



PROYECTO FINAL INGENIERÍA ELÉCTRICA

Impacto de la movilidad eléctrica sobre
la red de transporte en Alta Tensión

ALUMNOS:

- Matías Miori
- Nicolás Stroili

Director: Ing. Raúl Cacchione

Director técnico: Ing. Gabriel Lo Giudice

Colaborador: Ing. Fernando Alonso

Año 2024

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1 Proyecciones de combustibles para distintos tipos de vehículos – IEA	7
Figura 2 Proyecciones de emisiones equivalentes de CO2 del sector transporte – IEA ..	9
Figura 3 Encuesta propietarios VEs - Noruega [12]	11
Figura 4 Ventas globales con mercados mayoritarios – IEA [15]	12
Figura 5 Ventas globales con pronósticos a futuro [16]	13
Figura 6 Precios de paquetes de baterías de litio-ion (\$/kWh actuales) [17]	14
Figura 7 Esquemas de vehículos híbridos y eléctricos [18]	15
Figura 8 Comparativa entre VEs y VCs [23]	16
Figura 9 Estadísticas de patentamientos de nuevos VEs en Argentina [27]	18
Figura 10 Curva de demanda por recarga doméstica no controlada en Dinamarca	19
Figura 11 Función de probabilidad de llegada	20
Figura 12 Curva universal de carga límite de una línea no compensada [30]	21
Figura 13 Curva típica Potencia activa vs. Tensión [30]	22
Figura 14 Relación potencia - ángulo de carga [30]	24
Figura 15 Proyección de la demanda	24
Figura 16 Evolución del consumo eléctrico per cápita en Argentina	25
Figura 17 Escenarios de penetración propuestos	28
Figura 18 Cantidad de nuevos VEs por cada escenario propuesto	29
Figura 19 Cuotas de penetración adoptadas por provincia [37]	33
Figura 20 Composición de las regiones eléctricas del SADI	34
Figura 21 Composición territorial de región GBA.....	34
Figura 22 Distribución de nuevos VEs dentro de la región GBA.....	35
Figura 23 Desarrollo de patentamientos históricos por región eléctrica [38]	36
Figura 24 Cuotas de penetración adoptadas por región eléctrica	36
Figura 25 Cantidad de PDR por escenario de penetración.....	37
Figura 26 Distribución de proporciones de PDR.....	37
Figura 27 Total de tipos de cargadores para nuevos PDR.....	37
Figura 28 Función de probabilidad de recarga rápida adoptada	38
Figura 29 Emisiones equivalentes de CO2 evitadas por cada escenario planteado	39
Figura 30 Emisiones de CO2 para la generación de un kWh	40
Figura 31 Distribución de kilómetros de líneas de extra-alta tensión por región eléctrica	41
Figura 32 Detalle de los casos de estudio adoptados para las simulaciones	44
Figura 33 Evolución taxis habilitados	46
Figura 34 Esquema de red con carga no controlada	55
Figura 35 Curva típica de demanda - Carga no coordinada, no controlada.....	56
Figura 36 Curva típica de demanda - Carga coordinada	57
Figura 37 Esquema de red con carga controlada y coordinada	58

Figura 38 (a) Margen de estabilidad de voltaje [90] (b) Margen de estabilidad de voltaje para tres tipos diferentes de cargas de carga de VE [89].....	59
Figura 39 Respuesta en frecuencia luego de una perturbación.....	60
Figura 40 Presencia de armónicos en baja tensión [101].....	62
Figura 41 Presencia de armónicos en media tensión [101]	62
Figura 42 Escalado de demanda al 2,4%	67
Figura 43 Escalado de demanda al 9,8%	67
Figura 44 Escalado de demanda al 11,6%	68
Figura 45 PRI para el caso de 15000km	73
Figura 46 Sensibilidad del PRI ante el aumento del kilometraje anual recorrido	74
Figura 47 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M1 – Caso H1	80
Figura 48 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M2 – Caso H1	80
Figura 49 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M3 – Caso H1	81
Figura 50 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M4 – Caso H1	81
Figura 51 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M5 – Caso H1	82
Figura 52 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M1 – Caso H1	82
Figura 53 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M2 – Caso H1	83
Figura 54 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M3 – Caso H1	83
Figura 55 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M4 – Caso H1	84
Figura 56 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M5 – Caso H1	84
Figura 57 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M1 – Caso H1	85
Figura 58 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M2 – Caso H1	85
Figura 59 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M3 – Caso H1	86
Figura 60 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M4 – Caso H1	86
Figura 61 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M5 – Caso H1	87

Figura 62 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M1 – Caso H2	87
Figura 63 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M2 – Caso H2	88
Figura 64 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M3 – Caso H2	88
Figura 65 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M4 – Caso H2	89
Figura 66 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M5 – Caso H2	89
Figura 67 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M1 – Caso H2	90
Figura 68 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M2 – Caso H2	90
Figura 69 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M3 – Caso H2	91
Figura 70 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M4 – Caso H2	91
Figura 71 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M5 - Caso H2	92
Figura 72 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M1 - Caso H2	92
Figura 73 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M2 - Caso H2	93
Figura 74 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M3 - Caso H2	93
Figura 75 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M4 - Caso H2	94
Figura 76 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M5 - Caso H2	94
Figura 77 Potencia de recarga de VEs – Escenario ϕ 3 – Incentivo tarifario para el corrimiento de curva de demanda	95
Figura 78 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs con corrimiento de curva de demanda – Escenario ϕ 3-M5 - Caso H1	95
Figura 79 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs con corrimiento de curva de demanda – Escenario ϕ 3-M5 - Caso H2	96
Figura 80 Potencias instantánea para el escenario de penetración ϕ 1 según Mix de cargadores	97
Figura 81 Potencias instantánea para el escenario de penetración ϕ 2 según Mix de cargadores	97

Figura 82 Potencias instantánea para el escenario de penetración φ_3 según Mix de cargadores	98
--	----

LISTADO DE ECUACIONES

Ecuación 1: Función de probabilidad de horario de llegada	20
Ecuación 2: Valor actual neto	26
Ecuación 3 Tasa Interna de Retorno	26
Ecuación 4 Cálculo del payback	26
Ecuación 5 Definición de penetración de VEs	28
Ecuación 6 Tiempo total de recarga	31
Ecuación 7 Potencia instantánea por recarga lenta de VEs	32
Ecuación 8 Potencia instantánea por recarga rápida de VEs	38
Ecuación 9 Estimación de emisiones equivalentes en CO2	39
Ecuación 10 Estimación de recambios de batería por estación	48
Ecuación 11 Cantidad de estaciones de recambio de baterías - Rosario.....	48
Ecuación 12 Cantidad de estaciones de recambio de baterías - Córdoba	48
Ecuación 13 Cantidad de estaciones de recambio de baterías - CABA.....	49
Ecuación 14 Recargas diarias por cargador de 150kW	49
Ecuación 15 Cantidad de cargadores de 150kW - Rosario.....	49
Ecuación 16 Cantidad de cargadores de 150kW - Córdoba	49
Ecuación 17 Cantidad de cargadores de 150kW – CABA	49
Ecuación 18 Recargas diarias por cargador de 150kW	49
Ecuación 19 Cantidad de cargadores de 250kW – Rosario	49
Ecuación 20 Cantidad de cargadores de 250kW – Córdoba	50
Ecuación 21 Cantidad de cargadores de 250kW – CABA	50
Ecuación 22 Cálculo del payback	72

ÍNDICE

Contenido

1. Resumen.....	6
2. Introducción	7
3. Estado del arte	19
4. Metodología de estimación de la demanda por recarga de VEs	28
5. Emisiones de CO2 debido al reemplazo de VEs para los distintos escenarios de penetración:	39
6. Modelado de la red	41
7. Migración de taxis a vehículos eléctricos.....	45
8. Resumen de efectos indeseados sobre el sistema eléctrico y propuestas de mitigación	52
9. Máxima penetración de VEs en Rosario utilizando simulaciones en PSS/e	65
10. Gestión integral de baterías con una estrategia de economía circular	75
11. Conclusiones	78
12. Curvas de demanda total en el SADI al año 2030 con la demanda por VEs	80
13. Gráficas: demandas instantáneas por recarga de VEs para escenario óptimo de penetración y mix de cargadores	97
14. Scripts en Python utilizados.....	99
15. Anexos	119
16. Referencias	120

1. Resumen

En un mundo cada vez más enfocado en la sostenibilidad y la reducción de emisiones de carbono, los vehículos eléctricos (VEs) se han convertido en una alternativa prometedora a los vehículos convencionales impulsados por combustibles fósiles (VCs). Sin embargo, su adopción masiva presenta desafíos significativos en términos su impacto en los sistemas de distribución y transmisión eléctrica. ¿Puede nuestro sistema soportar un reemplazo masivo de vehículos convencionales por vehículos eléctricos?

Esta pregunta es la desencadenante de este proyecto, en el que se tiene como objetivo evaluar distintos escenarios de penetración de vehículos eléctricos en nuestro país, evaluar la demanda *extratendencial* derivada de dicha penetración, debido a la necesidad de recarga de los VEs y obtener conclusiones sobre la viabilidad de esta transformación energética desde el punto de vista del sistema de potencia argentino.

Se estima que en nuestro país hay una flota circulante de aproximadamente 18 millones de vehículos [1], de los cuales cerca de 2 millones están convertidos a Gas Natural Licuado (GNC) [2]. Esto deja un universo de VCs reemplazables por VEs de aproximadamente 16 millones de unidades. Proyectando un incremento aproximado del parque automotor en un 1,5% anual, tendríamos para el año en cuestión un parque automotor de vehículos convencionales de 19.700.000 unidades. Si consideramos un grado de penetración hacia el año 2030 del 5% de los vehículos, resulta evidente que la necesidad de recarga de 985.000 VEs podría tener un impacto significativo sobre nuestro sistema de transporte.

Será también de interés estimar las emisiones de gases a la atmósfera que se ahorrarían de concretarse este recambio y evaluar la mejora sobre la calidad del aire en las grandes urbes, que puede considerarse un tema de salud pública de interés para la sociedad en su conjunto, más allá de los beneficios económicos, energéticos y técnicos inherentes a la movilidad eléctrica.

A la hora de proponer la metodología de trabajo que hemos adoptado, haremos una serie de simplificaciones y aclaraciones debido al alto nivel de incertidumbre que se tiene con un tipo de nueva demanda eléctrica que, al día de hoy, es prácticamente inexistente en nuestro país pero en el mundo alcanza, por ejemplo, hasta el 80% del total de vehículos eléctricos circulantes en Noruega, líder absoluto de la movilidad eléctrica, cuyo caso también discutiremos brevemente marcar puntos guía que podrían ser aplicados o adaptados en nuestro país.

Consideramos que evaluar la viabilidad de poder abastecer, con nuestro sistema de potencia interconectado, el cambio disruptivo de movernos sin utilizar otro combustible más que la electricidad es una cuestión que debemos tener respondida para los años venideros.

2. Introducción

a) Motivaciones para la movilidad eléctrica

La transición hacia la movilidad eléctrica se ha acelerado a nivel global durante la última década. Más allá del ritmo de su evolución futura y de la incertidumbre respecto a las distintas alternativas tecnológicas posibles para reemplazar a los vehículos de motor a combustión interna, el cambio parece ya difícil de detener y plantea enormes desafíos para los países.

i. Proyecciones

Según los datos que publica anualmente la International Energy Agency (IEA), en su “*Global EV Outlook*” [3], para el año 2050 tanto los vehículos livianos de uso privado como los ómnibus y los camiones de carga serán mayoritariamente impulsados por electricidad, lo que hace particularmente interesante el análisis del impacto que puedan tener sobre las redes de alta tensión, en particular de una red extensa como la Argentina.

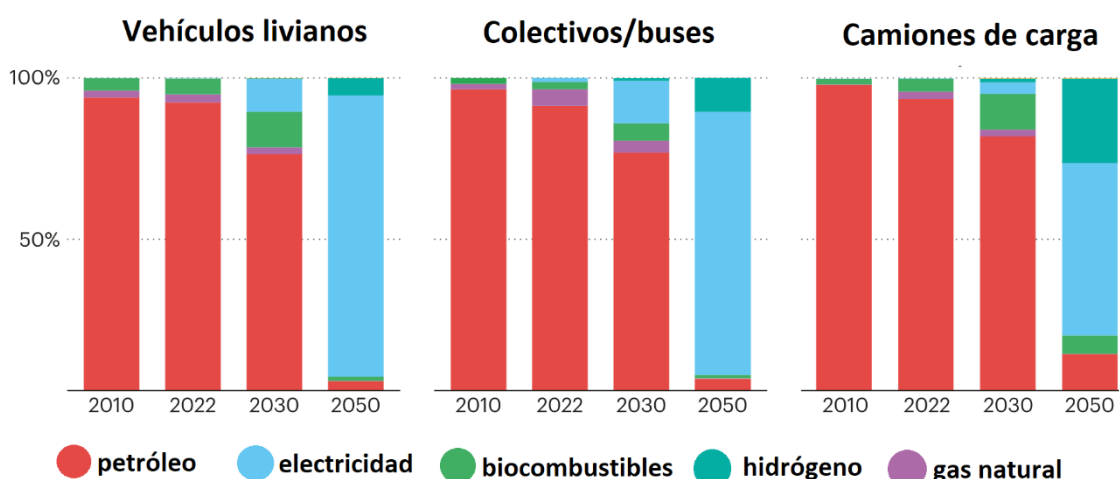


Figura 1 Proyecciones de combustibles para distintos tipos de vehículos – IEA

ii. Contaminación ambiental y salud

Otra de las importantes razones es que el sector del transporte es una de las principales fuentes de contaminación del aire en todo el mundo, y repercute en la salud de manera significativa, especialmente en las zonas urbanas.

La contaminación del aire relacionada con el tráfico (TRAP, por sus siglas en inglés) de las emisiones de vehículos motorizados, puede ser la forma más reconocible de contaminación del aire. Contiene la mayoría de los elementos de la contaminación del aire provocada por las personas: ozono troposférico, diversas formas de carbono, óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre, compuestos orgánicos volátiles, hidrocarburos aromáticos policíclicos y material particulado fino [4].

El ozono, un gas atmosférico, con frecuencia se denomina esmog cuando se encuentra a nivel del suelo. Se crea cuando las sustancias contaminantes emitidas por automóviles, centrales eléctricas, calderas industriales, refinerías y otras fuentes reaccionan químicamente en presencia de la luz solar.

Por otro lado, los gases nocivos, entre ellos el dióxido de carbono, el monóxido de carbono, los óxidos de nitrógeno (NOx) y los óxidos de azufre (SOx), son también residuos del transporte basado en la combustión.

El llamado material particulado (MP) está compuesto de sustancias químicas como sulfatos, nitratos, carbono o polvos minerales. Las emisiones industriales y de vehículos convencionales, el humo del cigarrillo y la quema de materia orgánica, como los incendios forestales, contienen MP. Una subcategoría de los MP, los materiales particulados finos (MP 2.5), son 30 veces más delgados que un cabello humano. La mayor peligrosidad está relacionada con su capacidad de ingresar en los pulmones, alojándose allí y dañando los tejidos involucrados en el intercambio de gases. Otros efectos del material particulado en suspensión están relacionados con la reducción de la visibilidad, con el aumento de la dispersión y/o de la absorción de la radiación solar afectando la radiación de onda corta y con el aumento del número de núcleos de condensación en la atmósfera.

Los automotores contribuyen con más del 60% de la concentración estimada y en segundo lugar se encuentra el aporte del transporte automotor de pasajeros (con alrededor del 20%) a la concentración estimada [5].

iii. Objetivos energéticos globales

Diversos programas basados en acuerdos internacionales (por ej: Net Zero Coalition) promueven la toma de compromisos por parte de los gobiernos y empresas para alcanzar el “cero neto” de emisiones, que, conceptualmente, es alcanzar un grado de desarrollo energético, industrial y de movilidad que prácticamente elimine las emisiones de gases de efecto invernadero, pudiendo permitirse emisiones residuales que puedan ser reabsorbidas por la atmósfera, los océanos o los bosques [6].

La ciencia ha demostrado claramente que, a fin de evitar los peores efectos del cambio climático y para conservar un planeta habitable, el aumento global de la temperatura necesita limitarse a no más de 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales. En la actualidad, la Tierra ya tiene un calentamiento superior al 1,1 °C en comparación a finales del siglo XIX, y las emisiones continúan yendo al alza. Para mantener el calentamiento global por debajo de 1,5 °C, tal como se exige en el Acuerdo de París, es necesario que las emisiones se reduzcan alrededor del 45% para 2030 y que se alcance el cero neto hacia 2050 [6].

Realizando un cálculo sencillo se puede verificar cómo el vehículo eléctrico y uno convencional crean una gran diferencia en cuanto a emisiones de CO₂ se refiere. Para ello, se parte de los siguientes valores medios:

- El consumo medio de los vehículos eléctricos actualmente es de $14 \text{ kWh}/100\text{km}$ [7]
- Las emisiones medias de la matriz de generación eléctrica argentina son de $0,23 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$ [8]
- El consumo de un vehículo diésel es de $5\text{l}/100\text{km}$ aproximadamente [7].
- Las emisiones producidas por un litro consumido de diésel son de $2,67 \text{ kgCO}_2/\text{l}$ [7].

Luego, los valores promedio de emisiones cada 100km serán:

- $13,3 \text{ kgCO}_2 \rightarrow$ vehículo convencional (diésel)
- $3,22 \text{ kgCO}_2 \rightarrow$ vehículo eléctrico puro

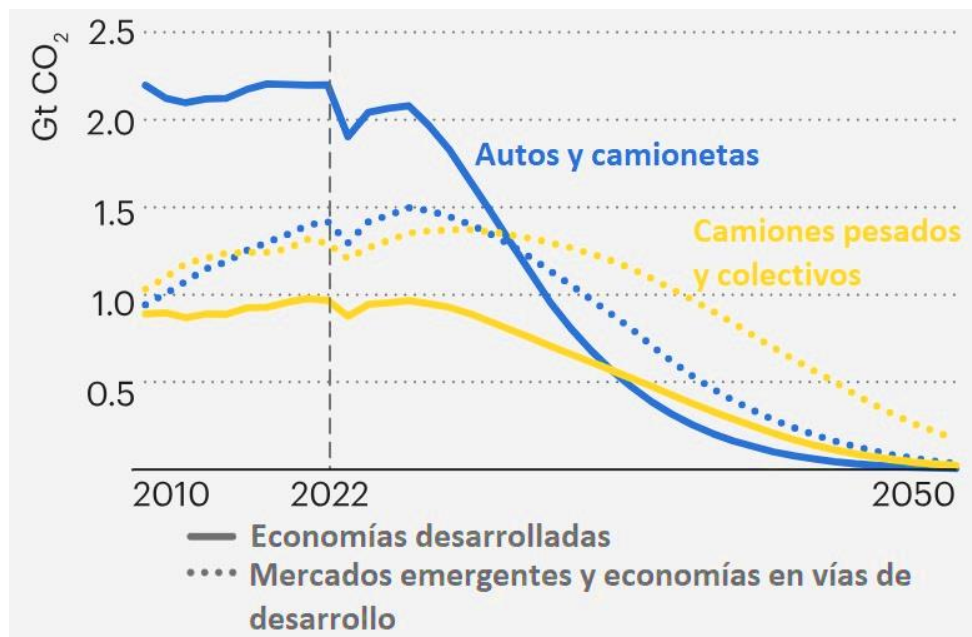


Figura 2 Proyecciones de emisiones equivalentes de CO_2 del sector transporte – IEA

Cabe destacar que en el apartado siguiente sólo se calculará la emisión de CO_2 resultante de la carga del vehículo eléctrico y se realizará la comparación con el vehículo a combustión convencional. En lo que respecta a la emisión de CO_2 para la fabricación de ambos tipos de vehículos, los colegas Ismael Biosa y Patricio Rivero en su proyecto final de carrera [9]. La emisión de CO_2 para la extracción y procesado de materiales más la producción del vehículo asciende a 5072 kg CO_2 para un auto a combustión, mientras que representa la emisión de 5130 kg CO_2 para un auto eléctrico. Es por esto por lo que solo compararemos las emisiones en su uso para cada escenario de penetración planteados.

iv. Rendimiento total

El *rendimiento energético total*, entendido como el rendimiento compuesto entre las fases de generación, transformación, transporte y distribución (tanto de los

combustibles fósiles como de la energía de la que se abastecerá un VE), puede ofrecer otra razón de las grandes ventajas de los VE frente a los vehículos convencionales.

Según datos de AAVEA [10], el rendimiento total energético para un vehículo convencional es del orden del 20%, considerando que la transformación del petróleo en combustible tiene un rendimiento promedio del 95%; su transporte y distribución uno del 75% y el rendimiento de un vehículo convencional en el orden del 25-30%. Por otro lado, el rendimiento total de un vehículo eléctrico es de un 42% [7] con una matriz de generación eléctrica mixta y de un 77% si se consideran solo fuentes de energías renovables [7] [10]. Se considera para esta estimación que la transformación de energía eléctrica tiene un rendimiento aproximado del 50%; la transmisión y distribución uno del 85% y que un VE tiene un rendimiento energético promedio del 90%.

Comparando el 20% de los VC con el 42% de los VE es fácil ver que, además de los beneficios nombrados previamente, los VEs tienen un rendimiento energético total de casi el doble de los VCs.

v. El caso de Noruega

Uno de los países con mayor desarrollo e impacto de la movilidad eléctrica actualmente es Noruega. En 2023, el 83% de los nuevos automóviles vendidos en ese país fueron eléctricos [11]. El gobierno noruego ha centrado su atención en pasar de combustibles fósiles a los vehículos eléctricos para reducir las emisiones locales y mejorar la calidad del aire y la contaminación sonora provocada por el transporte [11].

La estrategia adoptada por los sucesivos gobiernos se puede dividir en varias etapas temporales [12] [12]:

- Fase de desarrollo conceptual (1970-1990): empresas privadas como Bakelittfabrikken y ABB desarrollaron prototipos de VEs y sistemas de propulsión, con el apoyo financiero del Consejo de Investigación de Noruega.
- Fase de pruebas (1990-1999): se pusieron a prueba en la vía pública los primeros vehículos eléctricos y se iniciaron los primeros esfuerzos en comenzar la comercialización de VEs fabricados en Noruega (marca Think). En esta fase de introdujeron los primeros incentivos a los VEs tales como la exención de impuesto de matriculación y la exención de peajes en autopistas.
- Comercialización temprana: en 1999, Ford Motor Company compra la empresa Think, apenas lanzado su primer modelo. Ford inicia así el desarrollo de un nuevo modelo, más adecuado para el mercado estadounidense. Se había iniciado la creación de un hub de producción noruego que no prosperó pese a los incentivos mencionados en el punto anterior. Así, Ford se retiró de Think en el año 2003, lo que generó una demanda no satisfecha de VEs que fue cubierta con la importación de vehículos franceses de segunda mano. La principal atracción era por parte de los habitantes de Oslo que podían ahorrar tiempo conduciendo sus VEs por carriles exclusivos y ahorrar dinero en zonas con elevadas tarifas de peaje vial.

- Penetración en el mercado noruego: a partir de 2009 se lanzaron nuevos modelos de producción nacional y, también, las grandes marcas de automóviles lanzaron sus propios VEs. El mercado se expandió rápidamente hasta alcanzar alrededor del 3% de las ventas de nuevos vehículos a finales del 2012. Se desató una fuerte competencia de precios que llevó a los fabricantes noruegos a la quiebra. La *Asociación Noruega de Vehículos Eléctricos* [13] [13] se convirtió en una importante organización en este período, recopilando y facilitando información a los conductores sobre estaciones de carga, realizando pruebas de conducción y actividades de difusión.
- Expansión del mercado: en 2013, se incrementó fuertemente la cantidad de concesionarios de VEs. En la primera mitad de ese año, la cantidad de VEs superó los 13.000 automóviles. Se comenzaron a probar diferentes modelos de negocio tales como el préstamo de un vehículo convencional durante 20 días al mes, en los primeros 3 años de propiedad de un VE. De este modo, algunos hogares con un solo coche podían optar por un VE.

La política climática y la calidad del aire local fueron las principales fuerzas impulsoras del camino tomado por Noruega. Además, el desarrollo industrial debido a la fabricación de VEs y componentes relacionados fue otro de los pilares nacionales sobre el éxito de este desarrollo. Cabe mencionarse que Noruega es uno de los principales países exportadores de petróleo crudo, por lo que esta migración hacia la movilidad eléctrica le permitió al país nórdico alcanzar ganancias récord durante el conflicto entre Rusia y Ucrania, en parte debido a la caída del consumo interno de combustibles para transporte privado [14].

Una encuesta realizada a los propietarios de VEs sondeó las motivaciones que rigen la elección de un VE desde el punto de vista del comprador minorista. Los resultados muestran que las razones se dividen prácticamente en tres: conciencia medioambiental, razones económicas y razones prácticas, tales como el acceso a carriles exclusivos y descuentos en peajes [12].

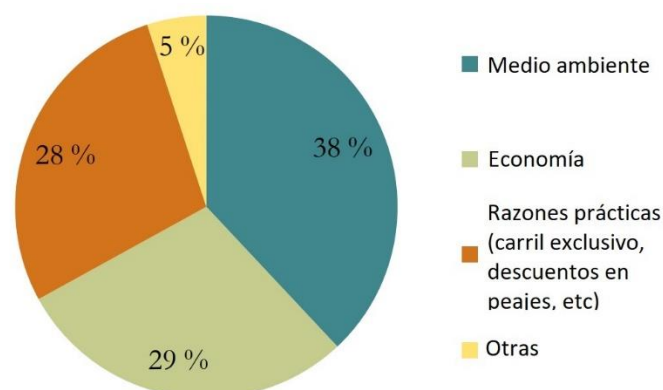


Figura 3 Encuesta propietarios VEs - Noruega [12]

Lo observado sobre las razones del éxito de Noruega en el desarrollo de la movilidad eléctrica puede dar algunos puntos de partida para comenzar este desarrollo en nuestro

país e investigar los impactos sobre la infraestructura necesaria para poder sostener este cambio de paradigma.

b) Proyecciones a futuro de la electromovilidad

Los mercados de VEs están experimentando un crecimiento exponencial, ya que las ventas superaron los 10 millones en 2022. El 14 % de los coches nuevos vendidos fueron eléctricos en 2022, cerca del 9 % en 2021 y menos del 5 % en 2020. Tres mercados dominaron las ventas mundiales: China fue el líder, representando alrededor del 60% de las ventas mundiales de coches eléctricos. Más de la mitad de los coches eléctricos que circulan por las carreteras de todo el mundo están ahora en China y el país ya ha superado su objetivo de ventas de vehículos de nueva energía para 2025. En Europa, el segundo mayor mercado, las ventas de coches eléctricos aumentaron más de un 15% en 2022, lo que significa que más de uno de cada cinco coches vendidos era eléctrico. Las ventas de coches eléctricos en Estados Unidos -el tercer mayor mercado- aumentaron un 55% en 2022, alcanzando una cuota de ventas del 8%.

En el primer trimestre del 2023, se vendieron más de 2,3 millones de coches eléctricos, alrededor de un 25% más que en el mismo periodo del año pasado. Según los últimos informes de la IEA, se esperan 14 millones en ventas a finales de 2023, lo que representa un aumento interanual del 35%. Como resultado, los coches eléctricos podrían representar el 18% de las ventas totales de automóviles en todo el año [3].

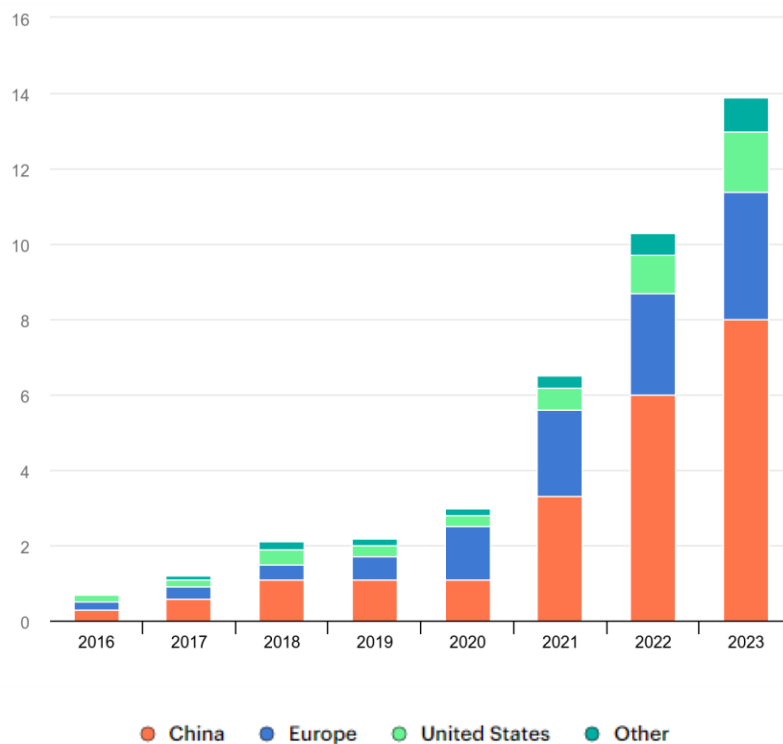


Figura 4 Ventas globales con mercados mayoritarios – IEA [15]

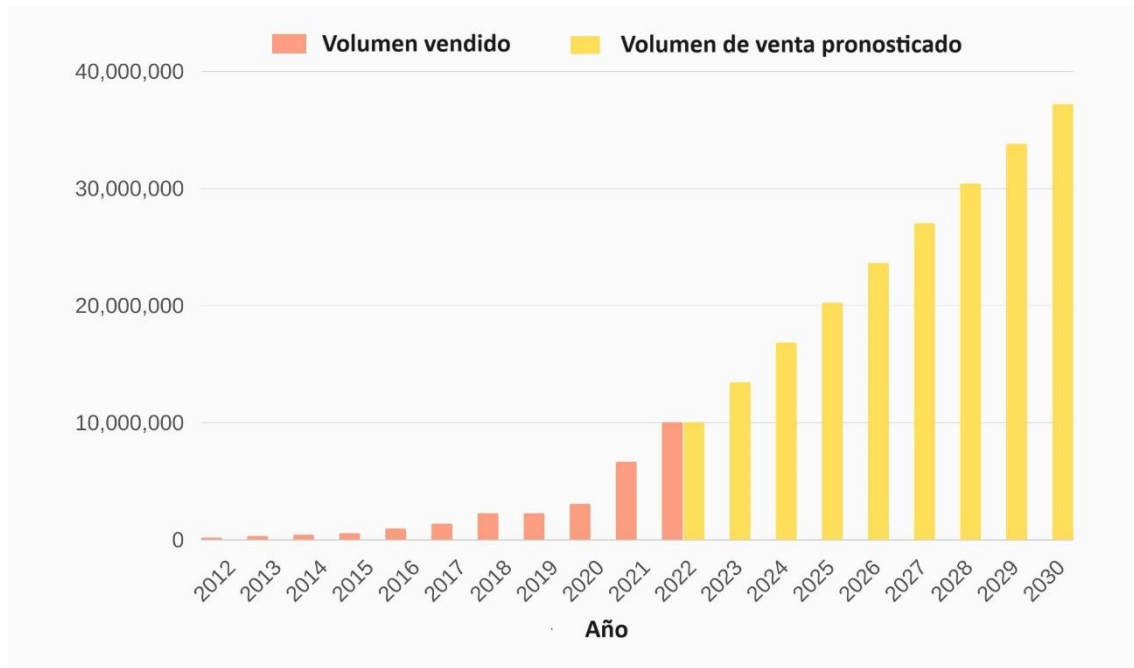


Figura 5 Ventas globales con pronósticos a futuro [16]

i. Incentivos gubernamentales

Los incentivos gubernamentales desempeñan un papel clave en el impulso de la transición hacia vehículos eléctricos en lugar de los convencionales. En Francia, se ofrecen incentivos financieros para la adquisición de vehículos eléctricos e híbridos, junto con beneficios como carga gratuita en estacionamientos públicos y descuentos en estaciones de carga. Además, existen créditos fiscales para equipos de carga, y se ha establecido la meta de prohibir la venta de vehículos a gasolina y diésel para el año 2040. En Alemania, se implementaba un "Bono Medioambiental" que proporcionaba bonificaciones para la compra de vehículos nuevos. Se realizan inversiones significativas en infraestructura de carga, con la ambiciosa meta de instalar 50,000 puntos de carga públicos para 2030. Asimismo, se planea la prohibición de la venta de automóviles a gasolina y diésel para 2030.

Noruega, por su parte, exime de impuestos de importación e IVA a los vehículos eléctricos, haciendo que un Tesla sea más asequible que un Toyota Corolla convencional. Los beneficios también incluyen el acceso a carriles para autobuses, rutas con peaje y estacionamiento gratuito.

En China, se ofrecen subsidios a la compra, especialmente para vehículos de producción nacional. Además, se exime de restricciones de matrículas y se permite el acceso a zonas restringidas en algunas ciudades. Se está desarrollando una extensa red de recarga pública.

En los Estados Unidos, se establecen metas de reducción de emisiones para 2032, con la aspiración de que el 67% de los vehículos vendidos sean eléctricos en ese año. Se otorga un crédito fiscal de hasta \$7500 para la compra de vehículos eléctricos de producción nacional.

En España, el plan "Moves" ofrece descuentos de hasta 7000 euros para la compra de vehículos eléctricos, con beneficios adicionales para motos y furgonetas eléctricas. También se proporcionan bonificaciones para la instalación de estaciones de carga, cubriendo hasta el 70% para usuarios particulares y el 35% para grandes empresas. Estas medidas gubernamentales buscan incentivar la transición hacia una movilidad más sostenible.

Como otro ejemplo del cambio de paradigma, a partir de 2022, sólo vehículos puramente eléctricos podrán entrar en el archipiélago de Fernando de Noronha (Brasil), considerado Patrimonio de la Humanidad desde 2001 por la UNESCO.

ii. Caída sostenida en el precio de las baterías

Recientemente, hubo un cambio en las expectativas y proyecciones para el precio de los paquetes de baterías, el costo que más aporta a la formación del precio final de un VE. El aumento de la demanda y la escasez de componentes hacían temer que la "inflación verde" hiciera subir los precios de las baterías de los VEs. Sin embargo, Goldman Sachs publicó a finales del 2023 un informe que indica una reversión de tendencia, lo que favorecería aún más la migración hacia la movilidad eléctrica [17]. Se prevé ahora que los precios de las baterías bajen a 99 dólares por kilovatio hora (kWh) de capacidad de almacenamiento en 2025, lo que supone un descenso del 40% respecto a 2022.

En el mismo informe se prevé que los precios de las baterías caigan una media del 11% anual entre 2023 y 2030, lo que hace pensar que a mediados de la década 2020-2030 se alcance el punto de paridad de costes sin subvenciones, es decir, el precio final unitario de un VE frente a un VC.

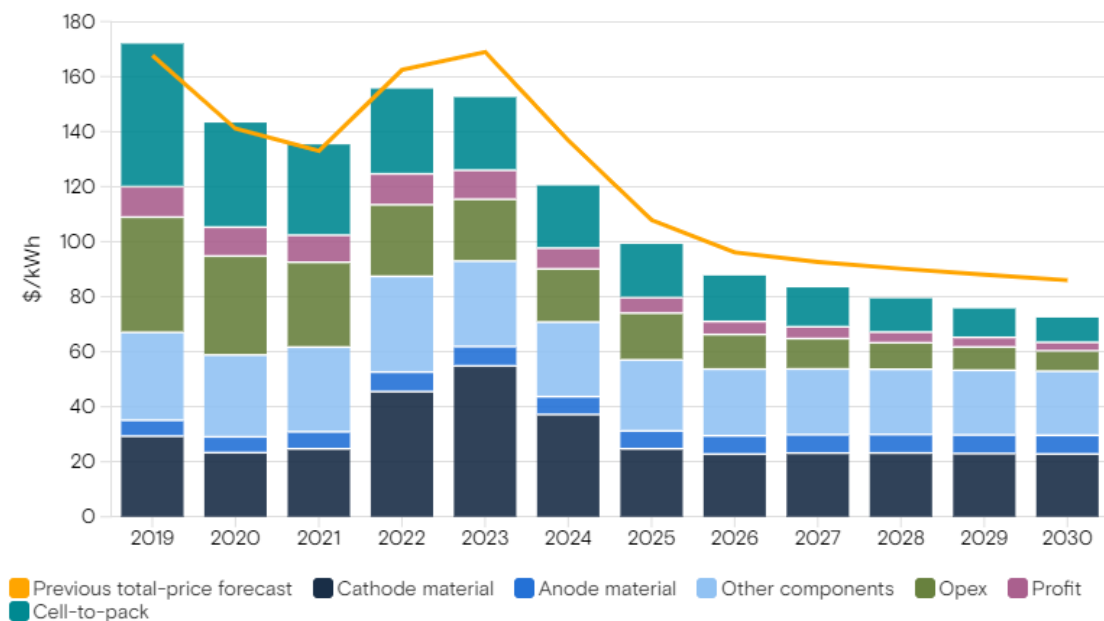


Figura 6 Precios de paquetes de baterías de litio-ion (\$/kWh actuales) [17]

c) Comparativas técnicas entre vehículos convencionales y vehículos eléctricos

El concepto de vehículo eléctrico habitualmente hace referencia a un tipo de VE que son los vehículos eléctricos a batería, llamados en la bibliografía especializada como BEV por sus siglas en inglés (Battery-Electric Vehicle). Estos VE son puramente impulsados por electricidad, almacenado en sus baterías que proveen potencia eléctrica a un motor eléctrico (o varios) que impulsan las ruedas del vehículo.

Otro tipo de VE, que resulta menos aludido por el propio concepto en el lenguaje informal e incluso en el especializado, son los vehículos híbridos. También tienen uno o varios motores eléctricos, pero en combinación con motores convencionales de combustión interna. Dentro de los híbridos pueden distinguirse, a su vez, dos grandes categorías de híbridos: los enchufables y los que no lo son. Aquellos enchufables son conocidos como PHEV (de las siglas: Plug-In-Hybrid Vehicle) y contienen un paquete de baterías que puede ser recargado con la conexión a la red. Los que no tienen esta posibilidad son conocidos simplemente como HEV (hybrid electric vehicle) que, si bien contienen un paquete de baterías y uno o varios motores eléctricos, no permiten recargarlo mediante la conexión a una red externa, sino que se recargan con sistemas de freno regenerativo y con el motor de combustión interna. Capturan la energía perdida durante el frenado, usando el motor eléctrico como generador y recargando las baterías a bordo.

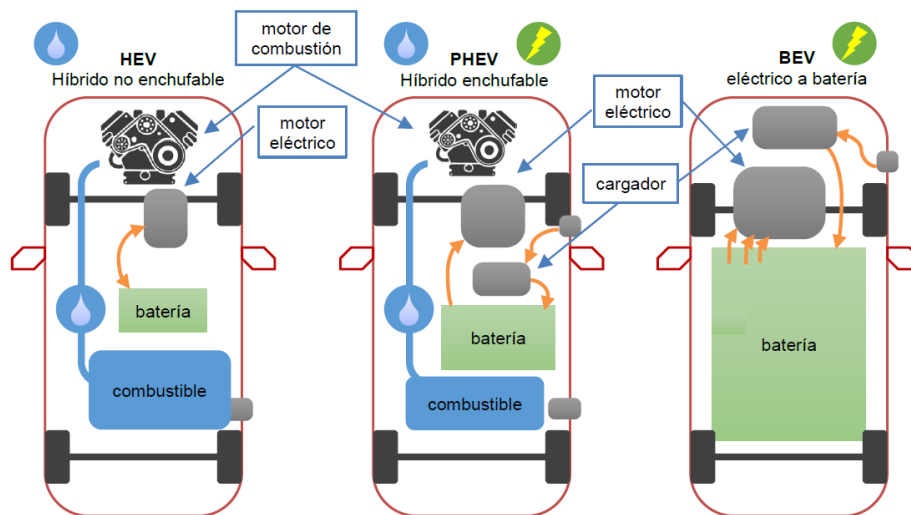


Figura 7 Esquemas de vehículos híbridos y eléctricos [18]

Si bien actualmente los VE tienen un precio inicial de compra superior a un VC equivalente, el mayor rendimiento energético [7] [10] de los VE hace que, a largo plazo, se supere un cierto punto de equilibrio a partir del cual resulta económicamente más conveniente ser propietario de un VE en lugar de un VC. Si el costo equivalente de combustible para un VE presenta el desafío de depender de las tarifas eléctricas, de la matriz energética y de la existencia de tarifas diferenciadas por horario, en un mercado que tiene un desarrollo significativo de este tipo de vehículos como el estadounidense,

se estima que el costo equivalente de combustible de un VE es entre un cuarto y un tercio del que es necesario asumir para utilizar un VC [19].

En cuanto a la autonomía, las baterías de litio tienen una densidad energética de 0,27 kWh/L, en contraste con los 8,9 kWh/L de la nafta o gasolina. Es importante considerar que los motores de los vehículos eléctricos tienen un rendimiento significativamente mayor, aproximadamente del 80-90%, en comparación con el 25%-30% de los motores de combustión interna. Por lo tanto, las diferencias en la autonomía se ven parcialmente compensadas por el rendimiento superior del motor eléctrico [20].

Operar y mantener un VC cuesta entre tres y ocho veces [21] más que un VE comparable. Los propietarios de un VE nunca tendrán que comprar combustible ni cambiar el aceite. Sus frenos duran unos 170.000 kilómetros. No tienen que pagar revisiones, reemplazar bujías, bombas de agua y de combustible, ni otros muchos gastos de mantenimiento. Se estima que un VE tiene un costo por mantenimiento que es alrededor de un tercio del costo para un VC equivalente o similar [19].

Debido a su simplicidad técnica, los VE son mucho más fiables que los VC. Tienen muchas menos piezas móviles que los coches con motor de combustión interna. Más piezas, y sobre todo más piezas móviles, significan más puntos potenciales de fallo. En lo que respecta a las baterías, por lo general, la garantía que se extiende actualmente es de 8 años o 160.000 km, aunque varía fuertemente según fabricante y mercado [22].

Algunas de las características que resultan de la comparativa entre vehículos convencionales y vehículos eléctricos se resumen a continuación:

Vehículo eléctrico a batería (BEV)	Vehículo con motor de combustión
Sin emisiones de gases de efecto invernadero.	Emisiones de gases de efecto invernadero y material particulado nocivo para la salud.
Operación silenciosa.	Genera contaminación sonora.
Electricidad generada por diversas fuentes y provista por servicios públicos locales, privados, o generación propia.	Energía dependiente de hidrocarburos y el mercado internacional del petróleo.
Muy bajo costo de operación.	Alto costo de operación.
Autonomía media 300 kilómetros	Autonomía media 500 kilómetros.
Mayores tiempos de recarga (0,5 a 8 horas).	Se recarga en minutos (<5 minutos)
Eficiencia energética superior (>90%).	Eficiencia energética baja (<30%)
Powertrain con menor coste de mantenimiento (100 componentes).	Powertrain con mayor coste de mantenimiento (2000 componentes).
Transmisión sencilla (una marcha).	Transmisión compleja (requiere caja de cambios).
Recupera energía del frenado.	No recupera energía.
Batería pesada de alto volumen.	Combustible liviano
Principales componentes: baterías, motor, controladores y software.	Principales componentes: motor, transmisión, catalizador, sistemas periféricos al motor.

Figura 8 Comparativa entre VEs y VCs [23]

d) Movilidad eléctrica en Argentina

En nuestro país, la movilidad eléctrica se encuentra en una incipiente fase de desarrollo, pero mostrando un crecimiento paulatino desde el año 2018.

La penetración de este tipo de vehículos es aún marginal y está basada, casi exclusivamente, en importaciones facilitadas por reducción de aranceles y exenciones impositivas para la compra [24].

