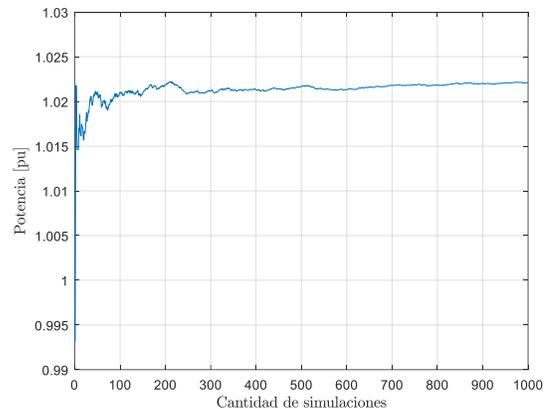


Fig. 3. Media de la potencia de un transformador en función de la cantidad de simulaciones.

V. RESULTADOS Y DISCUSIONES

A. Análisis de Tensiones

A partir de los resultados se verificó que, en todas las simulaciones realizadas, los niveles de tensión en las barras de baja tensión se encuentran dentro de los límites permitidos para los sistemas de distribución en Argentina, $\pm 5\%$, tanto para el escenario de penetración de PEVs analizado para el año 2025 como para el año 2030. Esto se demuestra en la Fig. 4, en donde se muestra el percentil 95 (el valor que contiene el 95% de las simulaciones) de los niveles de tensión de cada uno de los nodos para el escenario de penetración de 30% de PEVs, correspondiente al año 2030.

B. Análisis de Flujo de Potencia para Cada Línea

Aquí se analiza el flujo de potencia para cada una de las líneas del sistema analizado (potencia y corriente para cada línea).

Se observó que, en ninguna de las 1000 simulaciones para los 2 escenarios considerados, se superaron los límites térmicos (dependiente de las corrientes), ni de cargabilidad (dependiente de la potencia). Esto se demuestra en la Fig. 5, en donde se muestra el percentil 95 de la cargabilidad de cada una de las líneas para el escenario de penetración de PEVs analizado para el año 2030.

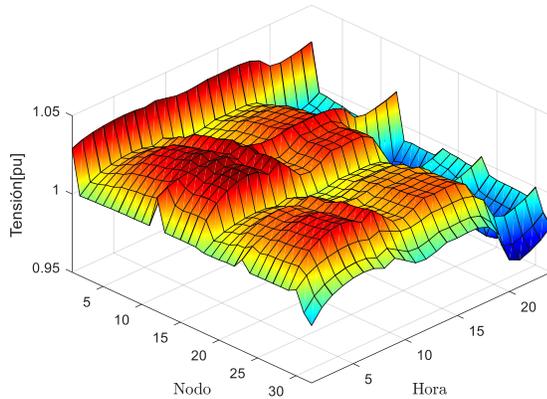


Fig. 4. Percentil 95 de los niveles de tensión de cada nodo y para cada hora considerando un escenario de 30% de penetración de PEVs.

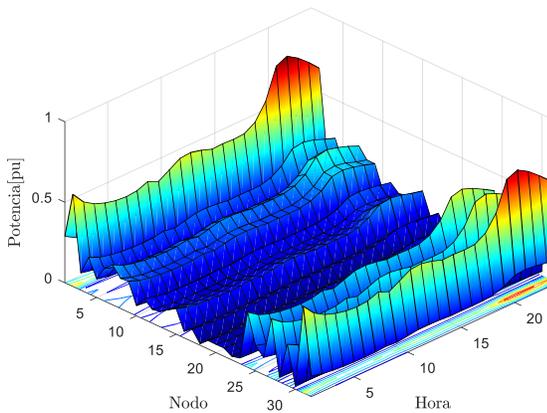


Fig. 5. Percentil 95 de la cargabilidad de cada línea y para cada hora considerando un escenario de 30% de penetración de PEVs.

C. Análisis de Flujo de Potencia para cada Transformador

En esta subsección, se analiza por un lado, la influencia de la diversidad de modelos de PEVs en los resultados del flujo de potencia, y por el otro, los efectos que ocasiona la inserción de PEVs en los transformadores de distribución.

