

# Impacto Esperable de la Movilidad Eléctrica sobre la Cargabilidad de los Transformadores de un Distribuidor Residencial de Mar del Plata.

M. Méndez<sup>1</sup>, I. G. Linares<sup>1</sup>, J. L. Strack<sup>1,2</sup>, G. J. Murcia<sup>1,2</sup>, J. M. Vignerte<sup>3</sup>, J. F. Martínez<sup>1,2</sup> y J. C. Branda<sup>1,2</sup>.  
Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.

**Abstract**— This work aims to preliminarily estimate the capacity of the transformers of a real medium and low voltage network that feeds an urban sector of the city of Mar del Plata - Argentina to supply an increase in demand resulting from the gradual incorporation of electric vehicles.

The work begins with the projection of possible scenarios for the insertion of electric vehicles according to their sales level in Argentina and other countries. Then, the energy demand of this mobility is estimated based on the projection of vehicles and the average travel distance. Once this demand is determined, a real network of transformers is modeled and used as a representative example to evaluate the impact of charging electric vehicles for home use. Finally, projections are obtained that determine the number of transformers that exceed loadability limits of 75% and 100%.

**Index Terms** — Calidad de energía, Cargabilidad, Movilidad eléctrica, Vehículo eléctrico.

## I. ABREVIATURAS.

BEV: Vehículo eléctrico a batería.  
EV: Vehículo eléctrico.  
E<sub>d</sub>: Energía diaria demandada por un BEV.  
GEI: Gas de efecto invernadero.  
SE: Subestación transformadora de media a baja tensión.  
SOC: Estado de Carga.  
T<sub>c</sub>: Tiempo de recarga de un BEV.  
TIC: Tecnología de la información y control.

## II. INTRODUCCIÓN.

SI bien Argentina se encuentra rezagada con respecto al resto de la región en las iniciativas orientadas a la producción y difusión de EV, el advenimiento de este tipo de vehículos en Argentina y la región es solo una cuestión de tiempo. Prueba de ello son iniciativas como el Proyecto de

Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable [1], que se fundamenta en tres razones principales: ambientales, económicas y estratégicas.

Según de este proyecto de ley, desde el punto de vista ambiental, la movilidad eléctrica es beneficiosa porque en la Argentina el transporte representa el 30% de la demanda energética total y según el Inventario Nacional GEI, este sector explica 15% de GEI y 24% del CO<sub>2</sub> emitidos cada año. Desde el punto de vista económico, la movilidad sustentable (en particular eléctrica) es más eficiente energéticamente ya que supera ampliamente a la de combustión interna, porque produce menor consumo y emisiones para igual cantidad de carga por kilómetro transportado. Desde el punto de vista estratégico, los fundamentos del proyecto de ley sostienen que la movilidad convencional sólo admite el uso de combustibles fósiles, mientras que la movilidad sustentable integra distintas energías de la matriz nacional (sumando hidroeléctrica, nuclear, eólica, fotovoltaica).

De acuerdo a las definiciones y alcances de este proyecto de ley:

- Se creará un régimen que promoverá diseño, investigación, innovación, desarrollo productivo, comercialización, reconversión y/o utilización de vehículos propulsados por fuentes de energía sustentables y que también promoverá partes, conjuntos y equipos auxiliares en el territorio del país.
- El objetivo de la ley es promover la utilización creciente y sostenida de vehículos propulsados con fuentes de energía no convencionales, de producción nacional, que cubrirá toda la movilidad terrestre: livianos, medianos, pesados, de pasajeros, de carga, de micromovilidad, los experimentales y los designados por la Autoridad de Aplicación.
- En caso de aprobarse la ley, desde el año 2041 no podrían comercializarse vehículos con motor de combustión interna nuevos en el territorio nacional.

El cambio gradual de movilidad basada en vehículos con motor de combustión interna a EV implicará, como es obvio, una mayor exigencia en las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de nuestros países. Se hace necesario entonces estimar el requerimiento de energía eléctrica de esta nueva movilidad, la capacidad de la

<sup>1</sup> Departamento de Ingeniería Eléctrica - Universidad Nacional de Mar del Plata.

<sup>2</sup>LEyDE (Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata. E-mail: [jstrack@fi.mdp.edu.ar](mailto:jstrack@fi.mdp.edu.ar), [gjmurcia@fi.mdp.edu.ar](mailto:gjmurcia@fi.mdp.edu.ar), [jfmartinez@fi.mdp.edu.ar](mailto:jfmartinez@fi.mdp.edu.ar)).

<sup>3</sup>LAT (Laboratorio de Alta Tensión), Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata, [jmvignerte@fi.mdp.edu.ar](mailto:jmvignerte@fi.mdp.edu.ar)).

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

infraestructura disponible y la necesidad de inversión en nueva infraestructura, o repotenciación de la actual, para tener una red eléctrica capaz de afrontar este cambio de paradigma en materia energética.

La Universidad Nacional de Mar del Plata está adelantando experiencia al respecto mediante distintos trabajos. En [2] se realizó una recopilación bibliográfica que permitió estimar el consumo energético promedio de un EV en la ciudad de Mar del Plata, considerando la eficiencia promedio estos autos [3]-[4] y la distancia promedio del viaje más frecuente en Mar del Plata [5]. De estos trabajos surgió que el consumo promedio de los EV que podrían ser comercializados en Mar del Plata sería de 15.9 [kWh/100Km]. Este valor tiene en cuenta que, debido a las condiciones económicas del país, tendrán más penetración los vehículos con un menor precio. También de [2] surgió que un EV en Mar del Plata demandaría 52.1 [kWh/mes] necesarios para recorrer 2 viajes diarios que promedian 52 cuadras cada uno (unos 11.25 Km diarios), dato que resultó del análisis realizado sobre la duración distancia media del viaje promedio.

Bajo estas suposiciones se realiza el siguiente trabajo, cuyo objetivo es evaluar la cargabilidad de los transformadores de un distribuidor de baja tensión real que alimenta un sector urbano de la ciudad de Mar del Plata – Argentina, de manera de comenzar con un proceso de evaluación de las instalaciones eléctricas existentes a fin de determinar su capacidad para hacer frente a este incremento de consumo.

El trabajo comienza en la Sección III donde se proyectan posibles escenarios de inserción de VE de acuerdo al nivel de venta de estos vehículos y su crecimiento proyectado en Argentina, a fin de determinar la demanda energética proyectada. En la Sección IV se presentan las consideraciones técnicas realizadas que se utilizaron para evaluar el impacto que estos 52.1 [kWh/mes] por vehículo eléctrico producirían en la cargabilidad de un transformador. En la Sección V se describe una red real de transformadores (un distribuidor de Mar del Plata) utilizada como ejemplo representativo para evaluar el impacto de estos escenarios. En la sección VI se muestran los resultados y finalmente en la Sección VII se obtienen las correspondientes conclusiones.

### III. DETERMINACIÓN ESCENARIOS DE INSERCIÓN DE EV.

Para determinar escenarios de inserción posibles de EV en Mar del Plata, se realizó un trabajo de relevamiento de diferentes fuentes de información a fin de determinar cuántos automóviles por suministro eléctrico domiciliario podrían existir, y cuántos de ellos podrían ser eléctricos a batería. La información recolectada se resume a continuación.