En el primer trimestre del 2023 se patentaron 4672 vehículos eléctricos en el país, una cifra que representa un crecimiento del 33,7% respecto del mismo periodo del año 2022. Del universo de vehículos eléctricos, nos interesarán los enchufables, no consideraremos los de tecnología híbrida, que tienen un motor a combustión interna tradicional y otro/s eléctricos, que se recargan con sistemas de freno regenerativo para recargar las baterías del motor eléctrico, sin posibilidad de conectarlo a la red.

i. Red de recarga existente

Si bien nuestro enfoque se centra sobre la recarga residencial o laboral, ya existen estaciones de carga en nuestro país. Estas se ubican principalmente en concesionarios de marcas que comercializan este tipo de vehículos o en estaciones de servicio que ofrecen el servicio de recarga de VEs.

Los últimos datos relevados a mediados del 2023 estiman 230 puntos de recarga en el país, de los que el 57 % están en la ciudad o provincia de Buenos Aires.

En Argentina, la empresa petrolera YPF ya ofrece una membresía llamada “Punto Eléctrico” [25] que, por un pago mensual fijo, permite la recarga en todas las estaciones de servicio que cuentan con cargadores para VEs. Actualmente la red se abastece con cargadores (50kW/60kW) que permiten obtener una autonomía de 100 km en menos de 20 minutos.

Por otro lado, la empresa Shell también ofrece un servicio de recarga, llamado Shell Recharge, en sus estaciones de servicio que cuentan con cargadores, aunque, a diferencia de YPF Punto Eléctrico, la modalidad de pago es por tiempo de estacionamiento frente al cargador [26].

ii. Proyectos de ley de promoción

En el año 2021, el Gobierno Nacional presentó un proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable pero el mismo perdió su estado parlamentario por la falta de seguimiento. Aun así, la Asociación Argentina de Vehículos Eléctricos y Alternativos (AAVEA) presentó en varias oportunidades un proyecto de ley al respecto, tomando como base el proyecto de Ley del año 2021 pero agregando algunos aportes en cuanto a los componentes principales (como las baterías de litio), algunas definiciones en cuanto a la caracterización de los distintos tipos de vehículos eléctricos y la definición de una Red Inicial de Carga.

En diversas provincias de nuestro país hay distintas leyes o proyectos de ley de promoción para la industria de vehículos eléctricos, como por ejemplo la Ley N° 13781

de la provincia de Santa Fe o la modificación al Código de Tránsito y Transporte de la Capital Federal.

iii. Normativa vigente en el país

El reglamento **AEA 90364**, parte **7**, ofrece las reglas particulares para instalaciones en lugares y locales especiales. En particular, la sección **722** establece un reglamento técnico para el “Suministro a vehículos eléctricos”.

Los requerimientos presentes en ese documento “se aplican a los circuitos destinados a entregar energía a vehículos eléctricos para uso terrestre, sus elementos asociados y las características mínimas que deben cumplir, contemplando la seguridad de las personas y los inmuebles.”

Gráfico 1. Evolución histórica de los patentamientos de vehículos eléctricos en Argentina.
(En unidades)

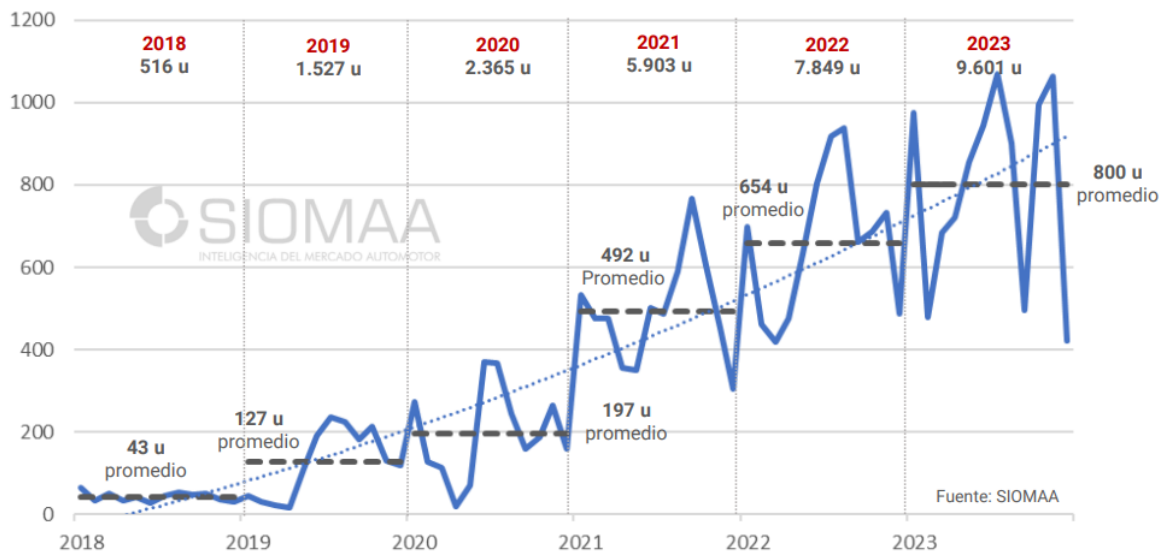


Figura 9 Estadísticas de patentamientos de nuevos VEs en Argentina [27]

3. Estado del arte

a) Bibliografía disponible

La bibliografía disponible sobre esta temática se centra, principalmente, en el impacto de nuevos cargadores o estaciones de carga rápidas en las redes a nivel distribución en media tensión. No se han encontrado trabajos académicos que estudien el impacto de la adopción masiva de vehículos eléctricos sobre grandes sistemas de potencia en el nivel de alta y extra alta tensión.

i. Caracterización de la demanda por recarga residencial de VEs

Caracterizaremos esta demanda basándonos en un trabajo científico-técnico que estudia el incremento de potencia instantánea debido a la recarga doméstica no controlada de VEs en Dinamarca, Noruega, Suecia y Finlandia [28]. En este artículo se presentan las curvas de demanda por este tipo de recarga para cada uno de los países, como puede observarse en la Figura 10

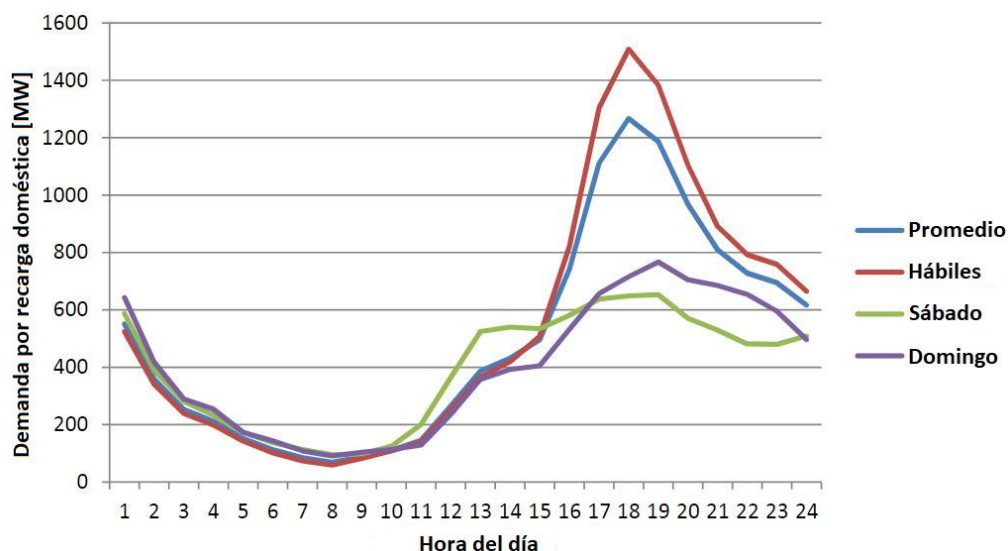


Figura 10 Curva de demanda por recarga doméstica no controlada en Dinamarca

En dicho trabajo, se consideran las demandas eléctricas provenientes de la recarga de vehículos privados, es decir, de uso personal y familiar. Resulta que este tipo de vehículos es el que reviste mayor variabilidad y aleatoriedad en la recarga, ante un escenario de carga libre (sin incentivos ni punitivos por parte de la distribuidora de energía o agente equivalente). El enfoque adoptado consiste en estimar la probabilidad de que cierta cantidad de vehículos lleguen a sus respectivos hogares en cada una de las horas de un día de 24hs.

Una expresión matemática formal de esta distribución estadística propuesta para modelar el comportamiento de los propietarios de VEs a la hora de realizar la recarga

de sus baterías fue hallada en un artículo con el mismo objetivo de estudio, pero para una ciudad de China [29] y tiene la siguiente definición:

$$P(\text{llegada}) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_s * \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t_0 - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}} & \text{para } (\mu_s - 12) < t_0 \leq 24, \\ \frac{1}{\sigma_s * \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t_0 + 24 - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}} & \text{para } 0 < t_0 \leq (\mu_s - 12) \end{cases}$$

Ecuación 1: Función de probabilidad de horario de llegada

donde t_0 : variable temporal aleatoria entre 0 y 24hs

σ_s = esperanza matemática del horario de llegada

μ_s = desviación estándar de la distribución normal del horario de llegada

Se puede observar gráficamente la función de probabilidad de llegada, para una distribución aleatoria plana de tiempos t_0 entre 0 y 24hs, en la Figura 11.

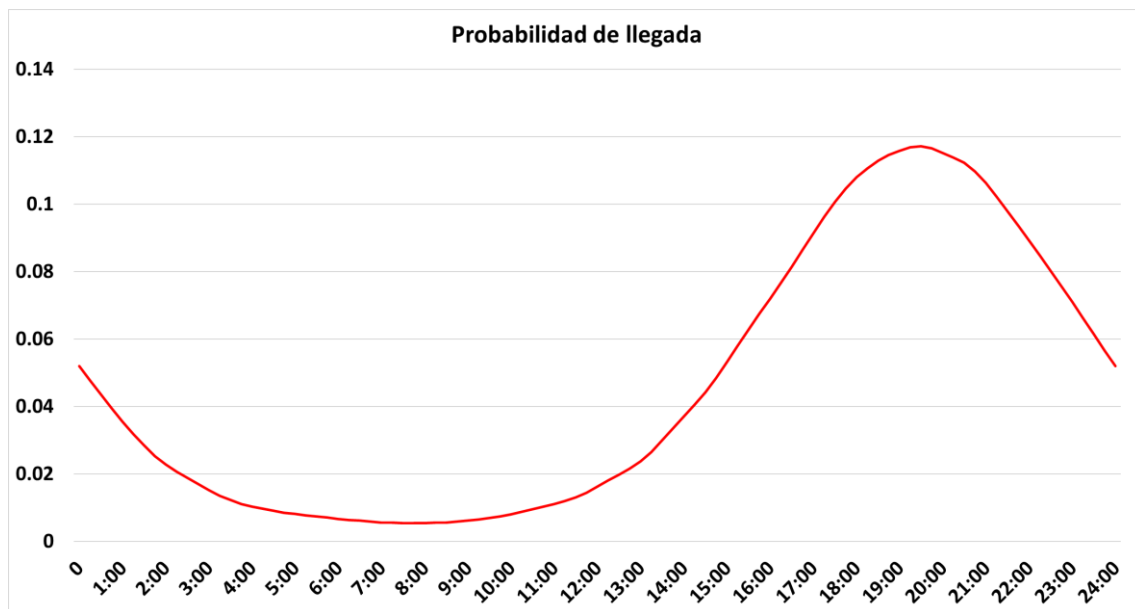


Figura 11 Función de probabilidad de llegada

Ante este escenario de carga libre es plausible suponer que la recarga de cada vehículo que van arribando en cada hora del día comience inmediatamente a la llegada. El tiempo de recarga de cada uno de estos vehículos dependerá fundamentalmente del estado de carga de la batería (SOC, por las siglas en inglés de *State-of-Charge*) así como de la frecuencia de recarga.

b) Capacidad de transmisión de una línea

El concepto de carga límite de una línea de transmisión permite realizar una interpretación de la capacidad de transferencia de potencia a través de una línea eléctrica cuando esta se ve influenciada por el nivel de tensión y la longitud de esta.

La carga límite de la línea está definida como el grado de carga de la línea, expresado en % de su potencia natural (SIL por sus siglas en inglés, acrónimo de *Surge Impedance Loading*). La potencia natural de una línea puede describirse como la potencia activa transmitida a través de esta, que produce que la tensión en el extremo receptor sea igual a la tensión en el extremo emisor. Esta condición se denomina perfil de tensión plano. El porcentaje de la potencia natural que representa la carga límite de la línea está afectado por los límites de origen térmico, límite por caída de tensión y límite por estabilidad.

La gráfica siguiente se denomina **Curva Universal de Carga Límite**, y es válida para líneas no compensadas, aplicable a todos los niveles de tensión. Esta curva muestra los valores límites de potencia que pueden transmitirse como una función de la longitud de la línea. Como puede observarse de la Figura 12, para líneas de hasta 80km el límite que predomina para determinar la carga límite es el límite térmico. Para líneas de entre 80km y 320km, el límite que gobierna la carga límite es el límite por caída de tensión. Para líneas de longitud superior a los 320km, la limitación está dada por la estabilidad en pequeña señal, esto es, el ángulo de carga δ , definido como el existente entre la tensión del extremo emisor y la tensión del extremo receptor [30].

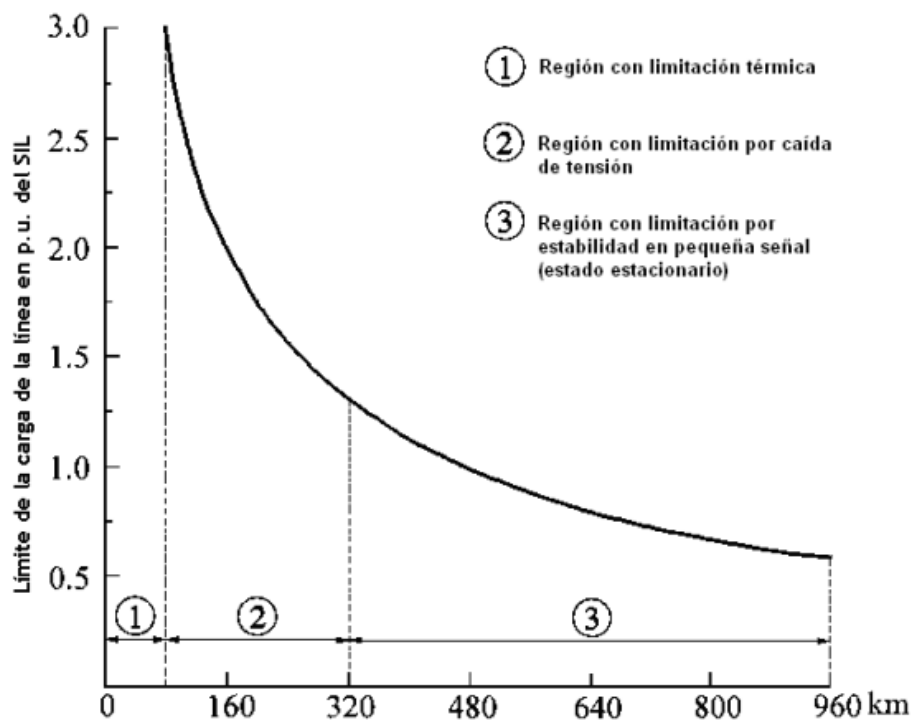


Figura 12 Curva universal de carga límite de una línea no compensada [30]

i. Límite térmico de una línea de transmisión

El calor producido por la corriente que fluye en las líneas tiene tres efectos indeseables:

- Fatiga y gradual pérdida de resistencia mecánica del conductor de aluminio, provocada por una continua exposición a temperaturas que podrían considerarse extremas.
- Incremento de la flecha y disminución de la distancia a tierra, por la dilatación del conductor frente a altas temperaturas.
- Variación de los parámetros eléctricos de la línea.

Por lo general, el incremento de la flecha con su consiguiente disminución de la distancia a tierra es el factor limitante para determinar la máxima temperatura de operación permisible. Esta temperatura máxima suele rondar los 130°C para conductores con alto contenido de aluminio y los 150°C para los conductores restantes.

La máxima temperatura permisible depende de la temperatura ambiente y de la velocidad del viento. La constante de tiempo térmica está en el orden de los 10 a 20 minutos por lo que, usualmente, se distinguen entre prestaciones continuas y prestaciones por tiempo limitado (debido, por ejemplo, a la operación en red N-1 durante un periodo acotado de tiempo) [30].

ii. Límite por caída de tensión

Puede considerarse que un sistema pasa a un estado de inestabilidad de tensión cuando, debido a una perturbación, un incremento en la demanda o un cambio de topología en la red, se produce una progresiva e incontrolable caída de tensión en las barras de este. Esta inestabilidad es causada por los “intentos” en restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad real de la red de transmisión y de la generación inyectando en la misma.

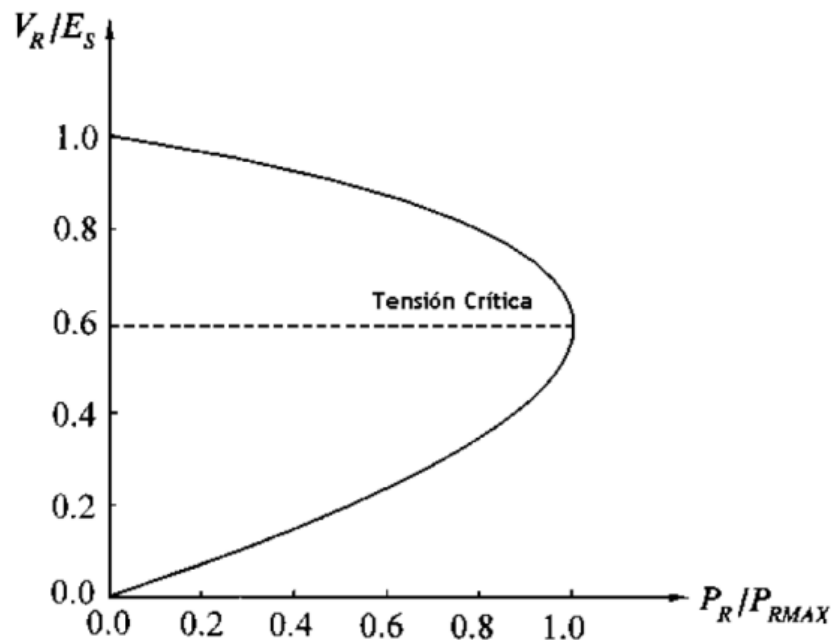


Figura 13 Curva típica Potencia activa vs. Tensión [30]

Puede demostrarse que, de manera estática, la relación entre potencia activa y tensión sigue la forma de la *Figura 13 Curva típica Potencia activa vs. .* En esta curva puede

observarse como, ante un incremento de la potencia demandada, la tensión disminuye progresivamente hasta un punto crítico que puede causar un colapso del sistema causado por la inestabilidad en tensión.

La incidencia de las características de la demanda sobre este fenómeno resulta importante: con una carga estática de característica impedancia constante el sistema se estabilizará en un punto de operación con niveles de tensión y potencia menores que los deseados. En cambio, ante una carga con características de potencia constante, el sistema se torna inestable debido a un progresivo aumento de corriente en la barra de carga, dedicado a intentar mantener el nivel de potencia constante, que lleva a un colapso de tensión en dicha barra. Además, si la carga se alimenta a través de un transformador con cambiador de topes bajo carga (ULTC), la acción de este cambiador de topes tratará de elevar la tensión en la barra de carga. Esta carga “restaurada” debido al efecto del cambiador de topes aumentará el consumo de potencia reactiva del sistema lo que provoca una reducción adicional de la tensión [30].

Será de interés para nuestro estudio para poder evaluar el desempeño en tensión del sistema al incluir la demanda debida a cargadores de baterías de vehículos eléctricos. No reviste mayor interés para nuestro análisis ahondar en el fenómeno de inestabilidad de tensión, pero es importa considerar sus aspectos esenciales para los posteriores comentarios que se realicen sobre las simulaciones del SADI.

iii. Límite por estabilidad del ángulo de carga

La estabilidad del ángulo de carga (o ángulo de rotor) se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia de permanecer en sincronismo después de haber sido sometidas a una perturbación. Dependerá de la capacidad de la máquina en mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina sincrónica del sistema. La inestabilidad será evidente cuando el ángulo de alguna de las máquinas aumente de manera sostenida, lo que conduce a la pérdida de sincronismo con otros generadores conectados al sistema.

La relación entre la potencia activa transmitida y el ángulo de carga es altamente no lineal: más allá de un cierto límite un aumento en la separación angular va acompañado de una disminución de la potencia transmitida de tal manera que la separación angular se incrementa adicionalmente. La inestabilidad resulta si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas las diferencias de velocidad del rotor de la máquina sincrónica. La pérdida de sincronismo puede darse entre una máquina y el resto del sistema o entre un grupo de máquinas, manteniéndose el sincronismo dentro de cada grupo después de separarse partes del sistema en “islas” [30].

Puede demostrarse que la curva que representa la relación entre potencia y ángulo tiene la forma de la Figura 14.

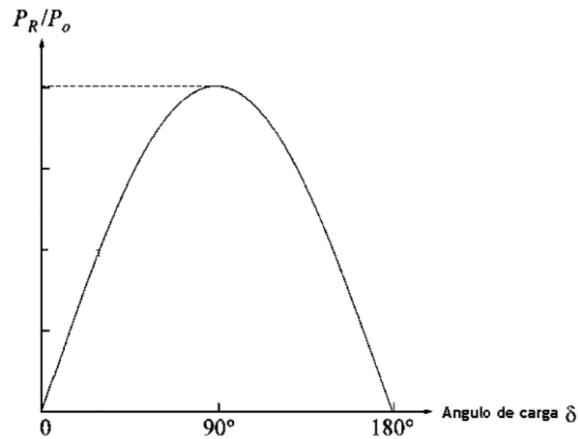


Figura 14 Relación potencia - ángulo de carga [30]

La curva puede interpretarse como sigue: cuando el ángulo es cero no hay potencia transmitida. Cuando el ángulo se incrementa, se incrementa la potencia transmitida hasta un máximo, que nominalmente se da para un ángulo de 90°. Un posterior aumento en el ángulo produce que la curva ingrese en la zona de pendiente decreciente P/δ , lo que hace que la potencia transmitida de allí en adelante sea cada vez menor.

c) Demanda eléctrica convencional

Se define como la demanda eléctrica tradicionalmente empleada para la elaboración de los estudios de operación y planificación de los sistemas eléctricos de potencia/transmisión/distribución. Esta demanda representa de manera estática, el comportamiento de los distintos tipos de clientes finales, tales como: clientes industriales, residenciales y comerciales.

Es práctica habitual adoptar una tasa de crecimiento anual de la demanda del 3%, tal como se observa en la siguiente proyección de la demanda presente en las Guías de Referencia de Transportistas:

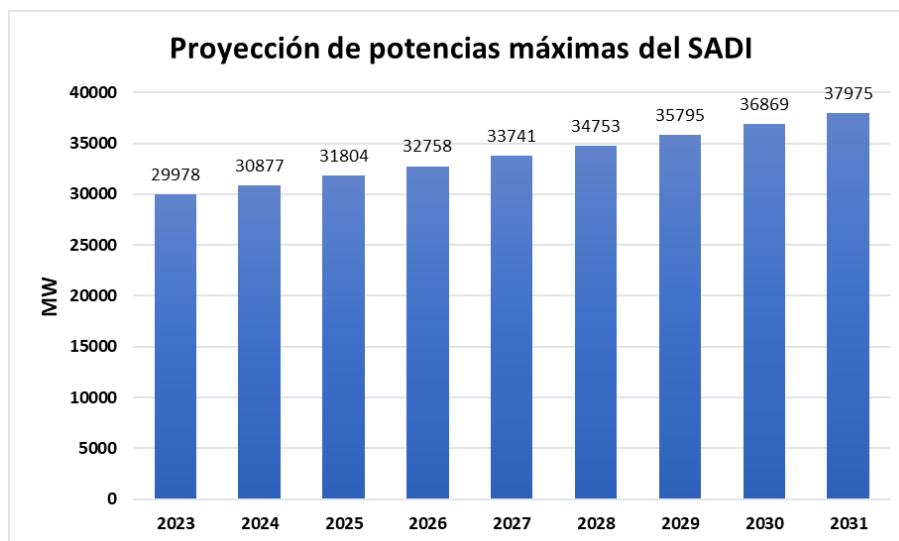


Figura 15 Proyección de la demanda

En nuestro país, Los Procedimientos de CAMMESA definen diversos tipos de agentes demandantes tales como Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Particulares (GUPA); cooperativas que cumplen la función de distribución y las empresas distribuidoras de energía. Estos agentes, sumados a la demanda necesaria para la generación y transmisión de la energía eléctrica, agrupan la totalidad de la demanda neta que debe abastecer el SADI.

El récord absoluto de demanda total del SADI data del día 01/02/2024 a las 14:48hs cuando se abasteció un total de 29653 MW. Cabe destacarse que este máximo histórico está en constante crecimiento debido al aumento de consumo eléctrico per cápita [31].

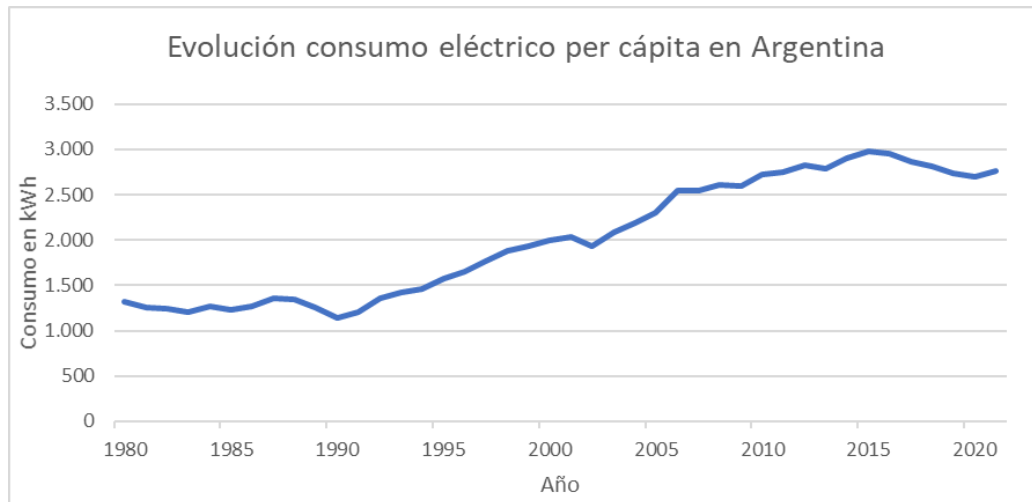


Figura 16 Evolución del consumo eléctrico per cápita en Argentina

d) Criterios de evaluación económica para evaluar ampliaciones a la red de transporte

Como se verá más adelante, se evaluará la viabilidad técnico-económica de realizar ciertas ampliaciones en la red de transporte para poder abastecer una penetración crítica de nuevos automóviles eléctricos, suponiendo una migración desde VCs a VEs por incentivos económicos tanto desde el punto de vista positivo como ser la exención de tasas de patentamiento o subsidios en peajes como negativos como la creación de un mercado de derechos de emisiones de gases, equivalentes en CO_2 .

Para la evaluación de estas ampliaciones se utilizarán dos indicadores muy extendidos en la disciplina de evaluación de proyectos de inversión: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

i. Valor actual neto (VAN)

Este indicador plantea que el proyecto (la ampliación en nuestro caso) debe aceptarse si su VAN es igual o mayor a cero [32]. El VAN es la diferencia entre todos los ingresos y egresos expresados en moneda actual, es decir, trayendo este dinero del futuro a valor

presente. Busca determinar cuánto valor generaría un proyecto para un inversionista en caso de ser llevado a cabo.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Ecuación 2: Valor actual neto

Donde:

- Y_t : flujo de ingresos del proyecto
- E_t : egresos del proyecto
- I_0 : inversión inicial en el momento cero
- i : tasa de descuento del proyecto
- n : cantidad de períodos de evaluación

Si se calcula el VAN sobre un proyecto de inversión y el resultado es cero, significa que el proyecto produce exactamente la renta que el inversionista exige a la inversión. Es decir, el proyecto es capaz de financiar los costos de operación, recuperar lo invertido y genera la renta exigida. Todo resultado positivo del VAN indica que el proyecto proporciona esa cantidad como remanente, es decir, es la riqueza generada por el mismo. Por el contrario, un resultado negativo no indica necesariamente que el proyecto no sea viable, sino que no cumple con la renta exigida por el inversionista.

ii. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Con este criterio se evalúa al proyecto con una única tasa de rendimiento por periodo, por lo cual el valor presente de los beneficios generados por el proyecto sea igual al valor presente de todos los costos y desembolsos. Esa única tasa es la TIR y se define como sigue:

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Ecuación 3 Tasa Interna de Retorno

Comparando con la Ecuación 2, la TIR es la tasa de interés que hace que el VAN sea cero. Es decir que un proyecto deberá aceptarse si la TIR es mayor o igual a la tasa de aceptación cuyo VAN es cero.

iii. Período de recupero de la inversión o payback

Es el número de periodos que se necesitan para recuperar la inversión inicial. Si los flujos fuesen idénticos y constantes en cada periodo (lo que puede ser bastante representativo para una ampliación del sistema de transporte), el cálculo se haría a través de:

$$PRI(\text{payback}) = A + \frac{B - |C|}{D}$$

Ecuación 4 Cálculo del payback

Donde:

A: último año con flujo acumulado negativo

B: inversión inicial

C: último flujo acumulado negativo

D: flujo neto del primer periodo con flujo acumulado positivo

4. Metodología de estimación de la demanda por recarga de VEs

a) Escenarios de penetración a considerar

Se definirá en lo que sigue el **nivel de penetración (φ)** de VEs sobre vehículos totales (VEs + VCs), para cada uno de los escenarios a analizar (i):

$$\varphi_i = \frac{\text{Cantidad de VEs en el escenario } i}{\text{Cantidad de vehículos totales en 2030}}$$

Ecuación 5 Definición de penetración de VEs

Considerando que la movilidad eléctrica en Argentina está en una etapa muy incipiente de desarrollo, prácticamente la penetración de los vehículos eléctricos enchufables (BEV + PHEV) es despreciable a fecha de hoy. Es por eso por lo que proponemos considerar una penetración igual a 0% para el año 2024 e ir incrementando el ritmo de penetración de VEs en cuatro escenarios paralelos para cada año calendario. La razón de estos escenarios paralelos con distintos ritmos de penetración es, fundamentalmente, para ampliar el espectro estudiado y tener una mayor amplitud considerada en las simulaciones con flujos de potencia.

Año	φ_1	φ_2	φ_3
2024	0.00%	0.00%	0.00%
2025	0.25%	0.50%	0.75%
2026	0.40%	0.75%	1.25%
2027	0.75%	1.25%	1.50%
2028	1.00%	1.50%	2.00%
2029	1.25%	2.00%	2.50%
2030	1.50%	2.25%	4.00%

Figura 17 Escenarios de penetración propuestos

Llevando estos porcentajes a cantidad de vehículos, tomando como base de referencia la cantidad actual de vehículos en condiciones de circulación proyectada al año 2030 [1]:

Año	φ_1	φ_2	φ_3
2024	0	0	0
2025	49276	98552	147827
2026	78841	147827	246378
2027	147827	246378	295654
2028	197103	295654	394205
2029	246378	394205	492756
2030	295654	443480	788409
2031	394205	542032	689858
2032	443480	591307	788409
2033	492756	640583	886960
2034	591307	788409	985511

Figura 18 Cantidad de nuevos VEs por cada escenario propuesto

a) Demanda por recarga residencial (*carga lenta*)

Para poder estimar la demanda resultante de la recarga de nuevos VEs en nuestro país, estableceremos una metodología que utilice registros históricos de la demanda convencional, llevados al futuro mediante algún factor de crecimiento vegetativo y que utilice herramientas estadísticas desarrolladas en la bibliografía de referencia para poder caracterizar el comportamiento de una demanda que aún no existe en nuestro país.

La nueva demanda por movilidad eléctrica privada tendrá dos dimensiones de interés: una temporal, dada por la distribución de carga a lo largo de un día, y otra espacial, dada por la distribución geográfica de los nuevos vehículos.

La dimensión temporal será modelada con la distribución de probabilidad de horarios de llegada adaptada a nuestro país, como se muestra en el punto Caracterización de la demanda por recarga residencial de VEs. Resulta importante mencionar que el enfoque principal de nuestro estudio será la recarga residencial en horas no laborales y por lo tanto utilizando cargadores de relativa baja potencia (*carga lenta*).

i. Función de probabilidad de recarga privada adoptada (dimensión temporal)

La **simultaneidad de recarga privada**, pensada como la cantidad de vehículos que están conectados a la red en proceso de recarga de manera coincidente. Este factor depende fuertemente, en ausencia de incentivos/punitivos económicos, del comportamiento de los usuarios y, finalmente, de la cultura de una población.

En nuestro caso, esta simultaneidad estará representada implícitamente por la *función de probabilidad por horarios de llegada* propuesta en el artículo [29] y descripta en la Ecuación 1, adaptada a los usos y costumbres horarias de nuestro país. Como puede

observarse se trata de dos distribuciones normales para dos segmentos temporales de un día tipo de 24hs.

En nuestro trabajo asumiremos que la esperanza matemática σ_s de llegada de un auto "i" arbitrario será a las 19:30hs, considerando una desviación estándar μ_s de 1,5 horas.

ii. Distancias medias recorridas

Las distancias medias recorridas por los vehículos eléctricos será otra de las variables que tendrán un impacto sobre la potencia demandada al sistema eléctrico debido a que el estado de carga final de las baterías al final de un día será función directa de la distancia recorrida. Es lógico suponer que a mayor distancia recorrida por un vehículo su batería quedará con un estado de carga (SOC) menor.

Para nuestro análisis, basándonos en informes periodísticos [33] que recopilan información sobre estadísticas de kilómetros recorridos por automóviles en nuestro país, se adoptó una distancia recorrida promedio de 40km.

iii. Frecuencia de recarga

Se analizarán tres tipos de comportamientos de recarga:

- **Recarga diaria:** considerando la distancia media recorrida, una recarga diaria corta alcanzará para mantener la batería del vehículo promedio adoptado con un SOC mayor al 70%-75%.
- **Recarga cada 2 días:** considerando una recarga al alcanzar un 50% de la batería
- **Recarga cada 3 días:** considerando que la recarga ocurrirá al alcanzar un SOC menor o igual al 20% de la capacidad de la batería (la cual resultaría para afrontar otro recorrido diario promedio).

iv. Composición del mercado de cargadores residenciales

Para modelar la recarga lenta en viviendas se realizarán los siguientes subescenarios que modelan las proporciones de los diferentes cargadores, como se muestra en la Tabla 1.

Mix de cargadores considerados	[kW]	[kW]
	7.4	3.7
M1	75%	25%
M2	50%	50%
M3	25%	75%
M4	0%	100%
M5	100%	0%

Tabla 1 Esquemas de proporción de cargadores domiciliarios considerados

v. Flota de VEs considerada para nuestro estudio

Para nuestro estudio, seleccionamos el vehículo eléctrico Renault Kwid E-Tech, el cual está disponible en el mercado argentino. Optamos por este vehículo debido a su mayor accesibilidad en comparación con otros modelos de diferentes marcas, ya que su precio actual ronda los 28 millones de pesos, similar al de un automóvil a combustión de entrada de gama de cualquier marca reconocida en el mercado. Además, el Renault Kwid E-Tech ofrece excelentes prestaciones para su uso en áreas urbanas, que es el enfoque principal de nuestro estudio.

Este vehículo cuenta con una batería de 26,8 kWh y una autonomía declarada por el fabricante de 298km [34] estimados según el WLTP (*Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure*). Sin embargo, varias fuentes informan que, tras la prueba del vehículo, la autonomía real del mismo ronda los 195km [35]. Para nuestro estudio, se considerará un rendimiento de 7,3 kilómetros por cada kWh resultante del valor de autonomía más conservador de los dos mencionados.

Los modos de carga domiciliarios que ofrece este modelo son en 3,7 kW y 7,4 kW (monofásico), y una recarga rápida en 22 kW (trifásico), mediante adaptadores de pared que ofrece la misma marca según su catálogo [36]

vi. Estado de carga de las baterías (SOC):

Calculado según la distancia media recorrida asumida en el punto Distancias medias recorrida y suponiendo una capacidad de batería media como la comentada en el punto [Flota de VEs considerada para nuestro estudio](#).

El **tiempo total de recarga** para cada escenario (TR_i) vendrá dado por:

$$TR_i = \frac{(1 - SOC_i)}{P_{cargador_i}}$$

Ecuación 6 Tiempo total de recarga

$$[SOC] = kWh; [P_{cargador}] = kW \Rightarrow [TR] = horas$$

Para cada modo de frecuencia de recarga obtendremos entonces los siguientes tiempos totales de recarga, para cada tipo de cargador:

Tabla 2 Tiempos de conexión según frecuencia de recarga

Frecuencia	Tiempo total de recarga [horas]	
	7.4 kW	3.7 kW
c/ cargador de Pnom		
Recarga diaria	1.1	2.1
Recarga cada 2 días	2.2	4.2
Recarga cada 3 días	3.3	6.3

vii. Potencia instantánea por recarga en viviendas

De la combinación de escenarios de penetración con los diferentes arreglos de cargadores considerados, pueden obtenerse las curvas de demanda ocasionada por recarga de los automóviles eléctricos enchufables como sigue:

$$P_{Carga\ lenta_{i,j}}(t) = f_t(t) * h_{intervalo} * (C_{j,1} * P_{C_{j,1}} + C_{j,2} * P_{C_{j,2}}) * n_{\phi_i}$$

Ecuación 7 Potencia instantánea por recarga lenta de VEs

Donde:

- $f_t(t)$: función de probabilidad de recarga del total de los VEs del escenario i
- $h_{intervalo}$: intervalo de tiempo considerado para calcular la probabilidad
- $C_{1,j}$: porcentaje del cargador de 3,7kW sobre el total de cargadores considerados
- $C_{2,j}$: porcentaje del cargador de 7,4kW sobre el total de cargadores considerados
- $P_{C_1} = 3,7kW$; $P_{C_2} = 7,4kW$
- n_{ϕ_i} : total de VEs del escenario de penetración en el año horizonte (2030)

Las curvas de potencia instantánea calculada según la ecuación 4 pueden verse en el anexo [Gráficas: demandas instantáneas por recarga de VEs para escenario óptimo](#) de penetración y mix de cargadores

La demanda instantánea debido a la recarga de VEs será sumada, en el mismo horizonte horario a cada uno de los días elegidos en el punto [Casos de análisis basados en días críticos de operación del SADI](#).

viii. Cuota porcentual por provincias (dimensión espacial)

La metodología propuesta para la dimensión espacial parte de la base de las estadísticas de patentamientos por tipo de vehículo y por provincia, publicadas por el INDEC [37] en formato mensual. La serie con la que se realizarán las estimaciones es la correspondiente a los años 2014 - 2023.

Se asumirá en lo que sigue que el fenómeno de recambio de VC por VE se realizará siguiendo un patrón socioeconómico resultante del promedio de patentamientos por provincia en la serie histórica analizada. Para suavizar aún más la variabilidad se tomarán tres promedios: el promedio total de patentamientos en toda la serie 2014-2023; el promedio de los últimos 5 años y el promedio de los últimos 3 años.

La relación entre el total de automóviles patentados por provincia y el total a nivel país podremos obtener la cuota de participación de cada provincia en los nuevos patentamientos totales. Se considera que este es un buen indicador que condensa diversas cuestiones políticas, económicas, sociales, conductuales y temporales, que pueden dar un sendero bastante sólido para proyectar la potencial penetración de vehículos eléctricos en nuestro país.

La cuota de participación de VEs a adoptar en este análisis será entonces la que resulte de la mediana del conjunto formado por el año 2023, el promedio de los últimos 3 años, el promedio de los últimos 5 años y el promedio de la serie estadística completa 2014-2023.