En primer lugar, se calculan 1000 flujos de potencia considerando diferentes modelos de PEVs, de tal manera de estudiar cómo afecta los resultados la diversidad de vehículos. Las Fig. 6, Fig. 7 y Fig. 8, muestran el percentil 95 de la demanda total para cada nodo y para cada barra de las 1000 simulaciones realizadas. En este sentido, en la Fig. 6 se considera un único modelo de PEV con una batería de baja capacidad de almacenamiento (4.4 kWh), en la Fig. 7 se considera un único modelo de PEV con una batería de alta

capacidad de almacenamiento (85 kWh), y la Fig. 8 considera aleatoriamente modelos de PEVs presentados en las Tablas I y II.

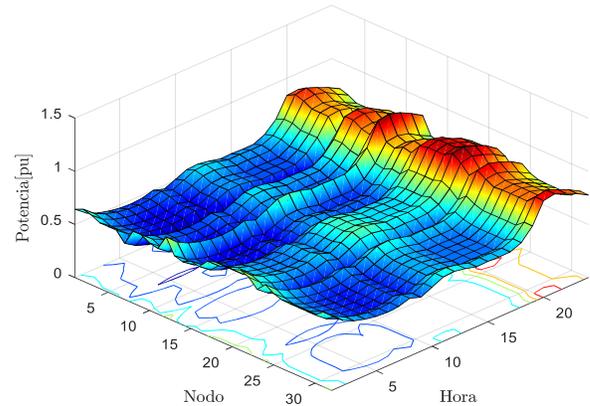


Fig. 6. Percentil 95 de la demanda total de cada nodo y para cada hora considerando un único modelo de PEVs con una baja capacidad de almacenamiento de la batería.

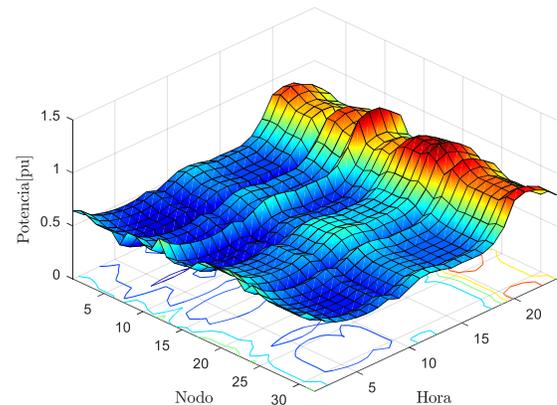


Fig. 7. Percentil 95 de la demanda total de cada nodo y para cada hora considerando un único modelo de PEVs con una alta capacidad de almacenamiento de la batería.

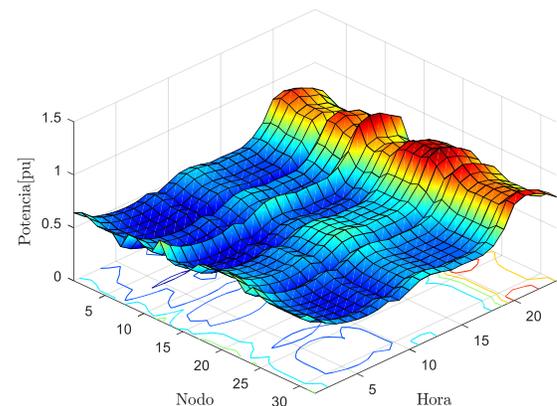


Fig. 8. Percentil 95 de la demanda total de cada nodo y para cada hora considerando diversidad de modelos de PEVs.

En la Fig. 6 se observa para el caso con un único modelo de PEV con una batería de baja capacidad de almacenamiento, que la potencia de cada transformador nunca supera el valor 1 pu, es decir, no se producen sobrecargas en los

transformadores para ninguna hora del día. Si bien estos resultados son los deseados desde el punto de vista del comportamiento del sistema, considerar un PEV de estas características no representa el comportamiento real ya que existen PEVs con baterías de mayor capacidad de almacenamiento (ver Tablas I y II).

Por otro lado, al considerar un único modelo de PEV con una batería de alta capacidad de almacenamiento (ver Fig. 7), el análisis sería más conservativo, ya que la demanda de potencia requerida para la recarga de PEVs sería mayor, lo cual repercutirá en los flujos de potencia por los transformadores. En este sentido, para el caso de estudio analizado se producen sobrecargas durante 4 horas del día para 6 transformadores, con una máxima sobrecarga del 19% respecto de su potencia nominal. Además, existen otros transformadores que, si bien no se sobrecargan, no cumplen con el 10% de reserva de potencia.