#### A. Cantidad de EV por Suministro Eléctrico.

En 2016, la ONG Mar del Plata entre Todos realizó una EPC (Encuesta de Percepción de Ciudadana) en el partido de General Pueyrredon que incluye la ciudad de Mar del Plata, y pequeñas localidades aledañas. De acuerdo con estos datos, en

2015/2016 había alrededor de 2 habitantes por vehículo, justo la mitad que la media nacional de 4 habitantes por vehículo [4].

Si se extrapolan estos datos, podría haber actualmente, en 2024, alrededor de 1.25 habitantes por vehículo y se espera que hacia 2030 haya 1 habitante por vehículo, como se observa en la Fig 1.

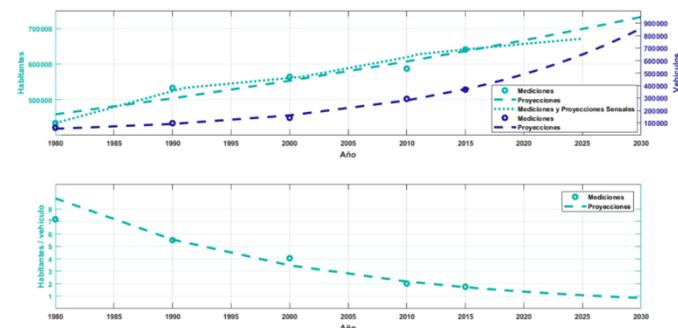


Fig. 1. Evolución temporal desde el año 2000 hasta el año 2030 de habitantes en la ciudad de Mar del Plata, vehículos y habitantes por vehículo [4].

Basándose en lo anterior, se desprende que existen más automóviles que suministros eléctricos, por lo que se asumirá como hipótesis en este trabajo que cualquier suministro eléctrico podría tener conectado al menos un EV en un futuro.

#### B. Cantidad de suministros eléctricos que cargarían EV.

A partir de datos del mercado de autos en Argentina obtenidos del SIOMAA (Sistema de Informes Online del Mercado Automotor Argentino), se observa un claro crecimiento de la porción de ventas de BEV en automóviles particulares (A) y vehículos livianos comerciales (LC) en los últimos 5 años, como se muestra en la Fig 2. Se toma como hipótesis que el mercado automotor argentino es representativo del mercado de Mar del Plata.

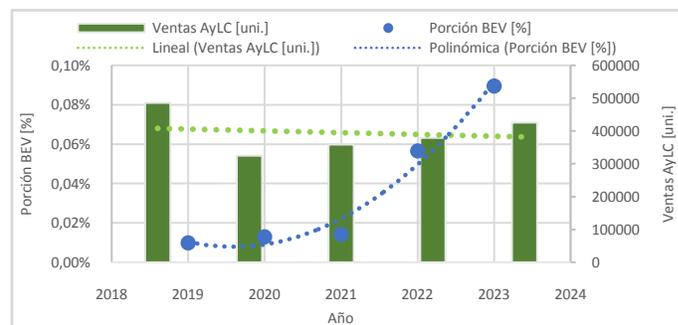


Fig. 2. Tendencia del mercado automotor argentino en los últimos 5 años. Fuente SIOMAA.

Se aprecia que mientras el mercado de automóviles y livianos comerciales (en verde) no ha tenido grandes cambios en los últimos años, el porcentaje de ventas de BEV (en azul) sí ha crecido sustancialmente. Aun así, proyectando a futuro, esa tendencia no es muy prometedora, ya que señala que solo se tendría un 4% de penetración de mercado para 2040.

Sin embargo, debido a que se espera que en los años venideros se promuevan leyes que fomenten la electromovilidad, como la Ley de movilidad sustentable mencionada en la introducción, e incentivos fiscales que

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

faciliten la compra y manutención de autos con cero emisiones, se decide plantear escenarios adicionales con mayor cantidad de EV a partir del análisis del crecimiento de las ventas de estos autos en países con más años en el desarrollo de la electromovilidad como son Alemania y Chile, siendo el caso de Alemania el más favorable y Chile un punto medio, como se muestra en la Fig 3.

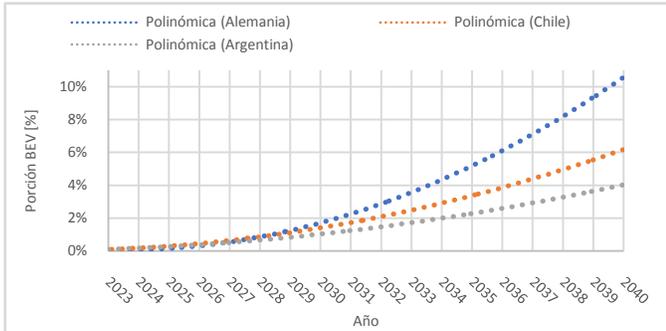


Fig. 3. Crecimiento proyectado de ventas de EV. Fuente [6].

Se aprecia que, si Argentina continua con su crecimiento actual, no llegaría a un escenario de 5% de penetración de mercado de EV para 2040, en cambio, adquiriendo una tendencia de crecimiento como la de Chile, para 2038 tendría una porción EV de 5% y aún mejor, siguiendo el crecimiento del mercado alemán podría llegar a un porcentaje de 10% para 2039.

En base a lo anterior, asumiendo que los EV serán en un futuro mayoritariamente BEV, y que el porcentaje de venta de BEV sobre el total de ventas de autos es directamente proporcional al porcentaje de autos eléctricos existentes en la ciudad, se analizarán los siguientes escenarios:

- Escenario Base: Escenario sin BEV.
- Escenario 1: Escenario con 5% de penetración de BEV.
- Escenario 2: Escenario con 10% de penetración de BEV.

#### IV. CONSIDERACIONES TÉCNICAS UTILIZADAS PARA DETERMINAR LA CARGABILIDAD.

Se realizaron las siguientes consideraciones para analizar el impacto en la cargabilidad de los transformadores del distribuidor ejemplo, producto de la incorporación paulatina de BEV.

##### A. Elección del Modo de Carga de los BEV.

La primera consideración realizada fue analizar los modos de carga y las correspondientes curvas de carga de las baterías de los BEV susceptibles de ser utilizados en los domicilios de la ciudad de Mar del Plata.

En este sentido existen diferentes estándares. El IEC-62196 es un estándar internacional creado por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) en 2001 para la recarga de vehículos eléctricos en Europa y China. El IEC-62196 establece las características generales del proceso de carga, así como la manera en que se suministra la energía. Esta norma deriva del IEC-61851 y proporciona una primera clasificación del tipo de cargador en función de su potencia nominal y, por

lo tanto, del tiempo de recarga. Para recargar los vehículos dispone de 4 modos: [7]-[8].

- Modo 1 (Carga lenta). Está pensado como modo de recarga doméstico, tiene una intensidad máxima de 16 A, y usa una toma de corriente estándar, ya sea monofásico o trifásico.
- Modo 2 (Carga semi-rápida). Este modo puede ser utilizado en el domicilio o en sitios públicos. Su intensidad máxima definida es de 32 A, y al igual que en el modo anterior, utiliza tomas de corriente estandarizadas.
- Modo 3 (Carga rápida). Proporciona una intensidad de entre 32 y 250 A. En este modo de recarga se requiere la utilización de un EV Supply Equipment (EVSE) (un sistema de alimentación específico para la recarga de vehículos eléctricos). Estos dispositivos proporcionan comunicación con los vehículos, monitorizan la carga, incorporan sistemas de protección y cortan el suministro eléctrico cuando no se detecta conexión con el vehículo.
- Modo 4 (Carga ultra-rápida). Publicado en el IEC-62196-3, define una conexión directa del BEV a la red de suministro de DC, con una intensidad de corriente de hasta 400 A y un máximo de 1.000 V, lo que proporciona una potencia de recarga máxima de hasta 400 kW. Este modo requiere de un cargador externo, que proporciona comunicación entre el vehículo y el punto de recarga, así como sistemas de protección y control.