PROVINCIA	AÑO 2023	PROMEDIO ÚLTIMOS 3 AÑOS	PROMEDIO ÚLTIMOS 5 AÑOS	PROMEDIO 2014-2023	Cuota adoptada
Buenos Aires	29.11%	28.41%	28.97%	31.06%	29.04%
CABA	20.26%	20.14%	19.65%	17.42%	19.89%
Catamarca	0.74%	0.79%	0.79%	0.82%	0.79%
Chaco	1.89%	1.84%	1.78%	1.90%	1.86%
Chubut	1.41%	1.62%	1.75%	1.85%	1.69%
Córdoba	11.07%	10.93%	10.60%	10.21%	10.76%
Corrientes	1.93%	1.91%	1.90%	1.94%	1.92%
Entre Ríos	2.27%	2.28%	2.33%	2.44%	2.30%
Formosa	0.79%	0.79%	0.82%	0.90%	0.81%
Jujuy	0.93%	0.96%	1.00%	1.16%	0.98%
La Pampa	1.14%	1.16%	1.15%	1.06%	1.15%
La Rioja	0.49%	0.54%	0.56%	0.61%	0.55%
Mendoza	3.20%	3.30%	3.41%	3.59%	3.35%
Misiones	1.38%	1.39%	1.36%	1.51%	1.38%
Neuquén	2.16%	2.03%	2.14%	2.11%	2.13%
Río Negro	1.51%	1.43%	1.48%	1.57%	1.50%
Salta	2.75%	2.55%	2.39%	2.38%	2.47%
San Juan	1.04%	1.08%	1.14%	1.12%	1.10%
San Luis	0.93%	1.03%	1.04%	1.03%	1.03%
Santa Cruz	0.78%	0.79%	0.81%	1.01%	0.80%
Santa Fe	9.12%	9.64%	9.55%	8.90%	9.33%
Santiago del Estero	1.02%	1.02%	1.01%	1.09%	1.02%
Tierra del Fuego	1.28%	1.25%	1.18%	1.20%	1.23%
Tucumán	2.81%	3.14%	3.20%	3.11%	3.13%

Figura 19 Cuotas de penetración adoptadas por provincia [37]

ix. Alternativa: Cuotas por Regiones Eléctricas del SADI (dimensión espacial)

Como alternativa al cálculo de participación de los nuevos patentamientos de VE's por provincia, se presenta la cuota por región eléctrica del SADI. Hay definidas 9 regiones eléctricas que totalizan todo el territorio del país con excepción de Tierra del Fuego que no se encuentra, al momento, interconectada al SADI. Las mismas están compuestas por las siguientes divisiones territoriales:

REGIÓN	DIVISIONES TERRITORIALES COMPRENDIDAS
COMAHUE	La Pampa, Neuquén y Río Negro
CUYO	Mendoza y San Juan
CENTRO	Córdoba y San Luis
GBA	CABA y Partidos GBA (1)
LITORAL	Entre Ríos y Santa Fe
Noroeste Argentino (NOA)	Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones
PATAGONIA	Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego (2)
Provincia de Buenos Aires (PBA)	Provincia de Buenos Aires exceptuando Partidos GBA (1)

Figura 20 Composición de las regiones eléctricas del SADI

(1): Los partidos comprendidos dentro de la región GBA son:

Almirante Brown	General San Martín	Morón
Avellaneda	Hurlingham	Pilar
Berazategui	Ituzaingó	Presidente Perón
Brandsen	José C. Paz	Quilmes
Campana	La Matanza	San Fernando
Cañuelas	Lanús	San Isidro
Escobar	Lomas de Zamora	San Miguel
Esteban Echeverría	Luján	San Vicente
Exaltación de la Cruz	Malvinas Argentinas	Tigre
Ezeiza	Marcos Paz	Tres de febrero
Florencio Varela	Merlo	Vicente López
General Las Heras	Moreno	Zárate
General Rodríguez		

Figura 21 Composición territorial de región GBA

Las estadísticas de patentamientos de automóviles más recientes publicadas por la Dirección de Estadística de la Provincia de Buenos Aires, discriminadas por partidos datan del año 2019. Aun así, se observa que los partidos incluidos dentro de la región GBA representan, año a año, los siguientes porcentajes totales sobre el total de la provincia de Buenos Aires:

Patentamientos de vehículos automotores. Por municipio. Provincia de Buenos Aires. Años 2015 - 2019						PROMEDIO 2015-2019
	Unidades					
SUMA Partidos GBA	79,90%	77,45%	68,56%	80,35%	77,58%	76,77%
Total Provincia	163793	178988	223486	191115	101525	
Partido	2015	2016	2017	2018	2019	
ALMIRANTE BROWN	3,12%	3,12%	3,00%	3,06%	3,04%	
AVELLANEDA	2,99%	2,77%	2,69%	2,79%	2,93%	
BERAZATEGUI	1,98%	2,03%	2,07%	2,01%	2,03%	
CAÑUELAS	0,45%	0,49%	0,05%	0,45%	0,47%	
ESCOBAR	1,87%	1,93%	1,84%	1,99%	1,91%	
ESTEBAN ECHEVERRÍA	1,89%	1,95%	1,84%	1,89%	1,95%	
EXALTACIÓN DE LA CRUZ	0,32%	0,39%	0,37%	0,37%	0,36%	
EZEIZA	0,92%	0,09%	0,94%	0,94%	0,92%	
FLORENCIO VARELA	1,70%	1,70%	1,76%	1,73%	1,58%	
GENERAL LAS HERAS	-	-	-	-	-	
GENERAL RODRÍGUEZ	0,63%	0,64%	0,68%	0,66%	0,63%	
GENERAL SAN MARTÍN	3,38%	3,21%	0,29%	3,00%	0,31%	
HURLINGHAM	1,34%	1,31%	1,25%	1,21%	1,21%	
ITUZAINGÓ	1,67%	1,59%	1,58%	1,61%	1,67%	
JOSÉ C. PAZ	1,32%	1,24%	1,34%	1,34%	1,11%	
LA MATANZA	8,44%	8,46%	7,80%	7,93%	7,61%	
LANÚS	9,09%	9,25%	9,25%	9,17%	9,61%	
LOMAS DE ZAMORA	4,47%	0,45%	4,27%	4,44%	4,77%	
LUJÁN	1,02%	1,00%	1,04%	0,10%	1,01%	
MALVINAS ARGENTINAS	1,67%	1,79%	0,18%	1,80%	1,75%	
MARCOS PAZ	0,28%	0,32%	0,35%	0,32%	0,30%	
MERLO	2,42%	2,40%	2,50%	2,43%	2,11%	
MORENO	2,91%	2,93%	2,86%	0,29%	2,58%	
MORÓN	2,97%	3,01%	0,28%	2,78%	2,91%	
PILAR	2,42%	2,78%	2,57%	2,74%	3,20%	
PRESIDENTE PERÓN	-	-	-	-	-	
QUILMES	4,27%	4,22%	4,20%	4,32%	4,43%	
SAN FERNANDO	1,30%	1,34%	0,12%	0,14%	1,40%	
SAN ISIDRO	0,38%	4,09%	0,38%	4,19%	5,21%	
SAN MIGUEL	2,25%	2,23%	0,22%	2,22%	0,22%	
SAN VICENTE	0,07%	0,73%	0,81%	0,79%	0,71%	
TIGRE	4,12%	4,88%	4,50%	5,46%	0,60%	
TRES DE FEBRERO	3,31%	0,33%	3,04%	3,28%	3,43%	
VICENTE LÓPEZ	3,53%	3,68%	3,32%	3,59%	4,27%	
ZÁRATE	1,39%	1,11%	1,19%	1,32%	1,34%	

Figura 22 Distribución de nuevos VEs dentro de la región GBA

Así que, los patentamientos de la región eléctrica GBA serán los resultantes de la suma entre el 76,7% de los de la provincia de Buenos Aires y los correspondientes a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Por lo tanto, aplicando esta operación en los datos del informe 2014-2023, se obtiene:

Período	Total de patentamientos de automóviles	Patentamientos de automóviles - Por región eléctrica del SADI								
		NOA	NEA	COMAHUE	LITORAL	CENTRO	PATAGONIA	CUYO	BAS	GBA
		Salta, Jujuy, Tucumán, Catamarca, Santiago del Estero	Formosa, Chaco, Misiones y Corrientes	La Pampa, Río Negro y Neuquén	Santa Fe y Entre Ríos	Córdoba y San Luis	Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego*	Mendoza y San Juan	Resto de la provincia de Buenos Aires	CABA y Partidos GBA(1)
	<i>Unidades</i>									
2014	530437	8,51%	6,41%	4,56%	11,07%	10,96%	4,70%	5,16%	7,76%	40,87%
2015	490462	9,21%	6,84%	4,92%	11,03%	10,62%	4,97%	4,87%	7,76%	39,78%
2016	526685	9,25%	6,60%	4,62%	10,64%	10,72%	4,40%	4,66%	7,89%	41,22%
2017	663994	9,80%	6,60%	4,65%	10,73%	10,61%	4,02%	4,73%	7,82%	41,05%
2018	611250	10,27%	6,83%	4,83%	10,59%	11,25%	3,79%	4,95%	7,26%	40,24%
2019	334121	9,11%	5,79%	5,15%	11,12%	10,93%	3,95%	4,85%	7,06%	42,04%
2020	232500	8,59%	5,74%	4,89%	12,54%	11,36%	3,80%	4,74%	6,79%	41,56%
2021	241403	9,29%	5,77%	4,38%	12,00%	11,93%	3,82%	4,53%	6,52%	41,75%
2022*	261239	8,97%	6,05%	4,64%	12,34%	11,95%	3,70%	4,36%	6,52%	41,48%
2023*	275038	8,74%	5,98%	4,81%	11,39%	12,00%	3,47%	4,24%	6,76%	42,60%
PROMEDIO ÚLTIMOS 3 AÑOS		9,00%	5,93%	4,61%	11,91%	11,96%	3,66%	4,38%	6,60%	41,95%
PROMEDIO ÚLTIMOS 5 AÑOS		8,94%	5,86%	4,77%	11,88%	11,63%	3,75%	4,54%	6,73%	41,89%
PROMEDIO 2014-2023		9,17%	6,26%	4,74%	11,34%	11,23%	4,06%	4,71%	7,22%	41,26%

Figura 23 Desarrollo de patentamientos históricos por región eléctrica [38]

Las cuotas adoptadas para cada región eléctrica del SADI para los nuevos patentamientos de VEs se muestran en la siguiente tabla:

REGIÓN ELÉCTRICA SADI	AÑO 2023	PROMEDIO ÚLTIMOS 3 AÑOS	PROMEDIO ÚLTIMOS 5 AÑOS	PROMEDIO 2014-2023	Cuota adoptada
NOA	8,74%	9,00%	8,94%	9,17%	8,97%
NEA	5,98%	5,93%	5,86%	6,26%	5,95%
COMAHUE	4,81%	4,61%	4,77%	4,74%	4,76%
LITORAL	11,39%	11,91%	11,88%	11,34%	11,64%
CENTRO	12,00%	11,96%	11,63%	11,23%	11,80%
PATAGONIA	3,47%	3,66%	3,75%	4,06%	3,70%
CUYO	4,24%	4,38%	4,54%	4,71%	4,46%
BAS	6,76%	6,60%	6,73%	7,22%	6,75%
GBA	42,60%	41,95%	41,89%	41,26%	41,92%

Figura 24 Cuotas de penetración adoptadas por región eléctrica

b) Demanda por recarga pública en estaciones de carga (carga rápida)

Las estaciones de recarga públicas ofrecen una solución a uno de los principales motivos de escepticismo para el paso de la movilidad tradicional a la eléctrica: el rango o autonomía de las baterías. Si bien la tendencia es creciente y muchos modelos de VEs ya igualan en autonomía a un VC equivalente, para viajes largos resulta importante contar con una recarga rápida que no requiera detenerse durante periodos prolongados de tiempo.

Es por ello que modelaremos este tipo de recarga adoptando una *densidad de puntos de recarga públicos*, definiéndolos como cargadores individuales disponibles para ser utilizados en estaciones de servicio, estacionamientos públicos, centros de oficinas, etc.

El adjetivo público no refiere a la gratuidad de su uso sino a la disponibilidad de acceso en contraposición a un cargador residencial privado.

i. Densidad de puntos de recarga públicos

La relación entre la cantidad de VEs por punto de recarga público se utiliza para medir el grado de desarrollo de la infraestructura de carga de un país. El promedio mundial ronda los 10 vehículos eléctricos por punto de recarga [39] pero el peso de China, con 7 VEs por PDR, hace que sea un valor muy bajo para aplicar directamente en la Argentina. Asumiendo una relación VEs/PDR igual a 30 se obtendrían las siguientes cantidades de puntos de recarga (PDR) para nuestro país:

Puntos de recarga en 2030	Radio VEs/PDR	30
$\phi 1$	9855	
$\phi 2$	13140	
$\phi 3$	14783	

Figura 25 Cantidad de PDR por escenario de penetración

Esta cantidad de puntos de recarga se alcanzarán con las siguientes proporciones de potencia nominal de carga, basándose en una guía de despliegue de infraestructura de carga de España [40], adaptada a la red vial argentina [41]:

Potencia nominal [kW]	Proporción adoptada	$\phi 1$	$\phi 2$	$\phi 3$
<50	Restantes para igualar ratio=30	5568	6710	3351
>=50	1 cada 100 VE	2957	4435	7884
>=150	1 cada 1000 VE	296	443	788
>=250	1 cada 1000 VE	296	443	788
>=250	1 por cada 100km de red vial nacional (total 40000km aprox. [41])	739	1109	1971

Figura 26 Distribución de proporciones de PDR

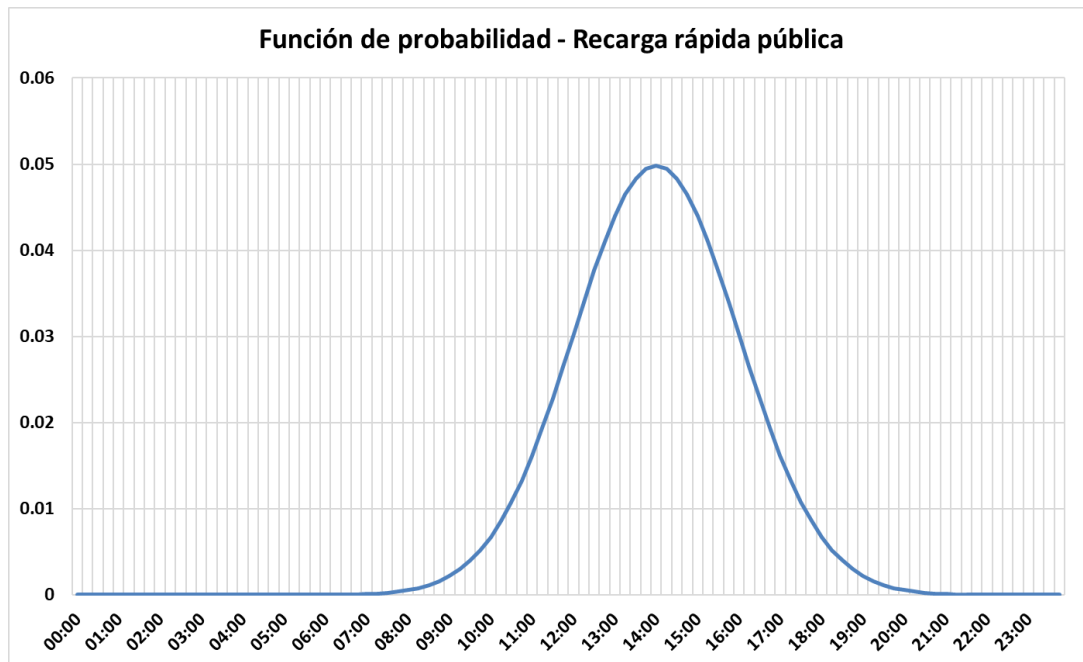
Los que nos arroja un total por cada tipo de cargadores:

Potencia nominal [kW]	$\phi 1$	$\phi 2$	$\phi 3$
<50	5568	6710	3351
>=50	2957	4435	7884
>=150	296	443	788
>=250	1035	1552	2759

Figura 27 Total de tipos de cargadores para nuevos PDR

ii. Distribución horaria de la recarga rápida

Para representar la simultaneidad (demanda coincidente) de los PDR, se asumirá de manera simplificada una distribución normal con media aritmética a las 14:00hs y desviación estándar de 2 horas.



iii. Potencia instantánea por recarga rápida pública

La potencia nominal máxima (la potencia nominal de la cantidad total de cargadores públicos) será afectada por la probabilidad instantánea de recarga con lo cual podremos distribuir el uso de todos los PDR a lo largo de un día. Se asumirá un tiempo de estacionamiento medio de 30 minutos en el que se mantendrá cada cargador en servicio:

$$P_{Carga\ rápida_i}(t) = x_{recarga} * h_{intervalo} * \sum_{i=1}^n n_{i,j} * P^j_{nom}$$

Ecuación 8 Potencia instantánea por recarga rápida de VEs

Donde:

- $x_{recarga}$: probabilidad de estado de carga del total de PDR en el escenario i
- $h_{intervalo}$: intervalo de tiempo considerado para calcular la probabilidad
- P^j_{nom} : potencia nominal del cargador en el nivel j (< 50; ≥ 50; ≥ 150 y ≥ 250 kW)
- $n_{i,j}$: cantidad de cargadores nivel j en el escenario de penetración i

5. Emisiones de CO₂ debido al reemplazo de VEs para los distintos escenarios de penetración:

En base a lo expuesto en el apartado Objetivos energéticos globales, las emisiones de CO₂ derivadas de la recarga de un VE en la red argentina supone, debido a la composición de la matriz energética de nuestro país, la liberación a la atmósfera de 3,22kg de CO₂ por cada 100km recorridos. Para un auto a combustión, este número ronda los 13,2kg de CO₂ cada 100km recorridos.

De esta forma, adaptando estos datos a nuestros escenarios de simulación y de distancia media recorrida, podemos calcular las emisiones relacionadas a autos eléctricos y convencionales, de la siguiente forma:

$$\text{Cantidad de CO}_2 = \text{Emisiones equivalentes}_{\text{auto } i} * n_{\phi i} * D_{\text{med}}$$

Ecuación 9 Estimación de emisiones equivalentes en CO₂

donde $n_{\phi i}$: cantidad total de VE' en el escenario "i"

D_{med} : distancia diaria media recorrida

Tomando como referencia los distintos escenarios de penetración planteados en este informe, podemos calcular las emisiones de CO₂ en toneladas cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla:

Escenario de penetración [%]	Total de autos a ser reemplazados	Emisiones de CO ₂ diarias por distancia media diaria recorrida [ton]		toneladas diarias de CO ₂ evitadas
		toneladas de CO ₂ VCs	toneladas de CO ₂ VEs	
1.50%	295500	1572.06	380.60	1191.46
2.25%	443250	2358.09	570.91	1787.18
4.00%	788000	4192.16	1014.94	3177.22

Figura 29 Emisiones equivalentes de CO₂ evitadas por cada escenario planteado

De esta forma, en los tres escenarios de penetración de VEs se estarían ahorrando emisiones a la atmósfera en el orden de las 1000, 2000 y 3000 toneladas de CO₂ diarias, para los escenarios de penetración del 1,5%, 2,25% y 4% respectivamente.

La estimación anterior depende fuertemente de las emisiones equivalentes por la generación de un kWh en nuestra matriz energética. En este sentido, la IEA (*International Energy Agency*) brinda información actualizada de las emisiones unitarias del mix energético de cada país.

De forma análoga a los cálculos de emisión de CO_2 mostrados en la figura anterior, podemos calcular las emisiones por país referidas a carga de vehículos eléctricos para el caso de estudio del presente informe.

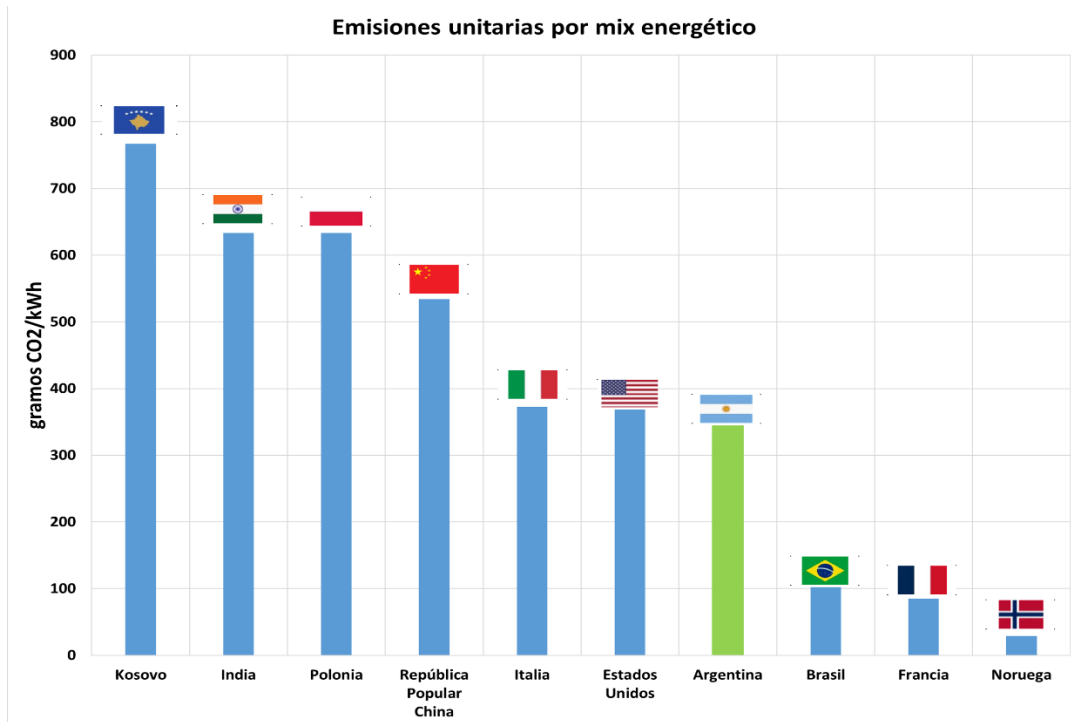


Figura 30 Emisiones de CO_2 para la generación de un kWh

En lo referente a emisiones de CO_2 debidas al mix de generación eléctrica, al año 2023, nuestro país se encuentra en el puesto 36 a nivel mundial [8, 15]. La conveniencia en lo referido al impacto ambiental positivo de utilizar un VE en lugar de un VC tendrá una fuerte dependencia de la cantidad de emisiones que se liberan para generar el próximo kWh. Resulta evidente que el mero reemplazo de vehículos a combustión por vehículos eléctricos a batería no será suficiente para el ahorro de emisiones si la generación eléctrica disponible en nuestro país no sigue el mismo camino de descarbonización.

Como ejemplo de esto podemos mencionar dos estimaciones extremas: recargar un VE en el noroeste de Brasil eroga solamente el 5% de las emisiones de CO_2 que eroga recargar el mismo vehículo en Polonia [42].

En nuestro país, al ocupar una posición media en el ranking de emisiones unitarias para la generación de un kWh, recargar un VE requerirá de la mitad de las emisiones de CO_2 que requeriría recargarlo en Polonia, por seguir con el mismo ejemplo de comparación.

6. Modelado de la red

a) Descripción de la red de transporte y parque de generación a considerar

Debido al alcance de nuestro estudio, se considerará la red de transporte en alta tensión existente al año 2024 más las ampliaciones previstas [43]. Los planes de estas ampliaciones no siempre están disponibles para su consulta y puede que no todos los parámetros eléctricos y geográficos sean públicos. Es por ello por lo que trataremos a las ampliaciones de la red de transporte en las simulaciones como sigue:

- Las ampliaciones que se encuentren dentro de un plan de ampliación definido y tipificado serán modelizadas en nuestros escenarios base con la mejor información disponible, con parámetros eléctricos de modelos estándar.
- Las ampliaciones que formen parte del plan de expansión propio de cada una de las compañías de transmisión en alta tensión (entre regiones eléctricas) o distribución troncal (transporte dentro de una misma región) serán consideradas en la medida que puedan ser representadas al menos de manera simplificada. Los datos básicos necesarios para considerar la ampliación serán para cada caso:
 - Transformadores: estación transformadora donde se planifique su instalación/ampliación/reemplazo
 - Estaciones transformadoras: ubicación eléctrica estimada, entendiéndose por tal la línea de transmisión que seccione o la estación transformadora a la cual se conecte radialmente.
 - Líneas de transmisión: estaciones transformadoras de origen y destino.

i. Red actual

La red actual posee unos 15640km de líneas de 500kV [8] y unos 34000 MW de potencia de transformación instalados, considerando transformadores, autotransformadores y transformadores compuestos por bancos de transformadores monofásicos.

Región eléctrica	Kilómetros de líneas de 500kV
BAS	4306
COM	4255
LIT	2818
NEA	2644
GBA	1755
NOA	1639
PAT	1465
CUY	1304
CEN	1158
MIS	85

Figura 31 Distribución de kilómetros de líneas de extra-alta tensión por región eléctrica

El sistema cuenta con 64 estaciones transformadoras que cuentan con instalaciones en el nivel de tensión de 500kV.

ii. Parque de generación

Al año 2024 [8], se cuenta con una potencia instalada total de 43774MW, de los cuales el 58% corresponde a generación térmica, el 4% generación nuclear y el 38% generación renovable, considerando dentro de este grupo a la generación renovable intermitente (eólica y solar), generación a partir de biogás y biomasa y la generación hidráulica. Dentro de esta última categoría puede distinguirse la generación hidráulica con potencias menores a 50MW (contempladas dentro de las consideradas fuentes renovables según la Ley 26190/2006 [44]) cuya potencia instalada asciende a 524MW y la generación hidráulica con potencias mayores a 50MW, que cuenta con 10834MW instalados.

Se asumirá generación suficiente para poder abastecer la demanda proyectada en el SADI con y sin la demanda agregada relacionada con nuestro estudio.

b) Flujos de potencia

Bajo condiciones normales, un sistema eléctrico de transmisión opera en su modo de operación estacionario y los cálculos básicos requeridos para determinar las características de ese estado de operación se denominan **flujo de carga** (o **flujo de potencia**).

El objetivo primitivo de los cálculos de flujo de potencia es determinar las características de operación de estado estacionario de generación - transmisión para un sistema dado de demandas en barras del sistema. Distinguiremos entre **barras de tensión controlada** (tipo P-V), **barras de carga** (tipo P-Q) y **barras de referencia** (u oscilante o barra slack).

Los flujos de carga son muy utilizados tanto para **explotación de sistemas existentes** (para operación económica, seguridad, verificación de límites o control de tensión) y para **planificación de sistemas a futuro** (ampliaciones de transporte, análisis de demandas futuras, etc.)

El resultado esperable de la solución de un flujo de carga será que provea la magnitud de las tensiones y sus ángulos, los flujos de potencia activa y reactiva por los elementos de transmisión., las pérdidas y la potencia reactiva generada o absorbida en las barras de tensión controlada.

Un sistema de potencia contiene varios tipos de alinealidades que hacen que el mismo casi nunca tenga solución utilizando conceptos de álgebra lineal, por lo cual la resolución de un flujo de potencia se realiza, por lo general, a través de métodos numéricos iterativos.

i. Flujos (de potencia) Base del SADI

CAMMESA elabora y mantiene la base de datos del sistema que permite resolver los flujos de carga del SADI. Los mismos se publican por estacionalidad y por horario del día:

1. Invierno
 - Resto
 - Pico nocturno
 - Valle
2. Verano
 - Pico diurno
 - Pico nocturno
 - Valle

Cada uno de estos escenarios de base están modelados con los datos informados por los agentes del MEM; por registros históricos del Sistema de Operación en Tiempo Real de CAMMESA o, en el caso de proyecciones a futuro, por los datos estándar de los distintos elementos que aún no forman parte del sistema de transporte.

Los escenarios base elaborados por CAMMESA están pensados para utilizarse con el software PSS®E, una herramienta de simulación y análisis de sistemas de potencia para operaciones y planificación de transmisión de energía. Se utiliza en más de 140 países y ofrece la ventaja de ser la herramienta de simulación y análisis de transmisión de potencia líder en el mundo. Esta herramienta es desarrollada y comercializada bajo licencia por Siemens PTI [45].

ii. Casos de análisis basados en días críticos de operación del SADI

A los fines de estudiar el desempeño estático de la red de alta tensión con la demanda agregada de los VEs, utilizaremos los Flujos Base (FB) de CAMMESA incorporando la demanda convencional de cada día y horario crítico, escalada por un crecimiento vegetativo del 3% anual a nuestro año horizonte de estudio [43], que será el 2030. Luego de realizar una resolución del FB para cada caso, se incorporará la demanda adicional por recarga de VEs para cada nivel de penetración de estudio y se volverá a resolver el caso en PSS®E. Se utilizarán scripts en Python para obtener reportes adaptados a nuestro análisis que permitirán visualizar rápidamente las barras del sistema que estén con tensiones fuera de banda y las líneas o transformadores del sistema de alta tensión que estén por encima del 97% de su capacidad nominal.

Cabe destacarse que el despacho de generación será el resultante de escalar por el crecimiento vegetativo el despacho promedio de cada uno de los días críticos considerados. Claramente el despacho escalado será susceptible de requerir ciertas iteraciones hasta encontrar un punto de operación aceptable cuando sea incorporada la nueva demanda por electromovilidad.

Los días y horarios para constituir cada caso base de estudio, se seleccionaron siguiendo el criterio de máximos históricos de potencia instantánea en días hábiles, sábados y feriados, provistos por CAMMESA en su web [46]. Si bien los momentos de máxima potencia del SADI no ocurren, por lo general, en el horario de máxima probabilidad de alta simultaneidad de recarga de VEs [29], consideramos que utilizar el mismo día en los

cuales se marcaron récords de potencia es representativo a los fines de nuestro estudio. Es por esto por lo que, además de tener los casos base de los momentos de máximos de potencia instantánea, también tendremos los casos en el horario de pico nocturno, considerado 21:00hs y en el de la medianoche, en el cual se espera tener una alta simultaneidad de recarga de vehículos a nivel domiciliario.

ID CASO	FECHA	TIPO DIA	DIA	Potencia SADI [MW]	Horario considerado	Temperatura Media Diaria GBA (°C)
HI	01/02/2024	HÁBIL Récord	Viernes	29653	14,48	31.5
HI - PIN	01/02/2024	HÁBIL	Viernes	26130	21	31.5
HI - 00hs	01/02/2024	HÁBIL	Viernes	25744	23.59	31.5
H2	15/02/2024	HÁBIL	Jueves	20000	17	31.0
H2 - PIN	15/02/2024	HÁBIL	Jueves	20000	21	31.0
H2 - 00hs	15/02/2024	HÁBIL	Jueves	18500	23.59	31.0

Figura 32 Detalle de los casos de estudio adoptados para las simulaciones

c) Acondicionamiento de escenarios base para el agregado de la demanda de recarga de vehículos eléctricos

Una vez formados los FB para cada caso de estudio, se procederá a incorporar la demanda adicional representativa de la recarga de vehículos eléctricos, cuya estimación se realizará siguiendo los pasos que se detallan a continuación:

1. Distribución geográfica de la demanda según las cuotas de participación calculadas en el punto **Cuota porcentual por provincias (dimensión espacial)**
2. Distribución horaria de la demanda según la función de probabilidades adoptada en el punto **Función de probabilidad de recarga privada**

7. Migración de taxis a vehículos eléctricos

a) Introducción

Además de estudiar los impactos sobre la red de la electrificación del transporte privado ligero, el sector del transporte público ligero (taxis y remises) también comenzó una migración hacia los vehículos eléctricos. Se espera que el mercado mundial de taxis eléctricos crezca con una tasa de crecimiento anual compuesto del 11,3% de 2024 a 2030 [47]. En este sentido, la mitad de la flota de los 15.000 famosos taxis negros de Londres son actualmente vehículos eléctricos [48].

Estos vehículos alcanzan un alto kilometraje durante su vida útil por lo que podría ser el primer segmento de este mercado que ponga a prueba las garantías de los fabricantes de baterías en cuanto al kilometraje [49].

Las motivaciones e incentivos para la migración de taxis a combustión interna hacia taxis eléctricos son las mismas que las existentes para un vehículo de uso privado, aunque las consideraciones que deben tenerse en cuenta son distintas:

- Los kilómetros diarios recorridos por un taxi son, en promedio, mucho mayores a los recorridos con un vehículo de uso privado.
- La recarga de un taxi deberá, necesariamente, ser rápida o muy rápida. No sería económicamente viable tener un taxi recargándose por 10 o 12 horas con una recarga lenta.
- La opción de contar con estaciones de recambio de baterías resulta de interés para este tipo de uso. Básicamente esta utilidad consiste en realizar el recambio de los paquetes de baterías descargadas por otras recargadas a cambio de una tarifa de uso individual o abono mensual por el servicio [50].
- Sería conveniente utilizar un software de gestión de flota para optimizar el uso de cargadores destinados a taxis, teniendo en cuenta distancia hasta la estación de recarga, autonomía y estado de carga real de cada taxi [51].

b) Metodología

La implementación de un mix de estaciones de intercambio de baterías y estaciones de recarga rápida se presenta como una solución eficiente para mantener operativos los taxis eléctricos durante el día. Este capítulo aborda la planificación y estimación de la demanda eléctrica resultante del recambio del 50% de los taxis en las ciudades de Rosario, Buenos Aires y Córdoba.

La mejor información disponible en la web nos indica que las tres principales ciudades de Argentina cuentan con las siguientes cantidades de taxis habilitados a la fecha:

Tabla 3 Cantidad de taxis habilitados por ciudad

Ciudad	Cantidad taxis habilitados	Cantidad cada 1000 habitantes	Población último censo	Último período informado
Rosario	4002	3.0	1348000	2023 [52]
Córdoba Capital	4243	2.8	1535000	2019 [53]
CABA	23115	7.4	3121707	2022 [54]

Asumiremos en lo que sigue que hacia nuestro año horizonte, 2030, el 20% de la flota actual de taxis será convertida a VEs. No se considerará una tasa de crecimiento de la flota total de taxis dado que no tiene un comportamiento de crecimiento vegetativo que pueda emularse, dependiendo en gran medida de decisiones políticas o censales. Como ejemplo de lo antedicho, en la Figura 33 se muestra la cantidad de taxis habilitados en la ciudad de Rosario en los últimos años.

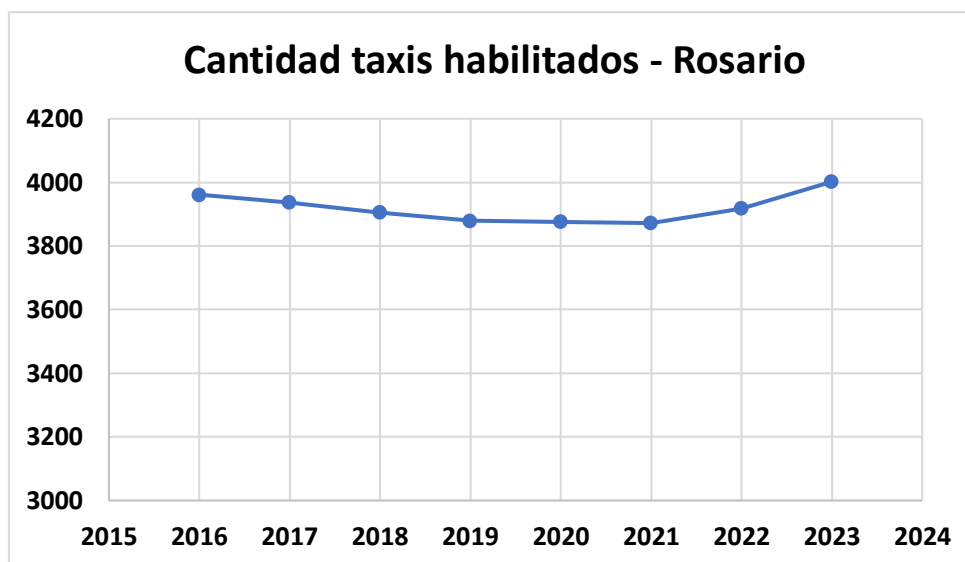


Figura 33 Evolución taxis habilitados

Tabla 4 Cantidad de taxis eléctricos asumidos por ciudad

Ciudad	Cantidad de taxis eléctricos (20% de la flota)
Rosario	800
Córdoba Capital	849
CABA	4623

c) Supuestos para las estimaciones

Asumiendo que el 20% de la flota se convertirá a eléctrico para 2030, haremos las siguientes asunciones para la estimación:

- **Cantidad de viajes anuales promedio:** Según las estadísticas de la Municipalidad de Rosario [55], la cantidad de viajes promedio en los últimos 10 años rondó entre los 20 y 28 millones de viajes anuales, exceptuando el año 2020 que resultó ser un año atípico por la pandemia de COVID-19. Se asumirá un promedio de 24 millones de viajes anuales, lo que resulta en 2 millones de viajes mensuales distribuyéndolo uniformemente.
- **Distancia recorrida promedio diaria:** Asumiremos que cada la distancia promedio recorrida en cada viaje, incluyendo dentro de la distancia promedio de cada viaje con pasajeros la distancia recorrida sin pasajeros para encontrar el próximo viaje será de 10km.
- **Cantidad de viajes promedio por taxi:** A partir de las estadísticas de la cantidad promedio anual de viajes de los últimos años [55], se asumirá una distribución uniforme de los mismos a lo largo de un año para obtener la cantidad promedio diaria. Para las ciudades de Córdoba y CABA se asumirá un promedio diario de viajes igual al de Rosario, al no contar con información estadística disponible.

Tabla 5 Cantidad promedio de viajes - Taxis

		Cantidad de viajes anuales promedio [55]	24,000,000
		Cantidad de viajes diarios promedio	65,753
Ciudad	Cantidad taxis habilitados	Cantidad de viajes promedio por taxi	
Rosario	4002	16	
Córdoba Capital	4243	16	
CABA	23115	16	

- **Sobre las estaciones de recambio de baterías:**
 - **Distancia promedio de recambio:** Los taxis necesitarán cambiar sus baterías o recargarlas cada 250 km recorridos, considerando una batería promedio con una capacidad de 50kWh, que es del orden de capacidad promedio que venimos estudiando en este proyecto.
 - **Duración del cambio de batería:** Cada intercambio de batería tomará aproximadamente 2.5 minutos [50], sin contar el tiempo de pago por el servicio o de espera en la estación de recambio. Sumando a esos 2.5 minutos otros 10 minutos por el pago, espera y salida de la estación tendremos un tiempo promedio de recambio de 12.5 minutos, similar al tiempo de recarga de combustible en una estación de servicios.

- **Cantidad de recambios de batería simultáneos en las estaciones:** Se asumirá que cada estación de recambio tiene dos dispositivos de recambio de batería y que la misma está operativa durante 12 horas al día.
- **Sobre las estaciones de recarga rápida:**

Cargadores de 150 kW:

- 20 minutos para una carga completa.
- Cada cargador puede realizar aproximadamente 2 recargas por hora.
- Cada cargador está en servicio 12 horas al día.

Cargadores de 250 kW:

- 12 minutos para una carga completa.
- Cada cargador puede realizar aproximadamente 3 recargas por hora.
- Cada cargador está en servicio 12 horas al día.

d) Estimaciones

Procederemos ahora, en base a los supuestos iniciales, a estimar la infraestructura media necesaria para poder abastecer una flota de taxis eléctricos de manera simplificada.

1. Estaciones de recambio de baterías (ERB) necesarias por ciudad

$$2 \text{ dispositivos} * \frac{60}{12.5} \text{ recambios por hora} * 12 \text{ horas} = 115 \text{ cambios por día}$$

Ecuación 10 Estimación de recambios de batería por estación

Rosario

Taxis eléctricos: 800

Cambios de batería diarios: 400

$$\Rightarrow ERB_{Rosario} = \frac{400}{115} \cong 4$$

Ecuación 11 Cantidad de estaciones de recambio de baterías - Rosario

Córdoba

Taxis eléctricos: 849

Cambios de batería diarios: 425

$$\Rightarrow ERB_{Córdoba} = \frac{425}{115} \cong 4$$

Ecuación 12 Cantidad de estaciones de recambio de baterías - Córdoba

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Taxis eléctricos: 4623

Cambios de batería diarios: 2312

$$\Rightarrow ERB_{CABA} = \frac{2312}{115} \cong 20$$

Ecuación 13 Cantidad de estaciones de recambio de baterías - CABA

2. Estaciones de recarga rápida necesarias

Cargadores de 150kW

Recargas diarias disponibles por cargador:

$$2^{\text{recargas/hora}} * 12^{\text{horas/día}} = 24^{\text{recargas/día}}$$

Ecuación 14 Recargas diarias por cargador de 150kW

a. Rosario

i. Taxis eléctricos: 800

ii. Recargas diarias: 400

$$\Rightarrow C_{150kW_{Rosario}} = \frac{400}{24} \cong 17$$

Ecuación 15 Cantidad de cargadores de 150kW - Rosario

b. Córdoba

i. Taxis eléctricos: 849

ii. Cambios de batería diarios: 425

$$\Rightarrow C_{150kW_{Córdoba}} = \frac{425}{24} \cong 18$$

Ecuación 16 Cantidad de cargadores de 150kW - Córdoba

c. Ciudad Autónoma de Buenos Aires

i. Taxis eléctricos: 4623

ii. Cambios de batería diarios: 2312

$$\Rightarrow C_{150kW_{CABA}} = \frac{2312}{24} \cong 100$$

Ecuación 17 Cantidad de cargadores de 150kW - CABA

Cargadores de 250kW

Recargas diarias disponibles por cargador:

$$3^{\text{recargas/hora}} * 12^{\text{horas/día}} = 36^{\text{recargas/día}}$$

Ecuación 18 Recargas diarias por cargador de 150kW

a. Rosario

iii. Taxis eléctricos: 800

iv. Recargas diarias: 400

$$\Rightarrow C_{250kW_{Rosario}} = \frac{400}{36} \cong 12$$

Ecuación 19 Cantidad de cargadores de 250kW - Rosario

b. Córdoba

v. Taxis eléctricos: 849

vi. Cambios de batería diarios: 425

$$\Rightarrow C_{150kW}^{Córdoba} = \frac{425}{36} \cong 12$$

Ecuación 20 Cantidad de cargadores de 250kW – Córdoba

c. Ciudad Autónoma de Buenos Aires

vii. Taxis eléctricos: 4623

viii. Cambios de batería diarios: 2312

$$\Rightarrow C_{150kW}^{CABA} = \frac{2312}{36} \cong 65$$

Ecuación 21 Cantidad de cargadores de 250kW – CABA

En las siguientes tablas se resumen las estimaciones realizadas. Como propuesta de diseño, sujeta a disponibilidad de espacio y potencia eléctrica en las redes de distribución, se sugieren distribuir los cargadores en estaciones de recarga munidas de 2 cargadores de 150kW y 1 cargador de 250kW. Cada estación deberá contar, como mínimo, con un transformador dedicado de 630kVA (este valor de potencia deberá ser revisado al momento de realizar la ingeniería de detalle de cada estación de recarga).

Tabla 6 Resumen de infraestructura básica para taxis eléctricos

Ciudad	Cantidad teórica de estaciones de recambio de baterías	Cantidad teórica de cargadores rápidos de 150kW	Cantidad teórica de cargadores rápidos de 250kW
Rosario	4	17	12
Córdoba Capital	4	18	12
CABA	20	100	65

Tabla 7 Cantidad de estaciones de recarga (2x150kW + 1x250kW)

Ciudad	Cantidad teórica de estaciones de recarga (2x150kW + 1x250kW)	Transformador de distribución mínimo para la estación
Rosario	12	630kVA
Córdoba Capital	12	630kVA
CABA	65	630kVA

Con las distancias y cantidad de viajes promedio asumidas, a priori, bastaría con una recarga diaria para alcanzar la autonomía promedio necesaria para el servicio de taxis. Sin embargo, esto es el resultado de haber realizado asunciones de distribución uniforme de los viajes, distancias y capacidad de batería. Si bien se obtiene una aproximación fundada a la infraestructura básica necesaria para un recambio del 20% de la flota de taxis en las tres principales ciudades de nuestro país, podría ampliarse el

estudio estadístico de esta migración, pero escapa al alcance planteado en este estudio, en el que el objetivo inicial era hacer hincapié fundamentalmente en la migración a VEs de los vehículos de uso privado.

8. Resumen de efectos indeseados sobre el sistema eléctrico y propuestas de mitigación

Aunque las ventajas de avanzar hacia una movilidad descarbonizada en el transporte privado son claras, la penetración de vehículos eléctricos (VEs), especialmente cuando su adopción es masiva, tiene un impacto significativo en las redes eléctricas, tanto en la distribución como en el transporte, particularmente en las horas de mayor demanda. A continuación, se realizará un análisis general de la bibliografía especializada, identificando los problemas que plantea esta nueva movilidad, explicando sus orígenes y proponiendo soluciones para mitigarlos.

a) Definiciones iniciales

i. Tecnología V2G (Vehicle-to-grid)

Introducción

En los sistemas de potencia del siglo XX y principios del siglo XXI, bastaba con un almacenamiento de energía principalmente en agua: las represas hidroeléctricas con capacidad de embalse y las centrales de bombeo cumplían con esta necesidad de arbitrar entre momentos de exceso de generación no almacenable y momentos de picos de demanda o situaciones N-1 donde la oferta de esta generación almacenada era necesaria para asegurar el balance entre generación y demanda.

La naturaleza intermitente de la generación solar y eólica requiere capacidad de almacenamiento para adaptarse a las fluctuaciones tanto de la oferta de generación como de la demanda. A su vez, el creciente interés e impulso a la producción de vehículos eléctricos (VEs) lo convierte en uno de los candidatos económicamente viables para aumentar esta capacidad de almacenamiento sin necesidad de grandes inversiones en baterías dedicadas. Es en este sentido donde la tecnología Vehicle-to-Grid (V2G) adquiere relevancia en nuestro estudio.

Definición

V2G es una tecnología que permite a los vehículos eléctricos (VEs) no solo absorber potencia de la red eléctrica para cargar sus baterías, sino también inyectar a la red, a partir de la energía almacenada en sus baterías, cuando sea necesario. Esta interacción bidireccional convierte a los vehículos eléctricos en una especie de "baterías sobre ruedas" que pueden ayudar a equilibrar la demanda y la oferta de energía en la red.

Aunque no profundizaremos en los detalles técnicos de la implementación de esta tecnología y su impacto en nuestra red eléctrica, sí exploraremos algunas de sus

aplicaciones para optimizar técnica y económicamente la penetración de los VEs, tanto para el operador de red o distribuidora como para el propietario.

Esta tecnología requiere de elementos básicos como un relé de medición inteligente que permita medir flujos de energía en ambas direcciones, un tablero principal al que esté conectado el cargador del VE y los alimentadores que abastecerían la demanda.

Desarrollo de V2G en otros mercados

Se estima contar con un stock total global de 350 millones de VEs hacia el año 2030 [56], lo que considerando una batería promedio de 40kWh daría un total potencial teórico de 14000 GWh de almacenamiento en las calles. Si consideramos que se espera que el precio promedio en 2024 de un contenedor BESS de 20 pies en EE. UU. sea de 148 dólares/kWh [57], la capacidad potencial disponible en VEs sería equivalente a la capacidad disponible luego de una inversión total de 2072 billones de dólares (USD 2.072.000.000.000) en BESS.