Por último, para el caso en donde se considera diversidad de modelos de PEVs (ver Fig. 8), se analiza una situación más realista ya que se consideran aleatoriamente alguno de los modelos disponibles en el mercado, presentados en las Tablas I y II. En este caso se puede observar que solo se producen sobrecargas para 2 horas del día y para 2 transformadores, con una sobrecarga máxima de 15%. De esta forma, se demuestra que el impacto de la demanda de PEVs en el sistema de distribución presenta diferencias significativas respecto de los modelos de PEVs considerados.

Finalmente, en la Fig. 9 se observa el efecto de considerar PEVs con distinta capacidad de almacenamiento. Esta figura muestra la diferencia entre la demanda total considerando un único modelo de PEV con una alta capacidad de almacenamiento (Fig. 7) y la demanda total considerando uno con baja capacidad de almacenamiento (Fig. 6).

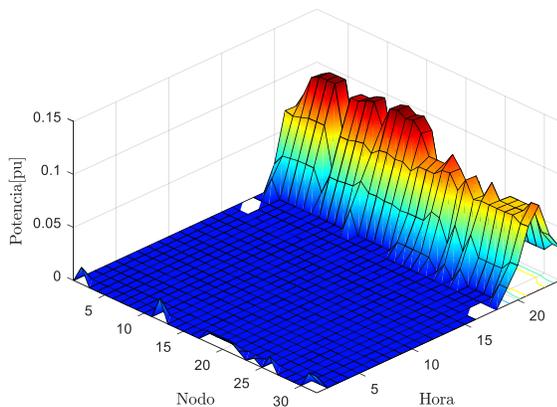


Fig. 9. Diferencia entre los percentiles 95 de la demanda total considerando un único modelo de PEVs con una alta capacidad de almacenamiento y otro con una baja capacidad de almacenamiento.

Una vez estudiado el comportamiento de la influencia de la diversidad de PEVs, se determina el impacto sobre los transformadores analizando el flujo de potencia y el límite de potencia para cada uno de estos. En este caso es necesario, evitar una sobrecarga, ya que esto produce sobrecorrientes de larga duración que causan sobre elevaciones de temperatura,

perjudiciales para la estabilidad del aislamiento y la longevidad del transformador.

Para el escenario de 10% de penetración de PEVs considerado para el año 2025, se observó que ninguno de los transformadores del sistema de distribución analizado presenta sobrecargas. Sin embargo, para el escenario de 30% de penetración de PEVs, se observa que existen varios transformadores que no cumplen con el límite de reserva del 10% de su potencia nominal (ver Fig. 8). Si bien este comportamiento se produce solo para algunas horas del día, es importante mencionar que, si el crecimiento real de la demanda total es superior al pronosticado, dichos transformadores se van a sobrecargar, perjudicando el funcionamiento del sistema de distribución.

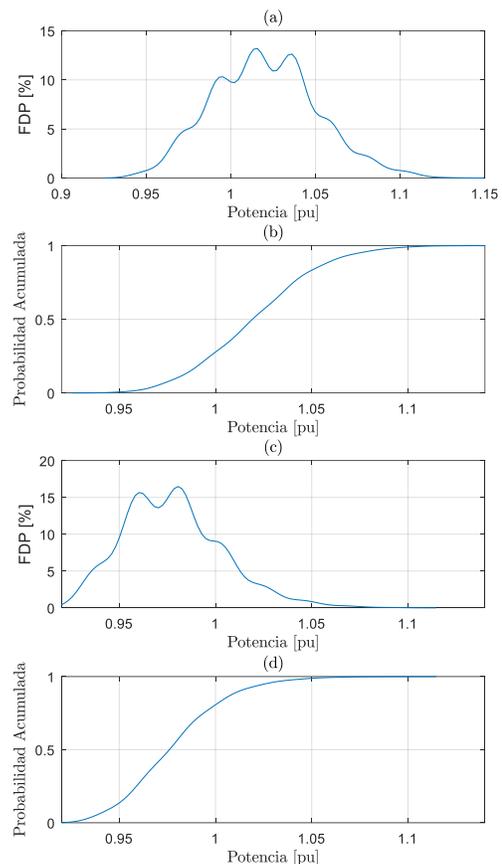


Fig. 10. (a) FDP de potencia en el transformador 1 para la hora 9 pm, (b) Probabilidad acumulada en el transformador 1 para la hora 9 pm, (c) FDP de potencia en el transformador 1 para la hora 10 pm y (d) Probabilidad acumulada en el transformador 1 para la hora 10 pm.