En base a lo anterior, se opta por evaluar la cargabilidad de transformadores asumiendo que la recarga se realiza en todos los casos en el modo de carga lenta (Modo 1), monofásico, ya que al ser de 16A no implicaría grandes adecuaciones en las instalaciones domiciliarias existentes, y por lo tanto, se considera el modo de carga más susceptible de ser utilizado localmente a nivel domiciliario. La Tabla I resume sus características. Bajo estas premisas, para evaluar la cargabilidad se considerará que la potencia demandada por cada cargador domiciliario será de 3.8 KW.

TABLA I

CARACTERÍSTICAS DEL MODO DE CARGA LENTA SEGÚN IEC 62196			
SUMINISTRO	CORRIENTE MÁXIMA	TENSIÓN MÁXIMA	POTENCIA MÁXIMA
MONOFÁSICO	16 A	230 – 240 V	3.8 KW
TRIFÁSICO	16 A	480 V	7.6 KW

##### B. Determinación del Tiempo de Recarga de los BEV.

Una vez definido el modo de carga de los BEV para este trabajo, se determinó el tiempo de recarga de los mismos para el caso de Mar del Plata. Dicho tiempo de recarga ( $T_C$ ) se obtuvo como el cociente entre la energía diaria demandada por un BEV ( $E_d$ ) [2] y la potencia máxima de un cargador en modo de carga lenta:

$$E_d = 0.159 \frac{[\text{kWh}]}{[\text{Km}]} 11.25 \frac{[\text{Km}]}{[\text{día}]} \cong 1.8 \frac{[\text{kWh}]}{[\text{día}]} \quad (1)$$

$$T_C = 1.8 \frac{[\text{kWh}]}{[\text{día}]} \frac{1}{3.8 [\text{kW}]} \cong 0.5 \frac{[\text{h}]}{[\text{día}]} \quad (2)$$

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

Asumiendo que la carga de cada BEV sería diaria, y dado que según lo calculado en la ecuación (2) duraría al menos 30 minutos, se simulará la carga de un BEV como una función rectangular, es decir, se considera que las baterías se cargarán a corriente constante durante 30 minutos diarios demandando una potencia de 3.8 KW, simplificando así en el software de simulación el modelado de los ciclos de carga de las baterías de ion-litio que es dependiente del SOC.

**C. Horarios de Recarga de los BVEs en la Red Eléctrica.**

La recarga de una gran cantidad de vehículos eléctricos representa una gran demanda de energía que a priori debería ser suministrada por la red eléctrica. Esta exigencia sobre la red podría originar problemas técnicos vinculados con:

- Capacidad de suministro: sobrecarga de transformadores, cables y disparo de protecciones que afecten la calidad de servicio (interrupciones).
- Eficiencia de la red: aumento de pérdidas de energía, necesidad de poner en marcha máquinas térmicas de punta de menor eficiencia para abastecer picos de demanda.
- Calidad de la energía: desviaciones de los niveles de tensión, desbalances, huecos de tensión y contenido armónico por la conexión y desconexión de cargas de gran demanda basadas en electrónica de potencia.

De esto se desprende que la integración de los vehículos eléctricos con la red eléctrica, junto con el desarrollo de mejores y más eficientes baterías es uno de los mayores retos de la movilidad eléctrica. A continuación, se presentan varios enfoques de integración de vehículos eléctricos con la red eléctrica [2]:

**1) Carga Descontrolada:**

El primer enfoque de carga descontrolada es el que se espera en la primera etapa de integración, cuando comienzan a aparecer los primeros vehículos eléctricos en una ciudad que cuenta con tarifa plana de energía eléctrica. En este caso el vehículo eléctrico se comporta como una carga pasiva.

Como aún no hay cargadores públicos en la ciudad y la tarifa es plana, el usuario lo conecta a la red normalmente cuando llega a su hogar en horas de la tarde/noche, incrementando más potencia al pico de demanda residencial típico, que presenta un pico de demanda entre las 18-20 y 21-23 h según la estación del año y el clima de cada región, sus ventajas y desventajas se detallan en la Fig. 4.

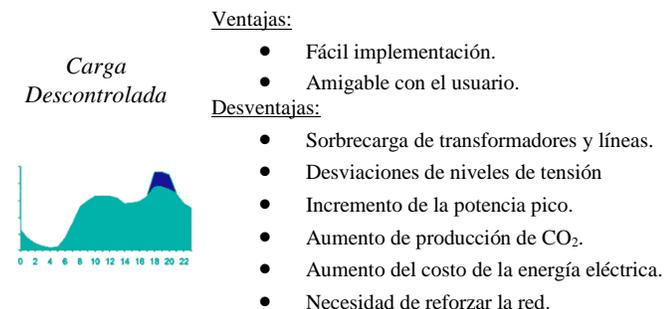


Fig. 4. Representación esquemática de una carga descontrolada de BEV.

**2) Carga Fuera de Pico:**

El segundo enfoque de carga fuera de pico es el que deberían emprender las empresas distribuidoras a medida que se vaya incrementando el número de vehículos eléctricos en una ciudad para poder trasladar la demanda desde el pico de la tarde/noche hacia el valle de la noche-madrugada. Para esto, es necesario, implementar un cuadro tarifario con diferentes bandas horarias que incentive con un menor precio a conectar los BEV desde las 23 h y hasta las 5 h, es decir durante las horas valle.

Para aplicar ese tipo de cuadro tarifario es necesario reemplazar los medidores convencionales analógicos, por medidores electrónicos o mejor aún por medidores inteligentes que permitan facturar con diferentes bandas horarias programadas, esto requiere lógicamente una inversión extra, pero evitaría, al menos por un tiempo retrasar inversiones en la red eléctrica, porque aprovecharía la capacidad ociosa de la red ya instalada.

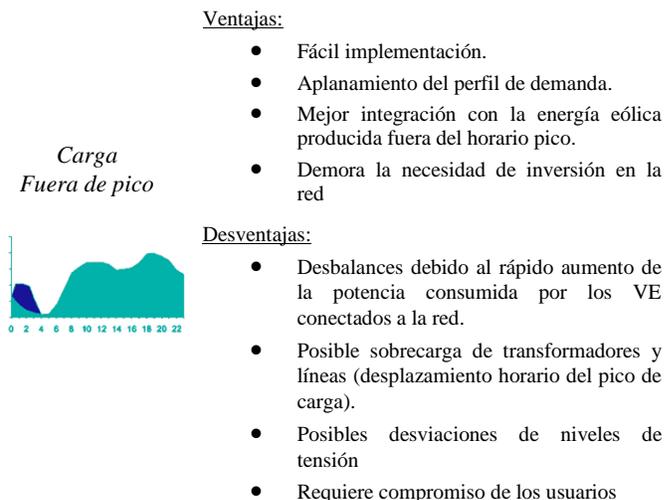


Fig. 5. Representación esquemática de una carga fuera de pico de BEV.