En Chile, la Agencia de Sostenibilidad Energética en conjunto con ENEL y Nissan, desarrollaron el primer proyecto piloto V2G, que permitirá que esta Agencia se alimente de energía no solo desde la red de distribución y de los paneles solares instalados (3kW) sino también de la batería de 40kWh de un VE [58]. Según lo expuesto en esta iniciativa, las flotas de VEs, coordinadas y unificadas en un futuro, podrían representar un almacenamiento disponible en movimiento, con la capacidad de contribuir a la estabilidad de la red eléctrica en momentos de estrés por la alta demanda, por la ocurrencia de fallas o por la naturaleza intermitente de las energías renovables.

Posibles usos de la V2G

La aplicación más básica y directa de la tecnología V2G sería poder abastecer una casa o departamento. Si consideramos un consumo de energía promedio de 5,7kWh por día y un VE con batería de 40kWh, podría abastecerse un hogar por una semana. Esto tendría especial utilidad en el caso de cortes de energía, que suelen tener una duración muchísimo menor a una semana, lo que permitiría abastecerse en caso de cortes de demanda inevitables o zonas geográficas donde la infraestructura eléctrica es débil o, incluso, inexistente [59].

En los horarios en los que la demanda aumenta, la presencia de cargadores provistos de la tecnología V2G podría ayudar a mitigar las saturaciones ofreciendo energía en cada edificio residencial o de oficinas donde se encuentren estacionados los VEs. Esto haría que la demanda neta de un edificio vista por la red sea menor a la suma de las cargas conectadas. Además, el uso de esta tecnología ofrece una herramienta potente para poder disminuir los costos de generación en la red, al evitar despachar máquinas más costosas en horas punta.

La regulación de la tensión y la frecuencia puede que sea la aplicación más importante de la V2G debido al valor que aporta a un sistema eléctrico como el argentino y su impacto mínimo en el sistema de almacenamiento del VE [60] [61]. La regulación de la

frecuencia se utiliza para equilibrar la oferta y demanda de potencia activa, actualmente lograda mediante la regulación primaria o secundaria de grandes generadores, lo cual resulta costoso [62]. Las baterías de los VEs pueden ser una alternativa rentable para la regulación de la frecuencia debido a su capacidad de carga y descarga rápida. Los beneficios económicos estimados en [63] por este servicio de red oscilaban entre los 3700 y 4000 USD por año, por VE, para una potencia de regulación de 10-15kW.

Del mismo modo, la regulación de tensión se utiliza para equilibrar la oferta y demanda de potencia reactiva en la red, y los VEs pueden responder rápidamente a las señales de regulación [64]. Estos pueden integrar un control de tensión en el cargador de baterías, permitiendo que la carga del vehículo se detenga o comience en función de la tensión de la red [65].

En [66] se realiza un metaanálisis cuantitativo basado en 340 artículos técnico-académicos publicados entre 2010 y 2018. Los resultados muestran que las aplicaciones de control de carga y participación en la regulación de frecuencia ofrecen los mayores beneficios económicos para las aplicaciones de carga controlada de VEs. Además, se encontró que el aumento de la potencia y eficiencia de carga, así como la capacidad de carga bidireccional, mejoran significativamente los beneficios económicos, incluso teniendo en cuenta la degradación de la batería [21].

Si se considera que el vehículo privado promedio solo está en movimiento en rutas o calles el 4-5% del tiempo, permitir la utilización de las baterías del VE mientras está estacionado en el hogar o en el trabajo a cambio de algún beneficio económico resulta una buena estrategia, aun considerando la degradación de las baterías y sistemas de recarga a bordo del VE [67]. Investigadores estiman un retorno potencial por la utilización de aplicaciones de la V2G en un rango de \$90-\$4000 USD por año por VE [68] [69] y un ahorro potencial de 6,5 millones de barriles de petróleo equivalentes por día, sólo en los Estados Unidos [70]. Se estima que la prestación de servicios de regulación de carga, frecuencia y tensión a la red puede disminuir el costo de propiedad de un VE en hasta un 11% [61].

El abanico potencial de aplicaciones que permite la V2G se resume en los siguientes puntos, cada uno con su bibliografía de referencia asociada:

- Reserva de generación local ante cortes de suministro [71] [68] [72]
- Potencia de respaldo para la generación renovable intermitente, como la solar y la eólica [73] [63] [74] [75]
- Soporte de potencia reactiva (para mantener las tensiones de ciertas barras del sistema en banda) [76]
- Regulación de potencia activa (descargando baterías en los picos de demanda -estrategia *peak shaving*-, recargándolas en las horas valle -estrategia *valley filling*-) [77] [70]
- Regulación de frecuencia como servicio auxiliar de red [64] [78] [69]

ii. Carga no controlada y no coordinada (“*dumb charge*”)

Para estimar el impacto máximo sobre la curva de demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), se ha supuesto que la carga de los VEs es completamente libre: sin señales de precio que incentiven la recarga en horas específicas del día, y sin señales de control del operador del sistema hacia las distribuidoras, o de las distribuidoras hacia la demanda agregada de estaciones de carga, ya sean públicas o privadas. En la bibliografía, este tipo de carga se denomina coloquialmente "dumb charge" (carga no inteligente). Este tipo de carga es la más fácil de implementar y la más conveniente para los usuarios de VEs, ya que pueden elegir el horario de recarga que prefieran, que normalmente coincide con las horas pico. [79].

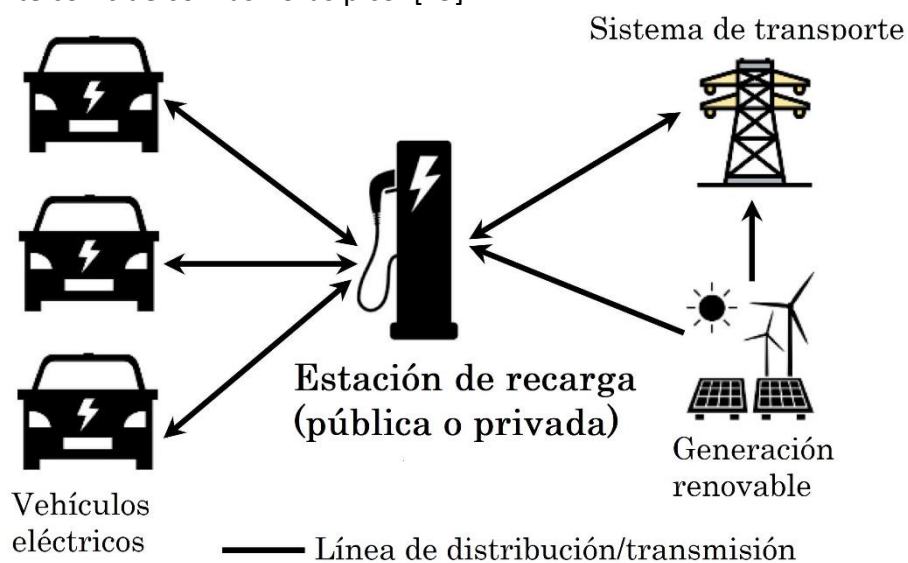


Figura 34 Esquema de red con carga no controlada

Sin embargo, la recarga no coordinada de una cantidad considerable de VEs (la cual depende significativamente del estado y fortaleza de la red en distintos puntos para aportar potencia reactiva) puede provocar un aumento significativo en los picos de demanda, llevando a la saturación de ciertos equipos o a caídas de tensión inadmisibles. Se ha demostrado que la recarga masiva y simultánea de VEs causa, principalmente en redes de distribución, un aumento de pérdidas, desbalance de fases, variaciones de tensión, acortamiento de la vida útil de transformadores y cables por sobrecalentamiento, y distorsión armónica [80] [81].

Arribando a resultados muy similares a los encontrados durante el desarrollo de este proyecto, en [79] se muestra una curva de demanda típica de una red con penetración de vehículos eléctricos con una carga no controlada y no coordinada. Puede observarse como la recarga en horarios pico tiende a perjudicar el desempeño de las redes requiriendo que el equipamiento trabaje en condiciones de mayor carga y, además, que haya que despachar generación más costosa llevando a todo el sistema a un punto de equilibrio subóptimo [82].

Se investigaron los efectos de la carga no controlada de VE en un sistema de distribución a pequeña escala en [83], encontrando que la recarga afecta la carga del sistema y los niveles de tensión en varios nodos.

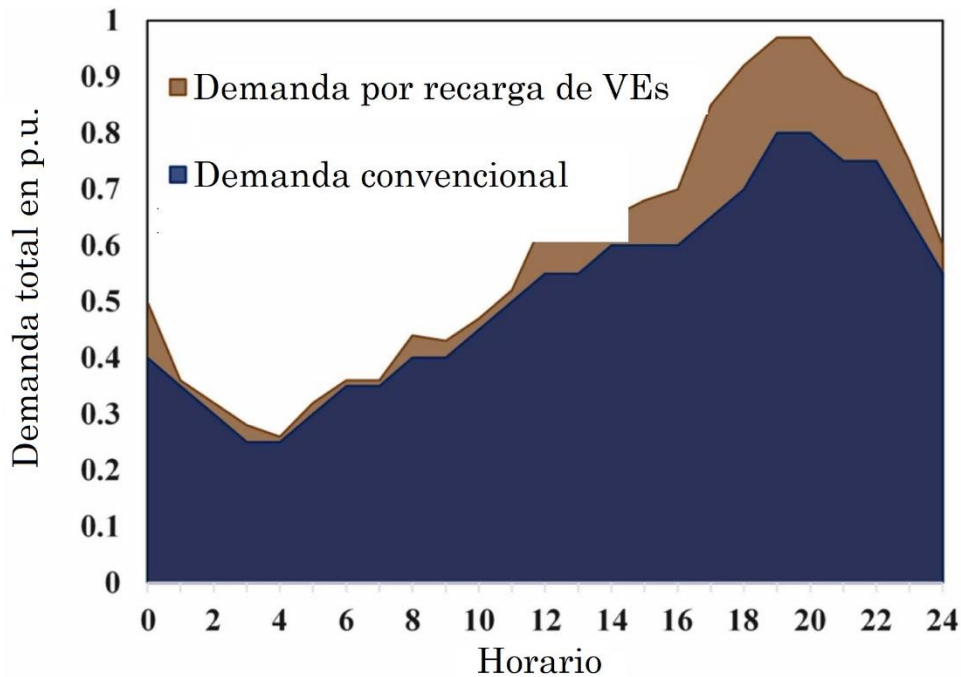


Figura 35 Curva típica de demanda - Carga no coordinada, no controlada

iii. Carga controlada y coordinada

Para lograr una mayor penetración de vehículos eléctricos a nuestra red eléctrica es esencial diseñar un esquema de recarga controlada y coordinada entre usuarios finales, distribuidoras o cooperativas, transportistas y el operador del sistema. Este esquema requiere una medición y comunicación de datos en tiempo real casi continua pero la generación de consignas de control podría realizarse de manera automatizada.

La finalidad de utilizar un esquema de carga controlada-coordinada es suavizar la curva de demanda y optimizar la generación [81]. Mediante la combinación de tiempo de carga, tasa de carga y tarifa puede incentivarse a los usuarios a utilizar la carga controlada para con el fin de optimizar su costo de operación [82].

Una estrategia muy difundida en la bibliografía técnica de mercados con penetración existente de VEs es la de *llenado de valle*. La misma consiste en desplazar toda la

demanda posible desde horas pico hacia horas valle, con el fin de minimizar el estrés sobre el sistema.

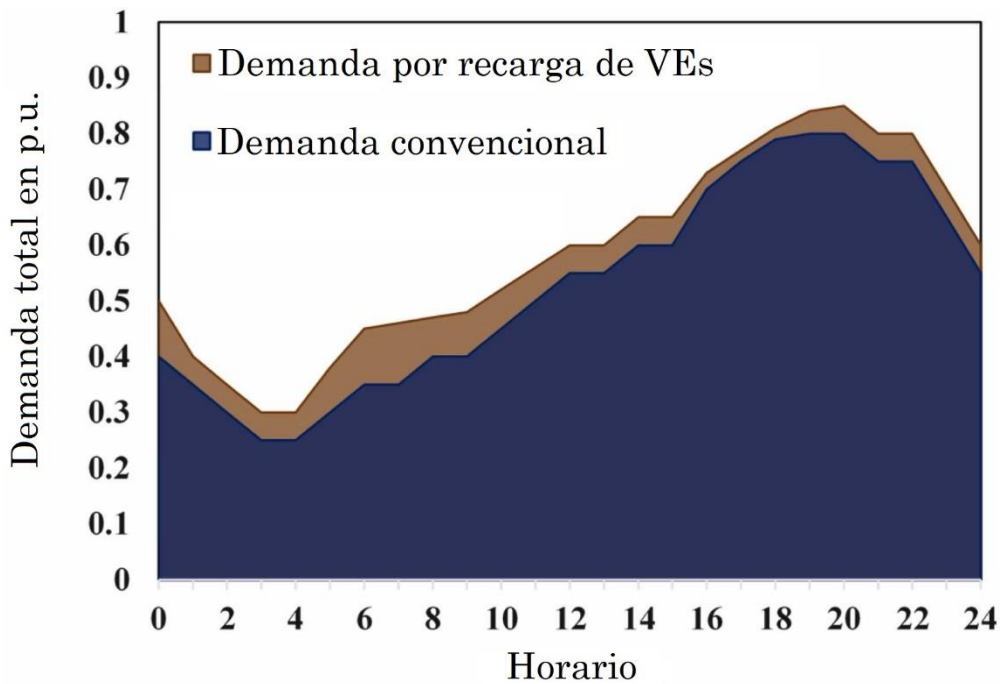


Figura 36 Curva típica de demanda - Carga coordinada

Investigadores en [84] estimaron que la electrificación del tráfico por carretera en China representaría aproximadamente el 7,7% del consumo eléctrico en 2030. En contraste con escenarios sin VEs, los escenarios con carga no controlada podrían incrementar el pico de demanda un 12% hasta 1345GW. Los picos de demanda con la utilización de tecnología V2G cayeron hasta 1210GW, mostrando un descenso por el uso de esta tecnología, expuesta en i) Tecnología V2G (Vehicle-to-grid).

Otros autores en [85] indagaron sobre el impacto de la penetración de VEs en las Maldivas hacia el año 2030, encontrando que con una penetración de vehículos eléctricos del 30%, un pequeño incremento del 3% en la demanda por recarga no controlada podría resultar en un 26% de aumento de la necesidad de generación para la red de ese país, que resultaba en un 16% de aumento en las perspectivas de inversión en ampliaciones de la red. Al contrario, para un escenario de carga coordinada, la necesidad de generación adicional ante el mismo incremento de demanda se redujo hasta un 2% aproximadamente [85].

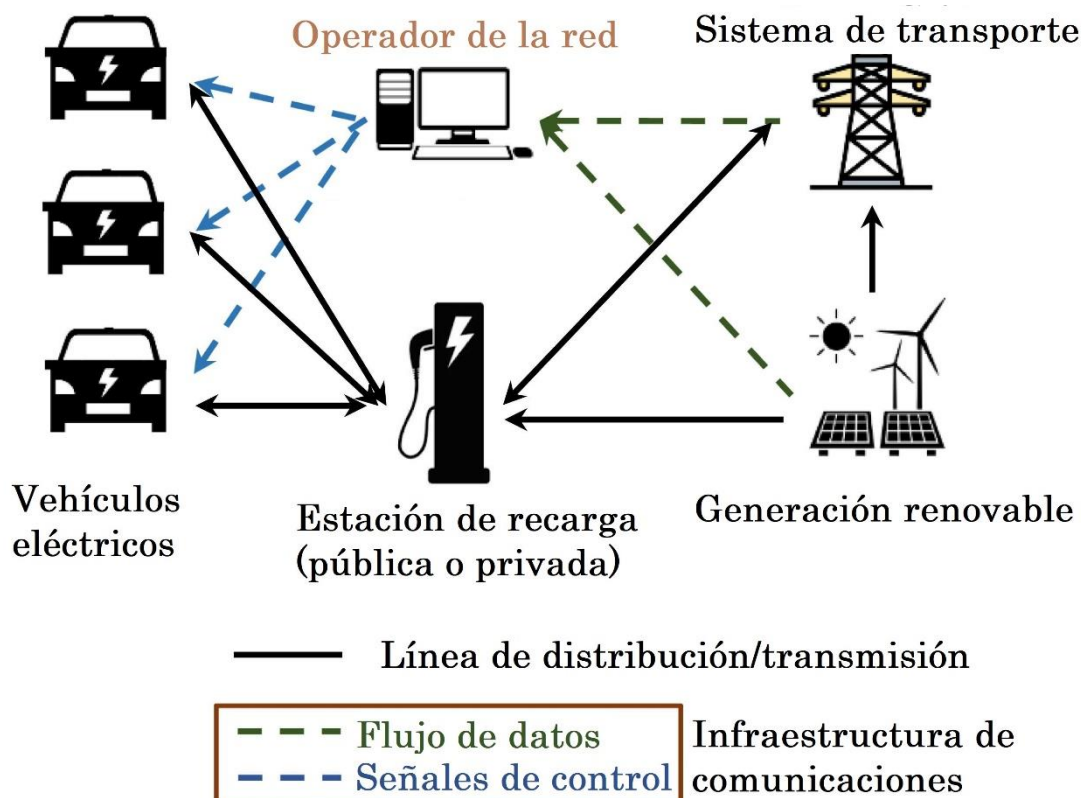


Figura 37 Esquema de red con carga controlada y coordinada

Tabla 8 Visión general de los métodos de carga controlada y no controlada

	Carga no controlada	Carga controlada
Estrategia general	No hay control sobre la tasa de carga. No se utilizan contadores inteligentes ni controladores fijos.	Definir o limitar la tasa de carga de los VEs. El control puede ser centralizado (operador) o descentralizado (distribuidoras)
Implementación	Fácil	Complicada porque requiere implementaciones de señales y controles más complejos
Distribución temporal de la demanda	Carga inmediatamente al conectar. Depende fuertemente del comportamiento del usuario.	Carga al detectar baja demanda (estrategia de llenado de valle) y condiciones térmicas aceptables en el equipamiento
Impacto sobre el sistema eléctrico	Pérdidas de potencia extra. Desviaciones de tensión. Sobrecarga térmica de los transformadores. Reducción de la confiabilidad y la rentabilidad de la red. Aumento del pico de demanda instantánea.	Minimizar las pérdidas del sistema de distribución. Minimizar las pérdidas de potencia. Maximizar el factor de carga de la red principal. Mejorar la confiabilidad y seguridad de la red. Reducción de la potencia pico.
Costes y beneficios	El impacto de la demanda sobre la red podría aumentar los costos al requerir condiciones de operación subóptimas económicamente	Permite seguir una estrategia por parte del operador de la red para optimizar económica y técnicamente la red

b) Efectos sobre la estabilidad de la red

La estabilidad de una red eléctrica refiere a su capacidad de volver a un estado operativo estable y aceptable tras sufrir una perturbación [30]. La penetración de VEs puede ejercer una influencia negativa en las redes debido a su naturaleza de cargas no lineales [86].

Se han realizado estudios de estabilidad de sistemas eléctricos con y sin la inclusión de cargas de vehículos eléctricos. Según [87], el sistema con penetración de vehículos eléctricos resultó ser menos estable que el sistema sin VEs.

i. Estabilidad en tensión

Refiere a la capacidad de un sistema eléctrico para mantener los niveles de tensión en un rango aceptable [30] en todas sus barras. Esta capacidad depende fuertemente de la capacidad de aporte de potencia reactiva en los distintos puntos de la red, lo que a fines de cuenta termina dependiendo de la potencia de cortocircuito en cada barra del sistema.

Un colapso de tensión es el proceso por el cual una secuencia de eventos causa tensiones anormalmente bajas [88] en una parte significativa de una red dada. Los márgenes de estabilidad de tensión dependen fuertemente de las características de la carga (modelada como corriente constante, potencia constante, impedancia constante o un mix de ellas) y de la demanda total (P_{max}) tal como puede verse en la Figura 38 (a) y (b). Del estudio realizado en [89] se desprende que utilizando un modelo de carga de impedancia constante se obtiene un margen de estabilidad en tensión mayor al que se obtiene utilizando un modelo de carga de potencia constante, lo que resulta una inferencia de importancia para el diseño de la controlabilidad de este tipo de cargas.

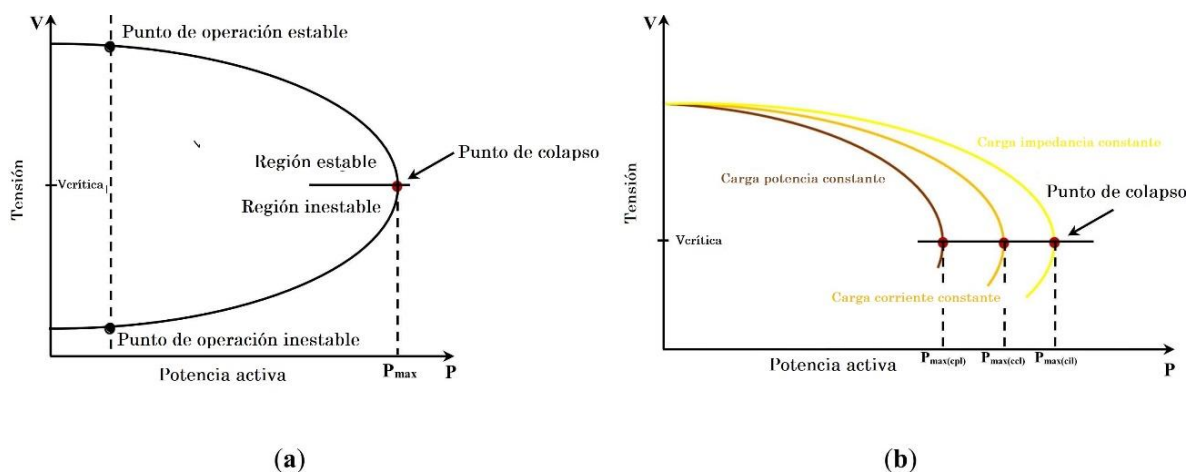


Figura 38 (a) Margen de estabilidad de voltaje [90] (b) Margen de estabilidad de voltaje para tres tipos diferentes de cargas de carga de VE [89]

ii. Estabilidad en frecuencia

La estabilidad en frecuencia refiere a la capacidad de una red eléctrica en mantener su frecuencia dentro de un rango de operación admisible. En nuestro país este rango

admisible está definido en Los Procedimientos de CAMMESA [46] y resultan que, para una frecuencia nominal de 50 Hz, será de $\pm 0,2\text{Hz}$ en condiciones normales y de por lo menos $\pm 2\text{Hz}$ para transitorios de frecuencia ante condiciones anormales de funcionamiento.

En la Figura 39 se observa una respuesta dinámica en frecuencia típica de un sistema eléctrico ante un desequilibrio entre la generación y la demanda. Dependiendo de la magnitud de la perturbación y la inercia del sistema, la frecuencia disminuye rápidamente desde el Punto A hacia el Punto B. Este Punto B se define como la frecuencia crítica, el valor más bajo durante esta evolución transitoria. Una vez restablecido el balance entre generación y demanda (sea por aumento de la potencia generada o por corte de demanda) la frecuencia evoluciona habitualmente hacia el Punto C, obteniendo un nuevo punto de operación post-perturbación.

Claramente que el problema de estabilidad en frecuencia será mayor cuanto mayor sea la tasa de penetración de VE en el sistema, debido al aumento de la demanda vista desde la red. Para satisfacer este aumento de demanda, el sistema deberá responder aumentando la potencia generada o restablecer el equilibrio entre generación y demanda mediante el accionamiento de algún tipo de esquema de alivio de carga o ejercer una acción de control sobre las cargas interrumpibles, como pueden ser los cargadores de VEs.

Para disminuir el impacto sobre la estabilidad en frecuencia de la red, se han investigado técnicas basadas en tecnología V2G para controlar la carga y descarga de vehículos y poder regular la frecuencia a cambio de un descuento en las tarifas eléctricas o directamente un pago por cada VE que preste este servicio.

En [91] se propone el uso de agregadores de demanda de VEs (es decir, alimentadores exclusivos para VE que permitan la selectividad en un esquema de alivio de carga) y técnicas de estabilidad basadas en el retraso temporal que pueda existir debido a la infraestructura de comunicaciones.

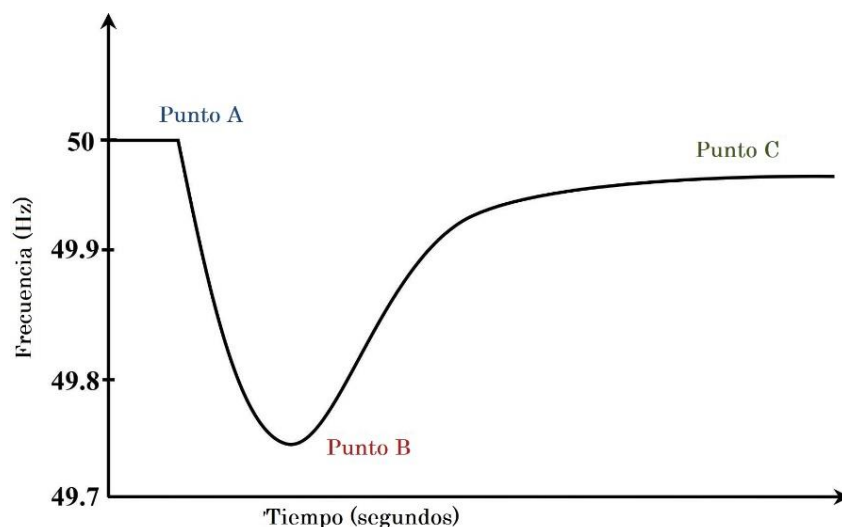


Figura 39 Respuesta en frecuencia luego de una perturbación

iii. Estabilidad angular

La estabilidad rotórica o estabilidad angular hace referencia a la capacidad que los generadores sincrónicos tienen para retomar condiciones normales de operación después de ser sujetos a una perturbación, es decir, la facilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica [88].

Se ha estudiado en [92] que el aumento de la demanda por recarga de VEs provoca mayores oscilaciones en el sistema mediante la simulación dinámica de una falla trifásica. Además, en el mismo artículo se presenta una técnica para mitigar este efecto utilizando la potencia generada por generadores eólicos y el almacenamiento disponible en las baterías de los VEs. De esta manera, el exceso de generación eólica habilita la recarga de VE conectados a la red en condición flotante (es decir con capacidad remanente de carga) y ante la necesidad puede ordenarse la descarga parcial de las baterías hacia el sistema.

Tabla 9 Impacto de la recarga de vehículos eléctricos en la estabilidad de la red y posibles medidas paliativas

Desafíos para la estabilidad de la red	Observaciones	Posibles soluciones
Estabilidad en tensión	Debido a las características de la carga, la integración de VEs puede tener un impacto negativo en la estabilidad de la tensión.	Implementación de sistemas vehicle-to-grid (V2G) [93]. Optimización de los horarios de recarga de vehículos eléctricos [94]. Aplicación de recarga inteligente para vehículos eléctricos. Implementación de modelos de carga precisos [95].
Estabilidad de frecuencia	La desviación de tensión en el sistema aumenta en función del nivel de penetración y la velocidad de carga de los VE.	Implementación de sistemas vehicle-to-grid (V2G) [93]. Uso de estrategias multiobjetivo de control óptimo de la recarga de vehículos eléctricos [96].
Estabilidad angular	Debido a la falta de coordinación de las recargas de los vehículos eléctricos, la desproporción en la carga de las fases puede aumentar considerablemente.	Coordinación entre cargas de VE y parques eólicos [97]. Uso de sistemas estabilizantes de potencia para agregar amortiguamiento [92].

c) Efectos sobre la calidad de energía

El término calidad de energía hace referencia a la capacidad de una red de proporcionar un suministro de potencia estable, con cierta pureza en la forma de onda y con tensión y corrientes libres de armónicos. Los problemas habituales referentes a la calidad de energía son los armónicos, las fluctuaciones de tensión y el desequilibrio de fases.

i. Armónicos

Los armónicos son componentes de frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental del sistema. Estas distorsionan las formas de onda de tensión y corriente, impactando en la calidad de la energía. La naturaleza no lineal de los cargadores de VE, es decir, la

electrónica de potencia utilizada en un cargador de VE puede dar lugar a corrientes armónicas circulando por las redes de distribución, sobre todo cuando un gran número de cargadores para VEs se integran en la red [98].

En un estudio sobre el impacto de VEs en Bangladesh [99], se encontró que en el caso de un solo VE conectado a una estación de carga, la THD es del 4,82%; del 12,35% cuando hay conectados 3 VEs y del 19,69% cuando se recargan simultáneamente cinco VEs con distintas especificaciones, en la misma estación de recarga.

Sin embargo, en [100] se compararon las arquitecturas en corriente continua (CC) y en corriente alterna (CA) para estaciones de carga rápida de VE conectadas a la red. Se encontró que la infraestructura de CA tiene niveles más altos de armónicos de corriente (THD = 3,81%) en comparación con el diseño de CC (THD = 1,12%), lo que indicaría que el bus de CC ofrece menor impacto negativo sobre la calidad de energía preexistente.

En cuanto al impacto en distintos niveles de tensión, en [101] se estudia el impacto en una red de distribución de Qatar y se concluye que la conexión de estaciones de carga a la red de media tensión resulta más conveniente que la conexión en baja tensión dado que la THD_{13kV} resultó del 0,33% para una estación y de 0,43% para varias estaciones de carga (Figura 41) frente a una THD_{400V} de 2,11% y 3,45% respectivamente (Figura 40).

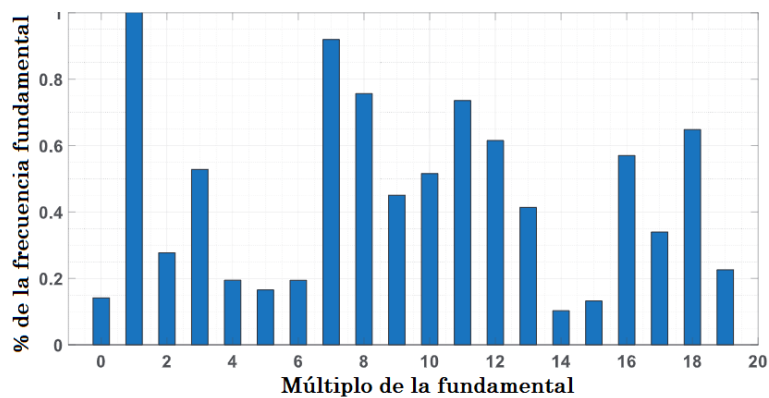


Figura 40 Presencia de armónicos en baja tensión [101]

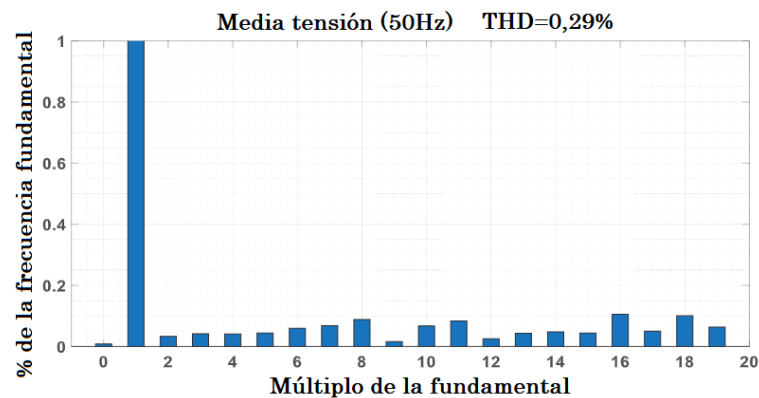


Figura 41 Presencia de armónicos en media tensión [101]

ii. Calidad de la onda de tensión

Las fluctuaciones rápidas de tensión (*sags y swells de tensión*) [102] y el flicker son dos ejemplos de problemas que afectan la calidad en la tensión de suministro. Los cargadores de VEs son cargas alineales que, a medida que aumenta la cantidad de vehículos en circulación, producen caídas de tensión inaceptables en el extremo de distribución.

Se ha demostrado en [103] que diferentes regímenes de carga con una penetración de VEs del 20% y del 80% producen caídas de tensión de 12,7% y 43,4%, respectivamente lo que resulta a todas luces inaceptable. La carga de los VE puede ser rápida o lenta. Los patrones de corriente obtenidos en [104, 105] con carga rápida y carga lenta son diferentes, ya que se encontraron más fluctuaciones en la carga lenta. Al principio y al final del ciclo de carga se observaron fluctuaciones rápidas de la tensión.

Con un esquema de carga no controlada, se estimó [104] la probabilidad de ocurrencia de cierto número de cambios en la corriente, percibidos como parpadeo de la luz, debido a la carga de cierta cantidad de vehículos simultáneamente durante un intervalo de 10 minutos. Los resultados se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10 Probabilidad de que se produzca más de un número determinado de cambios en la intensidad de la luz durante un intervalo de 10 minutos, en función del número de vehículos eléctricos que estén cargándose en las proximidades.

Número de vehículos cargando al mismo tiempo	>2 cambios	>3 cambios	>4 cambios	>10 cambios	>20 cambios	>30 cambios
3	4.00%					
4	11.00%	1.00%				
5	21.00%	4.50%	0.40%			
6	32.00%	10.00%	1.80%			
7	43.00%	17.00%	4.50%			
8	53.00%	26.00%	8.80%			
9	62.00%	35.00%	14.50%			
10	70.00%	44.00%	21.00%			
20	98.00%	94.00%	84.00%	3.50%		
50	100.00%	100.00%	100.00%	96.00%	12.00%	
80	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	95.00%	23.00%

iii. Desequilibrio de fases

El desequilibrio de fases debido a la carga de VEs es el resultado de la carga monofásica, principalmente doméstica. Este problema resulta más severo cuando no se implementan esquemas de carga controlada y coordinada [106].

La alternancia en la conexión de los cargadores domiciliarios en las distintas fases de los sistemas de distribución resulta importante para minimizar este desequilibrio.

En [107] se presenta una novedosa propuesta para mitigar este problema: incorporar generación solar en grandes edificios que cuenten también con cargadores de VEs. Según las conclusiones de este estudio, la incorporación de generación fotovoltaica ayuda a minimizar el impacto del desbalance de fases y caídas de tensión por la recarga no controlada y simultánea de hasta 7 VEs.

En la Tabla 11 se resumen otros de los efectos sobre la calidad de energía en la red y sus posibles formas de mitigación, referenciada cada una al artículo técnico-académico que lo explica detalladamente.

Tabla 11 Impacto de la recarga de vehículos eléctricos en la calidad de la energía y posibles medidas paliativas

Desafíos para la calidad de la energía	Observaciones	Posibles soluciones
Armónicos	La contaminación armónica se origina en la electrónica de potencia utilizada en los cargadores de VEs	Utilizar generación solar con inversores que funcionen como un filtro activo de armónicos [108]. Uso de equipos de corrección de factor de potencia. Uso de recarga de vehículos eléctricos uniformemente distribuida y coordinada [80]. Coordinación entre cargas de vehículos eléctricos y aerogeneradores: aplicación de rectificadores basados en resistencias virtuales [109].
Calidad en tensión	La desviación de tensión en el sistema aumenta en función del nivel de penetración y la velocidad de carga de los VE.	Uso de dispositivos de regulación de la tensión y enfoques de soporte de la tensión para mantener la desviación de la tensión dentro de límites tolerables. [110]. Uso de métodos inteligentes de recarga [111]. Implementación de estaciones de recarga híbridas autónomas basadas en energías renovables [112].
Desequilibrio de fases	Debido a la falta de coordinación de las recargas de los vehículos eléctricos, la desproporción en la carga de las fases puede aumentar considerablemente.	Incentivos para una gestión balanceada de carga. Uso de generación solar fotovoltaica [107].

9. Máxima penetración de VEs en Rosario utilizando simulaciones en PSS/e

a) Introducción

El objetivo de este capítulo es determinar la máxima demanda agregable en la ciudad de Rosario utilizando simulaciones en PSS/E. Este análisis se basa en una adaptación del flujo base de pico nocturno para el año 2028, presentado por la Empresa Provincial de la Energía en su Guía de Referencia 2024-2031.

La metodología aplicada consiste en escalar las demandas residenciales en incrementos del 0,1%, partiendo de la demanda pronosticada en el flujo base de pico nocturno de verano, hasta que algún elemento de la red de transmisión supere su capacidad nominal o el nivel de tensión de alguna de las barras en la zona de influencia salgan de las bandas permitidas por el Anexo 4 de los Procedimientos de CAMMESA [8]. El objetivo final de este análisis es cuantificar la máxima penetración de vehículos eléctricos (VE) que podría abastecerse hacia 2030 sin necesidad de realizar ampliaciones adicionales en la red de transporte ni aplicando ninguna estrategia de carga controlada y/o coordinada.

b) Metodología

i. Flujos base de pico nocturno

Del flujo base mencionado en el punto anterior se seleccionaron solamente las barras destinadas a abastecer total o parcialmente demandas de tipo residencial. Las barras destinadas a la inyección de generación como las que abastecen demandas industriales puras no fueron escaladas, aunque si tenidas en cuenta en la demanda global de los escenarios. Esto se debe a que el escalamiento de demandas realizado tiene el fin de encontrar la máxima demanda agregable debida a la recarga de VEs.

Los escenarios base están modelados en el software PSS/E, incluyendo los datos de capacidades admisibles de las líneas, transformadores, transformadores de intensidad, bobinas de onda portadora y elementos de compensación.

Se consideraron las siguientes variables críticas:

- Capacidad nominal de los elementos de la red: para el caso de las líneas de transmisión esta capacidad se adopta como el límite térmico de los conductores. Para el caso de transformadores se adopta la capacidad admisible en MVA en el lado de alta tensión.
- Niveles de tensión: se adoptarán las bandas de variación de tensión permitidas por el Anexo 4 de los Procedimientos de CAMMESA.

ii. Escalado de cargas en barras tipo demandas residenciales

Se realizaron simulaciones incrementando las demandas residenciales en escalones del 0,1% a partir de los valores base. A partir de la elaboración de un script en Python, se iteró sobre el flujo base, verificando en cada iteración si algún elemento de la red de transmisión de Santa Fe alcanzó su capacidad nominal o si la tensión en alguna de las barras salió de la banda permitida de operación en red completa. El script utilizado se muestra en los Anexos: [Script en Python – Escalado de demanda para encontrar máxima demanda agregable y generar reportes](#)

iii. Niveles de saturación

Al alcanzar la primera violación a las condiciones operativas, se tomará esta demanda como un valor de interés y se pasará a la siguiente violación, que sería el próximo elemento en saturar o la próxima barra en salir de banda ante el incremento de demanda en el mismo subsistema de barras de demandas residenciales de la ciudad de Rosario. Al encontrar la segunda violación, se tomará nota de esta segunda demanda máxima (que podría abastecerse en caso de ampliar la red para resolver la primera restricción encontrada).

Luego, se repetirá este proceso hasta alcanzar la tercera violación a las condiciones de operación donde finalizaremos la iteración y obtendremos un reporte por los 3 escalones de demandas máximos.

c) Resultados

i. Simulación en la red de EPE

- Demanda inicial en escenario de pico nocturno al 2030: La demanda inicial en la red de transmisión de EPE en el área metropolitana de Rosario es de 915MVA
- Incrementos de demanda: Escalado de las barras de demanda residencial en escalones del 0,1%.
 - a. Límite 1: la primera restricción observada en las simulaciones se da en la línea de alta tensión **(LAT) en 132kV Godoy – Rosario Oeste** al alcanzar un incremento de demanda del 2,4%.

Scale Powerflow Data

	Original	New total	% Change	Incremental change
Load -MW	914.780	936.7347 10 MW	2.4 1 %	21.9548 10 MW
Generation	0.000	0.0000 10 MW	0.0000 1 %	0.0000 10 MW
Shunt-MW	0.000	0.0000	0.0000	0.0000
Reactors	-0.000	-0.0000 10 Mvar	0.0000 1 %	0.0000 10 Mvar
Capacitors	0.000	0.0000 10 Mvar	0.0000 1 %	0.0000 10 Mvar
Motor Load	-0.000	-0.0000	0.0000	0.0000

Reactive Power Component

Load-Mvar 358.230 366.8275 10 Mvar 2.4000 1 % 8.5975 10 Mvar

Constant Load P/Q Ratio

Load Power Factor 0.9500 0.01

Limits	P min	P max
Total gener...	0.000	0.000
Total motor...	-0.000	-0.000

Enforce machine power limits

Responses recorded as

New Totals

Percent changes

Incremental changes

OK Close

Figura 42 Escalado de demanda al 2,4%

- b. Límite 2: se quita la restricción del límite 1 aumentando el RATE 1 con el fin de poder observar cuál sería la siguiente restricción en caso de estar resuelta la primera. Se observa en las simulaciones que al alcanzar un escalado de demanda incremental del 9,8% se satura el vínculo **LAT 132kV Godoy – Daneri** (una ET futura que se insertará en 2027, seccionando la actual LAT 132kV Godoy – Echesortu).

Scale Powerflow Data

	Original	New total	% Change	Incremental change
Load -MW	914.780	1004.4285 10 MW	9.8 1 %	89.6485 10 MW
Generation	0.000	0.0000 10 MW	0.0000 1 %	0.0000 10 MW
Shunt-MW	0.000	0.0000	0.0000	0.0000
Reactors	-0.000	-0.0000 10 Mvar	0.0000 1 %	0.0000 10 Mvar
Capacitors	0.000	0.0000 10 Mvar	0.0000 1 %	0.0000 10 Mvar
Motor Load	-0.000	-0.0000	0.0000	0.0000

Reactive Power Component

Load-Mvar 358.230 393.3365 10 Mvar 9.8000 1 % 35.1066 10 Mvar

Constant Load P/Q Ratio

Load Power Factor 0.9500 0.01

Limits	P min	P max
Total gener...	0.000	0.000
Total motor...	-0.000	-0.000

Enforce machine power limits

Responses recorded as

New Totals

Percent changes

Incremental changes

OK Close

Figura 43 Escalado de demanda al 9,8%

- c. Límite 3: por último, se observa que el transformador de tres arrollamientos de la ET Rosario Oeste alcanza su capacidad nominal al alcanzar un incremento de la demanda del caso base del 11,6%.

	Original	New total	% Change	Incremental change
Load -MW	914.780	1020.8945	11.6	106.1145
Generation	0.000	0.0000	0.0000	0.0000
Shunt-MW	0.000	0.0000	0.0000	0.0000
Reactors	-0.000	-0.0000	0.0000	0.0000
Capacitors	0.000	0.0000	0.0000	0.0000
Motor Load	-0.000	-0.0000	0.0000	0.0000

Reactive Power Component

Load-Mvar 358.230 399.7847 11.6000 41.5547

Constant Load P/Q Ratio

Load Power Factor 0.9500 0.01

Limits

	P min	P max
Total gener...	0.000	0.000
Total motor...	-0.000	-0.000

Enforce machine power limits

Responses recorded as

New Totals

Percent changes

Incremental changes

OK Close

Figura 44 Escalado de demanda al 11,6%

Los resultados se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12 Máximas demandas agregables por VEs en Rosario

ID	Elemento limitante	Porcentaje de escalado	Demanda incremental	Demanda total Rosario
1	LAT 132kV Godoy – Rosario Oeste	2.4%	21.96	936.96
2	LAT 132kV Godoy - Daneri	9.8%	89.67	1004.67
3	Transformador TF9 600/600/600 MVA; 500/132/33 kV (ET Rosario Oeste)	11.6%	106.14	1021.14

ii. Penetración de vehículos eléctricos

Teniendo del punto anterior, los valores de los incrementos máximos en los tres límites analizados pasaremos ahora a convertir estos valores en cantidad de automóviles considerando la distribución estadística que describimos en el punto **Función de probabilidad de recarga privada adoptada (dimensión temporal)**.