Además, se observó que 2 de los 32 transformadores del caso de estudio se sobrecargan ante la conexión de PEVs, es decir, operan por encima del valor de su potencia nominal. Estos transformadores son el número 1, conectado entre las barras 2 y 4, y el número 31, conectado entre las barras 32 y 64. Este comportamiento no se produce para todo el día, sino solo para 2 horas (entre las 9 pm y las 10 pm).

Profundizando el análisis sobre estas sobrecargas, en la Fig. 10, se presenta para el transformador 1 la función de densidad de probabilidad (FDP) y la probabilidad acumulada para las horas 9 pm y 10 pm. En la Fig. 10 (a) puede verse que

la sobrecarga máxima del transformador 1 es del 15% de su potencia nominal y aproximadamente para el 70% de las simulaciones se producen sobrecargas, (ver Fig. 10 (b)). Además, en la Fig. 10 (c), se observa una sobrecarga máxima de 10% para la hora 10 pm, en donde para el 23% de las simulaciones se supera el límite de carga (ver Fig. 10 (d)). Este inadecuado comportamiento causa envejecimiento del sistema de aislamiento, sobrecalentamiento, e incluso interrupciones debido a la actuación de las protecciones del transformador.

Adicionalmente, se observa una situación similar para el transformador 31 a la hora 9 pm, en donde para más del 75% de las simulaciones se producen sobrecargas, alcanzando una sobrecarga máxima del 10%, mientras que para la hora 10 pm el transformador se sobrecarga para el 10% de las simulaciones realizadas con una sobrecarga máxima del 5%.

Por otro lado, con el objetivo de reducir las sobrecargas ocasionadas en los transformadores, se aplica una tarifa diferenciada por banda horaria, en donde el menor precio se corresponde con el horario entre las 12 am y 8 am, de tal manera de desplazar la recarga de PEVs a dicho período horario, el cual coincide con el tiempo en donde los transformadores están menos solicitados ya que la demanda base es menor. Al aplicar dicha tarifa diferenciada al caso de estudio, se observa que el porcentaje de penetración de PEVs se podría incrementar hasta aproximadamente 50% sin sobrecargar ninguno de los transformadores (ver Fig. 11). Finalmente, en la Fig. 12 se presenta como afectaría el 50% de penetración de PEVs en el sistema del caso de estudio sin considerar la tarifa diferenciada.

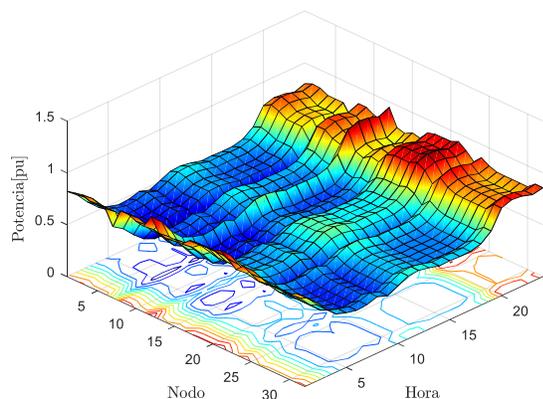


Fig. 11. Percentil 95 de la demanda total de cada nodo y para cada hora considerando 50% de penetración de PEVs y tarifa TOU.

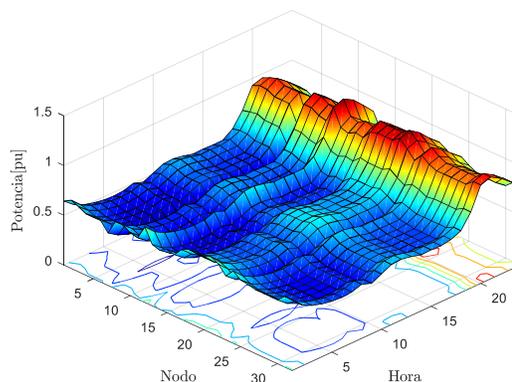


Fig. 12. Percentil 95 de la demanda total de cada nodo y para cada hora considerando 50% de penetración de PEVs y sin considerar tarifa TOU.