**3) Carga Inteligente Completando Valle:**

El tercer enfoque de carga inteligente (completando valle) requiere de tecnologías TIC y de una implementación más compleja, de forma tal que en lugar de dejar que una gran cantidad de usuarios conecten sus vehículos a la red luego de las 23 h en forma casi simultánea, mediante un sistema de control, permita distribuir esas cargas a lo largo de las horas valle de forma más balanceada. Esto evitaría que el pico de la tarde/noche ahora se traslade mediante el segundo enfoque a un pico luego de las 23 h, y aprovecharía de forma mucho más eficiente la capacidad ociosa de la red, como detalla la Fig. 6.

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

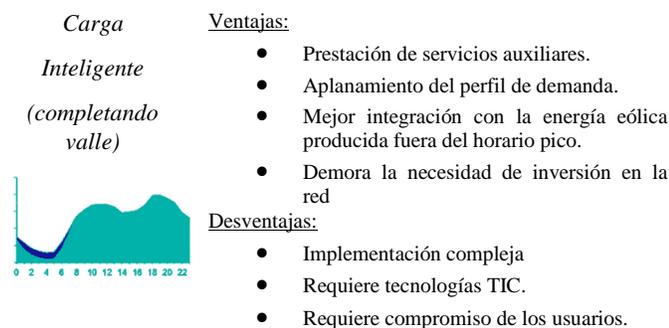


Fig. 6. Representación esquemática de una carga inteligente de BEV completando valle.

#### 4) Carga Inteligente Reduciendo Pico:

El cuarto enfoque de carga inteligente (reduciendo pico), detallado en la Fig. 7, requiere también de tecnologías TIC y de una implementación aún más compleja puesto que involucra la interacción V2G (Vehicle to Grid), es decir, que el vehículo entregue parte de su energía almacenada en baterías a la red durante el pico de la tarde-noche con el fin de reducir el pico de demanda que vería la generación convencional aguas arriba de la red y se recargue durante la madrugada en forma inteligente y consumiendo más energía, dado que ahora no solo debe reponer la energía usada durante el día, sino también la energía aportada a la red. Esto además de ser más complejo en cuanto a la implementación, porque requiere de inyección controlada a la red, representa también un uso más intensivo de las baterías, puesto que se incrementan los ciclos de carga y descarga y los mismos son más profundos, lo que implica una reducción de la vida útil de las mismas.

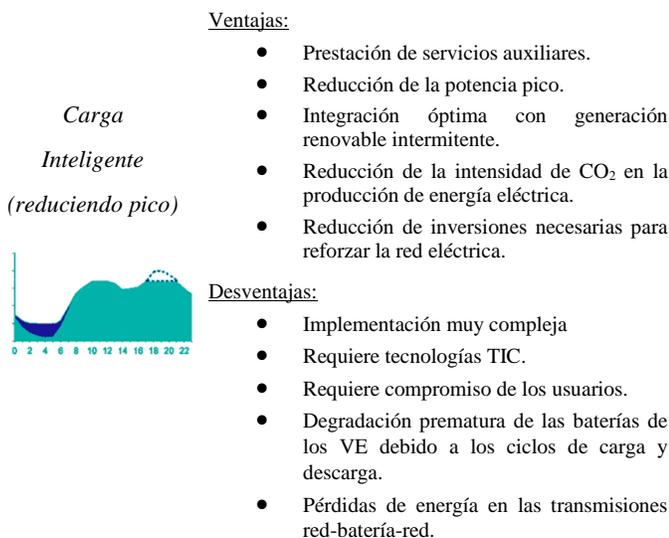


Fig. 7. Representación esquemática de una carga inteligente de EV reduciendo pico.

#### 5) Gestión de Carga Dinámica:

La gestión dinámica de carga de vehículos eléctricos es una parte esencial de la carga inteligente. Ayuda a desplazar el consumo de energía lejos de las horas pico, protege las redes eléctricas contra sobrecargas y reduce el costo de la carga para los usuarios [9].

La Gestión de carga dinámica tiene dos funciones cruciales. La primera función es el equilibrio dinámico de carga. Utiliza algoritmos que tienen en cuenta el estado actual de la red eléctrica y de cada consumidor de energía. Luego distribuye la energía de manera adecuada para evitar sobrecargar la red eléctrica. En la práctica, esto es necesario cuando varios vehículos y otras cargas están conectados y funcionando simultáneamente. [9]. La segunda función es un sistema que gestiona automáticamente la programación del proceso de carga de vehículos eléctricos. Está optimizado para utilizar la electricidad de la mejor manera posible durante las horas de menor demanda. [9]

En el caso de la electricidad, las tarifas de tiempo de uso fluctúan en función de las horas pico y las horas no pico. Por lo tanto, el precio de la electricidad depende de cuándo se utilice. Sin embargo, con los electrodomésticos cotidianos, debemos seleccionar manualmente cuándo operarlos. En el caso de la carga de vehículos eléctricos, es diferente si se utiliza la gestión dinámica de carga, ya que con un software que controla el momento de la carga, el vehículo eléctrico puede cargar al costo más bajo posible sin que el usuario tenga que hacer nada manualmente. [9]. De esta manera reduce los costos de los usuarios y ayuda a evitar la sobrecarga de la red eléctrica como parte de la función de equilibrio dinámico de carga, lo cual es crucial para mantener la infraestructura de carga.

En base a lo anterior, se opta para este primer trabajo de estimación del impacto de los BEV en la red de distribución utilizar la integración “carga descontrolada” de BEV. Sin embargo, debido a que no hay demasiados estudios al respecto sobre el momento exacto en cual las personas pondrán a recargar sus vehículos eléctricos en el futuro, un enfoque que se toma en diversos estudios es que el comienzo de la recarga se dé en el momento en que las personas llegan a sus hogares después de la jornada laboral. Por esto, utilizando un estudio estadístico realizado a partir de una recopilación de datos en Reino Unido [10], se confeccionó la distribución de probabilidad de llegada al hogar que se muestra en la Fig 8.

Se observa que asumiendo que esta distribución obtenida del Reino Unido se cumpla en líneas generales para Argentina, la mayor parte de los BEV serían conectados a la red en la franja horaria de 16 a 21 h.

Para que esta distribución pueda ser cargada en el software de simulación, y debido a que este no permite realizar dicho proceso directamente, se llevó a cabo un script, es decir un programa computacional. El mismo integra la función de probabilidad horaria generando un número aleatorio entre 0 y 1 que luego se compara con la distribución de segmentos de la Fig. 9. La distribución de segmentos da amplitudes y franjas

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

horarias de acuerdo a la distribución de probabilidad de la Fig. 8, haciendo de esta forma un cambio de variables y llevando a cabo la tarea.

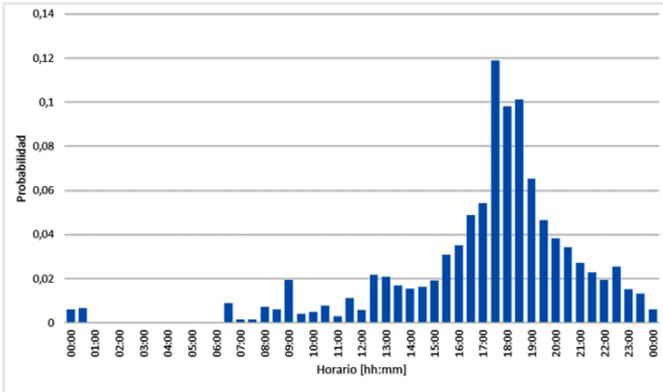


Fig. 8. Distribución utilizada de probabilidad horaria de llegada al hogar en día hábil [9].