Considerando la cuota de participación en los nuevos patentamientos de VEs que tendría la provincia de Santa Fe, debemos considerar que porcentaje del total de los nuevos patentamientos de la provincia corresponden a las zonas simuladas en los flujos de potencia (Rosario + Villa Gob. Gálvez). De los datos estadísticos proporcionados por la DRNPA [113], obtenemos que el 35% de los nuevos patentamientos de Santa Fe,

corresponden a Rosario. Considerando que la cuota de Santa Fe sobre el total de nuevos VEs es del 9,33%, la cuota correspondiente a Rosario será entonces del 3,27%.

De las estimaciones realizadas siguiendo la metodología de este estudio, se desprende que cada 100.000 VEs enchufables del total del parque automotor, la demanda estimada en el total del SADI, en el horario de pico nocturno de las 21hs es de 85MVA. Dado que en las simulaciones realizadas en la red de 132kV del Gran Rosario, se utilizaron las demandas y previsiones de generación correspondientes también al pico nocturno de verano, se utilizará este dato para escalar la cantidad de VEs a nivel país y los que corresponderían a Rosario para poder dimensionar esta máxima demanda agregable en términos del parque automotor total circulante en Rosario, que en el momento que se elaboró este estudio es de aproximadamente 300.000 vehículos [114]. Los resultados de estas estimaciones se muestran en la siguiente Tabla 13.

Tabla 13 Estimaciones de VEs equivalentes a la máxima demanda agregable en Rosario

ID	Elemento limitante	Porcentaje de escalado	Demanda incremental	Equivalentes a nuevos VEs en Rosario	Tasa de penetración en Rosario
1	LAT 132kV Godoy – Rosario Oeste	2.4%	21.96	25835	9%
2	LAT 132kV Godoy - Daneri	9.8%	89.67	105494	35%
3	Transformador 500/132/33 kV	11.6%	106.14	124871	42%

Los diagramas unifilares que muestran las saturaciones pueden verse en los Anexos:

d) Conclusiones

Como se puede observar en el resumen de las estimaciones de la Tabla 13, para que el impacto de la electromovilidad privada en Rosario sea un problema para la gestión de la red de transmisión en 132kV y su interconexión con la red de alta tensión en 500kV, se requiere de una tasa de penetración de VEs a priori muy alta, lo que nos permite inferir que, aún en condiciones de carga no controlada y no coordinada, requeriría de una tasa de penetración superior al 8% (el doble del horizonte más optimista adoptado en este estudio) para lograr saturar el primer elemento de la red operada por EPE como prestadora de la función técnica de transporte.

Es por esto que inferimos que la influencia del reemplazo de vehículos convencionales por vehículos eléctricos enchufables en Rosario no sólo no reviste un problema para la red de transmisión, sino que aportaría los beneficios mencionados en cuanto a reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y, sobre todo, de la contaminación ambiental que provoca efectos sobre la salud humana y animal.

11. Periodo de recuperó (*payback*) por la compra de un vehículo eléctrico en Argentina

a) Introducción

Más allá de los beneficios ambientales que pueda tener el recambio de vehículos a combustión interna por vehículos eléctricos, en este apartado analizaremos la viabilidad económica de este recambio desde el punto de vista del usuario final.

Utilizaremos para nuestro estudio dos vehículos equivalentes en las dos versiones. Los valores monetarios se referirán a dólar estadounidense y se desprejará el efecto de la inflación en esta moneda.

El indicador financiero elegido para la toma de decisiones será el Periodo de Recuperó de la Inversión (o *payback*) por ser el más sencillo de entender para un comprador no especializado en aspectos financieros. La interpretación de este indicador es directa: indica en que cantidad de años se comienza a ahorrar dinero por la inversión realizada, en este caso, la compra de un vehículo eléctrico. Para referirnos a valores actuales, utilizaremos los valores de consumo promedio del Renault Kwid que cuenta tanto con versiones a combustión interna (Kwid 1.0L Outsider) como la versión eléctrico puro (Kwid E-Tech).

b) Estimaciones

i. Costo de uso de cada tipo de vehículo

Se considera costo de uso al costo asociado a trasladarse con el vehículo, es decir, el costo de la recarga eléctrica para un VE y el costo del combustible para un VC. No incluye mantenimientos periódicos como ser cambios de aceite, filtros, etc. Se asumieron los siguientes valores para el cálculo de los flujos de caja periódicos para cada tipo de vehículo:

- **Consumo promedio de combustible, uso urbano:** 8.1 litros/100km [115]
- **Kilometraje anual (3 escenarios):** 10000, 15000 y 20000km [116]
- **Consumo energético del VE, uso urbano:** 0.14 kwh/km
- **Precio de la energía eléctrica:** 0.15 USD/kwh [117]
- **Precio del litro de combustible:** 1 USD/litro [118]

Los resultados para tres escenarios de kilometrajes anuales se muestran en las tablas Tabla 14, Tabla 15 y Tabla 16. Este análisis tiene el fin de evaluar la sensibilidad del *payback* con la variación del kilometraje anual recorrido.

Se evaluaron, además, escenarios con tarifas especiales para la recarga de automóviles eléctricos que ya son una realidad en países donde la penetración de VEs es una realidad. Los descuentos en el precio de la energía llegan hasta el 75% [119] con el fin de desplazar

la demanda por recarga y así disminuir el despacho de generación costosa y las posibles saturaciones en la red. Los resultados de este escenario adicional se muestran en la Tabla 17.

Tabla 14 Costo de uso - kilometraje anual de 15000km

Costo de uso	
Km anuales	15000
Consumo VE en ciudad [kwh/km]	0.14
Precio del kwh [USD]	0.15
Consumo VC en ciudad [litros/km]	0.081
Precio litro [USD]	1.00
Costo de uso VE [USD/año]	USD 312.50
Costo de uso VC [USD/año]	USD 1,215.00

Tabla 15 Costo de uso - kilometraje anual de 10000km

Costo de uso	
Km anuales	10000.00
Costo de uso VE [USD/año]	208.33
Costo de uso VC [USD/año]	810

Tabla 16 Costo de uso - kilometraje anual de 20000km

Costo de uso	
Km anuales	20000.00
Costo de uso VE [USD/año]	416.67
Costo de uso VC [USD/año]	1620

Tabla 17 Costo de uso - kilometraje anual de 15000km con tarifas diferenciadas

Costo de uso		
Km anuales	15000	
Consumo VE en ciudad [kwh/km]	0.14	
Precio del kwh [USD]	0.0375	75% descuento
Consumo VC en ciudad [litros/km]	0.081	
Precio litro [USD]	1.00	
Costo de uso VE [USD/año]	USD 78.13	
Costo de uso VC [USD/año]	USD 1,215.00	

ii. Depreciación de cada tipo vehículo

La depreciación de un vehículo es la pérdida de valor, expresada en valores actuales, que experimenta este a lo largo del tiempo. Si bien, comparando con datos del año 2019, en el año 2023 se observó una disminución en las tasas de depreciación de todos los

tipos de vehículos, los vehículos eléctricos aún corren en desventaja con respecto a los convencionales en lo que respecta al valor de reventa promedio luego de 5 años de uso. Para nuestro análisis adoptamos:

- **Depreciación acumulada de un vehículo eléctrico en cinco años:** 50% [7]
- **Depreciación acumulada de un vehículo a combustión en cinco años:** 40% [7]

Tabla 18 Depreciación asumida para cada tipo de vehículo

Depreciación del vehículo [USD/año]	
Depreciación promedio de un VE en 5 años [%]	50% [7]
Depreciación anual VE [%]	10%
Depreciación anual VE [USD]	USD 3,000.00
Depreciación promedio de un VC en 5 años [%]	40% [7]
Depreciación anual VC [%]	8%
Depreciación anual VC [USD]	USD 1,600.00

iii. Costo de seguro

Se simuló el costo de un seguro contra todo riesgo para la ciudad de Rosario, para un usuario de 30 años, para los vehículos analizados en este apartado. Convirtiendo estas cotizaciones estimadas al tipo de cambio MEP del día se obtuvieron los valores mensuales y anuales indicados en la Tabla 19

Tabla 19 Costo mensual y anual de un seguro para cada tipo de vehículo

Costo seguro [USD/año]		
Renault Kwid E-Tech [USD/año]	<i>San Cristóbal todo riesgo</i> [120]	USD 654.60
Renault Kwid 1.0 Outsider [USD/año]	<i>San Cristóbal todo riesgo</i> [120]	USD 541.46

c) Resultados obtenidos

La fórmula utilizada para el cálculo del Periodo de Recupero de la Inversión (*payback*) es la mostrada en la Ecuación 22. El costo inicial de cada vehículo se consideró en USD 30000 para la versión eléctrica y USD 20000 para la versión a combustión interna (nafta).

$$PRI(\text{payback}) = A + \frac{B - |C|}{D}$$

Ecuación 22 Cálculo del payback

A: último año con flujo acumulado negativo

B: inversión inicial

C: último flujo acumulado negativo

D: flujo neto del primer periodo con flujo acumulado positivo

Los flujos acumulados para nuestro estudio harán referencia al flujo acumulado de considerar los sucesivos ahorros proyectados, en caso de existir, de comprar un automóvil eléctrico en lugar de uno equivalente en prestaciones, pero de combustión interna. Estos ahorros proyectados serán los flujos netos periodo a periodo para nuestro análisis. En la Tabla 20 se muestran los flujos mencionados para el caso de un kilometraje anual de 15000km, a los fines de ilustrar lo mencionado.

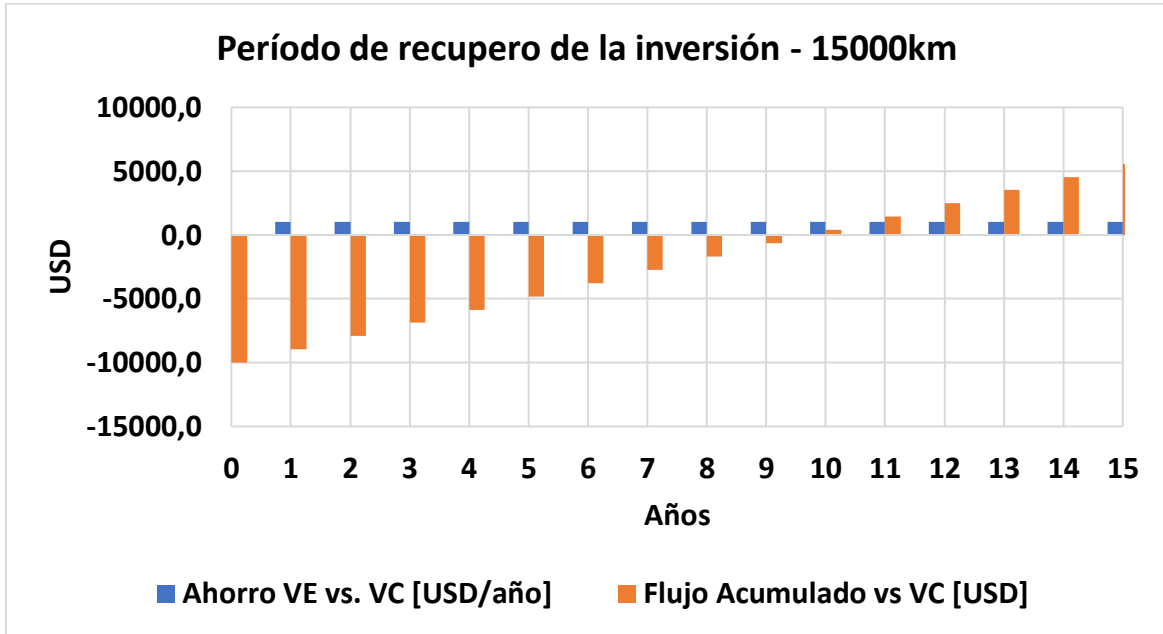


Figura 45 PRI para el caso de 15000km

Tabla 20 Detalle de la estimación del periodo de recupo o payback- kilometraje 15000km

Año	Flujos de Caja VE [USD/año]	Flujos de Caja VC [USD/año]	Ahorro VE vs. VC [USD/año]	Flujo Acumulado vs VC [USD]
0	-30000	-20000		-10000
1	-1467.1	-2506.46	1039.4	-8960.641538
2	-1467.1	-2506.46	1039.4	-7921.283077
3	-1467.1	-2506.46	1039.4	-6881.924615
4	-1467.1	-2506.46	1039.4	-5842.566154
5	-1467.1	-2506.46	1039.4	-4803.207692
6	-1467.1	-2506.46	1039.4	-3763.849231
7	-1467.1	-2506.46	1039.4	-2724.490769
8	-1467.1	-2506.46	1039.4	-1685.132308
9	-1467.1	-2506.46	1039.4	-645.7738462
10	-1467.1	-2506.46	1039.4	393.5846154

Payback [años]	9.62
-----------------------	-------------

Naturalmente, ante el menor costo operativo de los VE para los precios actuales de combustible y energía eléctrica, a mayor kilometraje anual proyectado, menor será el

periodo de recupero de la inversión. Se resumen en la Tabla 21 los resultados obtenidos para los tres escenarios proyectados.

Tabla 21 Resumen de resultados de payback

	Kilometraje anual proyectado				
	10000km	15000km	15000km con tarifa diferenciada	20000km	25000km
Payback [años]	13.54	9.62	7.12	7.62	6.9

Se analizó la sensibilidad ante el aumento del kilometraje anual recorrido encontrando que ante un uso más intensivo del vehículo se encuentran períodos de recupero de la inversión más cortos.

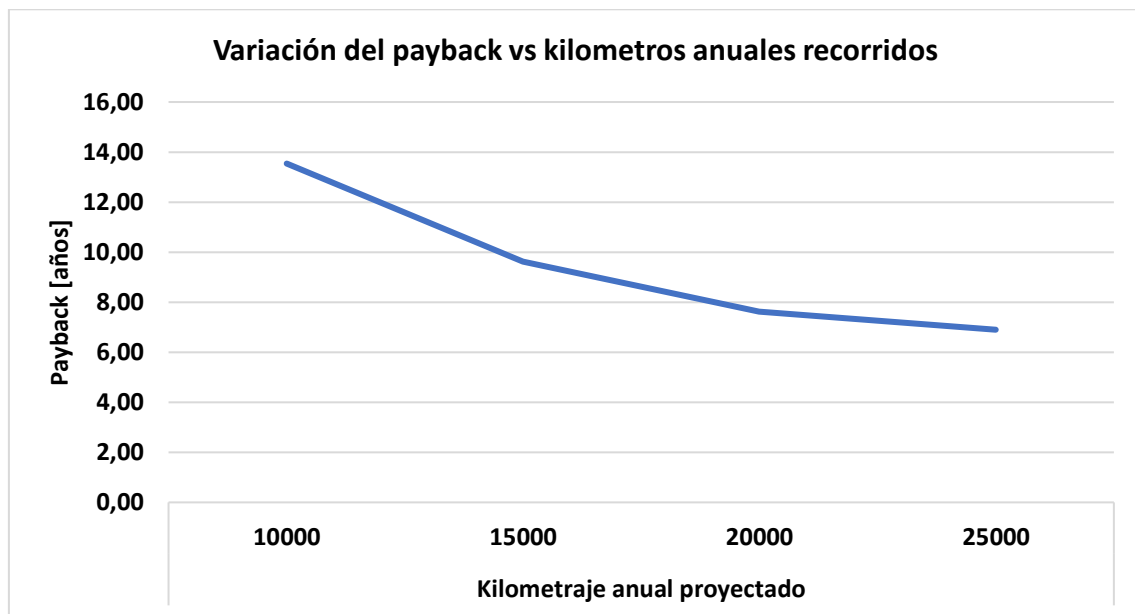


Figura 46 Sensibilidad del PRI ante el aumento del kilometraje anual recorrido

d) Comentarios

Como puede observarse, con los precios actuales no podríamos inferir que la compra de un VE sea una opción racionalmente correcta desde el punto de vista meramente financiero. Los tiempos de recupero por la compra del vehículo pueden considerarse largos para los horizontes de inversión típicos en nuestro país. Aun así, estas estimaciones no incluyen incentivos como ser descuentos directos para la compra de este tipo de vehículos por el impacto positivo sobre la salud y el ambiente, tal como se discutió en los capítulos precedentes. Se observa también que la oferta de tarifas diferenciadas puede aportar un recurso valioso a la hora de incentivar el desplazamiento de la demanda por recarga de VEs y ofrece a los usuarios un periodo de recupero sustancialmente menor con los beneficios ya mencionados tanto para la operación de la red, el medio ambiente y la salud en grandes centros urbanos.

10. Gestión integral de baterías con una estrategia de economía circular

Para que las nuevas tecnologías de movilidad eléctrica realmente representen un paso adelante en el cuidado del medio ambiente, es necesario que el elemento principal que impulsa esta transición, sus baterías, sean un producto sostenible que pueda ser reutilizado al final de su primera vida útil, y finalmente reciclado con una alta recuperación de sus materiales, para ser insertados de nuevo en los circuitos productivos, alimentando la economía circular.

La movilidad eléctrica está avanzando a pasos gigantes, y las baterías al final de su vida útil pronto formarán montañas de residuos, peligrosos y contaminantes, si los estados no se ocupan de liderar, incentivar y dirigir, a las empresas y al público, a los efectos de elevar la tasa de recolección diferenciada, y de formar las capacidades de reutilización y de reciclaje, para de este modo volver a insertarlas baterías en circuitos productivos por vía de la segunda vida o de su reciclaje.

Las normativas sobre la gestión de baterías retiradas de la movilidad eléctrica son muy recientes y/o están en preparación en muchos países del mundo, la región de Latinoamérica no es una excepción.

Sin embargo, podemos enunciar algunos lineamientos generales que pueden contribuir potencialmente a una gestión integral de las baterías de los vehículos eléctricos, haciendo foco en la economía circular:

- Se identifica la clase de los vehículos eléctricos livianos como posibles productores de una corriente de baterías retiradas que será más dispersa y difícil de recolectar de manos de sus dueños, que las baterías de los vehículos eléctricos grandes, como los autos, utilitarios y colectivos eléctricos, que serán más fáciles de rastrear y gestionar. Se propone por lo tanto que las regulaciones tomen en cuenta diferencias en estos dos sectores originadores de baterías (vehículos eléctricos livianos y grandes), considerando el efecto de sus particularidades en la gestión integral de baterías.
- En forma análoga al tratamiento de pilas y baterías de uso residencial o industrial, la tasa de recolección de baterías de vehículos eléctricos livianos aumentará en proporción a los esfuerzos de campañas permanentes de concientización y capacitación de los usuarios, su cooperación para la recolección puede ser aumentada mediante estímulos y sanciones. Por ejemplo, mediante un sistema de depósito a cuenta de su devolución, con certificados, o alguna forma de que el usuario valore a la batería como un recurso reciclable, y a la vez peligroso.
- El Estado también debe hacer sus deberes al crear las capacidades de gestión que como mínimo separen el tratamiento de las baterías del tratamiento de los

otros residuos, porque, si se exige al usuario la disposición separada, para que luego un sistema de gestión inexistente o defectuoso mezcle de nuevo las baterías en otras corrientes de residuos, el mensaje que se da a la población es decepcionante, además de las pérdidas económicas y los mayores pasivos ambientales que se ocasionan.

- Todo el mundo debe saber que las baterías se reciclan. Los usuarios y los comerciantes, que a veces también las descartan, por ejemplo, arruinadas por demasiado tiempo en espera en el negocio, o como residuos de reparaciones de baterías defectuosas.
- Todas las baterías de litio y de Ni-MH son en última instancia reciclables. Para una dada batería o lote, se intentará en primer lugar decidir si puede extenderse su vida útil sirviendo para una segunda vida, y de no ser el caso, deberán ir a reciclaje.
- La decisión sobre si un cierto lote de baterías puede ser destinado a reacondicionamiento para segunda vida, o irá directo al reciclaje, dependerá de la cantidad y calidad, del tamaño y del estado (el estado físico general, y el estado de salud), y de la homogeneidad de las baterías que se reciben en ese lote.
- La separación por límites de peso o por límites de capacidad no es suficiente para la decisión sobre cuál de los caminos tomar con una dada batería de litio, por todos los otros parámetros vistos en el punto anterior. Por ejemplo, una batería de escasos 0,5 kWh (36 V x 14 Ah), que bien puede pesar 3,2 kg, proveniente de una bicicleta eléctrica o monopatín, probablemente no tenga otro destino plausible que el reciclaje. Sin embargo, si se trata de un lote de muchos packs iguales en la misma condición, que puedan ser reacondicionados, quizá puedan salvarse de la trituradora, y ser puestos a trabajar juntos bajo un nuevo sistema de control, formando tal vez una batería de varios kWh para una aplicación estacionaria de baja potencia. En el caso de vehículos eléctricos livianos es entonces difícil establecer a priori cierto límite de tamaño de batería para decidir si va a segunda vida o a reciclaje.
- Las baterías de vehículos eléctricos más grandes no presentan ese problema. A priori se destinarían todas a segunda vida, a menos que estén defectuosas o destruidas, en cuyo caso irán a reciclaje. Pero las tecnologías propietarias contenidas en los BMS (Battery Management System, por sus siglas en inglés), en particular el software, usualmente requieren autorizaciones, y habrá que realizar convenios con las automotrices productoras de esos vehículos eléctricos, para poder intervenir en su reprogramación o reconfiguración, si es que se pretende reutilizarlas sin desarmarlas.
- Dada la diversidad de formatos y tipos de celdas y packs, la falta de estandarización de los packs que tiene su raíz en la diversidad de formas y prestaciones de los vehículos eléctricos, y la novedad de los procesos seguidos en plantas de reacondicionado de packs (segunda vida) o de reciclaje, resulta un

buen desafío para la informática y la robótica asistida por las nuevas tendencias de IA (visión y manipulación), tratar de automatizar los procesos de tratamiento de las baterías, sobre todo para desarmar packs hasta el nivel de separar las celdas, y abrir éstas para desplegar los electrodos, en el caso del reciclaje directo o selectivo. Este es un tema de I+D muy candente, y abre oportunidades de empleo calificado, para los ingenieros y profesionales de IT locales.

- Las plantas de reciclaje deberán implementar los procesos más innovadores, limpios y eficientes, tanto en el consumo de energía como en la tasa de recuperación de metales. Los impactos ambientales de los procesos hidrometalúrgicos y químicos se prevén mayores que los impactos de procesos térmicos, pirometalúrgicos, electromecánicos y electromagnéticos. Aquí también la I+D local puede ayudar a desarrollar procesos innovadores. Esto no es un tema menor para el camino del desarrollo sostenible.
- Naturalmente, no todos los países tendrán ventajas o facilidades para fabricar celdas de litio, al menos en forma competitiva, pero sí será más probable que puedan fabricar los packs, tanto nuevos como de segunda vida, y en caso de reciclaje canalizar los materiales reciclados a otras industrias o exportarlos a la industria de reciclaje del exterior.

11. Conclusiones

El objetivo inicial del estudio realizado era responder a la pregunta: ¿está preparada nuestra red de transporte en Alta Tensión y Distribución Troncal para abastecer una potencial migración de los vehículos privados convencionales hacia vehículos eléctricos? Luego de un exhaustivo análisis basado en los supuestos más actualizados de la bibliografía en ingeniería, podemos inferir que el sistema planificado para el año 2030 podrá soportar la demanda adicional debido al recambio hacia vehículos eléctricos livianos, incluso en escenarios donde la recarga de los VEs se realice sin ningún tipo de coordinación ni incentivo económico.

No obstante, será importante estudiar en detalle algunos efectos indeseados que este tipo de cargas podrían generar, principalmente en los sistemas de distribución. Consideramos que el estudio aquí realizado proporciona un punto de inicio ideal para continuar el análisis de las redes de distribución, especialmente en lo que respecta al impacto en la distorsión armónica total, la saturación de transformadores de distribución y el análisis de las capacidades remanentes en las líneas y cables de media tensión, sobre todo en grandes ciudades donde es más probable la adopción de VEs.

Nuestras estimaciones indican que, por ejemplo, en la ciudad de Rosario se requeriría una tasa de penetración de VEs superior al 42% del parque circulante privado total actual para provocar un incremento de demanda tal que se produzca la saturación de uno de los transformadores de la ET Rosario Oeste. Esta tasa de penetración es aproximadamente 10 veces superior al escenario más optimista que hemos considerado en este trabajo, lo que sugiere que en las estaciones transformadoras en 132kV, la adopción de estos vehículos provocaría un incremento de carga significativo.

Desde el punto de vista ambiental, no debemos simplificar la evaluación sumando solo las emisiones de CO₂ equivalentes involucradas en la producción y manejo de los VEs, sino también considerar las grandes ventajas sobre la salud humana en áreas muy pobladas, donde el material particulado contaminante del aire es principalmente generado por el sector del transporte automotor [5].

En términos económicos, creemos que la disminución proyectada en los costos de las baterías de VEs hará que estos sean cada vez más competitivos frente a las alternativas impulsadas por combustibles fósiles. Además, la gran cantidad de baterías presentes no solo en las calles sino también en los estacionamientos fomentará una nueva industria de servicios auxiliares de red, ofreciendo formas novedosas de superar los picos de demanda en las redes de distribución, así como nuevos desafíos en la operación de estas.

La creación y promoción de estrategias de desplazamiento horario de recarga, segmentación tarifaria y/o controles inteligentes de recarga tendrán un rol importante para minimizar el impacto sobre la red eléctrica. Aunque la red podría operar con esta demanda adicional, estos puntos de operación podrían no ser óptimos desde el punto

de vista económico, requiriendo el despacho de generadores más costosos para abastecer la demanda adicional.

Las simulaciones realizadas nos permiten afirmar que, en los escenarios de penetración propuestos, no se presentan saturaciones en escenarios de red completa. Tampoco se observan problemas de tensión en las barras de Alta y Extra Alta tensión imputables a la demanda por recarga de VEs.

Diversos países desarrollados han tenido éxito en el despliegue de la movilidad eléctrica, llegando a casos extremos como el de Noruega, donde 8 de cada 10 nuevos autos patentados son eléctricos. Para replicar este éxito, será crucial que todos los actores del futuro mercado del transporte y la energía eléctrica en nuestro país definan los lineamientos necesarios. Esto permitirá optimizar el uso de la red eléctrica, asegurando un estado de operación técnico y económico óptimo, y facilitando una transición sostenible hacia los vehículos eléctricos.

Por último, cabe destacar que estas suposiciones serán válidas siempre y cuando el parque de generación firme disponible hacia el año 2030 coincida con los supuestos en los flujos de potencia simulados y mencionados en este informe.