D. Discusiones

Al analizar la metodología y los resultados obtenidos con el caso de estudio, pueden delinarse algunas pautas que contribuirían a mejorar el funcionamiento de los sistemas de distribución ante la inserción de PEVs.

De la ecuación (8), se puede observar que la duración de la recarga de PEVs (t_c) depende de la capacidad de su batería, C_{bat} , la cual es función del modelo del vehículo. En este sentido, se demostró la importancia de considerar diferentes modelos de PEVs. Sin embargo, en este trabajo, dichos modelos fueron considerados con la misma probabilidad de ocurrencia, no teniéndose en cuenta la prevalencia que existe en el mercado de una determinada marca o modelo, como se muestra en la Fig. 1, debido a que se desconoce la proyección de las porciones de mercado que obtendrá cada modelo en el futuro. Es decir, que los modelos de vehículos más utilizados tengan una mayor probabilidad de ocurrencia.

Además, los resultados han demostrado que al considerar el escenario de penetración del 30% (estimado para el año 2030 de acuerdo con el informe de la Agencia Internacional de Energía) se producen sobrecargas en 2 de los transformadores del caso de estudio, para 2 horas del día. Esto sugiere que, para soportar dichas sobrecargas habría que reemplazar los transformadores por unos de mayor potencia. Sin embargo, esta sustitución implicaría una gran inversión en el sistema eléctrico por una sobrecarga que dura solo 2 horas al día (9 pm y 10 pm). En consecuencia, una opción viable consiste en implementar una tarifa TOU con precios diferenciados por banda horaria en donde, por ejemplo, los precios más bajos sean durante el período (entre la 12 am y las 8 am) fuera del nuevo pico de demanda provocado por la penetración de PEVs. De esta forma, se incentivaría a los usuarios de PEVs a recargar los mismos durante este periodo con el objetivo de reducir el pago de la energía consumida.

VI. CONCLUSIÓN

Para analizar la influencia de la inserción de PEVs en los sistemas de distribución, se muestra la necesidad de considerar diversidad de modelos de vehículos debido a que esto modifica el impacto de la demanda de PEVs sobre los transformadores.

La metodología presentada permite analizar el impacto que tendrá la penetración de PEVs en el sistema eléctrico, adaptando las particularidades del sistema de distribución que se desee utilizar. La metodología considera parámetros estocásticos como la hora de conexión del vehículo a la red, la capacidad de almacenamiento de la batería, y la distancia recorrida por el vehículo.

Los resultados han demostrado que los niveles de tensión en cada una de las barras y los flujos de potencia por las líneas de distribución se encuentran dentro de los límites aceptados por las reglamentaciones. Sin embargo, para el caso de los transformadores, se producen sobrecargas en alguno de ellos al analizar el escenario con un 30% de penetración de PEVs. Esto demandaría realizar acciones en el sistema de distribución para eliminar dichas sobrecargas.

Si bien la acción intuitiva más simple que surge es reemplazar a aquellos transformadores sobrecargados por unidades de mayor capacidad, lo cual implicaría una inversión elevada y poco eficiente principalmente debido a que la sobrecarga ocurre solo para determinadas horas del día. La implementación de tarifas flexibles como la tarifa TOU surgen como una solución más lógica y conocida por alentar el desplazamiento de la demanda que resulta particularmente interesante para el caso de PEVs por las características temporales de la demanda requerida para la recarga de PEVs. Con esto, se podría incrementar el porcentaje de penetración de PEVs hasta aproximadamente un 50% sin perjudicar a ningún componente del sistema de distribución y sin recambio de componentes. Sin embargo, este porcentaje podría incrementarse aún más si se aplican tarifas más inteligentes.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue apoyado por el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency (IEA), "Global Electric Vehicle Outlook 2018," 2018.
- [2] J. Y. Yong, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Tan, and N. Mithulananthan, "A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 365–385, 2015.
- [3] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, 2010.
- [4] N. Banol Arias, A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato, and R. Romero, "Robust Joint Expansion Planning of Electrical Distribution Systems and EV Charging Stations," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2018.
- [5] T. Barbosa, J. Andrade, R. Torquato, W. Freitas, and F. C. L. Trindade, "Use of EV hosting capacity for management of low-voltage distribution systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, no. 13, pp. 2620–2629, 2020.
- [6] S. Tellez, W. Villamil, and J. Rosero, "Electric vehicle charging impacts by increasing demand and varying customer charging behaviors," *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 11, pp. 142–150, 2016.
- [7] F. H. Malik and M. Lehtonen, "Comparison of electric vehicles charging strategies and their impact on network capacity," *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 10, pp. 214–220, 2015.
- [8] W. Braga Pereira, L. A. Pecorelli Peres, and J. F. Moreira Pessanha, "Stochastic Model for Simulation of Transformers Supplying the Recharge of Electric Vehicles," *IEEE Lat. Am. Trans.*, 2017.
- [9] J. De Santiago *et al.*, "Electrical motor drivelines in commercial all-