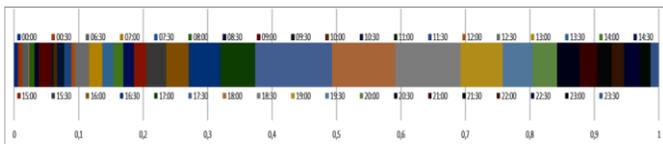


Fig. 9. Representación del ancho de los intervalos por horario.

### V. DISTRIBUIDOR UTILIZADO PARA EVALUAR LA CARGABILIDAD DE SUS TRANSFORMADORES.

Para evaluar el impacto de la movilidad eléctrica se buscó en la ciudad de Mar del Plata un distribuidor de energía eléctrica con usuarios predominantemente residenciales. En base a esto, se seleccionó el distribuidor “Don Bosco y French”, el cual parte del Centro de Distribución denominado CD Beruti. Este último se encuentra ubicado en la esquina este de la intersección de las calles Av. J. H. Jara y French (37° 58’ 30.5” S; 57° 33’ 40” E) y es alimentado por la Estación Transformadora “ET Jara 132/13,2kV”, ubicada en Av. Colón y Av. Jara. El tendido aéreo del distribuidor Don Bosco y French se desarrolla, en primera instancia, hacia el noreste de la ciudad, principalmente paralelo a la calle Italia (continuación de Pasteur); luego, hacia el noroeste, paralelo a la Av. J. M. Estrada.

Con el apoyo de herramientas gráficas de Google Earth, el área abastecida por el distribuidor en cuestión se puede apreciar en la Fig 10. En la misma se señaló la ubicación de cada una de las 16 subestaciones del distribuidor. El área comprende parte de los barrios Parque Luro, Constitución, Zacagnini, Estrada y El Grosellar, que se tratan mayormente de zonas residenciales [11].

#### A. Escenario Base del Distribuidor Bajo Estudio.

No solo la carga de batería de los EV afecta a la red eléctrica, sino también que el consumo residencial en sí mismo va aumentando de forma progresiva a lo largo de los

años. Este es un parámetro clave a la hora de analizar el impacto en la red de distribución eléctrica.

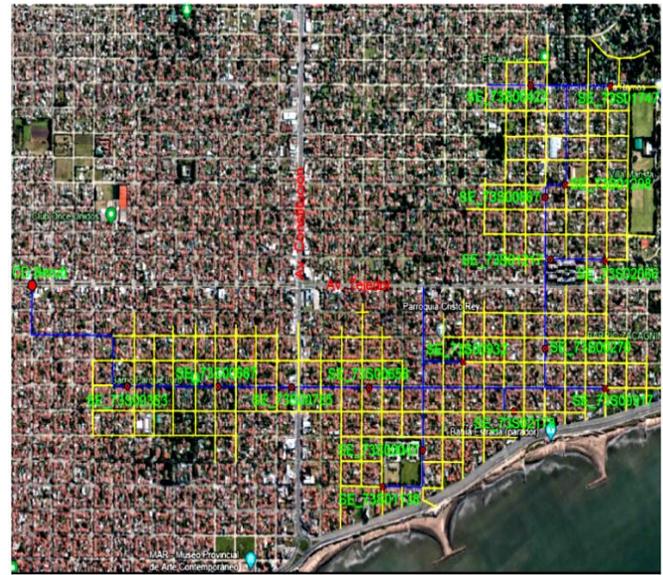


Fig. 10. Distribuidor bajo estudio.

Durante el 2016 (último año del cual se tienen datos oficiales desde la secretaria de Energía) en el partido de General Pueyrredon, se consumieron 1460388 MWh (tomados por EDEA, cooperativas de Laguna, Camet y Mar del Plata y GUMEM), de los cuales el 40.74% es consumido por 321895 usuarios residenciales, el 32.23% es consumido por 28488 usuarios comerciales, el 14.46% es consumido por 904 usuarios industriales y el 12.87% restante por otros tipos de usuarios (servicios sanitarios, públicos, rural, riego, etc.).

De lo anterior se deduce que, la energía promedio anual es igual a 1848,2 kWh por usuario residencial, 16524 kWh por usuario comercial y 233605 kWh por usuario industrial, y la energía promedio mensual es igual a 154 kWh por usuario residencial, 1377 kWh por usuario comercial y 19467 kWh por usuario industrial [2].

Si se extrapolan esos datos con una curva exponencial, se estima que en 2022 la energía promedio mensual fue aproximadamente 185 kWh por usuario residencial, y se espera que hacia 2030 este valor se eleve a 230 kWh como se observa en la Fig 11.

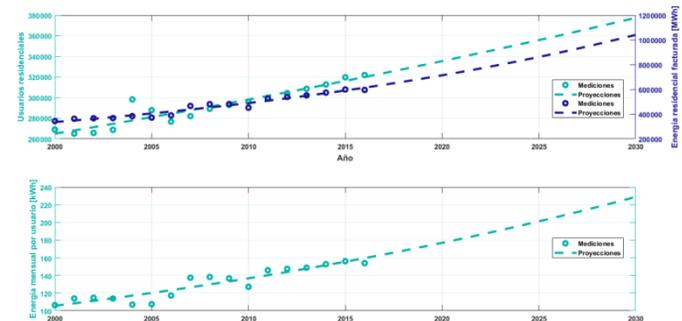


Fig 11: Evolución temporal desde el año 2000 hasta el año 2030 de usuarios residenciales en la ciudad de Mar del Plata, energía residencial facturada y energía mensual por usuario. [2]

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

A partir del relevamiento de la corriente consumida por el distribuidor “Don Bosco y French” realizada en el año 2019, y los consumos de energía medios mensuales de cada uno de los usuarios del distribuidor (dato obtenido de EDEA), se obtuvo la curva de consumo característica de los usuarios y se analizó en que día y época del año realizar el estudio.

En primera instancia se obtuvo el perfil de consumo (en [pu]) de la corriente de salida del distribuidor discriminando mes, días hábiles, sábados y domingos/feriados. Este perfil de consumo del distribuidor se muestra en la Fig 12.

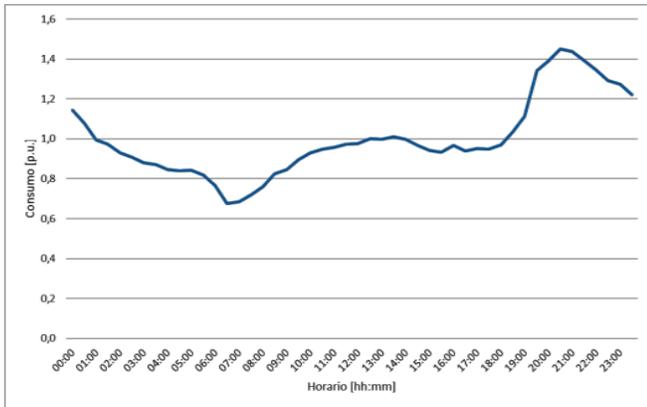


Fig 12: Perfil de consumo total del distribuidor en por unidad. Mediciones reales para un día sábado de octubre.