12. Curvas de demanda total en el SADI al año 2030 con la demanda por VEs

a) Caso H1: récord de demanda SADI del 01/02/2024

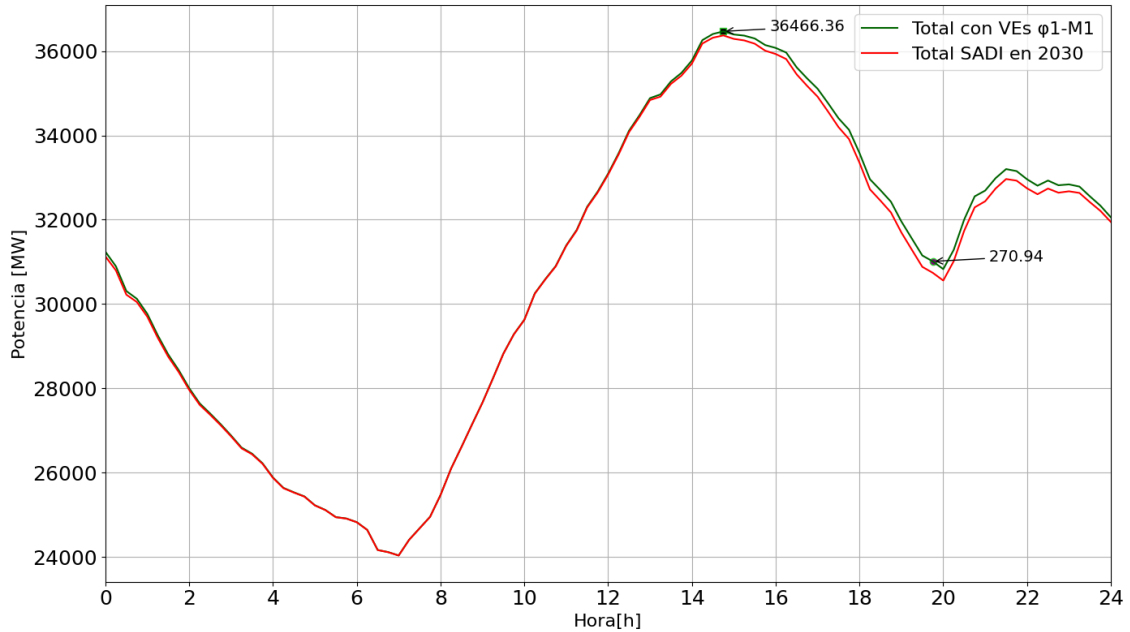


Figura 47 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M1 – Caso H1

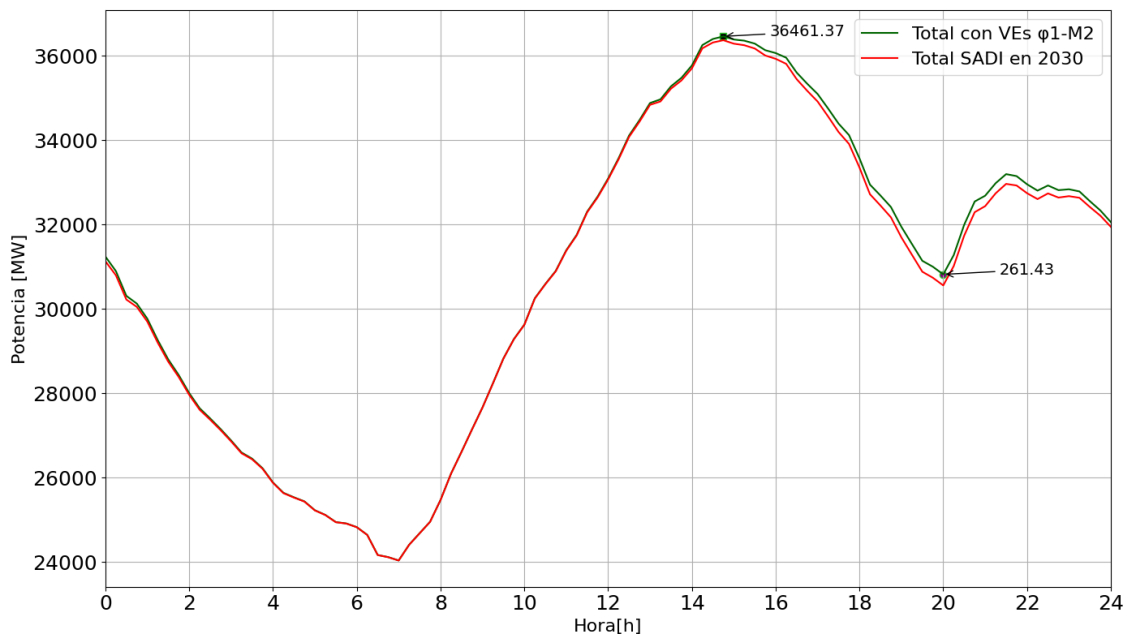


Figura 48 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M2 – Caso H1

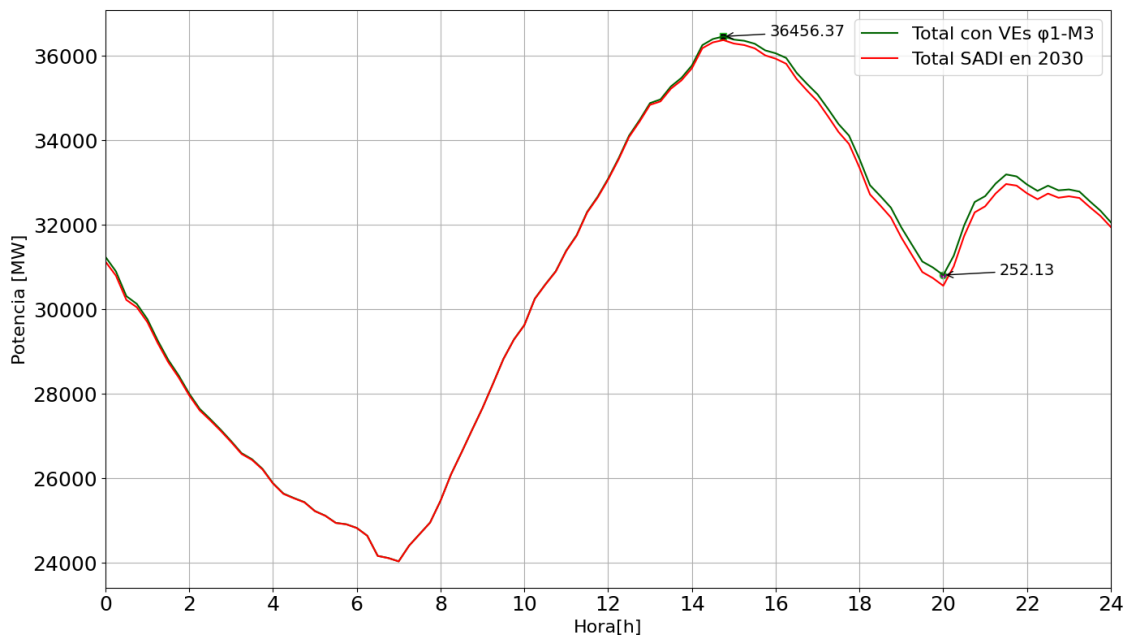


Figura 49 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M3 – Caso H1

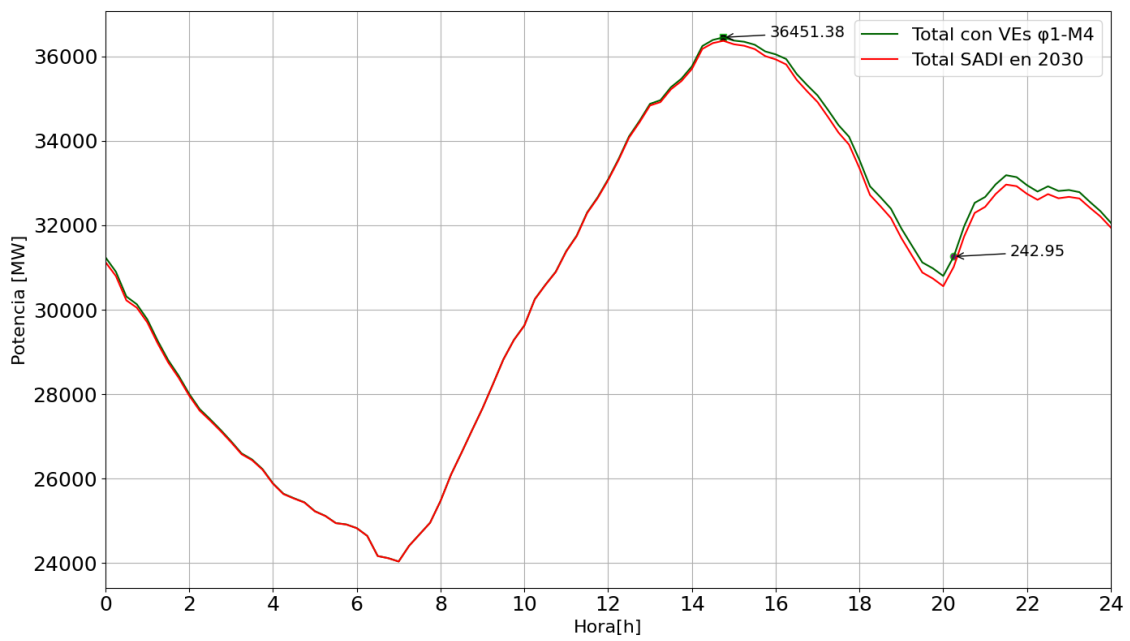


Figura 50 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M4 – Caso H1

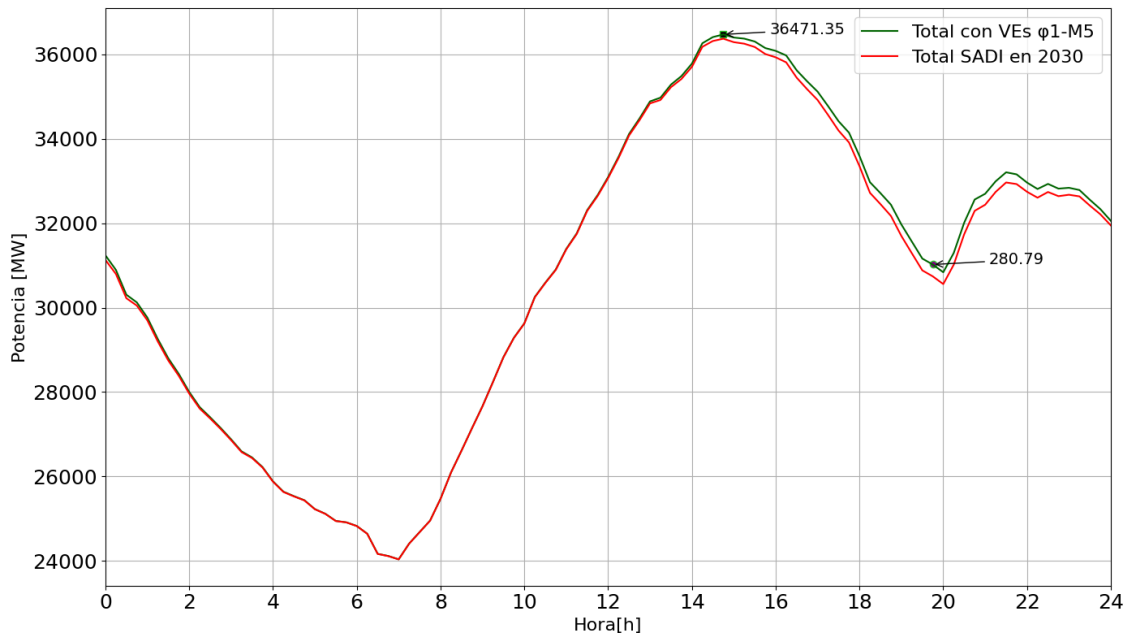


Figura 51 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M5 – Caso H1

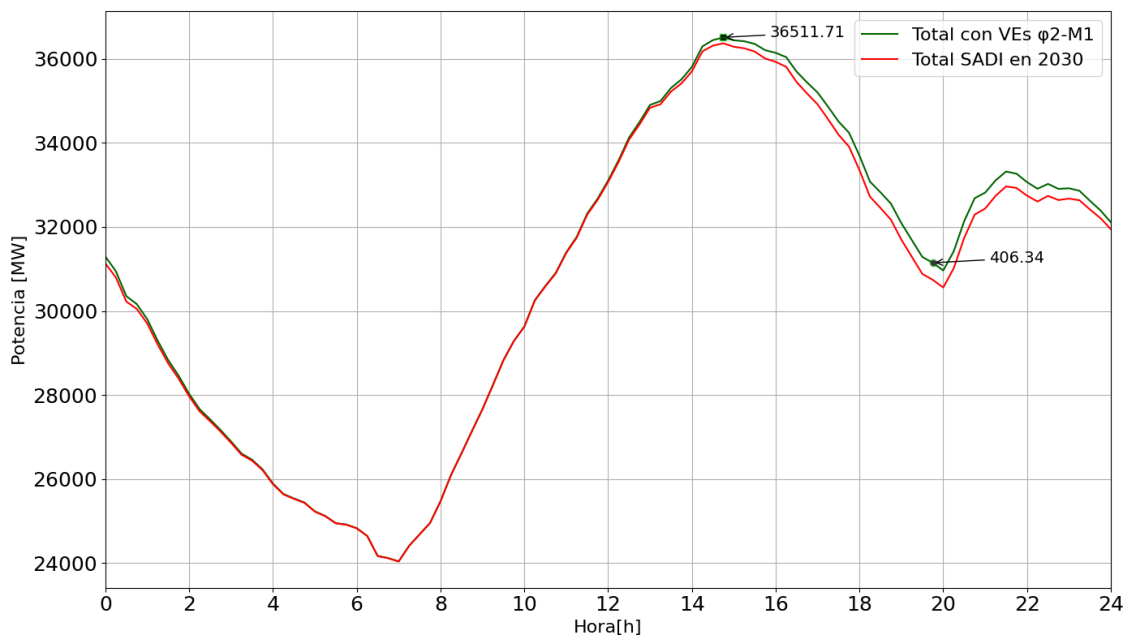


Figura 52 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M1 – Caso H1

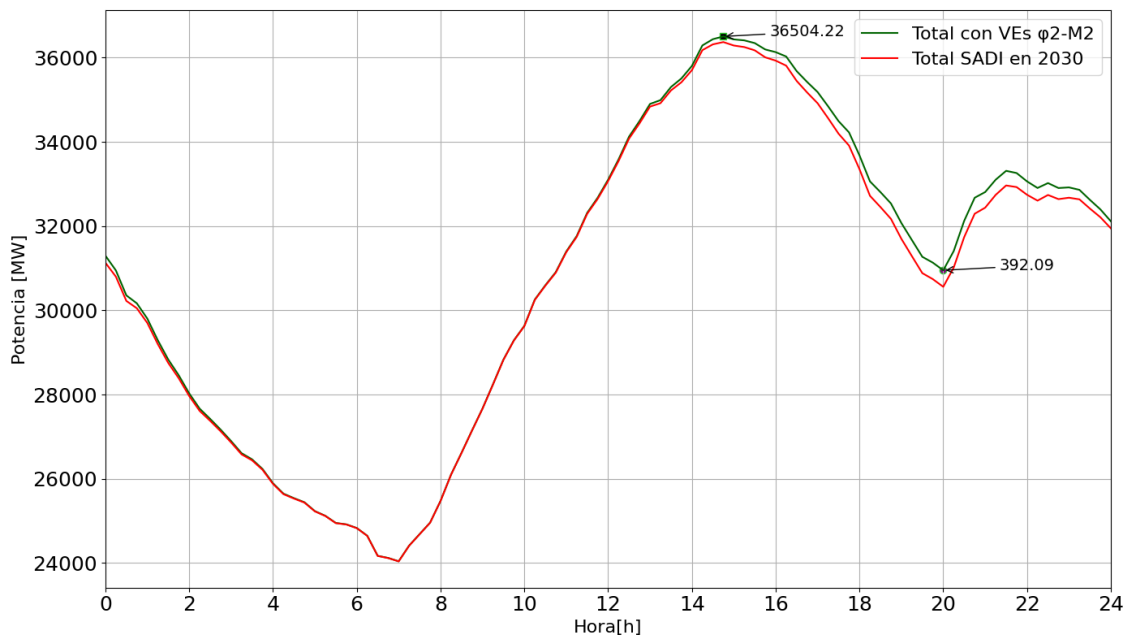


Figura 53 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M2 – Caso H1

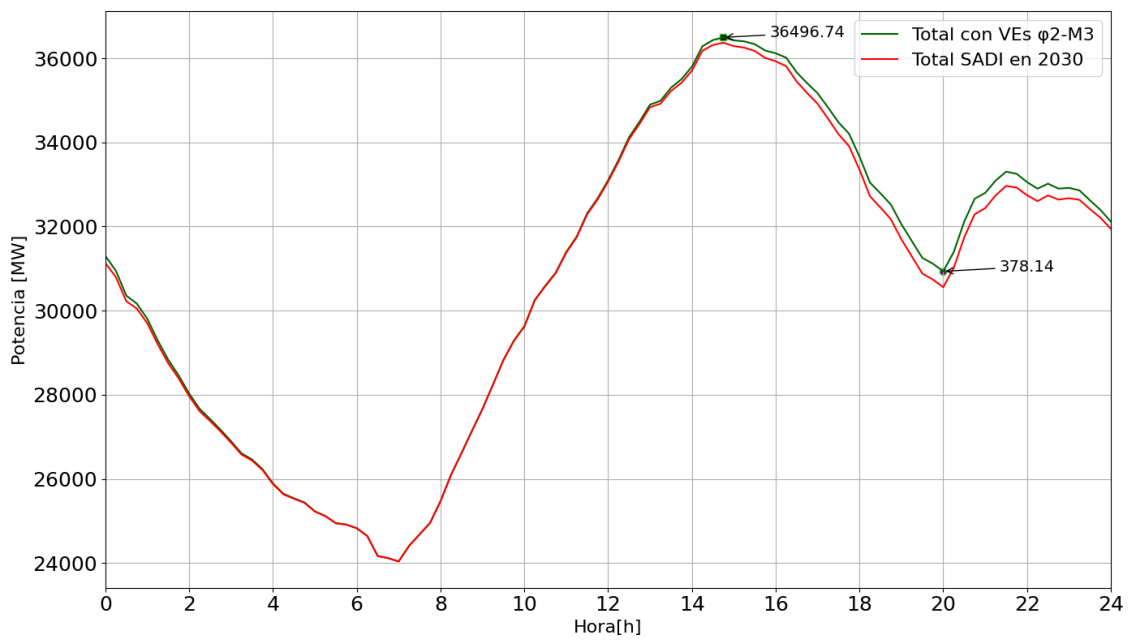


Figura 54 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M3 – Caso H1

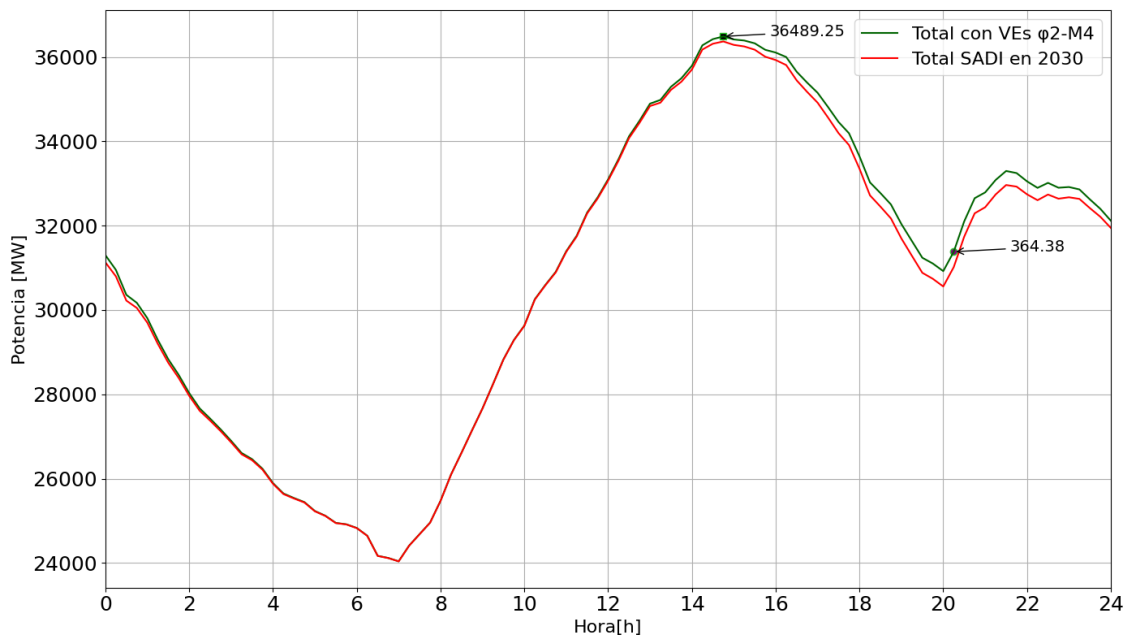


Figura 55 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M4 – Caso H1

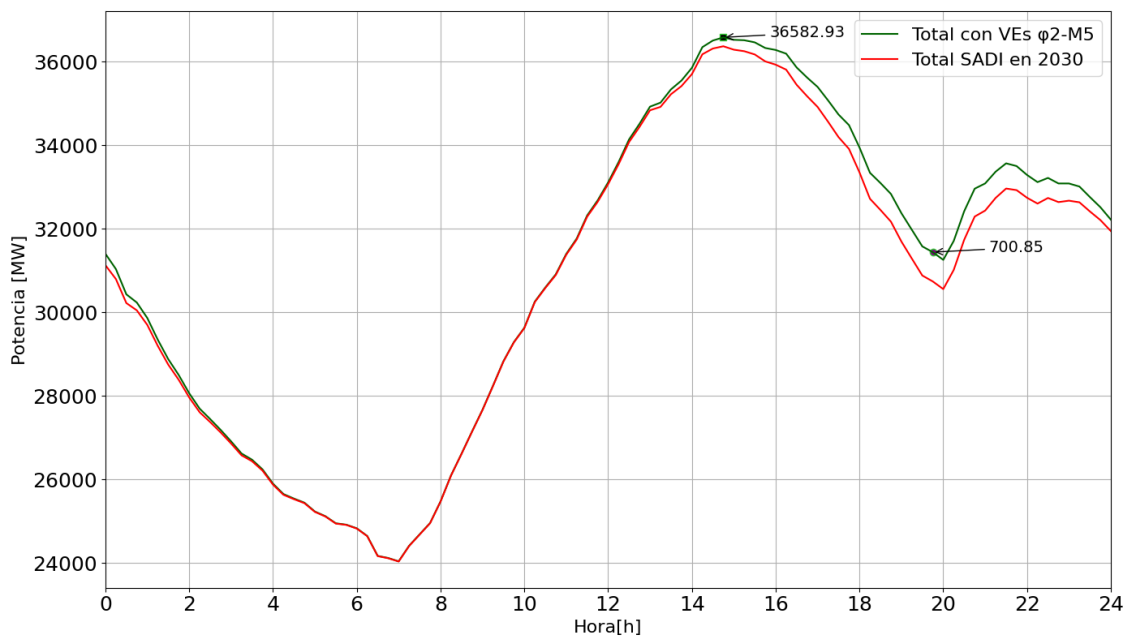


Figura 56 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M5 – Caso H1

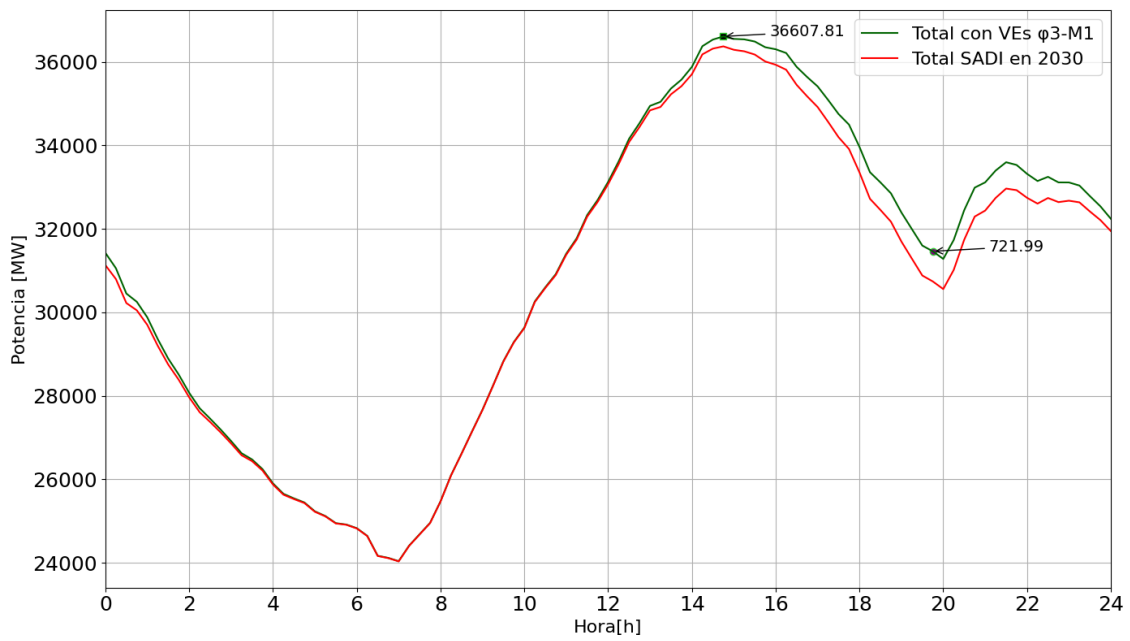


Figura 57 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M1 – Caso H1

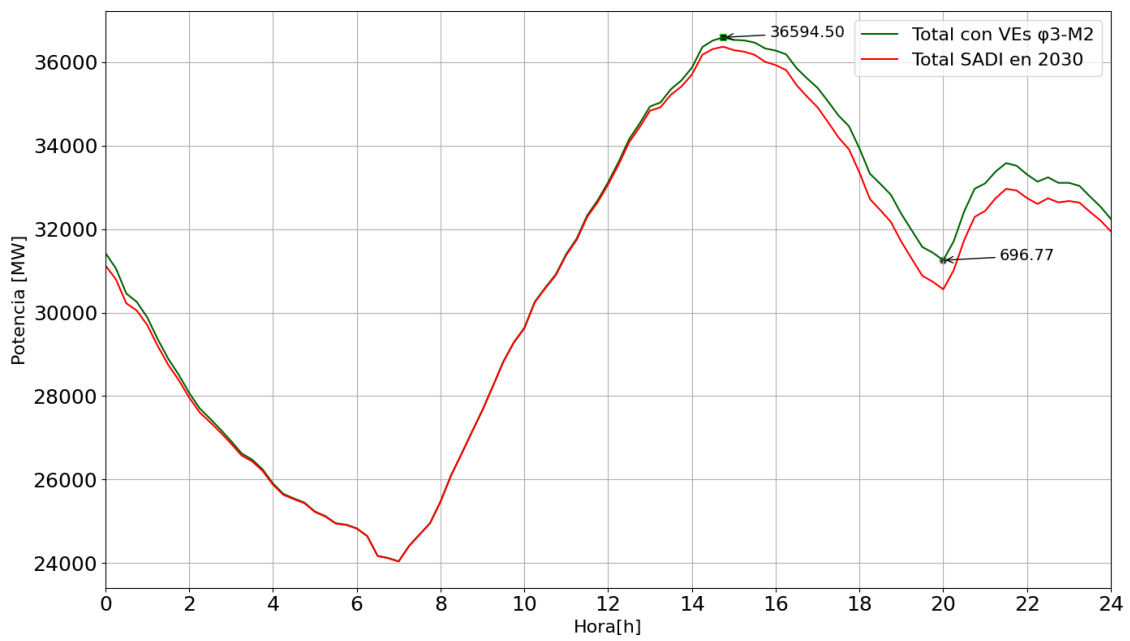


Figura 58 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M2 – Caso H1

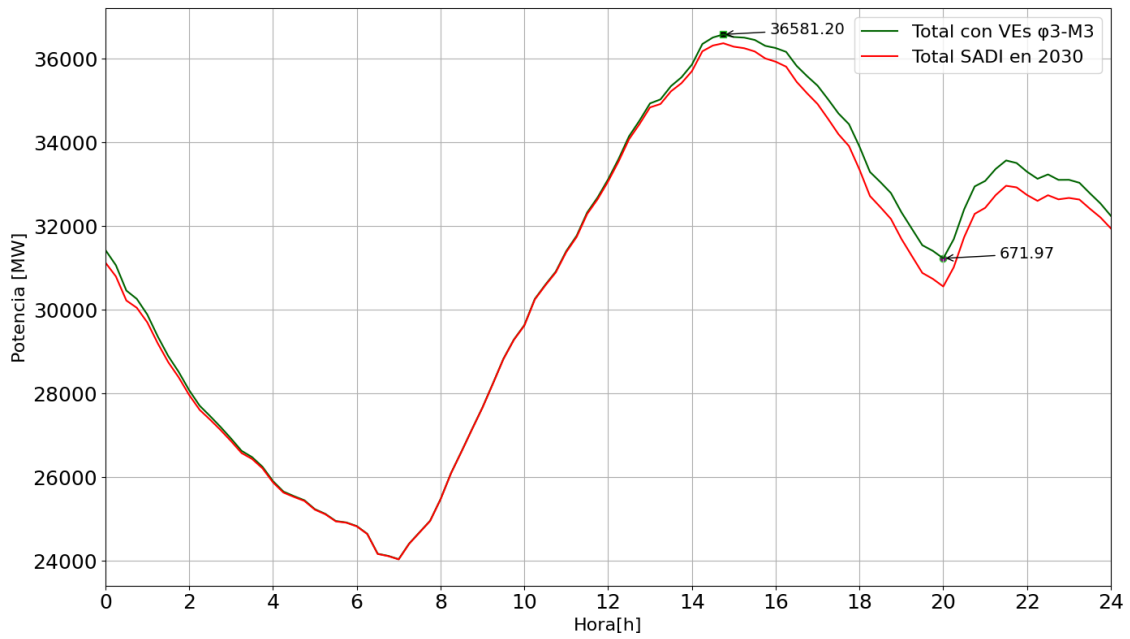


Figura 59 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M3 – Caso H1

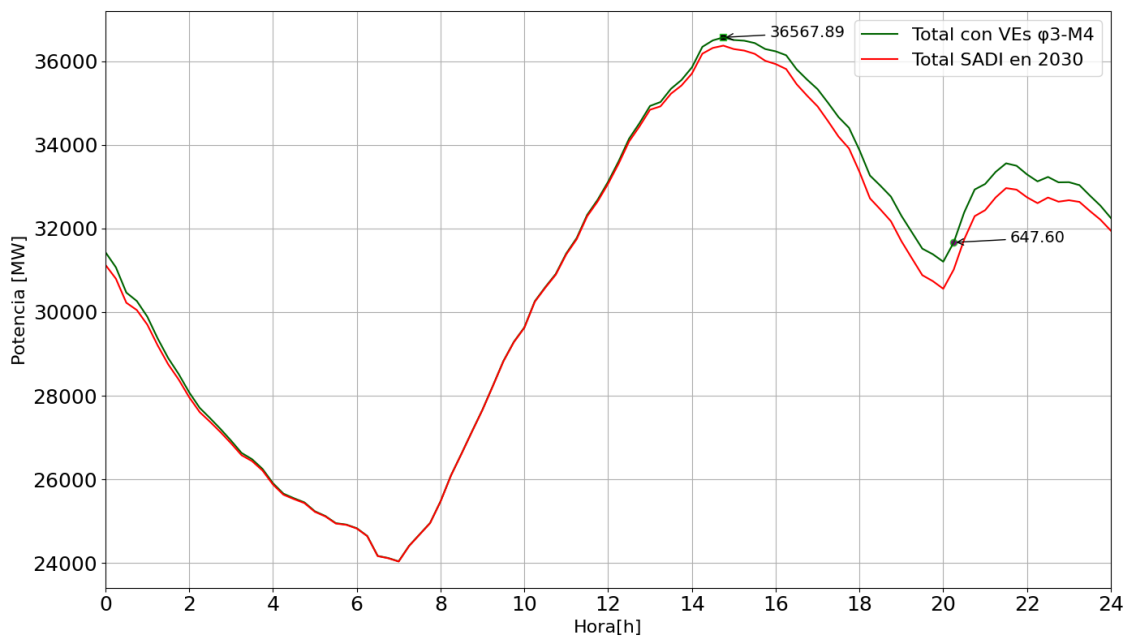


Figura 60 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M4 – Caso H1

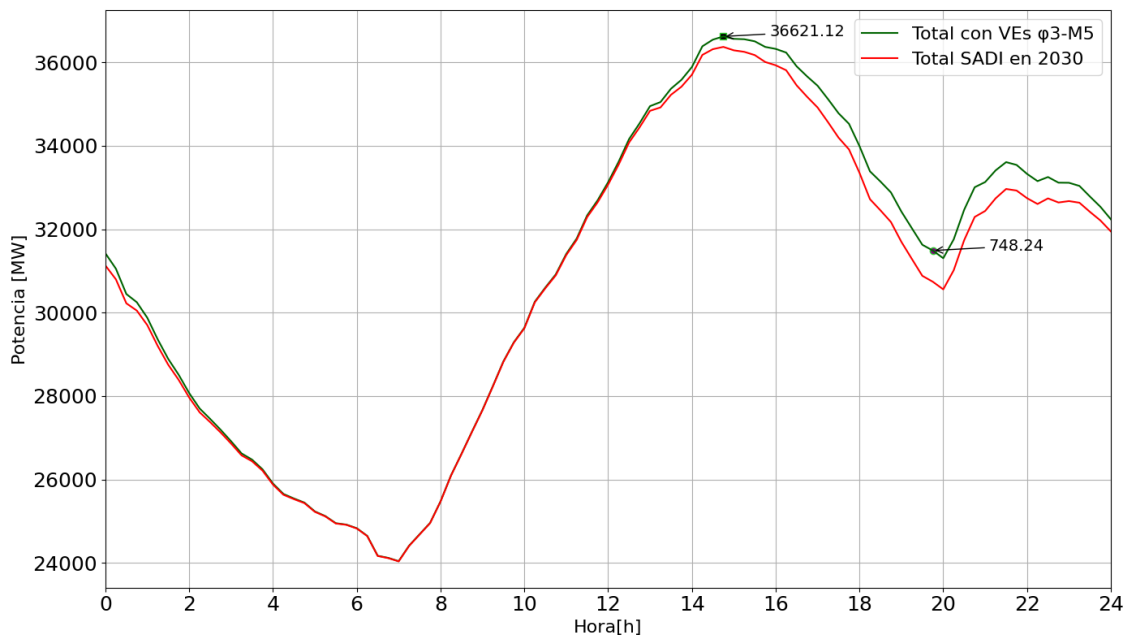


Figura 61 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M5 – Caso H1

b) Caso H2: día hábil reciente – 15/02/2024

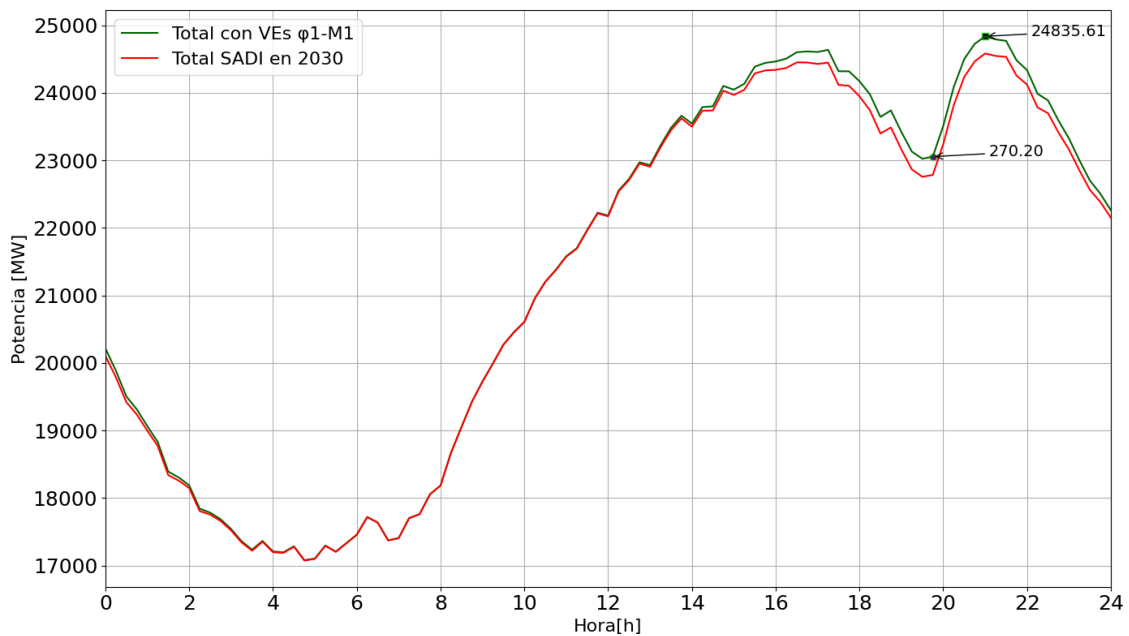


Figura 62 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M1 – Caso H2

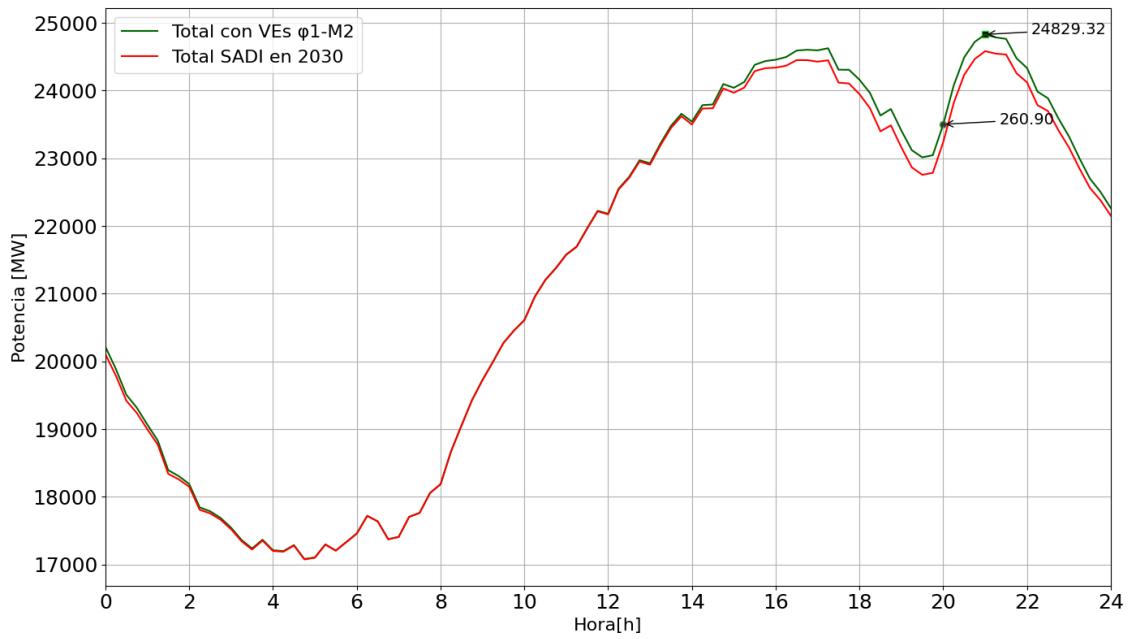


Figura 63 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M2 – Caso H2

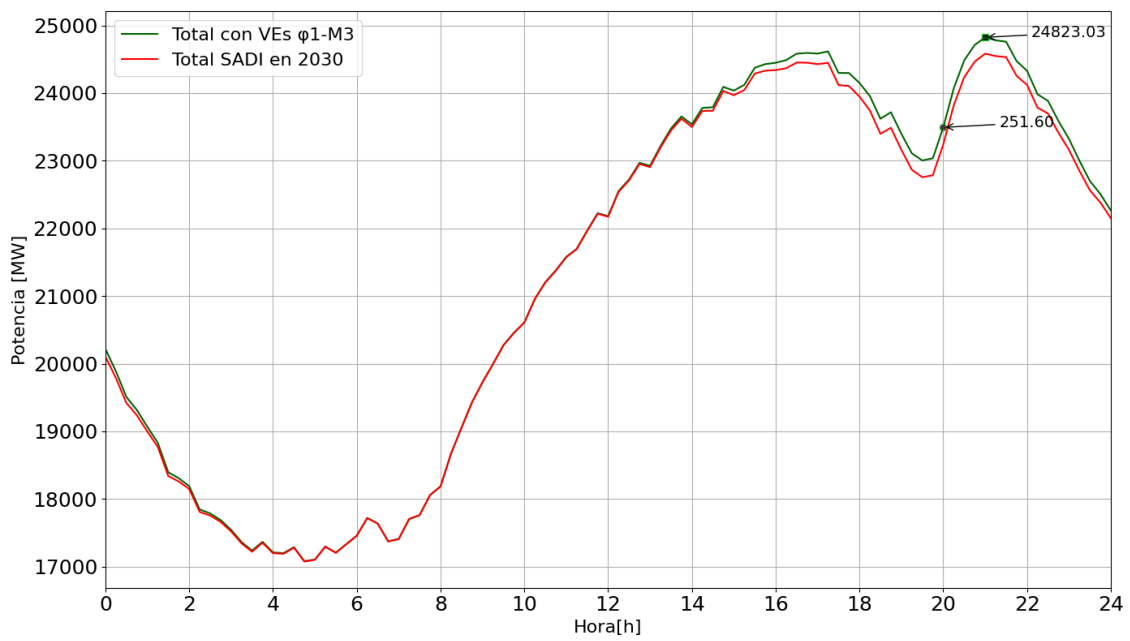


Figura 64 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 1-M3 – Caso H2

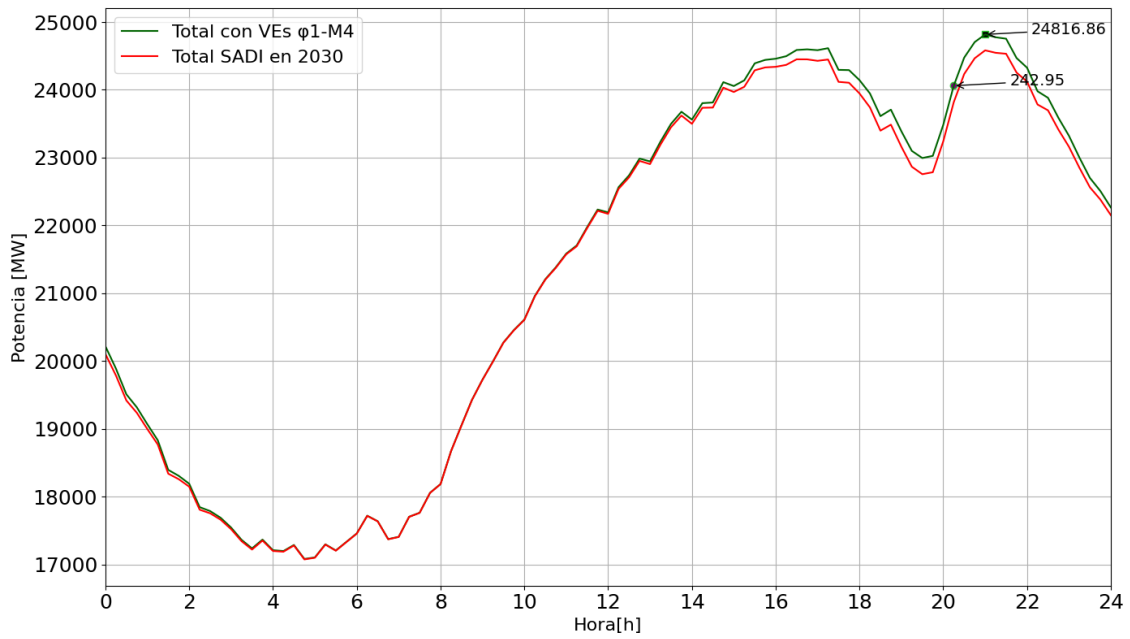


Figura 65 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M4 – Caso H2

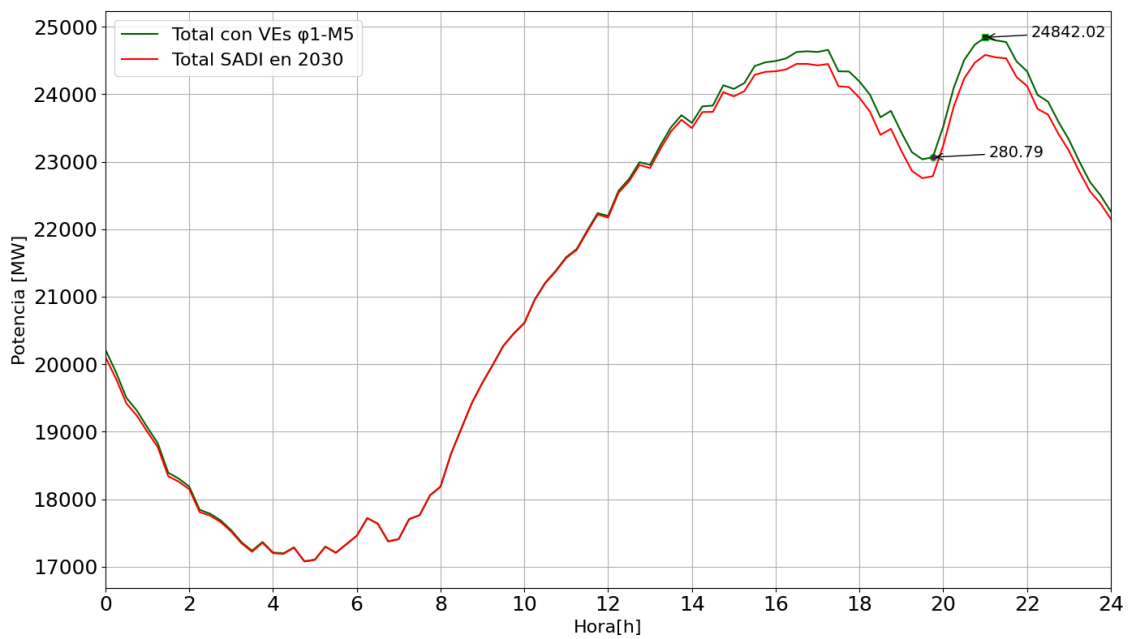


Figura 66 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ1-M5 – Caso H2

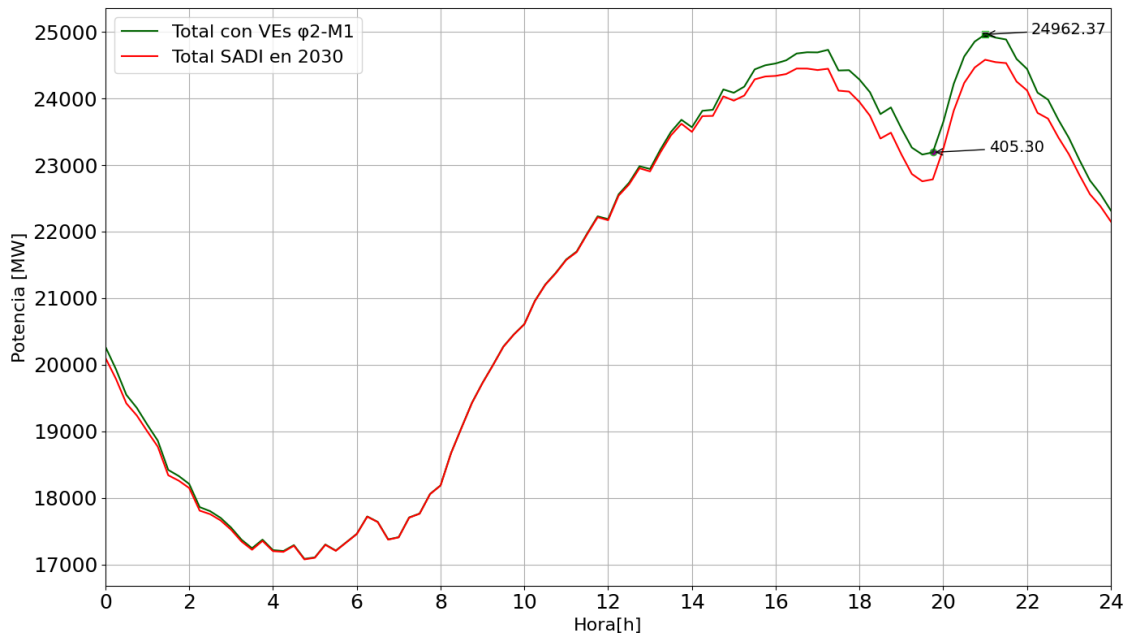


Figura 67 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M1 – Caso H2

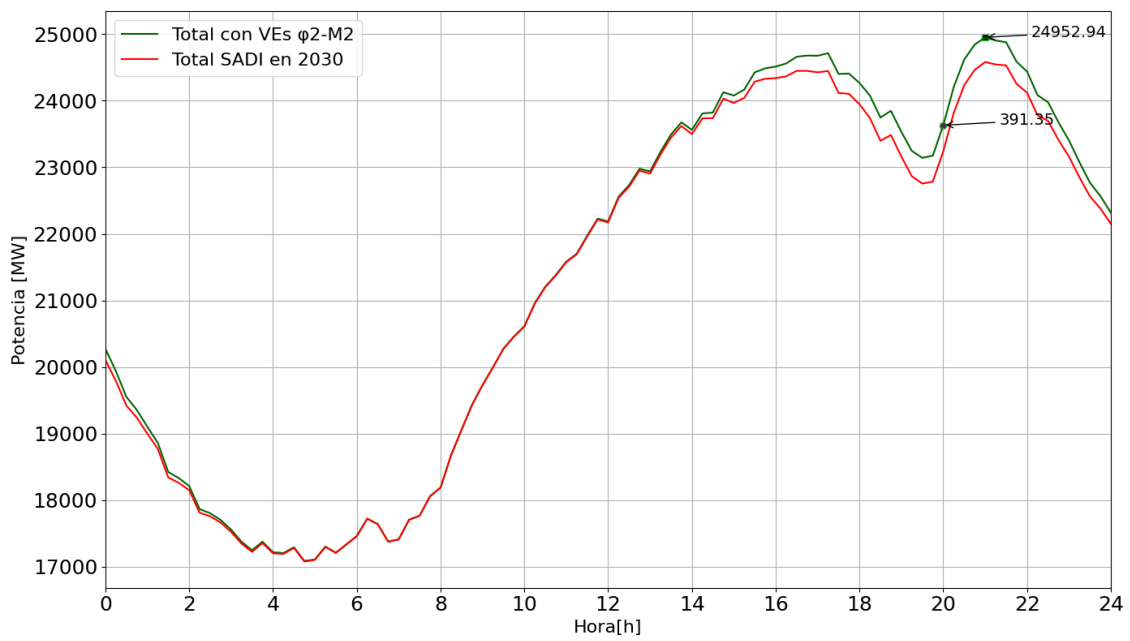


Figura 68 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M2 – Caso H2

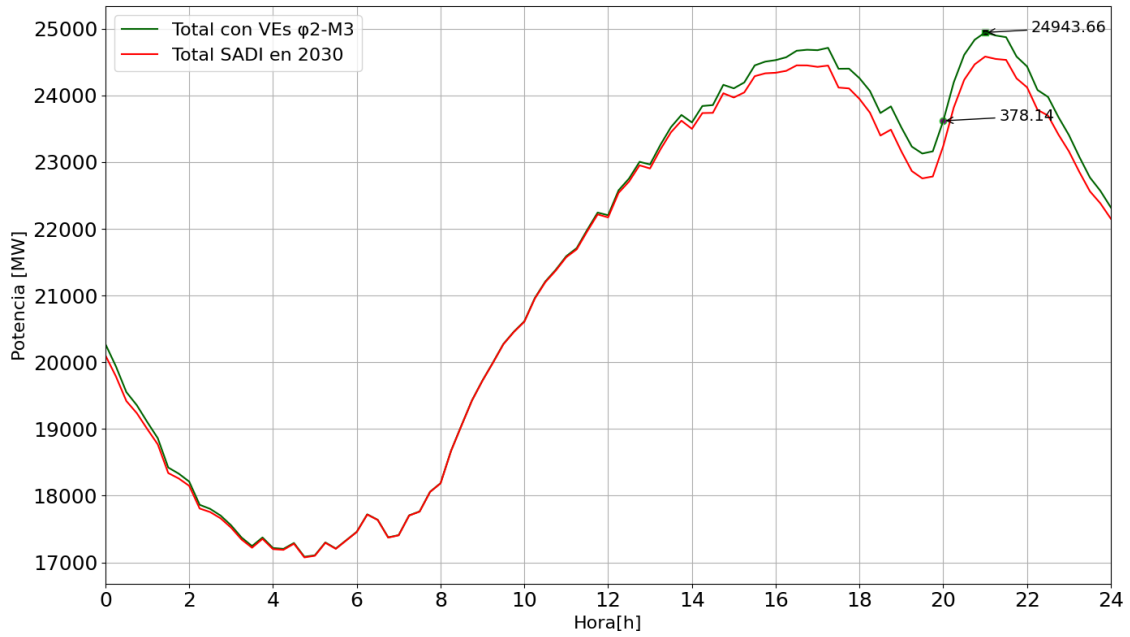


Figura 69 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M3 – Caso H2

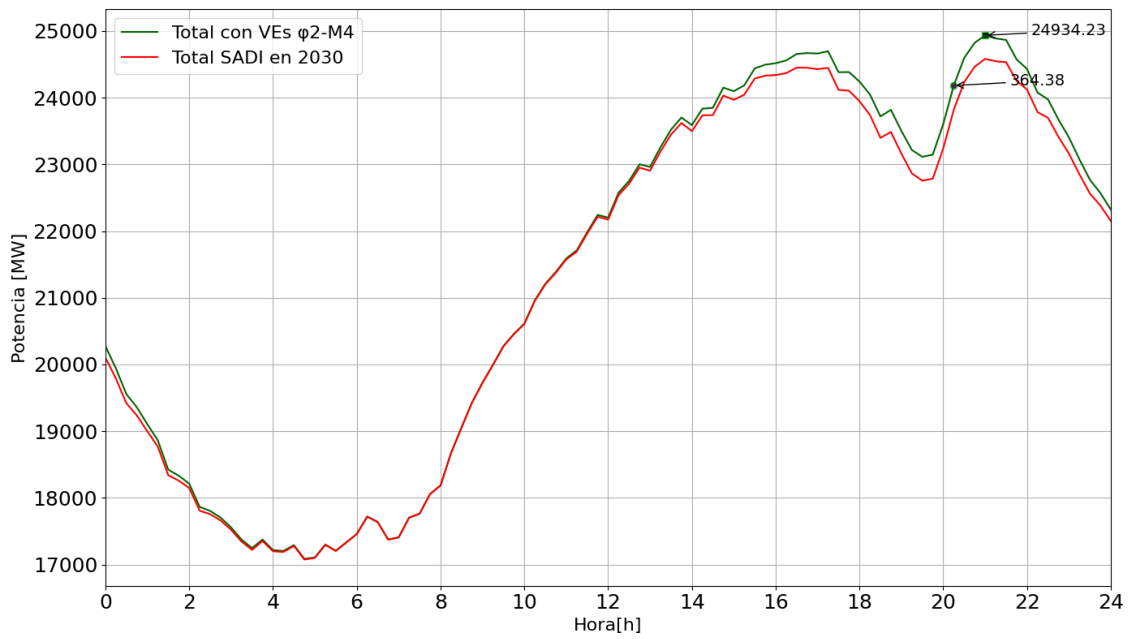


Figura 70 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ2-M4 – Caso H2

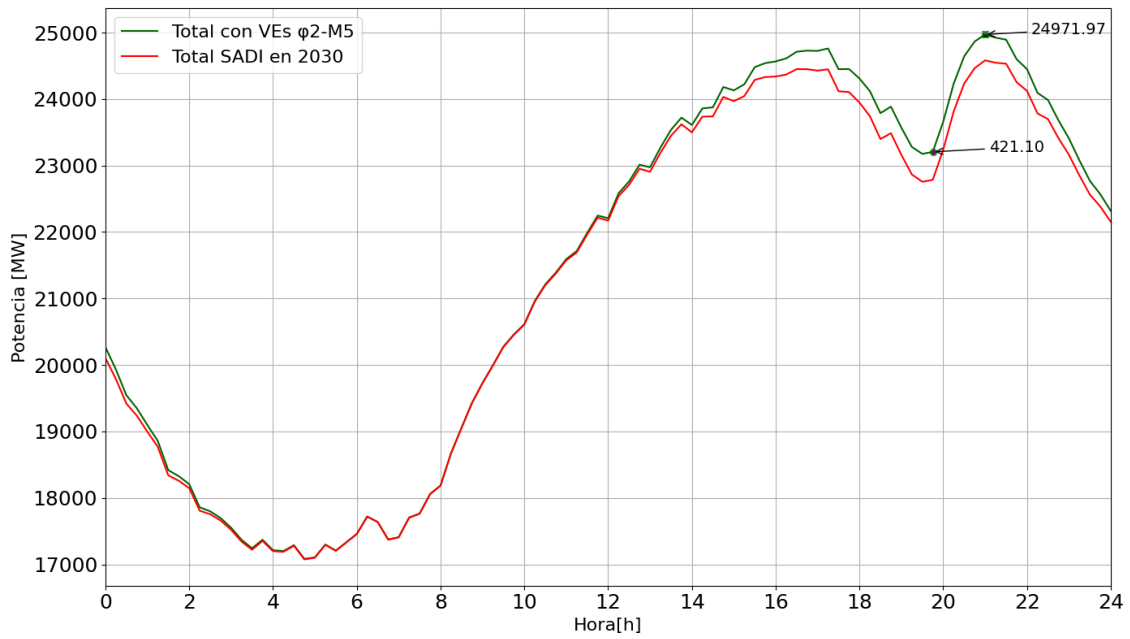


Figura 71 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 2-M5 - Caso H2

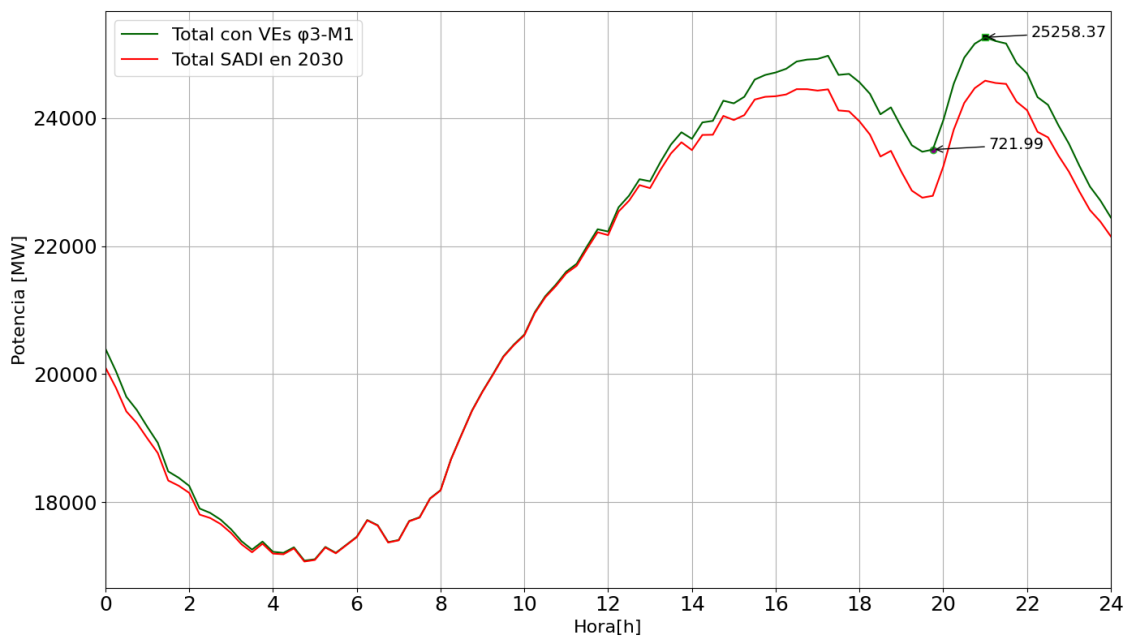


Figura 72 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario ϕ 3-M1 - Caso H2