- electric vehicles: A review," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, 2012.
- [10] N. B. M. Shariff, M. Al Essa, and L. Cipcigan, "Probabilistic analysis of electric vehicles charging load impact on residential Distributions Networks," in *2016 IEEE International Energy Conference, ENERGYCON 2016*, 2016.
- [11] J. Mohammadi, M. G. Vayá, S. Kar, and G. Hug, "A fully distributed approach for plug-in electric vehicle charging," in *19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016*, 2016.
- [12] H. De Faria and H. Voos, "Heuristic Procedure for the Centralized Control of EV Charging in LV Networks," *IEEE Lat. Am. Trans.*, 2019.
- [13] C. C. Mendoza, A. M. Quintero, F. Santamaria, and J. A. Alarcon, "Methodology to Manage Electric Vehicles Charging in Real-Time," *IEEE Lat. Am. Trans.*, 2016.
- [14] L. Piotrowski and N. Knak, "Methodology for analysis of the impact of residential charging of electric vehicles," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 17, pp. 953–961, 2019.
- [15] Z. Xu, W. Su, Z. Hu, Y. Song, and H. Zhang, "A hierarchical framework for coordinated charging of plug-in electric vehicles in China," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 428–438, 2016.
- [16] N. G. Paterakis, O. Erdinc, I. N. Pappi, A. G. Bakirtzis, and J. P. S. Catalao, "Coordinated Operation of a Neighborhood of Smart Households Comprising Electric Vehicles, Energy Storage and Distributed Generation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2736–2747, 2016.
- [17] Z. Xu, Z. Hu, Y. Song, W. Zhao, and Y. Zhang, "Coordination of PEVs charging across multiple aggregators," *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 582–589, 2014.
- [18] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [19] M. Montazeri-Gh and M. Mahmoodi-K, "An optimal energy management development for various configuration of plug-in and hybrid electric vehicle," *J. Cent. South Univ.*, 2015.
- [20] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of charging power levels and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles," in *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference, IEVC 2012*, 2012.
- [21] The International Council on Clean Transportation, "Global and U.S. electric vehicle trends," 2019.
- [22] F. Milano, "Power System Analysis Toolbox," *Doc. PSAT version 2.1.6, June 2, 2011*, 2011.
- [23] G. Coria, F. Penizzotto, and R. Pringles, "Economic analysis of rooftop solar PV systems in Argentina," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, pp. 32–42, 2020.
- [24] IEC, "IEC 61851-1 Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements," *IEC*, 2010.
- [25] Z. Li and M. Ouyang, "The pricing of charging for electric vehicles in China-Dilemma and solution," *Energy*, 2011.



Gustavo Ezequiel Coria Recibió el grado de Ingeniero Eléctrico en 2012, de Magister y de Doctor en Ingeniería Eléctrica en 2016 y 2020 respectivamente, de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Actualmente, es becario Doctoral del CONICET en el Instituto de Energía Eléctrica, IEE

UNSJ-CONICET. Sus áreas de interés abarcan modelos regulatorios y tarifarios, sistemas fotovoltaicos y evaluación de inversiones.



Franco Penizzotto Recibió el grado de Ingeniero Electrónico en 2006, de Magister y de Doctor en Ingeniería de Sistemas de Control en 2009 y 2015 respectivamente, de la UNSJ. Actualmente, es Investigador del CONICET en el IEE CONICET-UNSJ. Sus áreas de interés abarcan la interacción Hombre-Robot, y la toma de decisión en

los mercados eléctricos.



Andrés Romero Recibió el grado de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Nacional de Colombia, en 2002, y el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica de la UNSJ, en 2009. Actualmente es profesor e investigador del IEE UNSJ-CONICET. Sus áreas de interés abarcan la gestión de activos en redes inteligentes y calidad de energía.