Luego, con los datos de energía consumida medida de manera bimestral de cada usuario, se obtuvo una potencia media para cada usuario, la cual multiplicada por el perfil de consumo del distribuidor da como resultado una estimación de la curva de consumo de cada usuario. A continuación, se muestra el resultado para un usuario con consumo medio 0.246 [kW] en octubre, ponderado con la curva de la Fig 12 para un día sábado de octubre.

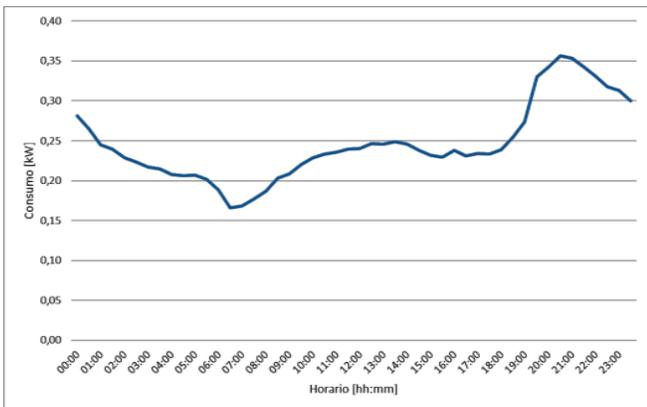


Fig 13: Perfil de consumo estimado de un usuario de 0.246 KW para un día sábado de octubre.

Para obtener el punto de mayor consumo producido por los usuarios residenciales, primero se calculó la potencia media diaria del distribuidor, para cada mes del año. Se obtuvieron los mayores valores en los meses de julio/agosto, como se muestra en la Fig 14.

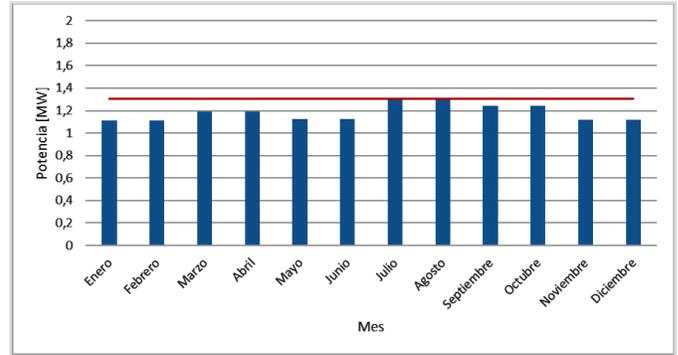


Fig 14: Consumo medio diario del distribuidor para cada mes.

Luego, se halló el valor máximo (en [p.u]) de los perfiles de consumo (considerando solo días hábiles, dado que la recarga se supone con la llegada del trabajo) para cada mes. Se observa la tendencia que los máximos consumos instantáneos se dan en días hábiles.

TABLA II

VALORES DE CONSUMO MÁXIMO INSTANTÁNEO

MES	POTENCIA [KW]
ENERO	1.425
FEBRERO	1.445
MARZO	1.456
ABRIL	1.451
MAYO	1.438
JUNIO	1.416
JULIO	1.416
AGOSTO	1.442
SEPTIEMBRE	1.474
OCTUBRE	1.487
NOVIEMBRE	1.473
DICIEMBRE	1.489

Ahora, multiplicando los consumos medios diarios del distribuidor, y valores máximos de los perfiles de consumo, se obtiene los consumos picos diarios del distribuidor para cada mes del año.

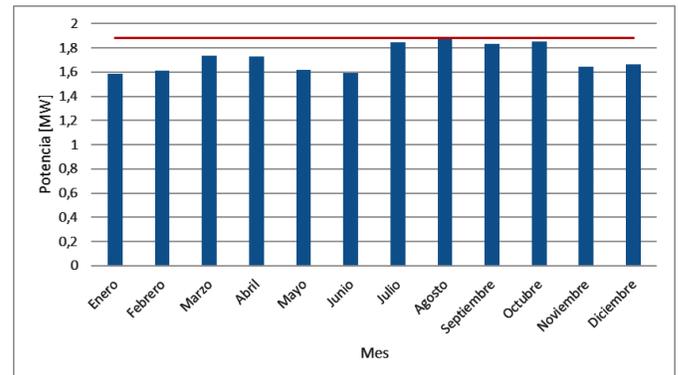


Fig 15: Consumo pico diario del distribuidor para cada mes.

Por lo tanto, se concluye considerando un criterio pesimista realizar las simulaciones en días hábiles del mes de agosto.

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

## VI. SIMULACIÓN.

Para la modelación y simulación del distribuidor se utilizó el software DIGSILENT PowerFactory (licencia estudiantil).

El distribuidor fue modelado con todas sus características eléctricas, en cuanto a potencia de transformadores, conexiones, secciones de cable, distancias, ubicación de cada usuario, consumo mensual de cada usuario durante un año, por lo que se considera un modelo representativo de la instalación real (Fig 16).

La red modelada en este proyecto utilizó principalmente los siguientes elementos gráficos: terminales (Busbar/Internal Node), red externa (External Grid), líneas (Line), transformadores (2-Winding Transformer), cargas (General Load), Cargadores de EV (Static Generator) y Subestaciones (Substations). Para el presente trabajo se utilizaron principalmente las herramientas relacionadas al cálculo de flujo de carga y simulación cuasi-dinámica que permite el software.

Para poder variar los diversos parámetros de las baterías de los BEV de todos los usuarios (o parte de ellos), tales como potencia activa, factor de potencia, habilitar o deshabilitar batería, se desarrolló un script, el cual permite de una forma rápida y fácil hacer modificaciones de dichos parámetros.

El software de simulación permite crear diferentes escenarios de operación, donde partiendo del caso base (estado actual de la red), se pueden ir variando diversas condiciones o parámetros de operación, para después poder estudiarlos de forma separada, y con la posibilidad de pasar rápidamente de un caso a otro. Esto fue aprovechado para variar el grado de penetración de los BEV en la red de distribución siguiendo las consideraciones de las Secciones III y IV.

Las hipótesis que se tomaron, comunes para todos los casos de simulación son las siguientes:

- Factor de potencia 0,95 (L) para el grupo inversor/rectificador – batería.
- Factor de potencia 0,85 (L) para todos los usuarios residenciales. Este valor es el más desfavorable permitido por la distribuidora local.
- La potencia activa consumida por el sistema de baterías es de 3,8 [kW] (constante) para cada usuario
- Solo se tendrán en cuenta vehículos completamente eléctricos.
- Cada usuario residencial posee solo un punto de recarga para su BEV.
- No se tienen en cuenta los posibles puntos de recarga en sitios de trabajo ni tampoco en futuras electrolineras.
- Los grados de penetración de los BEV tendrán un paso gradual de 5%.
- Todos los usuarios comparten la misma curva perfil de consumo resultante del estudio descrito en el apartado “Estación del año y día adoptado como base de estudio”.
- Los BEV se recargan todos los días hábiles.

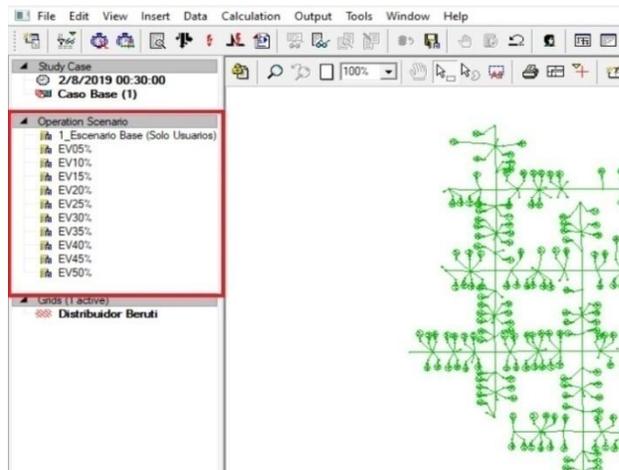


Fig 16: Escenarios de operación simulados.

En cuanto a los datos de salida del software, se decidió extraer los siguientes parámetros para cada una de las 16 subestaciones que componen el distribuidor:

- Carga de cada transformador [%].
- Corriente salida baja tensión cada transformador para cada fase.
- Corriente salida baja tensión de cada transformador en el neutro.
- Factor de potencia baja tensión del transformador para cada fase.
- Potencia activa trifásica total de salida de cada transformador.
- Potencia reactiva trifásica total de salida de cada transformador.
- Potencia aparente trifásica total de salida de cada transformador.
- Tensión en bornes de baja tensión de cada transformador para cada fase.

## VII. RESULTADOS.

Con los resultados obtenidos de las simulaciones se llevó a cabo un análisis para determinar el grado de penetración máximo para cada una de las 16 subestaciones. Este análisis se realizará para cada uno de los casos planteados anteriormente de forma separada.

Para realizar este análisis, la variable cargabilidad toma en cuenta la potencia aparente aportada por el transformador y la divide por la potencia aparente nominal del mismo, para luego multiplicar este valor por 100.

$$Cargabilidad (\%) = \frac{Scarga}{Snominal} * 100\% \quad (3)$$

Donde:

- $S_{carga}$ : potencia aparente entregada por el transformador.
- $S_{nominal}$ : potencia nominal del transformador.

Se fijarán dos límites de cargabilidad: en primera instancia del 75%, ya que es la potencia respecto de su capacidad nominal para la cual se planifica que trabajen los

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

transformadores. Esto se debe a que ante la falla de una de las subestaciones aledañas se puedan realizar maniobras en baja tensión para abastecer la carga que queda fuera de servicio. En segunda instancia, sería del 100% para evitar la sobrecarga del transformador.

A. Escenario Base (sin BEV).

El objetivo de este escenario es analizar el impacto de los aumentos de los consumos residenciales en la red eléctrica siguiendo la tendencia mostrada en la Fig 11. Este análisis se realiza considerando que el grado de penetración de BEV es nulo, es decir no se agrega crecimiento de demanda por electromovilidad.

Se considera que la zona en estudio es un barrio residencial ya consolidado, por lo que no se espera un crecimiento en la cantidad de usuarios y se asume que el perfil de carga de la Fig 12 y Fig 13 no varía. Por lo tanto, la única variable a analizar es el aumento en los consumos energéticos de los usuarios ya existentes.

La Tabla III muestra el resultado del cálculo para este escenario hasta el año 2038, sin tener en cuenta como se dijo la inserción de EV. Se resaltan en amarillo los casos en los que la subestación sobrepasa el primer límite de 75% y con rojo los casos que sobrepasan el límite de 100%. Este valor es el máximo registro que se obtiene de la simulación para un determinado momento del día.

TABLA III

EVOLUCIÓN DEL CASO BASE CONSIDERANDO AUMENTO DE LOS CONSUMOS RESIDENCIALES (LA SIMULACIÓN SE INICIA CON DATOS DE 2019)

SUBESTACIÓN	AÑO				
	2019	2023	2028	2033	2038
SE_73S00047	42.4	46.9	53.3	60.6	68.9
SE_73S00270	49.8	55.2	62.7	71.3	81.0
SE_73S00353	69.5	77.0	87.5	99.4	113.0
SE_73S00422	68.5	75.9	86.3	98.1	111.5
SE_73S00658	73.0	80.9	91.9	104.5	118.7
SE_73S00667	73.3	81.2	92.3	104.9	119.2
SE_73S00785	22.6	25.1	28.5	32.4	36.8
SE_73S00867	42.1	46.6	53.0	60.2	68.5
SE_73S00917	34.1	37.7	42.9	48.8	55.4
SE_73S00932	43.8	48.5	55.1	62.6	71.2
SE_73S01138	68.4	75.8	86.2	97.9	111.3
SE_73S01217	32.9	36.4	41.4	47.1	53.5
SE_73S01298	70.8	78.4	89.1	101.3	115.1
SE_73S01747	40.2	44.6	50.7	57.6	65.5
SE_73S02066	54.3	60.1	68.3	77.7	88.3
SE_73S02178	27.7	30.7	34.9	39.6	45.0

B. Escenarios con Crecimiento de la Demanda Residencial e Inserción de BEV.

En la Fig 17 y la Fig 18 se observa cómo evoluciona la cargabilidad de los transformadores del distribuidor cuando se combina el crecimiento de la demanda residencial con el agregado de electromovilidad.

En el caso más favorable para la electromovilidad (tendencia alemana) se llega a tener 10 SE por encima de 75% de cargabilidad (un 62.5% de las subestaciones), de las cuales

7 (un 43.75%) se encuentran por encima del 100% para un grado de penetración de 10% de BEV.

Para el caso intermedio (tendencia chilena) se tienen 8 SE por encima del 75% de cargabilidad (un 50% de las subestaciones) de las cuales 6 se encuentran por encima del 100% (un 37.5%) para un grado de penetración de 5% de BEV. Esto es 1 SE menos entre 75% y 100% y 1 SE menos por encima del 100%, pero la problemática es similar.

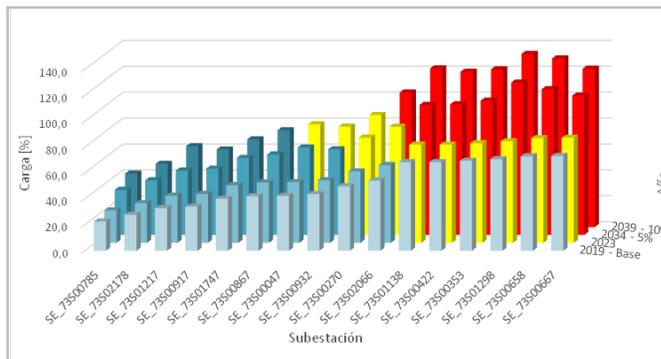


Fig 17: Carga de las SE teniendo en cuenta hábitos de la Fig 8 a lo largo de los años, siguiendo tendencia de Alemania.

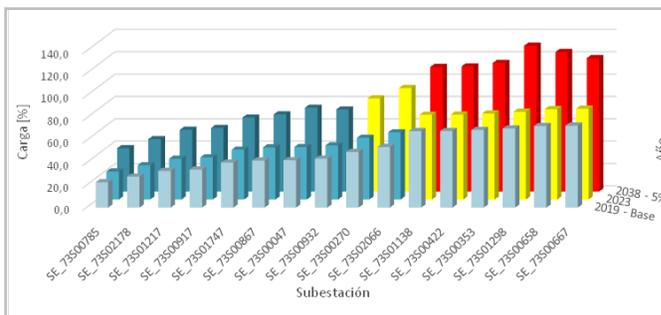


Fig 18: Carga de las SE teniendo en cuenta hábitos de la Fig 8 a lo largo de los años, siguiendo tendencia Chile.

VIII. CONCLUSIONES.

El escenario base simulado (que no tiene en cuenta la inserción de EV) tendría un crecimiento de la demanda energética residencial por otros motivos ajenos a la movilidad eléctrica que indicarían que hasta el año 2031 no habría casos de SE por encima del 100% de cargabilidad, pero sí se observan casos en los cuales se debería analizar la repotenciación de transformadores desde el año 2033.

Para la tendencia actual de ventas de EV en Argentina no se lograría más de un 5% de inserción de vehículos eléctricos antes de 2040. Por otro lado, siguiendo el caso intermedio (Chile) se lograría una penetración de 5% para el año 2038 y con el caso optimista (Alemania) una penetración de 5% para 2034, es decir 4 años antes. Siguiendo la tendencia de Alemania se alcanzaría un 10% de penetración para 2039.

Independientemente de las fechas en las cuales se alcancen penetraciones del 5% o del 10%, se tendrán en el primer caso (para un 5%) un 50% de las subestaciones del distribuidor analizado superando el 75% de cargabilidad, y un 37.5% de las subestaciones superando el 100%. En el segundo caso

Mar del Plata, Argentina, November 27th – 29th, 2024

(para un 10%) un 62.5% de las subestaciones del distribuidor analizado superando el 75% de cargabilidad, y un 43.75% de las subestaciones superando el 100 %.

Se pretende a futuro extender la presente metodología de análisis a distintos aspectos de la calidad de energía y a otros distribuidores de la red de baja tensión de Mar del Plata, como así también realizar el análisis del impacto en la cargabilidad para otros modos de carga (carga rápida por ejemplo).

#### IX. REFERENCIAS.

- [1] M. Kulfas. Proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2021/10/movilidad\\_sustentable.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2021/10/movilidad_sustentable.pdf). Disponible a agosto de 2024.
- [2] J.L. Strack. G.J. Murcia. G di Mauro. J.M. Vignerte. S.A González. J. Branda “Estimación preliminar de la demanda energética potencial de la movilidad eléctrica en la ciudad de Mar Del Plata. Argentina”. The 14 Th Latin-American Congress on Electricity Generation And Transmission – Río de Janeiro. Brasil. 27 al 30 de noviembre de 2022. Clagtee 2022.
- [3] Energía y Sociedad. “La eficiencia energética del vehículo eléctrico” Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Politécnica de Madrid. Tech. Rep., 2022.  
(2022) Cargadores de coches eléctricos - wallbox. [Online]. Disponible en: <https://wallbox.com/es/es/>
- [4] E. Adlercreutz. “Segundo informe de mar del plata entre todos: Monitoreo ciudadano: para saber qué ciudad queremos. necesitamos saber qué ciudad tenemos.” Red Mar del Plata Entre Todos. Tech. Rep., 2018.
- [5] V. Torres Sanz “Mejora del proceso de carga en vehículos eléctricos”. junio 2018.
- [6] G. Baruj. F. Dulcich. F. M. Ubogui “La transición hacia la electromovilidad”. abril 2021.
- [7] BS EN IEC 61851-1:2019 Electric vehicle conductive charging system General requirements.
- [8] BS EN IEC 62196-1:2022 Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets. Conductive charging of electric vehicles General requirements
- [9] Tridens Technology. “What’s is EV Charging Dynamic Load Management?”. <https://tridens technology.com/what-is-dynamic-ev-charging-load-management/>
- [10] Y. Wang. D. Infield “Markov Chain Monte Carlo simulation of electric vehicle use for network integration studies”. julio de 2018.
- [11] M. N. Serna. “Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en Redes de Distribución Eléctrica de Mar del Plata: su Impacto en Parámetros Técnicos y Ambientales”. junio 2022.

#### X. AUTORES

**Mikel Xabier Méndez Annoni** nació en Bilbao, Vizcaya, España en 1998. Criado en Mar del Plata, Argentina se graduó en Bachiller de Ciencias Naturales en el Instituto Juan Gutenberg en 2015. Actualmente, es estudiante de ingeniería electromecánica en la UNMDP y se desempeña como analista de procesos en empresa metalúrgica en la localidad de Campana, Buenos Aires, Argentina. Entre sus áreas de interés se encuentran la automatización y el data análisis.

**Ignacio Gonzalo Linares** nació en San Cayetano, Argentina en 1995. Se graduó como bachiller en ciencias sociales en el Instituto Domingo Faustino Sarmiento. Actualmente, es estudiante de ingeniería electromecánica en la UNMDP y trabaja como líder de mantenimiento en una empresa del rubro metal mecánico del parque industrial de Mar del Plata. Sus áreas de interés incluyen las instalaciones eléctricas de baja tensión y la automatización industrial.

**Jorge Luis Strack** nació en Mar del Plata, Argentina, en 1989. Se graduó de Técnico Electromecánico en la E.E.T. N° 3 D.F. Sarmiento de Mar del Plata en 2006, de Ingeniero Electromecánico en la UNMDP en 2013 y de Doctor en Ingeniería mención Electrónica en la UNMDP en 2019. Recientemente finalizó su posdoctorado de CONICET y es investigador de la UNMDP colaborando en los Grupos de investigación LAT. LEYDE y LIC. Se desempeña como Profesor Adjunto dedicación exclusiva en las áreas de Medidas Eléctricas y Ensayos y Máquinas Eléctricas. Actualmente es del Director del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UNMP. Entre sus áreas de interés actuales se destacan la electromovilidad y su impacto en la red eléctrica, detección y clasificación de eventos de tensión, calidad de la energía eléctrica, redes eléctricas inteligentes, procesamiento digital de señales e instrumentación virtual.

**Guillermo José Murcia** nació en Mar del Plata, Argentina, en 1973. Es Ingeniero Electricista egresado de la Universidad Nacional de Mar del Plata, Argentina, en 1999 y Especialista en Ingeniería Ambiental egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Es Director del Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos de la UNMDP y Profesor a cargo en el Área Medidas Eléctricas y Ensayos. Actualmente es del Vicedirector del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UNMP. Entre sus áreas de interés se destacan la instrumentación, calidad de la energía eléctrica, electromovilidad y energías renovables.

**Juan Manuel Vignerte** nació en Mar del Plata, Argentina, en 1975. Es Ingeniero Electricista egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNMDP. Ayudante graduado en el Área de Generación y Transmisión de la energía eléctrica y personal de apoyo en el grupo de investigación LAT-FI-UNMDP. Actualmente estudia la optimización de sistemas eléctricos y el impacto de la inserción de nuevas tecnologías en los mismos.

**Juan Francisco Martínez** nació en Mar del Plata, Argentina, en 1989. Es Ingeniero Electromecánico egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNMDP. Se desempeña como Jefe de Trabajos Prácticos en el Área de Medidas y Ensayos Eléctricos e integra la unidad ejecutiva LEYDE-FI-UNMDP. Sus áreas de interés son el control predictivo basado en modelo (MPC) aplicado a rectificadores PWM para extracción eficiente de potencia proveniente de generadores sincrónicos de imanes permanentes, energías renovables y movilidad eléctrica.

**Julio Cesar Branda** nació en Argentina en 1972. Es Ingeniero Electricista egresado de la Universidad Nacional de Mar del Plata, Argentina, en 1999 y Especialista en Ingeniería Ambiental egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Es integrante del Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energía de la UNMDP y Ayudante Graduado en el Área Máquinas Eléctricas. Sus áreas de interés son automatización, máquinas eléctricas, y energías renovables.