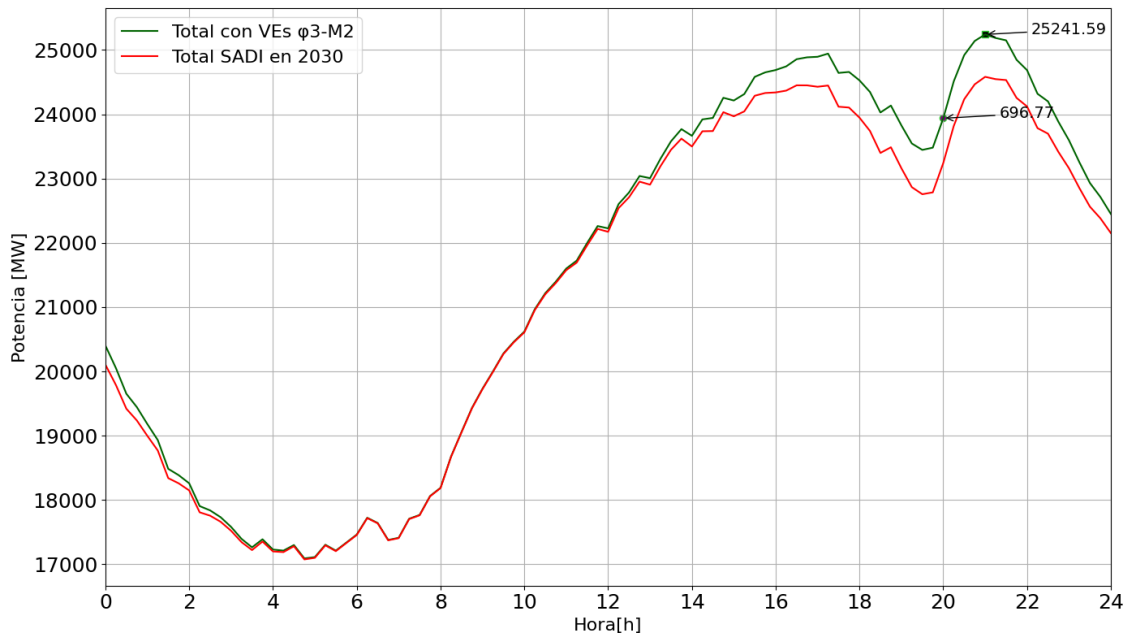


Figura 73 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M2 - Caso H2

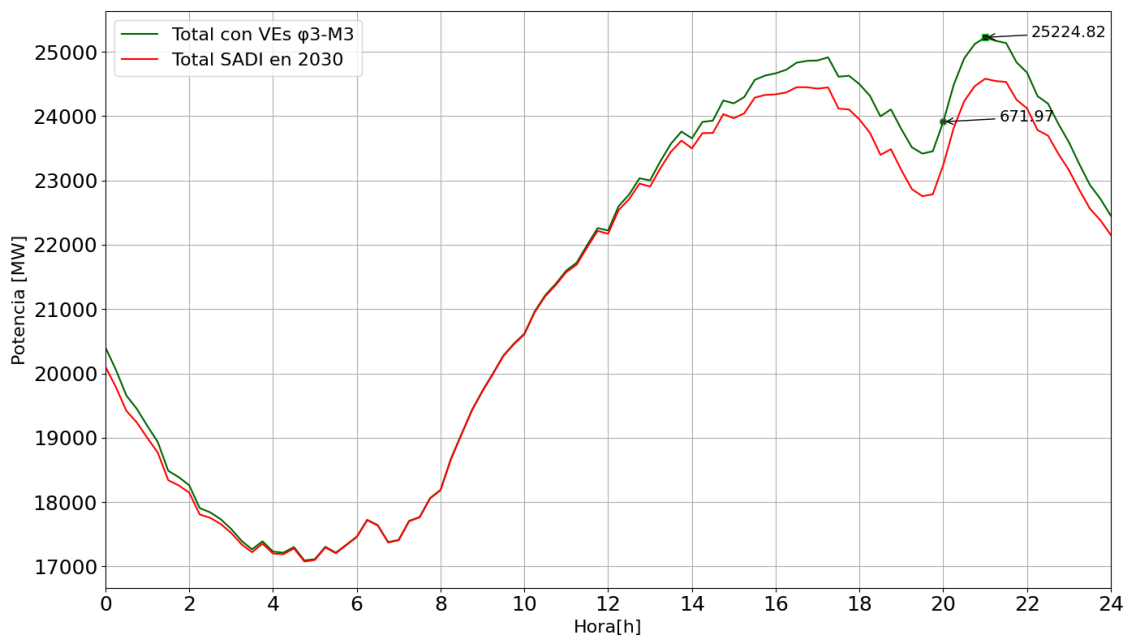


Figura 74 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M3 - Caso H2

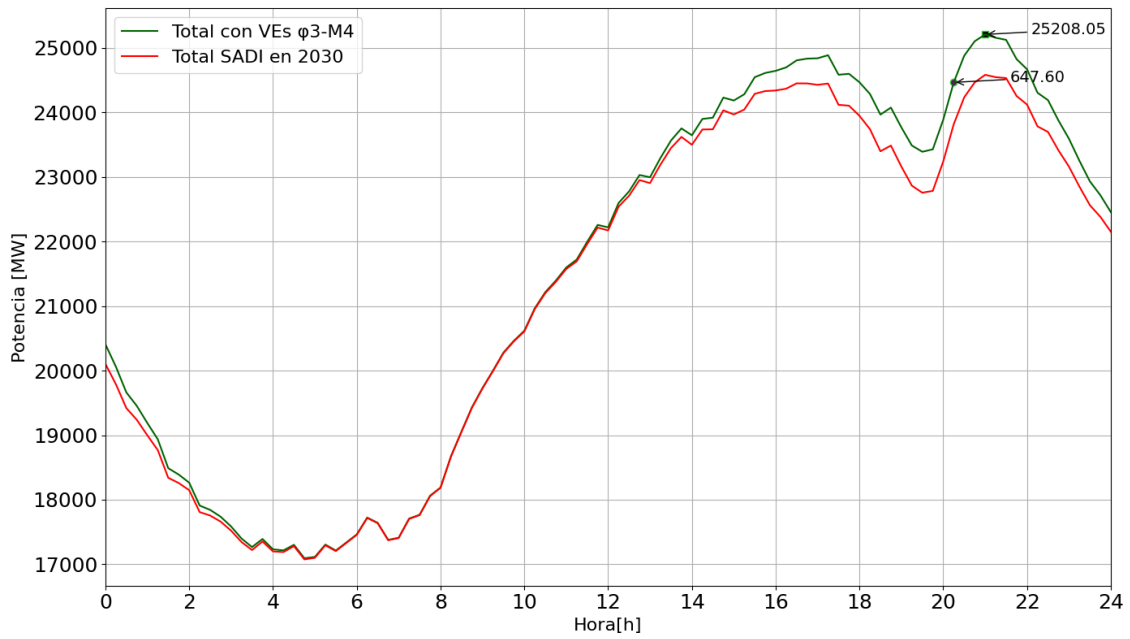


Figura 75 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M4 - Caso H2

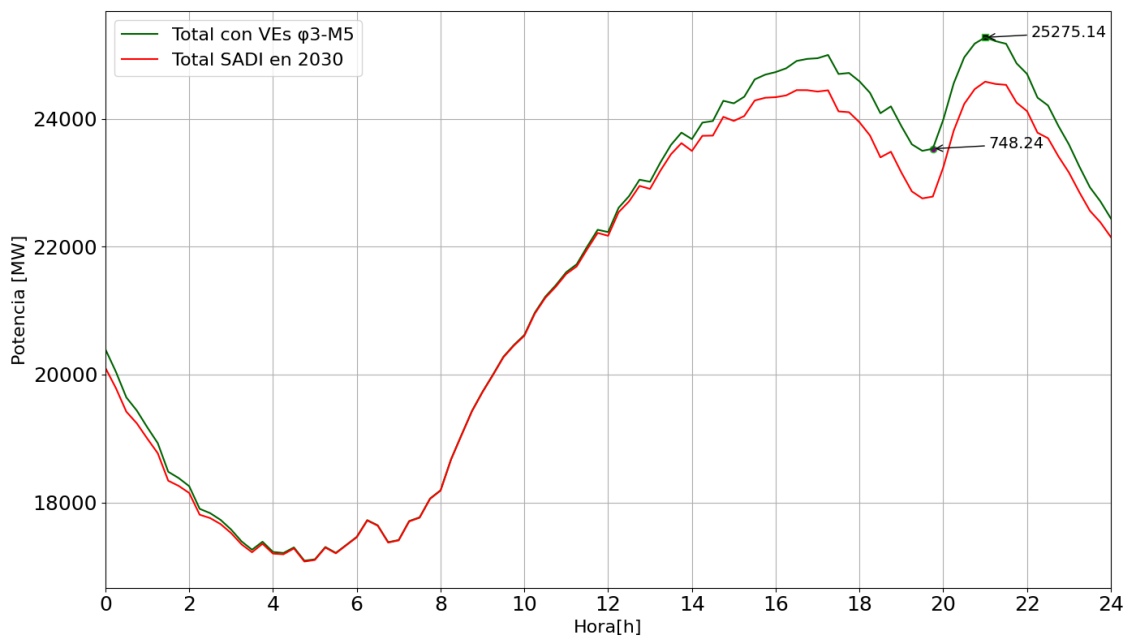


Figura 76 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs – Escenario φ3-M5 - Caso H2

c) Corrimiento de demanda de VEs por incentivos en tarifa eléctrica

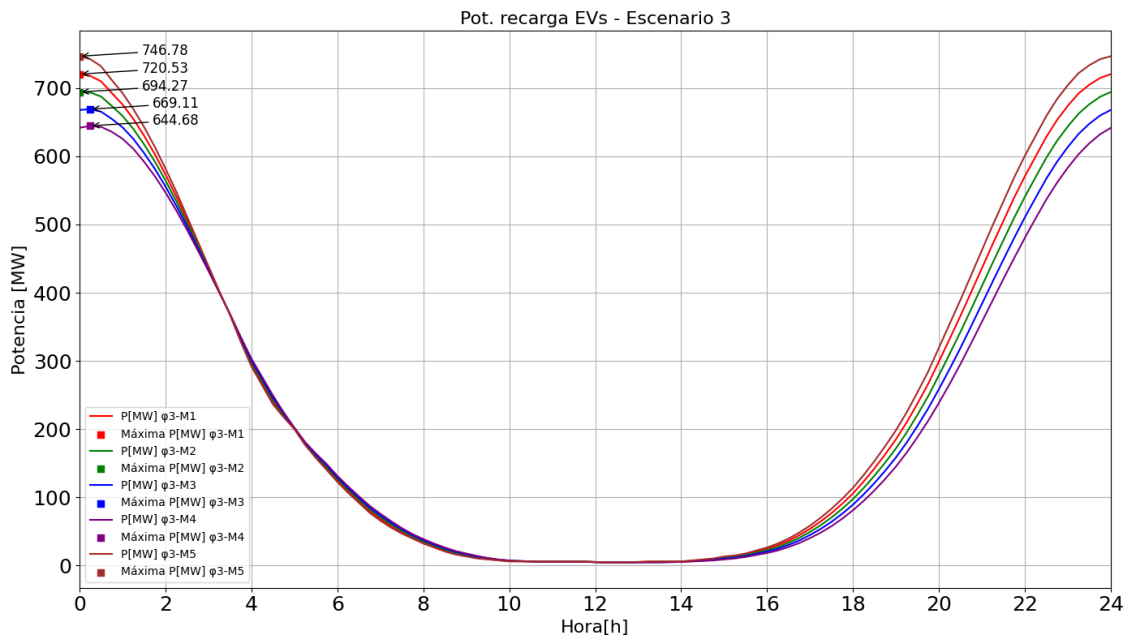


Figura 77 Potencia de recarga de VEs – Escenario $\phi 3$ – Incentivo tarifario para el corrimiento de curva de demanda

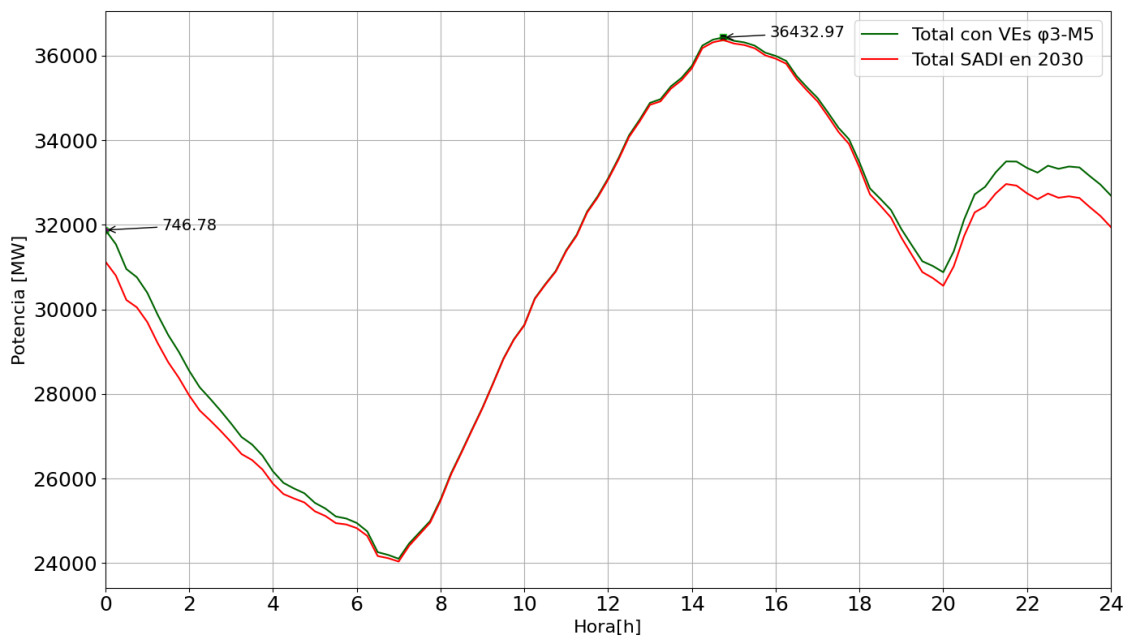


Figura 78 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs con corrimiento de curva de demanda – Escenario $\phi 3$ -M5 - Caso H1

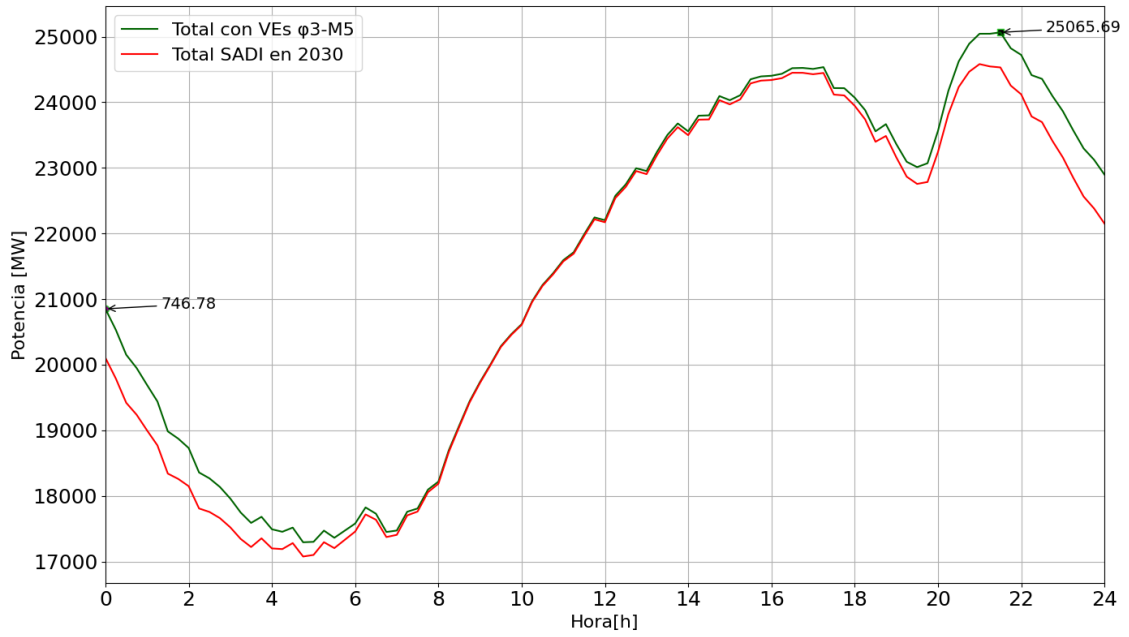


Figura 79 Total demanda SADI con crecimiento vegetativo al 2030 + demanda por VEs con corrimiento de curva de demanda – Escenario ϕ 3-M5 - Caso H2

13. Gráficas: demandas instantáneas por recarga de VEs para escenario óptimo de penetración y mix de cargadores

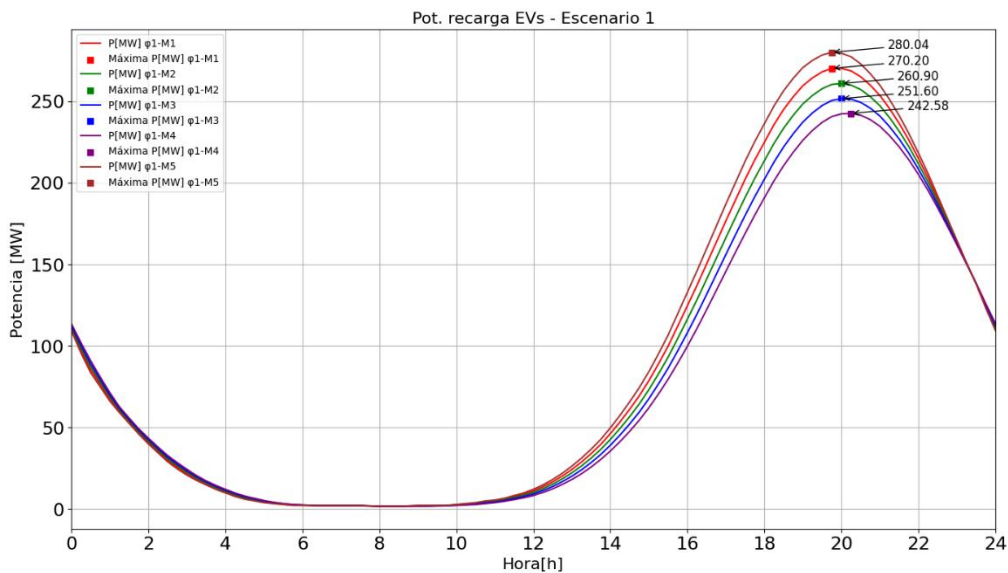


Figura 80 Potencias instantánea para el escenario de penetración ϕ_1 según Mix de cargadores

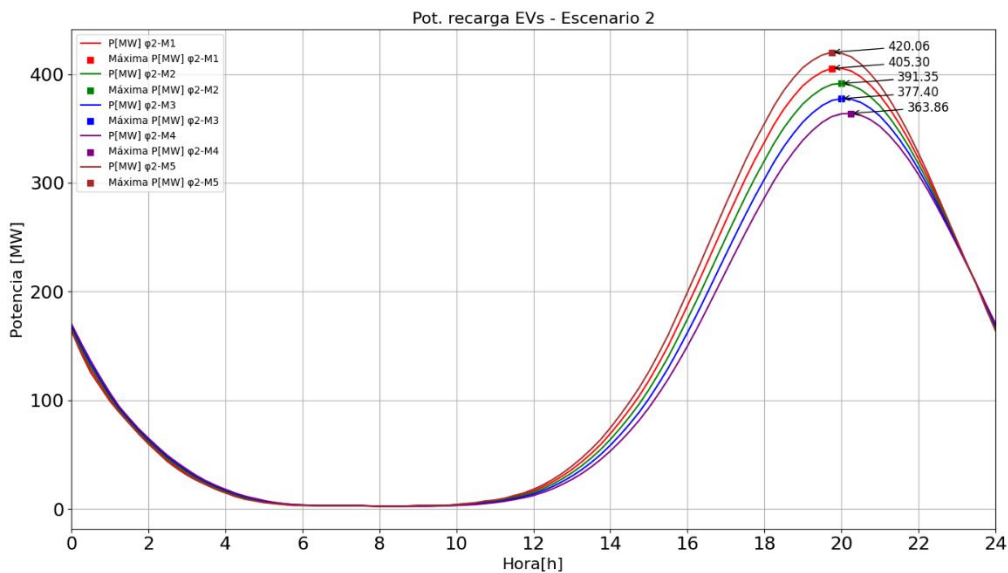


Figura 81 Potencias instantánea para el escenario de penetración ϕ_2 según Mix de cargadores

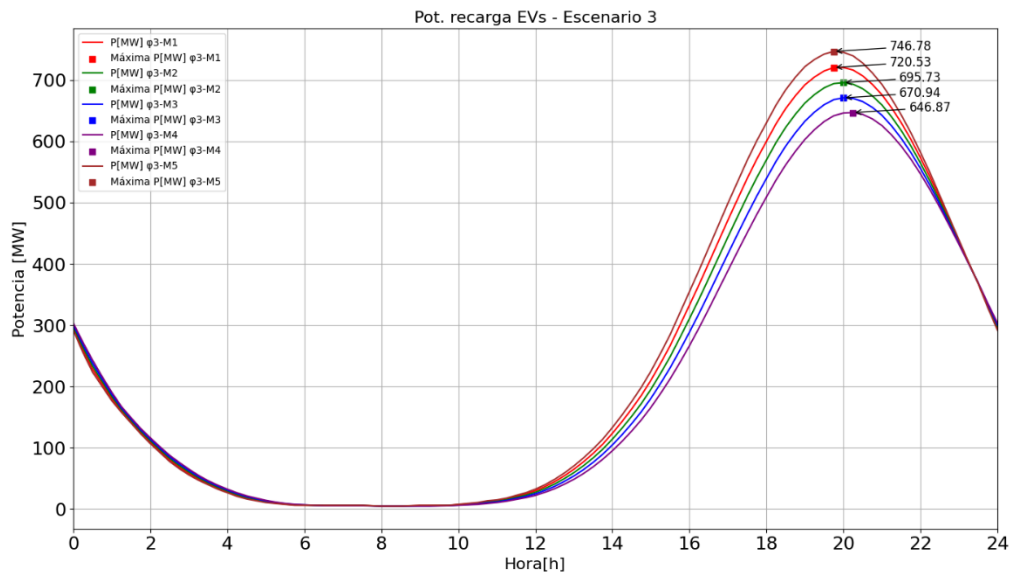


Figura 82 Potencias instantánea para el escenario de penetración φ_3 según Mix de cargadores

14. Scripts en Python utilizados

a) Exportar reporte de carga de líneas y transformadores

```
# -*- coding: utf-8 -*-
'''
Este script genera un reporte sobre el nivel de carga de líneas de
transmisión y transformadores de dos y tres arrollamientos que formen
parte del sistema de transporte en alta tensión, en los niveles de
500kV y 220kV.
Servirá para poder comparar la variación de carga por la incorporación
de demanda por recarga de vehículos eléctricos, en el marco del
proyecto final de los alumnos Miori y Stroili, de la carrera de
ingeniería eléctrica de la FCEIA-UNR
También genera un reporte con las barras cuya tensión está fuera de la
banda permitida por Los Procedimientos de CAMMESA
'''
#----- Librerías -----
import pandas as pd
import numpy as np
import psse34
import psspy
import datetime
import os
from openpyxl import load_workbook
from openpyxl.styles import Alignment
#----- Parámetros -----
#Extra alta tensión (tensión de línea>345)
max_EA=1.03
min_EA=0.97

#alta tensión (132=< tensión de línea =<345)
max_A=1.05
min_A=0.95

#media tensión (13.2<= tensión de línea <132)
max_M=1.07
min_M=0.93

#Baja tensión (tensión de línea <13.2)
max_B=1.1
min_B=0.90

areas_SADI=[1,2,4,5,7,8,10,12,14,15,21]

#----- Obtener datos -----
def get_bus_data():

    #----- Datos de barras -----
    b_numeros          = psspy.abusint(-1,2,string='NUMBER')[1][0]
    b_tensiones_base   = np.array(psspy.abusreal(-
1,2,string='BASE')[1][0])
    b_tensiones        = np.array(psspy.abusreal(-
1,2,string='PU')[1][0])
```

```

    b_nombres          = psspy.abuschar(-1, 2, 'NAME')[1][0]
    b_nombres          = [i.strip() for i in b_nombres] #retira los
espacios al principio y fin del string
    b_area              = psspy.abusint(-1,2, string='AREA')[1][0]

    #Unimos los datos en un DataFrame
    df_buses           =
pd.DataFrame(list(zip(b_numeros,b_nombres,b_area,b_tensiones_base,b_te
nsiones)), columns=['BUS','NAME', 'AREA','V_BASE','V_BUS'])
    df_buses           = df_buses.set_index('BUS')
    return df_buses
df_buses=            get_bus_data()

def get_branch_T2_data(df_buses):
    #----- Datos de líneas -----
    l_desde,l_hacia    = psspy.abrntint(-1, 1, 1, 3, 2,
('FROMNUMBER','TONUMBER'))[1]
    desdebarranombres, haciabarrasnombrs = psspy.abrnchar(-1, 1,
1, 3, 1, ('FROMNAME','TONAME'))[1]
    l_id               = psspy.abrnchar(-1, 1, 1, 3, 2,
'ID')[1][0]
    l_id = [i.strip() for i in l_id] #Quita espacios al principio y
fin del string
    desdebarranombres = [i.strip() for i in desdebarranombres]
#Quita espacios al principio y fin del string
    haciabarrasnombrs = [i.strip() for i in
haciabarrasnombrs] #Quita espacios al principio y fin del string
    PERCENT_RATE_1=np.round(np.array(psspy.abnreal(-1, 1, 1, 3, 2,
['PCTRATE1'])[1][0]),1)

    #Unimos los datos en un DataFrame
    df_lineas         = pd.DataFrame(list(zip(l_desde,
desdebarranombres,l_hacia,haciabarrasnombrs,l_id,PERCENT_RATE_1)),
columns=['I',
'FROM_BUS_NAME','J','TO_BUS_NAME','ID','PERCENT_RATE_1[%]'])

    #Agregamos datos provenientes de las barras
    df_lineas=df_lineas.merge(df_buses[['AREA','V_BASE']],left_on='I',
right_on='BUS')
    df_lineas=df_lineas.merge(df_buses['AREA'],left_on='J',
right_on='BUS',suffixes=('_I','_J'))

    #Reindexación de columnas del db
    df_lineas = df_lineas.reindex(columns=['I', 'FROM_BUS_NAME','J',
'TO_BUS_NAME','ID','V_BASE','AREA_I','AREA_J','PERCENT_RATE_1[%]'])

    return df_lineas
df_lineas=            get_branch_T2_data(df_buses)

def get_T3_data(df_buses):
    #----- Datos principales -----
    I,J,K= psspy.atr3int(-1,1,1,1,1,
('WIND1NUMBER','WIND2NUMBER','WIND3NUMBER'))[1]
    ID= psspy.atr3char(-1,1,1,1,1, 'ID')[1][0]
    ID = [i.strip() for i in ID] #Quita espacios al principio y fin
del string

```

```

    ibarranombre, jbarranombre, kbarranombre = psspy.atr3char(-1,
1, 1, 1, 1, ('WIND1NAME', 'WIND2NAME', 'WIND3NAME'))[1]
    ibarranombre = [i.strip() for i in ibarranombre] #Quita
espacios al principio y fin del string
    jbarranombre = [i.strip() for i in jbarranombre]
    kbarranombre = [i.strip() for i in kbarranombre]

    #Unimos los datos en un db
    df_trafos3A = pd.DataFrame(list(zip(I, ibarranombre, J,
jbarranombre, K, kbarranombre, ID)),

columns=['I', 'ibarranombre', 'J', 'jbarranombre', 'K', 'kbarranombre', 'ID'
])

    #----- Agregamos datos provenientes de las barras -----

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_buses[['AREA', 'V_BASE']],left_on='I',
right_on='BUS')

    #----- Agregamos datos de los arrollamientos (windings) -----
    WNDBUSNUMBER, WIND1NUMBER, WIND2NUMBER, WIND3NUMBER = psspy.awndint(-
1, 1, 1, 2, 1,
('WNDBUSNUMBER', 'WIND1NUMBER', 'WIND2NUMBER', 'WIND3NUMBER'))[1]
    W_ID = psspy.awndchar(-1, 1, 1, 2, 1, 'ID')[1][0]
    W_ID = [i.strip() for i in W_ID] #retira los espacios al principio
y fin del string
    PERCENT_RATE_1 = np.round(np.array(psspy.awndreal(-1, 1, 1, 2, 1,
'PCTMVARATE')[1][0]),1) #carga de todos los arrollamientos

    #Dataframe con los datos de todos los arrollamientos
    df_arrollamientos =
pd.DataFrame(list(zip(WIND1NUMBER, WIND2NUMBER, WIND3NUMBER, W_ID, WNDBUSN
UMBER, PERCENT_RATE_1)),

columns=['I', 'J', 'K', 'ID', 'WNDBUSNUMBER', 'PERCENT_RATE_1']) #Df con
el percent rate 1 de todos los windings

    #Se agregan al df_trafos3A los datos de cada arrollamiento
    #Winding 1

df_winding_1=df_arrollamientos.loc[df_arrollamientos['I']==df_arrollam
ientos['WNDBUSNUMBER']] # nos quedamos solo con los del arrollamiento
1

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_winding_1[['I', 'J', 'K', 'ID', 'PERCENT
RATE_1']], on=['I', 'J', 'K', 'ID']) #agregamos columna al df de los
trafos

    #Winding 2

df_winding_2=df_arrollamientos.loc[df_arrollamientos['J']==df_arrollam
ientos['WNDBUSNUMBER']] # nos quedamos solo con los del arrollamiento
2

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_winding_2[['I', 'J', 'K', 'ID', 'PERCENT
RATE_1']], on=['I', 'J', 'K', 'ID'], suffixes=('_W1', '_W2')) #agregamos
columna al df de los trafos

```

```

#Winding 3

df_winding_3=df_arrollamientos.loc[df_arrollamientos['K']==df_arrollam
ientos['WNDBUSNUMBER']] # nos quedamos solo con los del arrollamiento
3

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_winding_3[['I','J','K','ID','PERCENT
RATE_1']], on=['I','J','K','ID']) #agregamos columna al df de los
trafos

df_trafos3A=df_trafos3A.rename(columns={'V_BASE':
'V_BASE_W1','PERCENT_RATE_1':'PERCENT_RATE_1_W3'})

return df_trafos3A

df_trafos3A= get_T3_data(df_buses)
print(df_trafos3A)

#----- Generar reportes -----
#----- Líneas y transformadores -----
# Condiciones para incluir elementos en el reporte
condicion = (
    (
        (df_lineas['AREA_I'].isin(areas_SADI)) &
        ((df_lineas['V_BASE'] == 500) | (df_lineas['V_BASE'] == 220))
    ) | (
        (df_lineas['AREA_J'].isin(areas_SADI)) &
        ((df_lineas['V_BASE'] == 500) | (df_lineas['V_BASE'] == 220))
    )
) & (df_lineas['PERCENT_RATE_1[%]'] > 30)

# Filtrar y ordenar
report = df_lineas.loc[condicion].sort_values(by=['V_BASE',
'PERCENT_RATE_1[%]'],ascending=[False, False])

def clean_report_lines(report):
    '''Cuando se obtienen los datos de las líneas cada una se registra
2 veces (from to y to from).
Por lo tanto, el reporte mostrará 2 veces la misma línea.
Esta función se queda con el extremo de la línea que esta más
cargado y elimina
del reporte el otro extremo
'''
    drop_indexes=[] # Se inicializa la lista de index a dropear

#Se recorre todo el data frame
for index in np.array(report.index):

    if not(index in drop_indexes):
        I=report.loc[index].I
        J=report.loc[index].J
        ID=report.loc[index].ID
        percent_rate=report.loc[index]['PERCENT_RATE_1[%]']

```

```

        other_line=report.loc[(report['I']==J) & (report['J']==I)
& (report['ID']==ID)]
        if not(other_line.empty):
            other_index=other_line.index[0]

            if not(other_index in drop_indexes):

other_percent_rate=report.loc[other_index]['PERCENT_RATE_1[%]']

            if other_percent_rate<percent_rate:
                drop_indexes.append(other_index)
            else:
                drop_indexes.append(index)

        report=report.drop(drop_indexes)
        return report

report= clean_report_lineas(report)

# Obtiene la fecha y hora actual
now = datetime.datetime.now()

# Formatea la fecha y hora como una cadena de texto
timestamp = now.strftime("%Y-%m-%d_%H-%M-%S")

# Usa esta cadena de texto para crear el nombre del archivo
filename = "report_{}.xlsx".format(timestamp)

# Guarda el DataFrame en un archivo de Excel con este nombre
writer = pd.ExcelWriter(filename, engine='openpyxl',
if_sheet_exists='new')

report.to_excel(writer, sheet_name='Lineas y trafos de 2A')

condicion = (
    (df_trafos3A['AREA'].isin(areas_SADI)) &
    ((df_trafos3A['V_BASE_W1'] == 500) | (df_trafos3A['V_BASE_W1'] ==
220))
) & (
    (df_trafos3A['PERCENT_RATE_1_W1'] > 30) |
    (df_trafos3A['PERCENT_RATE_1_W2'] > 30) |
    (df_trafos3A['PERCENT_RATE_1_W3'] > 30)
)

report=df_trafos3A.loc[condicion].sort_values(by=['V_BASE_W1',
'PERCENT_RATE_1_W1'], ascending=[False, False])

# Guarda el DataFrame en un archivo de Excel con este nombre
report.to_excel(writer, sheet_name='Trafos 3A')

#----- Barras -----
condicion= ((df_buses['AREA'].isin(areas_SADI)) &
            (df_buses['V_BASE']>346) &

(~df_buses['V_BUS'].between(min_EA,max_EA,inclusive='neither'))) # "~"
es not

```

```

report=df_buses.loc[condicion].sort_values(by='AREA',ascending=True)
report.to_excel(writer, sheet_name='Extra Alta Tension +- 3%')

condicion= ((df_buses['AREA'].isin(areas_SADI)) &
            (df_buses['V_BASE'].between(132,345,inclusive='both'))) &
(~df_buses['V_BUS'].between(min_A,max_A,inclusive='neither')) # "~"
es not

report=df_buses.loc[condicion].sort_values(by='AREA',ascending=True)
report.to_excel(writer, sheet_name='Alta Tension +- 5%')

condicion= ((df_buses['AREA'].isin(areas_SADI)) &
            (df_buses['V_BASE'].between(13.1,131,inclusive='left'))) &
(~df_buses['V_BUS'].between(min_A,max_A,inclusive='neither')) # "~"
es not

report=df_buses.loc[condicion].sort_values(by='AREA',ascending=True)
report.to_excel(writer, sheet_name='Media Tension +- 7%')

condicion= ((df_buses['AREA'].isin(areas_SADI)) &
            (df_buses['V_BASE']<13.1) &
(~df_buses['V_BUS'].between(min_B,max_B,inclusive='neither'))) # "~"
es not

report=df_buses.loc[condicion].sort_values(by='AREA',ascending=True)
report.to_excel(writer, sheet_name='Baja Tension +- 10%')

condicion= ((df_buses['AREA'].isin(areas_SADI)) &
(~df_buses['V_BUS'].between(min_B,max_B,inclusive='neither'))) # "~"
es not

report=df_buses.loc[condicion].sort_values(by='AREA',ascending=True)
report.to_excel(writer, sheet_name='Todas las Tensiones +- 10%')
writer.save()

# Ahora, abre el archivo de Excel y da formato a las celdas
book = load_workbook(filename)
writer = pd.ExcelWriter(filename, engine='openpyxl')
writer.book = book

for sheet in writer.book:
    for column in sheet.columns:
        max_length = 0
        column = [cell for cell in column]
        for cell in column:
            try: # Necesario para evitar celdas vacías
                if len(str(cell.value)) > max_length:
                    max_length = len(cell.value)

```

```

        except:
            pass
        adjusted_width = (max_length + 2)
        sheet.column_dimensions[column[0].column_letter].width =
adjusted_width
        for cell in column:
            cell.alignment = Alignment(horizontal='center',
vertical='center')

writer.save()

```

b) Obtener gráficas de demanda utilizadas en el informe

```

# -*- coding: utf-8 -*-
'''
Este script lee un libro Excel y lee en cada una de las hojas la
demanda ajustada al 2030 del SADI y demanda ajustada al 2030
que incluye la demanda por vehiculos eléctricos.
Luego grafica en gráficas separadas cada uno de los casos, consistente
en 6 gráficas cada caso y los guarda en la carpeta de trabajo
'''
#----- Librerias -----
import os
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np

# Leer el libro de Excel
excel_file = 'datos.xlsx'
with pd.ExcelFile(excel_file) as xls:
    # Leer las hojas GEN_DIS_H1 y GEN_DIS_H2
    gen_dis_h1 = pd.read_excel(xls, sheet_name='GEN_DIS_H1')
    gen_dis_h2 = pd.read_excel(xls, sheet_name='GEN_DIS_H2')

    for sheet_name in xls.sheet_names:
        # Leer los datos de la hoja
        df = pd.read_excel(xls, sheet_name=sheet_name)

        # Crear la carpeta de salida para la hoja actual si no existe
        output_folder = os.path.join('output_con distribuida',
sheet_name)
        if not os.path.exists(output_folder):
            os.makedirs(output_folder)

        # Obtener el nombre de la hoja del Excel
        excel_sheet_name =
os.path.splitext(os.path.basename(excel_file))[0] + f' - Hoja:
{sheet_name}'

        # Si la hoja es "H1" o "H2"
        if sheet_name in ["H1", "H2"]:
            # Obtener las columnas de la hoja que no sean "Total SADI
en 2030"

```

```

        columnas = [col for col in df.columns if col != 'Total
SADI en 2030']

        for columna in columnas:
            fig, ax1 = plt.subplots(figsize=(14, 8))

            # Graficar la serie actual contra la hora
            ax1.plot(df['Hora'], df[columna], linestyle='-',
color='darkgreen', label=columna)
            ax1.plot(df['Hora'], df['Total SADI en 2030'],
linestyle='-', color='red', label='Total SADI en 2030')

            ax1.set_xlabel('Hora[h]', fontsize=16)
            ax1.set_ylabel('Potencia [MW]', fontsize=16,
color='darkgreen')
            ax1.tick_params(axis='y', labelcolor='darkgreen')
            ax1.legend(loc='upper left', fontsize=16)
            ax1.grid(True)
            ax1.tick_params(axis='both', which='major',
labelsize=18)

            # Establecer los límites del eje x para que no muestre
el 25
            ax1.set_xlim(0, 24)
            ax1.set_xticks(np.arange(0, 25, 2)) # Configurar
ticks del eje x cada 2 horas

            # Encontrar el índice del valor máximo de potencia de
la serie actual
            indice_maximo = df[columna].idxmax()
            hora_maxima = df['Hora'][indice_maximo]
            potencia_maxima = df[columna].max()

            # Marcar el punto de máximo en el gráfico con un
círculo vacío
            ax1.scatter(hora_maxima, potencia_maxima,
color='black', edgecolors='limegreen', marker='s', label='Máximo
Demanda SADI')

            # Añadir anotación con flecha
            ax1.annotate(
                f'{potencia_maxima:.2f}',
                xy=(hora_maxima, potencia_maxima),
                xytext=(hora_maxima + 2, potencia_maxima + 2), #
Ajusta estos valores según sea necesario
                arrowprops=dict(facecolor='black', arrowstyle='->'),

                fontsize=14,
                ha='center'
            )

            # Calcular la diferencia entre la serie actual y
"Total SADI en 2030" en el punto de potencia máxima
            diferencia_pot_maxima = potencia_maxima - df['Total
SADI en 2030'][indice_maximo]

            # Añadir anotación de la diferencia

```

```

        ax1.annotate(
            f'Dif: {diferencia_pot_maxima:.2f}',
            xy=(hora_maxima, potencia_maxima -
(diferencia_pot_maxima / 2)),
            xytext=(hora_maxima + 2, potencia_maxima -
(diferencia_pot_maxima / 2) - 2), # Ajusta estos valores según sea
necesario
            arrowprops=dict(facecolor='blue', arrowstyle='->'),
            fontsize=14,
            ha='center',
            color='blue'
        )

# Graficar las series de GEN_DIS_H1 o GEN_DIS_H2 en el
eje secundario
ax2 = ax1.twinx()
if sheet_name == 'H1':
    ax2.plot(gen_dis_h1['Hora'],
gen_dis_h1['GEN_ARG/TOT_DIS_____P-SADI.AV'], linestyle='-',
color='blue', label='GEN_DIS_H1')
    ax2.set_ylabel('Potencia GEN_DIS [MW]',
fontsize=16, color='orange')
    ax2.tick_params(axis='y', labelcolor='orange')
    ax2.legend(loc='upper left', fontsize=16)
elif sheet_name == 'H2':
    ax2.plot(gen_dis_h2['Hora'],
gen_dis_h2['GEN_ARG/TOT_DIS_____P-SADI.AV'], linestyle='-',
color='orange', label='GEN_DIS_H2')
    ax2.set_ylabel('Potencia GEN_DIS [MW]',
fontsize=16, color='orange')
    ax2.tick_params(axis='y', labelcolor='orange')
    ax2.legend(loc='upper left', fontsize=16)

# Ajustar el diseño de la figura para recortar los
bordes
fig.tight_layout()

# Guardar la imagen en la carpeta de salida
plt.savefig(os.path.join(output_folder,
f'Curva_de_demanda_{columna}_vs_Hora.png'))

# Mostrar el gráfico (opcional)
plt.close() # Cerrar el gráfico para evitar que se
muestre en pantalla

# Si la hoja es "Pot. recarga EVs"
elif sheet_name=='Pot. recarga EVs':
    # Definir los grupos de columnas
    grupos = [
        ['P[MW] φ1-M1', 'P[MW] φ1-M2', 'P[MW] φ1-M3', 'P[MW]
φ1-M4', 'P[MW] φ1-M5'],
        ['P[MW] φ2-M1', 'P[MW] φ2-M2', 'P[MW] φ2-M3', 'P[MW]
φ2-M4', 'P[MW] φ2-M5'],
        ['P[MW] φ3-M1', 'P[MW] φ3-M2', 'P[MW] φ3-M3', 'P[MW]
φ3-M4', 'P[MW] φ3-M5']
    ]

```

```

colores = ['red', 'green', 'blue', 'purple', 'brown']
print(df.head(5))
for i, grupo in enumerate(grupos):
    plt.figure(figsize=(14, 8))

    for j, columna in enumerate(grupo):
        # Graficar la serie actual contra la hora
        plt.plot(df['Hora'], df[columna], linestyle='-',
color=colores[j], label=columna)

        # Encontrar el índice del valor máximo de potencia
de la serie actual
        indice_maximo = df[columna].idxmax()
        hora_maxima = df['Hora'][indice_maximo]
        potencia_maxima = df[columna].max()

        # Marcar el punto de máximo en el gráfico con un
círculo vacío
        plt.scatter(hora_maxima, potencia_maxima,
color=colores[j], edgecolors=colores[j], marker='s', label=f'Máxima
{columna}')

        # Añadir anotación con flecha
        plt.annotate(
            f'{potencia_maxima:.2f}',
            xy=(hora_maxima, potencia_maxima),
            xytext=(hora_maxima + 2, potencia_maxima + 2),
# Ajusta estos valores según sea necesario
            arrowprops=dict(facecolor='black',
arrowstyle='->'),
            fontsize=12,
            ha='center'
        )

        # Establecer los límites del eje x para que no muestre
el 25
        plt.xlim(0, 24)
        plt.xticks(np.arange(0, 25, 2)) # Configurar ticks
del eje x cada 2 horas

        plt.xlabel('Hora[h]', fontsize=16)
        plt.ylabel('Potencia [MW]', fontsize=16)
        plt.title(f'Pot. recarga EVs - Escenario {i+1}',
fontsize=16)

        plt.grid(True)
        plt.legend()
        plt.style.use('fast')
        plt.tick_params(axis='both', which='major',
labels=18)

        # Ajustar el diseño de la figura para recortar los
bordes
        plt.tight_layout()

        # Guardar la imagen en la carpeta de salida

```

```

plt.savefig(os.path.join(output_folder,
f'Pot_recarga_EVs_Escenario_{i+1}.png'))

# Mostrar el gráfico (opcional)
plt.close() # Cerrar el gráfico para evitar que se
muestre en pantalla
print("Las imágenes se han guardado en la carpeta 'output'.")

```

c) Obtener distribución de probabilidad de recarga pública

```

import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy.stats import norm

def generate_probability_distribution(mu, sigma, start_time=0,
end_time=24, interval=0.25): # Intervalo de 15 minutos
    x = np.arange(start_time, end_time, interval) # Intervalo
de 15 minutos
    y = norm.pdf(x, mu, sigma)
    y /= y.sum() # Normalizar probabilidades

    # Crear una lista de horarios en formato HH:MM
    horas = []
    for hora in range(start_time, end_time):
        for minuto in range(0, 60, int(60 * interval)):
            horas.append(f"{hora:02d}:{minuto:02d}")

    return horas, y

# Definición de parámetros
horario_medio = 14 # 14:00hs
desviacion_horario = 2 # Desviación de 2 horas

# Generar distribución de probabilidad
horas, probabilidades =
generate_probability_distribution(horario_medio,
desviacion_horario)

# Crear DataFrame de pandas
df = pd.DataFrame({'Hora': horas, 'Probabilidad':
probabilidades})

# Guardar DataFrame en un archivo Excel
df.to_excel('distribucion_probabilidad.xlsx', index=False)

# Graficar la distribución de probabilidad
plt.plot(horas, probabilidades)
plt.xlabel('Hora')
plt.ylabel('Probabilidad')
plt.title('Distribución de probabilidad - Recarga en PDR
públicos')

```

```
plt.xticks(rotation=90) # Rotar etiquetas del eje x para
mejorar la legibilidad
plt.grid(True)
plt.show()
```

d) Script en Python – Escalado de demanda para encontrar máxima demanda agregable y generar reportes

Script main.py

```
import psse34
import psspy
from psspy import _f
import pandas as pd
import numpy as np
from ..py.functions.log import getLogAdapter
PATH_SUB = r'app\data\ROSARIO.sbsxml'
PATH_CASE = r'app\data\Flujos base\ROSARIO.sav'
DECIMALES = 4
ESCALADO = 0.001 #Escalado en por unidad

#Parámetros para crear subsistema
USE_KV = 1
MIN_KV = 33.0
MAX_KV = 500.0
BUSES = []
AREAS = [] # 10 -> Centro
OWNERS = [] # 1 -> Demanda residencial
ZONES = [] #33 -> Córdoba

LEVELS = 3

def createSubSystem(sid, buses = BUSES, areas = AREAS, zones = ZONES,
owners = OWNERS):
    basekV = [MIN_KV, MAX_KV]#array of 2 elements specifying (input)

    ierr = psspy.bsys(sid, USE_KV, basekV, len(areas), areas,
len(buses), buses, len(owners), owners, len(zones), zones)
    return ierr

def runFlatStartFlow(log):
    from .util import getErrorSol
    psspy.fdns([1, 0, 0, 1, 1, 4, 99, 0])
    #fdns: API para aplicar el Fixed Slope Decoupled Newton-Raphson
    #1. tap adjustmen flag: 0: deshabilita, 1: habilita ajuste por
pasos, 2: habilita ajuste directo
    #2. area interchange adjustment: 0: deshabilita, 1: habilita
usando flujos de líneas sólo en calculos de intercambio de áreas, 2:
habilita usando flujos de líneas y cargas en calculo de intercambio de
áreas
    #3. phase shift adjustment flag: 0: deshabilita, 1: habilita
    #4. dc tap adjustment flag: 0: deshabilita, 1: habilita
```

```

#5. switched shunt adjustment flag: 0: deshabilita, 1: habilita,
2: habilita modo continuo
#6. flat start flag: 0: do not flat start, 1: flat start, 2: flat
start, luego estima voltajes, 3: flat start, luego estima ángulos de
fase de voltajes, 4: flat start luego estima magnitudes de voltajes y
ángulos de fase
#7. var limit flag: 0: aplica var limits inmediatamente, >0:
aplica var limits en la interacción n, -1: ignora var limits;
#8. non divergent solution flag: 0: deshabilita, 1: habilita
sol = psspy.solved()
if sol != 0:
    #Error al correr el flujo
    print(getErrorSol(sol))

return sol

def runFlow(log):
    from .util import getErrorSol
    logAdapter = getLogAdapter(log, 'app.src.psse.runFlow')
    #fnsl: API para aplicar el Newton-Raphson
    #1. tap adjustmen flag: 0: deshabilita, 1: habilita ajuste por
pasos, 2: habilita ajuste directo
    #2. area interchange adjustment: 0: deshabilita, 1: habilita
usando flujos de líneas sólo en calculos de intercambio de áreas, 2:
habilita usando flujos de líneas y cargas en calculo de intercambio de
áreas
    #3. phase shift adjustement flag: 0: deshabilita, 1: habilita
    #4. dc tap adjustment flag: 0: deshabilita, 1: habilita
    #5. switched shunt adjustment flag: 0: deshabilita, 1: habilita,
2: habilita modo continuo
    #6. flat start flag: 0: do not flat start, 1: flat start, 2: flat
start, luego estima voltajes, 3: flat start, luego estima ángulos de
fase de voltajes, 4: flat start luego estima magnitudes de voltajes y
ángulos de fase
    #7. var limit flag: 0: aplica var limits inmediatamente, >0:
aplica var limits en la interacción n, -1: ignora var limits;
    #8. non divergent solution flag: 0: deshabilita, 1: habilita
psspy.fnsl([1,0,0,1,1,0,0,0]) #corre el flujo
sol = psspy.solved()
if sol != 0:
    #Error al correr el flujo
    raise Exception(getErrorSol(sol))

return sol

def chequeaLimites(log, sid):
    from .limit_check import get_bus_data, chequeaBuses,
chequeaBranches, chequeaTrafos3A
    from ..py.functions.util import generaReportes
    df_buses = get_bus_data(sid)

    df_buses_nok_mt = chequeaBuses(sid, df_buses, "MT")
    df_buses_nok_at = chequeaBuses(sid, df_buses, "AT")
    df_buses_nok_eat = chequeaBuses(sid, df_buses, "EAT")

    df_branches_nok = chequeaBranches(sid, df_buses)
    df_trafos3a_nok = chequeaTrafos3A(sid, df_buses)

```

```

    dfs = [df_buses, df_buses_nok_mt, df_buses_nok_at,
df_buses_nok_eat, df_branches_nok, df_trafos3a_nok]
    if df_buses_nok_mt.empty and df_buses_nok_at.empty and
df_buses_nok_eat.empty and df_branches_nok.empty and
df_trafos3a_nok.empty:
        return True
    else:
        sheetNames = ["Subsistema", "Barras MT", "Barras AT", "Barras
EAT", "Líneas y Trafos 2A", "Trafos 3A"]
        generaReportes(log, dfs, sheetNames)
        return False

def iteraEscalado(log, sid1, sid2):
    logAdapter = getLogAdapter(log, 'app.src.psse.iteraEscalado')
    porcentajeEscalado = ESCALADO*100
    acumuladoEscalado = 0
    limitsOK = True
    while limitsOK:
        msg = "Escala al %.2f %%"%acumuladoEscalado
        logAdapter.info(msg)
        print(msg)
        psspy.scal_2(sid1,0,0,[0, 2, 1, 1, 1],[acumuladoEscalado,
_f,_f,_f,_f,_f,_f])
        sol = runFlow(log)
        #Una vez corrido el flujo del escalado, chequea los límites.
        #Si está todo ok, sigue escalando dentro del while. Sino, sale
y emite reporte
        limitsOK = chequeaLimites(log, sid2)
        if not limitsOK:
            msg = "Encuentra límites excedidos en escalado al %.2f
%%"%acumuladoEscalado
            print(msg)
            logAdapter.info(msg)
            #Deshacer variacion acumulada
            porcentajeRetorno=((100.0/(100.0 + acumuladoEscalado))-
1)*100.0
            psspy.scal_2(sid1, 0, 0, [0, 2, 1, 1, 1], [porcentajeRetorno,
_f,_f,_f,_f,_f,_f])
            sol = runFlow(log)
            acumuladoEscalado += porcentajeEscalado

def dictToListRecursive(dictionary, list):
    """Función que permite transformar todos los elementos de un
diccionario (teniendo en cuenta que son números/string es decir del
mismo tipo)
    en una lista. Para esto tiene que ser recursiva
    """
    for key in dictionary.keys():
        list.append(key)
        value = dictionary[key]
        if len(value) == 0 and key not in list:
            list.append(key)
        else:
            dictToListRecursive(value, list)

```

```

return list

def branchesConnected():
    """Determina las branches de cada par de barras y verifica el
    parámetro"""
    sid = 0
    #Se extraen los datos de las branches del subsistema creado

    ierr, l_id = psspy.abrnchar(sid, 1, 1, 2,
2, 'ID')[1][0]
    l_from, l_to = psspy.abrnint(sid, 1, 1, 2, 2,
('FROMNUMBER', 'TONUMBER',)) [1]
    l_id = [i.strip() for i in l_id] #retira los espacios al principio
y fin del string

def busesConnectedToABus(log, levels, bus, fatherBus, busesConnected):
    """Determina la barras aldeañas de un juego determinado de barras
    para definir luego un subsistema.
    Por defecto, si se pasa una o más barras, busca las barras del
    siguiente nivel. Si el usuario pasa más niveles
    entonces se buscan los n niveles que el usuario pase.
    Los objetos a utilizar van a ser diccionarios ya que tienen mayor
    flexibilidad para colocar objetos
    Dado que las funciones nextbrn3 de PSSE sólo devuelven de a 1 línea
    por llamada, hay que hacer un método iterativo """
    logAdapter =
getLogAdapter(log, 'app.src.psse.flow.busesConnectedToABus')
    single = 2 #devuelve todas las branches conectadas. si se deja 1
sólo trae las que tienen menor número
    #Inicializa la rutina para encontrar las branch nextbrn_2 o
nextbrn3_2 que devuelven las branches conectadas a la bus
    ierr = psspy.inibrn(bus, single)
    if levels == 0:
        #Cuando el nivel alcanzado es cero, ya devuelve el diccionario
vacío y vuelve a la función de llamada
        busesConnected = {}
    else:
        ierr2, jbus, kbus, ickt = psspy.nextbrn3(bus) #Devuelve la
línea asociada a la siguiente barra, incluyendo a transformadores de 3
arrollamientos
        if jbus != fatherBus and jbus != 0 and jbus != None :
            busesConnected[jbus] = {}
        if kbus != fatherBus and kbus != 0 and kbus != None:
            busesConnected[kbus] = {}

        #Dada la recursividad de la función, se debe colocar in
iniciador por cada vvez que entre y salga de la función
        #y esté previo a un nextbrn3
        while ierr2 == 0 or jbus != None :
            #Mientras siga encontrando branches, seguirá llamando a la
API nextbrn3
            ierr2, jbus, kbus, ickt = psspy.nextbrn3(bus) #Devuelve la
línea asociada a la siguiente barra, incluyendo a transformadores de 3
arrollamientos
            if jbus != fatherBus and jbus != 0 and jbus != None and
str(jbus) not in busesConnected.keys():

```

```

        busesConnected[jbus] = {}
        if kbus != fatherBus and kbus != 0 and kbus != None and
str(kbus) not in busesConnected.keys():
            busesConnected[kbus] = {}

        for key in busesConnected.keys():
            busesConnected[key] = busesConnectedToABus(log, levels-1,
key, bus, busesConnected[key])

    return busesConnected

def processCase(log):
    import pandas as pd
    logAdapter = getLogAdapter(log, 'app.src.psse.processCase')
    try:
        openCase(log)
        #Crea subsistema de demandas con archivo .SUB
        sidl = 1
        ierrl = psspy.bsysrcl(sidl, PATH_SUB)
        #Crea subsistema para tener un monitoreo de una zona
específica

        #Subsistema particular para los generadores y cambiar sus
porcentajes
        sidmon = 2
        #Llama a función que determina de forma recursiva según los
niveles seleccionados y la barra en cuestión
        #El conjunto de buses a tener en cuenta en forma de
diccionario para tener un orden
        LEVELS = 3
        buses_init = psspy.abusint(sidl, 2,
string='NUMBER')[1][0]
        buses = buses_init
        for bus in buses_init:
            dictSystemBusInicial = busesConnectedToABus(log, LEVELS,
bus, -1, {})
            #Pasa el diccionario a la lista
            listSystemBusInicial =
dictToListRecursive(dictSystemBusInicial, [])
            #Une las listas del sistema de buses inicial a los
generadores cercanos del excel que se quieran agregar de forma manual
            #Elimina los duplicados
            buses = sorted(list(set(buses + listSystemBusInicial)))
            sidmon = 2
            ierrmon = createSubSystem(sidmon, buses, [], [], [])
            if ierrl != 0 or ierrmon != 0:
                msg = "Error en el armado del subsistema: %d - %d"%(ierrl,
ierrmon)

                print(msg)
                logAdapter.error(msg)
                raise Exception(msg)
            iteraEscalado(log, sidl, sidmon)
    except Exception as e:
        logAdapter.error("Error al procesar el caso: %s"%e)
    finally:
        closeCase(log)

```

```

    return None

def openCase(log):
    #Abre el caso
    import redirect
    logAdapter = getLogAdapter(log, 'app.src.psse.openCase')
    pathCase = PATH_CASE
    redirect.psse2py() #Evita que se abran ventanas con mensajes de
PSS
    psspy.psseinit(50000);#necesario para ejecutar PSS
    psspy.report_output(6, '', [])
    psspy.progress_output(6, '', [])
    psspy.alert_output(6, '', [])
    psspy.prompt_output(6, '', [])

    ierr = psspy.case(pathCase)
    if ierr != 0:
        msg = "Error al abrir el caso %d"%ierr
        raise Exception(msg)

def closeCase(log):
    #Cierra el caso
    logAdapter = getLogAdapter(log, 'app.src.psse.closeCase')
    psspy.case()
    #Cierra psse
    psspy.pssehalt_2()

def main(log):
    logAdapter = getLogAdapter(log, 'app.src.psse.main')
    logAdapter.info("---- INICIO DE PROCESAMIENTO ----")
    processCase(log)
    logAdapter.info("---- FIN ----")

```

Script limit check.py

```

'''
Evalua el flujo e imprime un reporte con las branch sobre cargadas y
las barras cuyas tensiones estan fuera de banda.
'''
#----- Librerias -----
import pandas as pd
import numpy as np
import psse34
import psspy
MAX_PORCENTAJE = 100

#----- Get Data -----
def get_bus_data(sid):

    #----- Buses data -----
    b_number = psspy.abusint(sid, 2, string='NUMBER')[1][0]
    b_voltage_base = np.array(psspy.abusreal(sid, 2,
string='BASE')[1][0])
    b_voltage = np.array(psspy.abusreal(sid, 2,
string='PU')[1][0])
    b_name = psspy.abuschar(sid, 2, 'NAME')[1][0]

```

```

    b_name          = [i.strip() for i in b_name] #retira los espacios
al principio y fin del string
    b_zone          = psspy.abusint(sid,2, string='ZONE')[1][0]
    b_area          = psspy.abusint(sid,2, string='AREA')[1][0]
    b_owner         = psspy.abusint(sid,2, string='OWNER')[1][0]

    #Unimos los datos en un df
    df_buses       = pd.DataFrame(list(zip(b_number,b_name,b_area,b_zone,
b_owner,b_voltage_base,b_voltage)), columns=['BUS','NAME', 'AREA',
'ZONE', 'OWNER','V_BASE','V_BUS'])
    df_buses       = df_buses.set_index('BUS')
    return df_buses

def get_branch_T2_data(sid, df_buses):
    #----- Lineas data -----
    l_from, l_to          = psspy.abrnint(sid, 1, 1, 3, 1,
('FROMNUMBER','TONUMBER'))[1]
    frombusname, tobusname = psspy.abrnchar(sid, 1, 1, 3, 1,
('FROMNAME','TONAME'))[1]
    # tobusname          = psspy.abrnchar(-1, 1, 1, 3, 1, 'TONAME')[1]
    l_id                 = psspy.abrnchar(sid, 1, 1, 3, 1,
'ID')[1][0]
    l_id                 = [i.strip() for i in l_id] #retira
los espacios al principio y fin del string
    #bus_name_from       = psspy.abuschar(-1, 2, ('FROMNAME',
'TONAME'))[1][0]
    frombusname          = [i.strip() for i in frombusname] #retira los
espacios al principio y fin del string
    tobusname            = [i.strip() for i in tobusname]
    PERCENT_RATE_1      = np.round(np.array(psspy.abnreal(sid, 1, 1, 3, 1,
['PCTRATE1'])[1][0]),1)

    #Unimos los datos
    df_lineas         = pd.DataFrame(list(zip(l_from,
frombusname,l_to,tobusname,l_id,PERCENT_RATE_1)),
columns=['I',
'FROM_BUS_NAME','J','TO_BUS_NAME','ID','PERCENT_RATE_1[%]'])

    #Agregamos datos provenientes de las barras
    df_lineas=df_lineas.merge(df_buses[['AREA','V_BASE']],left_on='I',
right_on='BUS')
    df_lineas=df_lineas.merge(df_buses['AREA'],left_on='J',
right_on='BUS',suffixes=('_I','_J'))

    #reindex de las columnas
    df_lineas = df_lineas.reindex(columns=['I', 'FROM_BUS_NAME','J',
'TO_BUS_NAME','ID','V_BASE','AREA_I','AREA_J','PERCENT_RATE_1[%]'])

    return df_lineas

def get_T3_data(sid, df_buses):
    #----- Data principal -----
    I,J,K= psspy.atr3int(sid,1,3,2,1,
('WIND1NUMBER','WIND2NUMBER','WIND3NUMBER'))[1]
    ID= psspy.atr3char(sid,1,3,2,1, 'ID')[1][0]
    ID = [i.strip() for i in ID] #retira los espacios al principio y
fin del string

```

```

ibusname, jbusname, kbusname = psspy.atr3char(sid, 1, 3, 2, 1,
('WIND1NAME', 'WIND2NAME', 'WIND3NAME'))[1]
ibusname = [i.strip() for i in ibusname] #retira los
espacios al principio y fin del string
jbusname = [i.strip() for i in jbusname]
kbusname = [i.strip() for i in kbusname]
#Unimos los datos
df_trafos3A = pd.DataFrame(list(zip(I,ibusname, J, jbusname, K,
kbusname, ID)),

columns=['I','ibusname','J','jbusname','K','kbusname','ID'])
#----- Agregamos datos provenientes de las buses -----

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_buses[['AREA','V_BASE']],left_on='I',
right_on='BUS')
#----- Agregamos datos de los windings -----
WNDBUSNUMBER,WIND1NUMBER,WIND2NUMBER,WIND3NUMBER =
psspy.awndint(sid, 1, 3, 2, 1,
('WNDBUSNUMBER', 'WIND1NUMBER', 'WIND2NUMBER', 'WIND3NUMBER'))[1]
W_ID = psspy.awndchar(sid, 1, 3, 2, 1, 'ID')[1][0]
W_ID = [i.strip() for i in W_ID] #retira los espacios al principio
y fin del string
PERCENT_RATE_1 = np.round(np.array(psspy.awndreal(sid, 1, 3, 2, 1,
'PCTMVARATE')[1][0]),1) #carga de todos los arrollamientos

df_windings =
pd.DataFrame(list(zip(WIND1NUMBER,WIND2NUMBER,WIND3NUMBER,W_ID,WNDBUSN
UMBER,PERCENT_RATE_1)),

columns=['I','J','K','ID','WNDBUSNUMBER','PERCENT_RATE_1']) #Df con
el percent rate 1 de todos los windings
#Se agrega al df trafos la data de cada winding
#Winding 1

df_winding_1=df_windings.loc[df_windings['I']==df_windings['WNDBUSNUMB
ER']] # nos quedamos solo con los del arrollamiento 1

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_winding_1[['I','J','K','ID','PERCENT
RATE_1']], on=['I','J','K','ID']) #agregamos columna al df de los
trafos

#Winding 2

df_winding_2=df_windings.loc[df_windings['J']==df_windings['WNDBUSNUMB
ER']] # nos quedamos solo con los del arrollamiento 2

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_winding_2[['I','J','K','ID','PERCENT
RATE_1']], on=['I','J','K','ID'],suffixes=('_W1', '_W2')) #agregamos
columna al df de los trafos

#Winding 3

df_winding_3=df_windings.loc[df_windings['K']==df_windings['WNDBUSNUMB
ER']] # nos quedamos solo con los del arrollamiento 3

df_trafos3A=df_trafos3A.merge(df_winding_3[['I','J','K','ID','PERCENT

```

```

RATE_1']], on=['I','J','K','ID']) #agregamos columna al df de los
trafos

    df_trafos3A=df_trafos3A.rename(columns={'V_BASE':
'V_BASE_W1','PERCENT_RATE_1':'PERCENT_RATE_1_W3'})

    return df_trafos3A

def chequeaBuses(sid, df_buses, tipo_tension):
    #Chequea los valores de tension de las barras
    if tipo_tension == "EAT":
        #Extra alta tension (voltage>345)
        max = 1.03
        min = 0.97
        minV = 345
        maxV = 1000
        #print(df_buses.loc[(df_buses['V_BASE'].between(minV, maxV,
inclusive='both'))])
    elif tipo_tension == "AT":
        #alta tension (132=< voltage =<345)
        max = 1.05
        min = 0.95
        minV = 132
        maxV = 345
    elif tipo_tension == "MT":
        #media tension (13.2<= voltage <132)
        max = 1.07
        min = 0.93
        minV = 13.1
        maxV = 131

    condicion= ((df_buses['V_BASE'].between(minV, maxV,
inclusive='both')) & (~df_buses['V_BUS'].between(min, max,
inclusive='neither'))) # "~" es not
    return df_buses.loc[condicion]

def chequeaBranches(sid, df_buses):
    #Chequea los límites de las branches
    df_branches = get_branch_T2_data(sid, df_buses)
    df_branches.to_excel(r'app\output\branches.xlsx',
engine='openpyxl')
    condicion= (df_branches['PERCENT_RATE_1[%]'] > MAX_PORCENTAJE)
    return df_branches.loc[condicion]
#.sort_values(by='AREA_I',ascending=False)

def chequeaTrafos3A(sid, df_buses):
    #Chequea los límites de los trafos de 3 arrollamientos
    df_trafos3A = get_T3_data(sid, df_buses)
    df_trafos3A.to_excel(r'app\output\trafos3A.xlsx',
engine='openpyxl')
    condicion= (((df_trafos3A['PERCENT_RATE_1_W1']>MAX_PORCENTAJE) |
(df_trafos3A['PERCENT_RATE_1_W2']>MAX_PORCENTAJE) |
(df_trafos3A['PERCENT_RATE_1_W3']>MAX_PORCENTAJE)))

    return
df_trafos3A.loc[condicion].sort_values(by='AREA',ascending=False)

```

15. Anexos

a) Diagramas unifilares de los flujos de potencia simulados en PSS/e.

Los diagramas unifilares en formato **.pdf** pueden consultarse en el siguiente [link](#).

16. Referencias

- [1] DNRPA, «DRNPA Portal,» 12 02 2024. [En línea]. Available: https://www.dnrpa.gov.ar/portal_dnrpa/estadisticas/rrss_tramites/tram_parque.php?anio=2024&origen=portal_dnrpa.
- [2] Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes, «Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes FLOTA VEHICULAR CIRCULANTE EN ARGENTINA 2022,» 10 July 2023. [En línea]. Available: <https://cdn.motor1.com/pdf-files/afac-flota-circulante-2022.pdf>. [Último acceso: 14 January 2024].
- [3] International Energy Agency, «IEA,» 04 2023. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>.
- [4] National Institute of Environmental Health Sciences, «NIEHS,» [En línea]. Available: <https://www.niehs.nih.gov/health/topics/enfermedades/contaminacion>.
- [5] P. B. Martin, «Contaminación del aire por material particulado en la Ciudad de Buenos Aires,» Biblioteca digital FCEN-UBA, Buenos Aires, 2005.
- [6] Naciones Unidas - Acción por el Clima, «Naciones Unidas,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>.
- [7] Energía y Sociedad, «Energía y Sociedad,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/4-2-la-eficiencia-energetica-del-vehiculo-electrico/>.
- [8] CAMMESA, «CAMMESA,» Enero 2024. [En línea]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/variables-relevantes-del-mem-resumen-anual/>.
- [9] I. B. y. P. Rivero, «PROYECTO FINAL DE CARRERA: Electro-conversión de Volkswagen Caddy y estudio de impacto ambiental del vehículo eléctrico comparado con el vehículo a combustión,» Universidad Nacional de Rosario - Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura, Rosario, 2023.
- [10] Asociación Argentina de Vehículos Eléctricos y Alternativos, «AAVEA,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ide-ba.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/AAVEA-2019-07-04-IDE040719.pdf>.
- [11] Visit Norway, «Visit Norway,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.visitnorway.com/plan-your-trip/getting-around/by-car/electric-cars/>.
- [12] E. F. a. M. Kolbenstved, *Electromobility in Norway - experiences and opportunities with Electric vehicles*, Oslo: Institute of Transport Economics, 2013.

- [13] Norsk elbilforening, «Asociación Noruega de Coches Eléctricos,» [En línea]. Available: <https://elbil.no/>.
- [14] Deutsche Welle, 06 03 2023. [En línea]. Available: <https://www.dw.com/es/noruega-obtuvo-ganancias-r%C3%A9cord-por-el-petr%C3%B3leo-y-el-gas-en-2022/a-64895811>.
- [15] International Energy Agency, [En línea]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/transport/electric-vehicles>.
- [16] SignHouse, 29 12 2023. [En línea]. Available: <https://www.usesignhouse.com/blog/electric-car-industry-stats>.
- [17] Goldman Sachs, «Electric vehicle battery prices are falling faster than expected,» Goldman Sachs, 2023.
- [18] J. P. Zagorodny, Gestión integral de las baterías fuera de uso de vehículos eléctricos en el marco de una estrategia de economía circular, Santiago: CEPAL, 2023.
- [19] Car And Driver, 7 7 2021. [En línea]. Available: <https://www.caranddriver.com/features/a36876962/20-questions-about-evs/>.
- [20] American Physical Society, 09 2012. [En línea]. Available: <https://www.aps.org/publications/apsnews/201208/backpage.cfm#:~:text=A%20lithium%2Dion%20battery%20pack,of%20a%20lithium%2Dion%20battery..>
- [21] C. Johnston y E. Sobey, The Arrival of the Electric Car: Buyer's Guide, Owner's Guide, History, Future, SAE International, 2022.
- [22] Geotab, 14 12 2023. [En línea]. Available: <https://www.geotab.com/es-latam/blog/el-estado-de-las-baterias-de-los-vehiculos-electricos/>.
- [23] ElastoProxy, 12 03 2022. [En línea]. Available: <https://www.elastoproxy.com/ice-vehicles-vs-electric-vehicles/>.
- [24] FUNDAR, 19 12 2022. [En línea]. Available: <https://fund.ar/publicacion/electromovilidad-en-la-argentina/>.
- [25] Inside EVs, «Inside EVs,» 10 01 2024. [En línea]. Available: <https://insideevs.com.ar/news/703879/ypf-punto-electrico/>.
- [26] Inside EVs, «Inside EVs Argentina,» 29 11 2023. [En línea]. Available: <https://insideevs.com.ar/news/697912/shell-cobra-recarga-autos-electricos/>.
- [27] SIOMAA, «Informe trimestral sobre la movilidad eléctrica en Argentina,» PUBLICACIONES SIOMAA, Buenos Aires, 2023.
- [28] Z. Liu y Q. Wu, «EV Charging Analysis with High EV Penetration in the Nordic Region,» Center of Electric Power and Energy, 2013.
- [29] Y. Chen, T. Jinrui y S. Qing, «Impact of Electric Vehicle Battery Parameters on the Large-Scale Electric Vehicle Charging Loads in Power Distribution Network,»

- 2020 16th International Conference on Control, Automation, Robotics and Vision (ICARCV)*, vol. 2020, nº 16th, pp. 56-60, 2020.
- [30] D. I. J. Cano, «Introducción al problema de la estabilidad,» de *Sistemas de Potencia*, Rosario, FCEIA - UNR, 2019, p. 16.
- [31] Expansión - DatosMacro, «Expansión - DatosMacro,» 24 04 2024. [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/argentina>.
- [32] N. S. Chain, Preparación y evaluación de proyectos de inversión, 6ta ed., México D.F.: McGraw-Hill, 2014.
- [33] iProfesional, «Los argentinos usan cada vez menos el auto con una caída promedio de 2.500 kilómetros desde 2012,» 06 10 2019.
- [34] Renault Argentina, «Renault,» [En línea]. Available: <https://www.renault.com.ar/vehiculos-electricos/kwid-etech/autonomia-y-carga.html>. [Último acceso: 22 05 2024].
- [35] PERFIL, «Parabrisas,» PERFIL, [En línea]. Available: <https://parabrisas.perfil.com/noticias/test/test-prueba-de-maneo-critica-review-renault-kwid-e-tech-argentina-precio-autonomia.phtml>. [Último acceso: 22 05 2024].
- [36] Renault Argentina, «Renault Kwid E-Tech 100% eléctrico,» 2024.
- [37] INDEC, «Instituto Nacional de Estadística y Censos,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-3-11-160>.
- [38] Dirección de Estadística de la Provincia de Buenos Aires, «Patentamientos de vehículos automotores. Por municipio. Provincia de Buenos Aires. Años 2015 - 2019,» La Plata, 2020.
- [39] Sustainability by numbers, «Sustainability by numbers,» 10 04 2023. [En línea]. Available: <https://www.sustainabilitybynumbers.com/p/public-ev-chargers>.
- [40] ANFAC, «Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones,» [En línea]. Available: <https://anfacs.com/wp-content/uploads/2021/07/Mapa-de-despliegue-de-Infraestructura-de-Recarga-Pu%CC%81blica-2021-2030.-ANFAC-FACONAUTO.pdf>.
- [41] Ministerio de Obras Públicas, «Ministerio de Obras Públicas,» 2021. [En línea]. Available: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_de_coyuntura_infraestructura_vial_junio_2021.pdf.
- [42] Electricity Maps, [En línea]. Available: <https://app.electricitymaps.com/>. [Último acceso: 25 05 2024].
- [43] TRANSENER, «Guía de Referencia,» 2023.

- [44] Ministerio de Justicia de la República Argentina, «InfoLEG,» 2024. [En línea]. Available: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123565>.
- [45] Siemens, «Siemens Global,» 12 02 2024. [En línea]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-e.html>.
- [46] CAMMESA, «CAMMESA,» 14 03 2023. [En línea]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/2023/03/14/maximos-historicos-de-energia-y-potencia-estacionales/>.
- [47] Yahoo Finance, «Electric Vehicle Taxi Market Report 2024,» Research And Markets, 2024.
- [48] J. Mossalgue, «Half of London’s iconic black cabs are now electric, and you can Uber one too,» 2023.
- [49] Car And Driver, «Electric Cars vs. Gas Cars: Everything You Need to Know,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.caranddriver.com/research/a32781943/electric-cars-vs-gas-cars/>.
- [50] Y. Wang, L. Huang, H. Wei, W. Zheng, T. Gu y H. Liu, «Planning Battery Swapping Stations for Urban Electrical Taxis,» IEEE, 2015.
- [51] Ampcontrol, «Ampcontrol,» [En línea]. Available: <https://www.ampcontrol.io/customers/electric-fleet-charging>.
- [52] Municipalidad de Rosario, «Movilidad - Taxis y Remises,» Rosario, 2023.
- [53] Municipalidad de Córdoba, «Indicadores Taxis y Remises,» 2019.
- [54] Dirección General de Estadística y Censos - CABA, «Vehículos habilitados con licencia para taxi. Ciudad de Buenos Aires. Años 1995/2022,» Ministerio de Hacienda y Finanzas, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2022.
- [55] Municipalidad de Rosario, «Datos Rosario - Taxis,» Rosario, 2023.
- [56] Internacional Agency of Energy, «By 2030 EVs represent more than 60% of vehicles sold globally, and require an adequate surge in chargers installed in buildings,» IEA, 2022.
- [57] Energy Storage News, «BESS prices in US market to fall a further 18% in 2024, says CEA,» 2024.
- [58] Ministerio de Energía de Chile, «Ministerio de Energía,» 2024. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/tendencias/tendencias-en-investigacion-y-desarrollo/v2g-en-chile>.
- [59] Bolsa de Comercio de Rosario, «Tendido eléctrico y comunicaciones en el norte de Santa Fe,» 18 01 2019.

- [60] J. Tomić y W. Kempton , «Using fleets of electric-drive vehicles for grid support,» Elsevier, 2007.
- [61] A. De Los Ríos, J. Goentzel, K. E. Nordstrom y C. W. Siegert , «Economic analysis of vehicle-to-grid (V2G)-enabled fleets participating in the regulation service market,» IEEE, 2012.
- [62] C. Wu, H. Mohsenian-Rad y J. Huang, «Vehicle-to-aggregator interaction game,» IEEE, 2011.
- [63] W. Kempton y J. Tomić, «Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy.,» Elsevier, 2005.
- [64] W. Kempton, J. Tomic, S. Letendre, A. Brooks y T. Lipman, «Vehicle-to-grid power: battery, hybrid, and fuel cell vehicles as resources for distributed electric power in California,» University of California, 2001.
- [65] K. Clement-Nyns, E. Haesen y J. Driesen, «The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid,» Elsevier, 2011.
- [66] C. Heilmann y G. Friedl, «Factors influencing the economic success of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid applications—A review and meta-analysis,» de *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 145*, Elsevier, 2021.
- [67] S. L. Andersson, A. K. Elofsson, M. D. Galus, M. D. Göransson, S. Karlsson, F. Johnsson y G. Andersson, «Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany.,» Elsevier, 2010.
- [68] E. Larsen, D. K. Chandrashekhara y J. Ostergard, «Electric Vehicles for Improved Operation of Power Systems with High Wind Power Penetration,» IEEE, 2008.
- [69] W. Kempton y J. Tomić, «Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,» Elsevier, 2005.
- [70] M. Kintner-Meyer, K. Schneider y R. Pratt, «Impacts assessment of plug-in hybrid vehicles on electric utilities and regional US power grids,» Pacific Northwest National Laboratory, 2007.
- [71] H. Lund y W. Kempton, «Integration of Renewable Energy into the Transport and Electricity Sectors Through V2G,» Energy Policy.
- [72] F. Locment, M. Sechilariu y C. Forgez, «Electric Vehicle Charging System with PV Grid-Connected Configuration,» IEEE, 2010.
- [73] V. Marano y G. Rizzoni, «Energy and economic evaluation of PHEVs and their interaction with renewable energy sources and the power grid,» IEEE, 2008.
- [74] W. Short y P. Denholm, «Preliminary assessment of plug-in hybrid electric vehicles on wind energy markets,» NREL, 2006.
- [75] A. Ramos, L. Olmos, J. M. Latorre y I. Pérez-Arriaga, «Modeling medium term hydroelectric system operation with large-scale penetration of intermittent generation.,» Madrid, 2008.

- [76] S. D. Breucker, P. Jacqmaer, D. Brabandere, J. Driesen y R. Belmans, «Grid Power Quality Improvements Using Grid-coupled Hybrid Electric Vehicles,» IEEE, 2006.
- [77] W. Shireen y S. Patel, «Plug-in hybrid electric vehicles in the smart grid environment,» IEEE, 2010.
- [78] C. Guille y G. Gross, «A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation,» Elsevier, 2009.
- [79] A. R. Abul'Wafa, A. El'Garably y W. A. Mohamed, «Uncoordinated vs Coordinated Charging of Electric Vehicles in Distribution Systems Performance,» *International Journal of Engineering and Information Systems*, 2017.
- [80] S. Deilami, A. Masoum y P. Moses, «Voltage profile and THD distortion of residential network with high penetration of plug-in electrical vehicles,» IEEE, 2010.
- [81] A. S. Al-Ogaili, «Review on Scheduling, Clustering, and Forecasting Strategies for Controlling Electric Vehicle Charging: Challenges and Recommendations,» IEEE, 2019.
- [82] R. L. Gonçalves, J. T. Saraiva, J. C. Sousa y V. T. Mendes, «Impact of Electric Vehicles on the electricity prices and on the load curves of the Iberian Electricity Market,» de *10th International Conference on the European Energy Market*, Estocolmo, Suecia, IEEE, 2013, pp. 1-8.
- [83] S. Faddel, A. Elsayed, T. A. Youssef y O. Mohammed, «Experimental verification of the effect of uncoordinated charging of electric vehicles on power grids,» de *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference*, IEEE, 2019.
- [84] Z. Ji, X. Huang, Z. Zhang, M. Jiang y Q. Xu, «Evaluating the vehicle-to-grid potentials by electric vehicles: A quantitative study in china by 2030.,» de *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2020.
- [85] A. Suski, T. Remy, D. Chattopadhyay, C. S. Song, I. Jaques, T. Keskes y Y. Li, «Analyzing electric vehicle load impact on power systems: modeling analysis and a case study for Maldives.,» de *IEEE Access*, IEEE, 2021.
- [86] M. A. Sayed, R. Atallah, C. Assi y M. Debbabi, «Electric vehicle attack impact on power grid operation,» Elsevier, 2022.
- [87] O. C. Onar y A. Khaligh, «Grid interactions and stability analysis of distribution power network with high penetration of plug-in hybrid electric vehicles,» IEEE, 2010.
- [88] P. S. Kundur y O. P. Malik, *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, 2022.
- [89] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, A. Mahmud, A. Gargoom y M. Rabbani, «Voltage stability of power systems with renewable-energy inverter-based generators: a review,» MDPI, 2021.

- [90] S. M. Ashraf, A. Gupta, D. K. Choudhary y S. Chakrabarti, «Voltage stability monitoring of power systems using reduced network and artificial neural network,» Elsevier, 2017.
- [91] A. Naveed, Ş. Sönmez y S. Ayasun, «Impact of Electric Vehicle Aggregator with Communication Time Delay on Stability Regions and Stability Delay Margins in Load Frequency Control System,» IEEE, 2021.
- [92] J. Bhukya, A. Yadav y P. Sharma, «Impact of Wind Farm and Electric Vehicle Battery Charging Station on Transient Stability,» IEEE, 2021.
- [93] J. Zhong, L. He, C. Li y Y. Cao, «Coordinated control for large-scale EV charging facilities and energy storage devices participating in frequency regulation,» Science Direct, 2014.
- [94] L. Hua, J. Wang y J. Zhou, «Adaptive electric vehicle charging coordination on distribution network».
- [95] J. De Hoog y V. Muenzel, «The importance of spatial distribution when analysing the impact of electric vehicles on voltage stability in distribution networks,» Springer, 2014.
- [96] S. Dechanupaprittha y C. Jamroen, «Self-learning PSO based optimal EVs charging power control strategy for frequency stabilization considering frequency deviation and impact on EV owner,» Elsevier -Science Direct, 2021.
- [97] J. Bhukya y P. Sharma, «Impact of Electric Vehicle Charging Station on System Stability with Integration of Wind Farm,» IEEE, 2020.
- [98] K. Clement-Nyns, E. Haesen y J. Driesen, «The impact of Charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid,» IEEE, 2010.
- [99] A. Karmaker, S. Roy y R. Admed, «Analysis of the Impact of Electric Vehicle Charging Station on Power Quality Issues,» IEEE, 2019.
- [100] G. Sharma, V. K. Sood, M. Alam y S. M. Shariff, «Comparison of common DC and AC bus architectures for EV fast charging stations and impact on power quality,» Elsevier, 2020.
- [101] A. Ahmed, A. Iqbal, I. Khan, A. Al-Wahedi, H. Mehrjerdi y S. Rahman, «Impact of EV charging Station Penetration on Harmonic Distortion Level in Utility Distribution Network: A Case Study of Qatar,» IEEE, 2021.
- [102] A. Malanot, «Introducción al estudio de fenómenos de sag en sistemas eléctricos,» FCEIA-UNR, Rosario, 2004.
- [103] S. Deb, K. Tammi, K. Kalita y P. Mahanta, «Impact of electric vehicle charging station load on distribution network,» MDPI, 2018.
- [104] S. Sudha Letha y M. Bollen, Impact of Electric Vehicle Charging on The Power Grid, Luleå University of Technology, 2021.

- [105] H. Seljeseth, H. Taxt y T. Solvang, «Measurements of network impact from electric vehicles during slow and fast charging,» CIRED , Estocolmo, 2013.
- [106] B. Kandpal, P. Pareek y A. Verma, «A robust day-ahead scheduling strategy for EV charging stations in unbalanced distribution grid,» Elsevier, 2022.
- [107] J. Angelim y c. de Mattos Affonso, «Probabilistic assessment of voltage quality on solar-powered electric vehicle charging station,» Elsevier, 2020.
- [108] V. Nguyen, T. Tran-Quoc y S. Bacha, «Harmonic distortion mitigation for electric vehicle fast charging systems,» IEEE, 2013.
- [109] S. Bai y S. Lukic, «Unified active filter and energy storage system for an MW electric vehicle charging station,» IEEE , 2013.
- [110] J. Yong y V. Ramachandramurthy, «A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects,» Elsevier, 2015.
- [111] H. Li y X. Bai, «Impacts of plug-in hybrid electric vehicles charging on distribution grid and smart charging,» IEEE, 2012.
- [112] A. K. Karmaker, S. Roy y M. R. Ahmed, «Analysis of the impact of electric vehicle charging station on power quality issues,» IEEE, 2019.
- [113] DNRPA, «Estadística Anual de Inscripciones Iniciales Nacionales e Importadas por Provincia,» 2023.
- [114] Municipalidad de Rosario, «Parque automotor,» 2024.
- [115] AutoTest, «AutoTest,» [En línea]. Available: <https://autotest.com.ar/comparativos/fiat-mobi-vs-renault-kwid-consumo/>. [Último acceso: 06 08 2024].
- [116] Ámbito Financiero, «Autos usados: 5 consejos para saber cuál te conviene comprar,» *Ámbito Financiero*, 27 05 2023.
- [117] Ministerio de Economía - ENRE, «Cuadros tarifarios».
- [118] Surtidores.com, «Tabla de precios».
- [119] British Gas, «Electric vehicle (EV) energy tariffs».
- [120] Compara en Casa, «Compara en Casa,» [En línea]. Available: <https://www.comparaencasa.com/>. [Último acceso: 06 08 2024].
- [121] «Red Global de Hospitales Verdes y Saludables,» [En línea]. Available: <https://hospitalesporlasaludambiental.org/transporte>.
- [122] J.-P. Rodrigue, «The Geography of Transport Systems,» de *The Geography of Transport Systems*, New York, Routledge, 2020, p. 4.
- [123] Secretaría de Energía, «PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA,» Boletín Oficial de la República Argentina, 2023.
- [124] F. J. S. D. Hecht C, «Simultaneity Factors of Public Electric Vehicle Charging Stations Based on Real-World Occupation Data».

- [125] Rocky Mountain Institute, «X-change: Cars — The end of the ICE age,» RMI, 2023.
- [126] S. Merrington, R. Khezri y A. Mahmoudi, «Optimal planning of solar photovoltaic and battery storage for electric vehicle owner households with time-of-use tariff,» IET - Wiley & Sons, 2021.
- [127] S. Sachan, S. Deb y S. Niwas Singh, «Different charging infrastructures along with smart charging strategies for electric vehicles,» Elsevier, 2020.
- [128] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulanathan y T. K. Saha, «Overview of the impacts of plug-in electric vehicles on the power grid,» IEEE, 2011.
- [129] M. Z. Zeb y e. al., «Optimal placement of electric vehicle charging stations in the active distribution network».
- [130] M. H. Mobarak y J. Bauman, «Vehicle-directed smart charging strategies to mitigate the effect of long-range EV charging on distribution transformer aging,» IEEE, 2019.
- [131] A. K. Karmaker, S. Roy y M. R. Ahmed, «Analysis of the Impact of Electric Vehicle Charging Station on Power Quality Issues,» IEEE, 2019.
- [132] IEEE, «IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems».