

PROYECTO DE INVERSIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS ALIMENTADA CON ENERGÍA SOLAR

**TRABAJO FINAL DE LA CARRERA
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

AUTORES

Gonzalo Stadler

Elias Ezequiel Suarez

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA**

Mar del Plata - Diciembre 2025

PROYECTO DE INVERSIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS ALIMENTADA CON ENERGÍA SOLAR

AUTORES

Gonzalo Stadler
Elias Ezequiel Suarez

DIRECTOR

Ing. Guillermo Carrizo
Departamento de Ingeniería Industrial
Facultad de Ingeniería, UNMDP

CO-DIRECTOR

Ing. Federico Camino
Departamento de Ingeniería Industrial
Facultad de Ingeniería, UNMDP



Contenido

RESUMEN.....	VII
PALABRAS CLAVE	VII
ABSTRACT	VII
KEYWORDS.....	VII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.1.1. Justificación	2
1.1.2. Objetivos del estudio.....	2
2. MARCO TEÓRICO	3
2.1. Definiciones clave.....	3
2.1.1. Proyecto de inversión	3
2.1.2. Estudio de mercado.....	4
2.1.3. Estudio de localización	4
2.1.4. Estimación de la demanda	5
2.1.5. Plan de marketing.....	5
2.2. Marco regulatorio	7
2.2.1. Ley para la inyección de energía a la red (Ley N° 27.424)	7
2.2.2. Registro Nacional de Infraestructura de Carga.....	7
2.2.3. Normas de certificación para el sistema de generación	8
2.2.4. Ley de ingresos brutos (Ley 6.806/2024)	8
2.2.5. Ley de ingresos brutos para la inyección de energía (Ley 27.424)	8
2.2.6. Ley de Impuesto a las Ganancias (Ley 27.630).....	8
3. DESARROLLO	9
3.1. Estudio de mercado	9
3.1.1. Descripción de la estación de carga	9
3.1.2. Descripción del sistema fotovoltaico.....	11
3.1.3. Determinación de la demanda.....	13
3.2. Estudio técnico	18
3.2.1. Estudio de localización	18
3.2.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	19
3.2.3. Determinación del número de cargadores.....	22



3.2.4. Diseño de la estación de servicio tipo	23
3.3. Evaluación económica	25
3.3.1. Precio de los equipos principales	25
3.3.2. Cálculo de la inversión fija e inversión fija total	27
3.3.3. Análisis y determinación del precio de venta.....	27
3.3.4. Estimación de los costos de producción	28
3.3.5. Cálculo del capital de trabajo y de la inversión total.....	32
3.3.6. Cuadro de flujo de fondos del proyecto	32
3.3.7. Rentabilidad del proyecto	34
3.4. Definición de la estrategia comercial	35
3.4.1. Justificación del Plan de Marketing	35
3.4.2. Herramientas para el análisis estratégico	35
3.4.3. Análisis del perfil del cliente.....	38
3.4.4. Análisis FODA.....	39
3.4.5. Determinación de la estrategia de desarrollo	39
3.4.6. Planteamiento de objetivos	40
3.4.7. Análisis y estrategia de segmentación de mercados.....	42
3.4.8. Mix de Marketing	43
3.4.9. Vinculación marketing estratégico con marketing operativo.....	48
3.4.10. Presupuesto del Plan de Marketing	49
3.4.11. Seguimiento y control	50
4. CONCLUSIONES.....	51
5. BIBLIOGRAFÍA	51
ANEXOS.....	59
ANEXO 1. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	59
Anexo 1.1. Pronóstico de la cantidad de autos convencionales.....	59
Anexo 1.2. Análisis de escenarios.....	60
ANEXO 2. COMPARACIÓN DE LOS CRITERIOS PARA LA LOCALIZACIÓN	64
ANEXO 3. EXPLICACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.....	65
Anexo 3.1. Distribución de los paneles y protecciones en el sistema	65
Anexo 3.2. Estimación de los metros de cable necesarios para la instalación.....	65
Anexo 3.3. Tablero de protección AC y protección de los cargadores	66
Anexo 3.4. Soporte de los paneles	66



ANEXO 4. MÉTODO DE ESTIMACIÓN POR FACTORES	67
ANEXO 5. SIMULACIONES	68
Anexo 5.1. Simulación de la generación de energía.....	68
Anexo 5.2. Simulación de la demanda de la estación de carga.....	69
5.3. Determinación de la generación y consumo de energía eléctrica	70
ANEXO 6. CUADRO DE FLUJO DE FONDOS - ESCENARIOS PESIMISTA Y OPTIMISTA	71
ANEXO 7. RENTABILIDAD AL INCLUIR HONORARIOS	73

Índice de figuras

Figura 1: Matriz BCG	5
Figura 2: Ciclo de vida del producto.	6
Figura 3: Elementos de las estaciones de carga de vehículos eléctricos.	10
Figura 4: Componentes del sistema fotovoltaico On Grid.....	12
Figura 5: Cantidad de cargadores por empresa.....	15
Figura 6: Disposición de los paneles en modo retrato.....	23
Figura 7: Estación de servicio seleccionada vista en perspectiva.	24
Figura 8: Paneles ubicados en orientación retrato.	24
Figura 9: Paneles ubicados en orientación paisaje.	25
Figura 10: Conexiones del sistema fotovoltaico y los cargadores eléctricos.....	27
Figura 11: Estructura de costos para el año 2030.	32
Figura 12: Flujos de caja acumulados del proyecto.	34
Figura 13: Participación de mercado de los proveedores de cargadores en Argentina.....	35
Figura 14: Cantidad de estaciones de autos eléctricos en Argentina.	36
Figura 15: Gráfico comparativo de las 5 fuerzas de Porter.....	38
Figura 16: Estrategias de Porter.....	40
Figura 17: Interfaz del sistema propuesto.....	44
Figura 18: Interfaz de la aplicación propuesta.	45
Figura 19: Logo de la marca.	47
Figura 20: Ubicación del logo en los cargadores.....	47
Figura 21: Comparación de los escenarios.....	63
Figura 22: Tablas de frecuencias para el mes de enero.	69
Figura 23: Validación de la simulación.	69



Figura 24: Distribuciones asociadas a la simulación de la demanda. 70

Índice de tablas

Tabla 1: Modelos eléctricos e híbridos más vendidos en Argentina.....	14
Tabla 2: Precios de los competidores.....	18
Tabla 3: Matriz de ponderación para la selección de la localización.	18
Tabla 4: Precio de los equipos principales con el precio de instalación en fábrica.	26
Tabla 5: Estimación del costo de MO.	30
Tabla 6: Costos por potencia contratada y cargo fijo.....	31
Tabla 7: Cuadro de flujo de fondos.	33
Tabla 8: Comparación de la rentabilidad de los escenarios.....	34
Tabla 9: Análisis FODA.....	39
Tabla 10: Vinculación del marketing estratégico con el marketing operativo.....	48
Tabla 11: Presupuesto del plan de marketing.	49
Tabla 12: Cuadro de seguimiento y control.....	50
Tabla 13: Patentamiento de autos en Argentina y pronóstico.	59
Tabla 14: Patentamiento de autos convencionales y eléctricos en el mundo.	60
Tabla 15: Patentamiento de autos convencionales y eléctricos en Chile.....	61
Tabla 16: Patentamiento de autos eléctricos en Argentina para el escenario neutral.	62
Tabla 17: Patentamiento de autos eléctricos en Argentina para el escenario optimista.	62
Tabla 18: Patentamiento de autos eléctricos en Argentina para el escenario pesimista.....	63
Tabla 19: Cálculo de la inversión directa del proyecto.	67
Tabla 20: Cálculo de la inversión indirecta del proyecto.....	67
Tabla 21: Aleatorios del mes de enero e irradiancia simulada.....	69
Tabla 22: Fragmento de la simulación de la demanda.....	70
Tabla 23: Cuadro de flujo de fondos del escenario pesimista.....	71
Tabla 24: Cuadro de flujo de fondos del escenario optimista.....	72
Tabla 25: Comparación de la rentabilidad de los escenarios al incluir honorarios.....	73



RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad técnica, económica y comercial de implementar una estación de carga para vehículos eléctricos alimentada por energía solar fotovoltaica en CABA, a un plazo de 5 años. La oportunidad radica en la limitada infraestructura de carga disponible en el país y el creciente interés por la movilidad eléctrica. El proyecto propone un sistema que combina tres cargadores de 160 kW y generación de energía On Grid para maximizar el autoabastecimiento y reducir costos operativos. Para ello, se desarrolla un análisis de mercado en el que se evalúan tres escenarios (pesimista, neutral y optimista) para determinar la demanda. Luego, se realiza un análisis técnico que incluye el dimensionamiento y diseño del sistema solar (estimado en 250 kW, menor que los 480 kW de los tres cargadores de 160 kW, debido a que son pocos los momentos de mayor consumo y se complementa con energía de la red) y la selección de equipos. En cuanto al análisis económico, se evalúa la rentabilidad del proyecto en base a la inversión total (estimada en 192.445 USD), los costos fijos (36.685 USD/año) y variables (18.825 USD/año para 2030) y los ingresos proyectados por la venta de energía (equivalentes a 120.815 USD/año para 2030). Los resultados evidencian la viabilidad del proyecto, con indicadores de rentabilidad favorables en los tres escenarios. Para el escenario neutral se obtiene una TIR del 20,1% y un tiempo de repago de 2,54 años. A su vez, se elabora un plan comercial B2B para potenciar la inserción del proyecto en el mercado y lograr el éxito comercial a través de estrategias de diferenciación. Finalmente, el proyecto representa una alternativa rentable y sostenible para impulsar la movilidad eléctrica en Argentina.

PALABRAS CLAVE

Autos eléctricos - Paneles solares - Sostenibilidad - Proyecto de Inversión - Plan Comercial.

ABSTRACT

This study evaluates the technical, economic, and commercial feasibility of implementing a solar photovoltaic-powered electric vehicle charging station in Buenos Aires (CABA) over a five-year period. The opportunity lies in the country's limited charging infrastructure and the growing interest in electric mobility. The project proposes a system combining three 160 kW chargers with an on-grid photovoltaic array to maximize self-sufficiency and reduce operating costs. A market analysis assesses three demand scenarios (pessimistic, neutral, and optimistic), while the technical analysis covers the sizing and design of a 250 kW solar system (compared to a 480 kW peak demand from the chargers, supplemented by grid energy during peak periods) and the selection of equipment. The economic evaluation estimates total investment (192,445 USD), fixed costs (36,685 USD/year), variable costs (18,825 USD/year for 2030), and revenues from energy sales (120,815 USD/year for 2030). Results confirm the project's feasibility, with favorable profitability indicators in all scenarios, including a 20.1% IRR and a 2.54-year payback period in the neutral case. A B2B commercial plan further strengthens market entry through differentiation strategies. Finally, the project proves to be a profitable and sustainable alternative to advance electric mobility in Argentina.

KEYWORDS

Electric cars - Solar panels – Sustainability - Investment project - Marketing plan.



1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

En los últimos años, el crecimiento del mercado de vehículos eléctricos en Argentina ha impulsado la necesidad de desarrollar infraestructura de carga eficiente y sostenible. En 2024 se patentaron 2.043 unidades con esta tecnología en el país, lo que representa un 52,7% más que en 2023, según datos del informe del sector automotor argentino (2025). Actualmente, las instalaciones son limitadas y no crecen al ritmo necesario para acompañar el aumento en la adopción de estos vehículos.

Según AlgoritmoMag (2025), a finales de 2024, Argentina contaba con aproximadamente 230 estaciones de carga para vehículos eléctricos, distribuidas en 19 provincias. La mayoría ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de Buenos Aires, que concentran el 56,9% de las instalaciones. Por otro lado, las provincias de Corrientes, Formosa, Jujuy, La Rioja y Santiago del Estero aún no cuentan con estaciones de carga habilitadas, lo que evidencia la necesidad de ampliar la infraestructura.

En base a datos de La Nación (2024), el 80% de los vehículos eléctricos se cargan en las casas, un número que podría disminuir notablemente en caso de que haya un aumento de las estaciones de carga disponibles.

El análisis de este trabajo estará centrado en los autos eléctricos puros (EV o BEV por sus siglas en inglés) y los autos híbridos enchufables (PHEV), debido a que son los únicos que pueden recargarse en estaciones de carga. Según un informe de electromovilidad del 2024 del Sistema de Información Online del Mercado Automotor de Argentina (SIOMAA), del total de vehículos híbridos y eléctricos patentados en Argentina, el 86% corresponden a los autos híbridos (HEV), el 9% a los autos híbridos eléctricos suave (MHEV), el 4% a los autos eléctricos (BEV) y sólo el 1% a los autos híbridos eléctricos (PHEV). Por lo tanto, los autos enchufables representan un bajo porcentaje del total de autos híbridos y eléctricos (5%).

Este predominio del mercado por parte de los HEV se debe principalmente a su introducción temprana en Argentina. Comenzaron a comercializarse de manera oficial en el año 2009, cuando Toyota lanzó el Prius, el primer modelo híbrido ofrecido en el país. Sin embargo, la comercialización masiva y sostenida de híbridos se consolidó a partir de 2017, cuando el gobierno nacional impulsó beneficios fiscales para la importación de vehículos ecológicos.

Por otro lado, si bien los vehículos enchufables se comercializan hace varios años en el país, su popularidad comenzó alrededor del año 2022 y recién a partir de 2024 se amplió la variedad de oferta. Además, según el mismo informe del SIOMAA, los BEV patentados en Argentina crecieron un 51,8% en 2024 con respecto a los patentados en 2023, lo que demuestra la tendencia creciente hacia estos tipos de vehículos. De todas maneras, el alto costo de adquisición y su poca variedad es un limitante del crecimiento del uso de automóviles eléctricos.



El BEV más reconocido es el Tito, debido a que se ensambla en Argentina y fue el primero en venderse en el país, a mediados de 2021. Según Coradir (2025), tiene un valor de 15.000 USD aproximadamente. Sin embargo, el Renault Kwid E-Tech fue el modelo más vendido desde que salió al mercado. Según Renault (2025), tiene un valor de \$25.710.000 (22.164 USD para el 16 de abril de 2025, según la cotización del diario La Nación). El siguiente modelo más económico es el Renault Megane E-Tech, con un valor de \$54.450.000 (46.940 USD), que también resulta muy adquirido entre los interesados en vehículos eléctricos. En cuanto a los modelos de alta gama, los más vendidos son el Mustang Mach-E con un valor de \$108.706.500 (93.713 USD) y el BMW 330e Plug-In Hybrid (auto híbrido enchufable) con un valor de 115.900 USD.

Una alternativa para lograr adquirir un vehículo con funcionamiento eléctrico es el Retrofit, que consiste en convertir autos de combustión interna en eléctricos. Esta alternativa surge como una posible solución a la problemática mencionada. Según Infobae (2024), el costo de este proceso es de 5.000 USD, pero se espera que disminuya en el futuro. Por lo tanto, es una opción mucho más económica y, además, contribuye a la reducción de emisiones.

1.1.1. Justificación

La instalación de estaciones de carga alimentadas con energía solar representa una oportunidad estratégica para ampliar la red de carga de manera sostenible. Esta solución responde a la necesidad de más puntos de abastecimiento, mientras que permite reducir el impacto ambiental al utilizar energía renovable y disminuir la dependencia de la red eléctrica convencional.

1.1.2. Objetivos del estudio

1.1.2.1. Objetivo general

El presente trabajo evalúa la factibilidad técnico-económica de instalar una estación de carga para vehículos eléctricos alimentada con energía solar.

1.1.2.2. Objetivos específicos

1. Determinar la demanda esperada de carga de vehículos eléctricos y dimensionar el sistema fotovoltaico para abastecer a la estación de carga de la energía requerida.
2. Identificar la tecnología y la alternativa de localización con mayor potencial de venta del proyecto.
3. Evaluar la factibilidad económica del proyecto a partir de la determinación de la inversión, los costos operativos y la rentabilidad.
4. Definir una estrategia comercial B2B para la venta del proyecto a estaciones de servicio.



2. MARCO TEÓRICO

2.1. Definiciones clave

2.1.1. Proyecto de inversión

Un proyecto de inversión es una propuesta para el uso de capital para la producción de un bien o la prestación de un servicio. Consta de un conjunto de antecedentes que permiten juzgar las ventajas y desventajas de asignar recursos a esa iniciativa. Los proyectos nacen, se evalúan y se realizan en la medida que respondan al criterio básico de evaluación: “la obtención de máximo beneficio por unidad de capital empleado en el proyecto”.

Las etapas de un proyecto de inversión son: nacimiento de la idea, iniciativa primaria, estudio de prefactibilidad, estudio de factibilidad, estudio de preinversión y proyecto definitivo.

2.1.1.1. Estudio de prefactibilidad

En la etapa del estudio de prefactibilidad se profundiza la investigación en fuentes secundarias y primarias y se permite aceptar o desestimar una iniciativa por medio de información mínima obtenida (demanda y oferta actual, magnitud de la inversión, precio de venta, costo y rentabilidad probable).

2.1.1.2. Inversión fija total

La inversión fija es la cantidad de dinero necesaria para construir totalmente una planta de proceso, con sus servicios auxiliares y ubicarla en situación de poder comenzar a producir. Es la suma del valor de todos los activos de la planta.

La inversión fija total es la suma de la inversión fija y el valor del terreno. Se diferencian de esta manera, debido a que en la inversión fija solamente se incluyen aquellos rubros donde está permitida su depreciación.

Al final de la vida útil del proyecto se recupera el 100% del terreno y el valor residual de la inversión fija, que es el monto que puede obtenerse por la venta de los activos una vez descontada la depreciación acumulada.

2.1.1.3. Capital de trabajo

El capital de trabajo es el monto adicional con el que se debe contar para que comience a funcionar el proyecto. Implica financiar la producción antes de percibir ingresos por ventas. Este capital se recupera íntegramente al final de la vida útil del proyecto.



2.1.1.4. Depreciación

La depreciación es la disminución del valor de un activo a lo largo del tiempo debido a su uso, el desgaste, la obsolescencia, el paso del tiempo o el agotamiento. Se deprecian todos los bienes de capital, a excepción del terreno.

2.1.1.4. Rentabilidad

La rentabilidad es una medida de la ganancia obtenida por una actividad con relación a la inversión de capital necesaria para que esa actividad se realice.

2.1.1.5. TIR (Tasa Interna de Retorno)

El valor presente es la cantidad de dinero requerida al comienzo del proyecto, además de la inversión total que, invertida a una tasa de interés preasignada, pueda producir ingresos iguales a los flujos de caja y al mismo tiempo que los genera el proyecto. Esa tasa preasignada se denomina Tasa Interna de Retorno. Una TIR superior a la tasa de corte indica que el proyecto es económicamente atractivo.

Se trata de un método dinámico de evaluación, debido a que tiene en consideración el valor temporal del dinero.

2.1.1.6. Tiempo de repago

El tiempo de repago es el mínimo periodo de tiempo teóricamente necesario para recuperar la inversión fija depreciable en forma de flujos de caja del proyecto. Un tiempo de repago menor a la mitad de la vida útil del proyecto indica que es económicamente atractivo.

Es un método estático de evaluación, debido a que no tiene en consideración el valor temporal del dinero.

2.1.1.7. Tasa de corte

Es la tasa de rentabilidad mínima aceptable. Si la tasa obtenida del proyecto es mayor a la tasa de corte, entonces el proyecto es rentable.

2.1.2. Estudio de mercado

El estudio de mercado consta de la determinación y cuantificación de la demanda y oferta, el análisis de los precios y el estudio de la comercialización. El objetivo general de esta investigación es verificar la posibilidad real de inserción o penetración del producto en un mercado determinado. Otros objetivos son ratificar la existencia de una necesidad insatisfecha en el mercado y determinar la cantidad de bienes con potencial de ingresar al mercado y a qué precio.

2.1.3. Estudio de localización



El estudio de localización consiste en identificar el sitio más conveniente para establecer el proyecto, al evaluar factores técnicos, económicos, sociales, geográficos, institucionales, comerciales e infraestructurales. Para identificarlo, se suele utilizar la matriz de localización. En esta matriz se comparan las distintas alternativas con diferentes criterios que se evalúan con un valor entre 1 y 5.

2.1.4. Estimación de la demanda

La estimación de la demanda es el proceso de proyectar el volumen de ventas esperado del producto o servicio en un período futuro. Se realiza a partir de técnicas estadísticas, tendencias históricas y análisis de mercado. Su importancia radica en que permite dimensionar la capacidad productiva necesaria, planificar la estrategia comercial y evaluar la rentabilidad del proyecto.

2.1.5. Plan de marketing

El plan de marketing es un documento estratégico que define las acciones necesarias para posicionar el producto en el mercado y alcanzar los objetivos comerciales. Incluye tanto el marketing estratégico, centrado en el análisis externo e interno a la empresa y en la definición de estrategias, como el marketing operativo, que traduce dichas decisiones en acciones concretas. En este contexto, resulta relevante destacar el enfoque B2B, donde las estrategias se orientan a clientes empresariales en lugar de consumidores finales.

2.1.5.1. Matriz BCG

La matriz BCG es una herramienta de análisis estratégico que clasifica los productos o unidades de negocio en cuatro categorías: estrellas, interrogantes, vacas lecheras y perros, según su participación en el mercado y su tasa de crecimiento. Su finalidad es apoyar la asignación de recursos y orientar decisiones sobre inversión o mantenimiento de cada producto.

En la figura 1 se presenta la matriz.

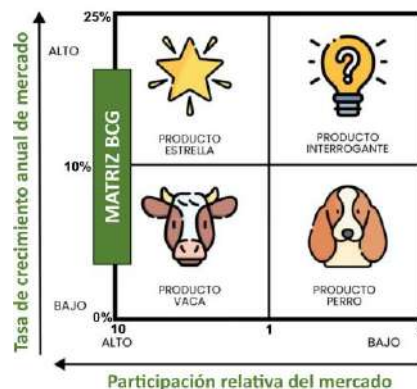


Figura 1: Matriz BCG.

Fuente: [The Power MBA](#)



2.1.5.2. Ciclo de vida del producto

El ciclo de vida del producto describe las etapas por las que transita un bien o servicio. Estas etapas son introducción, crecimiento, madurez y declive, cada una con características particulares en cuanto a ventas, beneficios y estrategias de marketing. Su comprensión permite diseñar acciones comerciales adaptadas al momento en que se encuentra el producto.

En la figura 2, se puede observar el gráfico del ciclo de vida del producto.

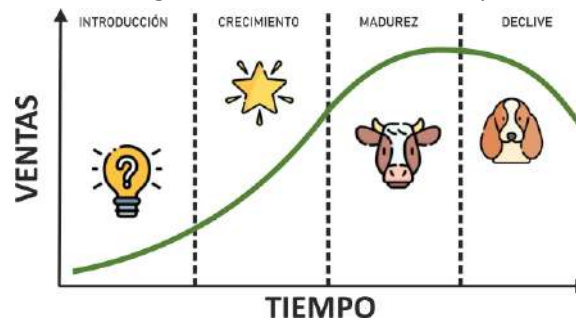


Figura 2: Ciclo de vida del producto.

Fuente: Elaboración propia.

2.1.5.3. Las 5 fuerzas de Porter

El modelo de las 5 fuerzas de Porter analiza la estructura competitiva de un sector a través de cinco factores: el poder de negociación de clientes, el poder de negociación de proveedores, la amenaza de nuevos competidores, la amenaza de productos sustitutos y la rivalidad entre competidores existentes.

2.1.5.4. Análisis FODA

El análisis FODA es una herramienta de diagnóstico estratégico que examina las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de una organización o proyecto. Facilita la identificación de ventajas competitivas internas y de factores externos que pueden influir en el desempeño. Si se realiza correctamente, la empresa puede detectar sus fortalezas y minimizar sus debilidades con el fin de aprovechar oportunidades y evitar amenazas.

2.1.5.5. Estrategias genéricas de Porter

Porter identificó tres estrategias genéricas para alcanzar ventajas competitivas sostenibles: liderazgo en costos, diferenciación y enfoque o alta segmentación. El liderazgo en costos se centra en la eficiencia productiva, la diferenciación busca generar un valor único percibido por el cliente y el enfoque se orienta a un segmento específico del mercado. La elección depende de los recursos de la empresa y de las características del producto a comercializar y del sector.

2.1.5.6. Segmentación de mercado

La segmentación de mercado es el proceso de dividir a los consumidores en grupos homogéneos en función de características similares, como demografía, comportamiento o necesidades. Se



divide en macrosegmentación y microsegmentación. Por un lado, la macrosegmentación identifica a grandes categorías de clientes, las necesidades a satisfacer y con qué tecnología hacerlo. Por otro lado, la microsegmentación analiza nichos específicos del mercado. Este proceso permite diseñar estrategias de marketing más efectivas y personalizadas, de manera de poder separar los grupos de consumidores según su importancia y destinar la mayor parte de los recursos a los más relevantes.

2.1.5.7. Mix de marketing

El mix de marketing integra las decisiones que permiten cumplir los objetivos propuestos en la parte estratégica. Se definen estrategias para el producto, el precio, la comunicación y la distribución de los productos y/o servicios.

2.2. Marco regulatorio

2.2.1. Ley para la inyección de energía a la red (Ley N° 27.424)

En primer lugar, se destaca la Ley N° 27.424, sancionada en 2017 y reglamentada en 2018, conocida como Ley de Generación Distribuida de Energías Renovables, que constituye la base del esquema de balance neto en Argentina. Esta ley habilita a los usuarios de la red eléctrica a instalar sistemas de generación de energía a partir de fuentes renovables para su autoconsumo y, en caso de existir excedentes, inyectarlos a la red pública de distribución. La ley garantiza el derecho de los usuarios a conectarse bajo esta modalidad y obliga a las distribuidoras a permitir dicha conexión y a adquirir la energía sobrante, mediante un esquema de compensación económica.

2.2.1.1. Balance neto

El mecanismo de facturación previsto por la Ley 27.424 se basa en el modelo de balance neto, donde el usuario-generador recibe créditos por la energía que inyecta a la red, que se descuentan del consumo facturado. En caso de que la inyección sea mayor al consumo en un período determinado, el saldo a favor puede trasladarse a facturas posteriores o, si se acumula un excedente, puede ser remunerado por la distribuidora.

Un aspecto central del régimen es la diferencia entre el precio de compra de energía al distribuidor y el valor reconocido al usuario por su inyección: mientras el consumo se paga al valor final de la tarifa eléctrica, equivalente al precio minorista de la energía, la energía inyectada se remunera únicamente al precio de compra de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

2.2.2. Registro Nacional de Infraestructura de Carga

En lo que respecta a la infraestructura de carga para vehículos eléctricos, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 817/2023, que creó el Registro Nacional de Infraestructura de Carga. Este registro tenía como objetivo geolocalizar y relevar las estaciones de carga en todo el país. Sin



embargo, dicho esquema fue modificado en enero de 2025 mediante la Resolución 22/2025, que derogó la obligatoriedad de inscripción en el registro. Con esta medida, se habilitó a cualquier establecimiento comercial a instalar cargadores sin cumplir con los requisitos burocráticos que regían anteriormente.

2.2.3. Normas de certificación para el sistema de generación

En el plano técnico, los equipos que integran el sistema de generación distribuida deben cumplir con normas de certificación específicas, según el Ministerio de Economía. Los inversores de conexión a red deben estar certificados bajo la norma IRAM 210013-21 o, en su defecto, contar con normas internacionales equivalentes como IEC 62109-2 (seguridad de inversores), IEC 62116 o VDE 0126-1-1. Las últimas normas mencionadas se corresponden con la protección anti-isla necesaria en la instalación para que el inversor se apague automáticamente si detecta un corte en la red eléctrica. Además, la instalación debe ajustarse a los códigos de red internacionales contenidos en las normas VDE-AR-N 4105 o RD1699, que establece requisitos para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red. En el caso de los módulos fotovoltaicos, la certificación exigida es la IEC 61730-1/2, que regula aspectos de construcción y seguridad. Estas exigencias garantizan la operación segura de los sistemas.

2.2.4. Ley de ingresos brutos (Ley 6.806/2024)

En el ámbito de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la Ley N° 6.806/2024 establece la Ley Tarifaria para el ejercicio fiscal 2025 y regula las alícuotas aplicables al Impuesto sobre los Ingresos Brutos, así como otras tasas y contribuciones locales. Esta normativa establece que las actividades encuadradas en el rubro de “prestaciones de obras y/o servicios de Electricidad, Gas y Agua” deben pagar a una alícuota del 3 % cuando los ingresos brutos anuales no superen los \$1.670.000.000 y al 3,75 % si lo superan.

2.2.5. Ley de ingresos brutos para la inyección de energía (Ley 27.424)

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la adhesión al Régimen Nacional de Fomento a la Generación Distribuida (Ley 27.424) en 2019 estableció beneficios fiscales específicos para los usuarios generadores. A los fines de este proyecto, resulta importante la exención del Impuesto sobre los Ingresos Brutos respecto de la inyección a la red de los excedentes de energía eléctrica renovable (Legislatura de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2019).

2.2.6. Ley de Impuesto a las Ganancias (Ley 27.630)

En el ámbito nacional, la Ley 27.630 modifica la Ley del Impuesto a las Ganancias en lo referido a las personas jurídicas. Establece un esquema progresivo de alícuotas del 25%, 30% y 35%, según la ganancia neta imponible acumulada durante el ejercicio fiscal.



3. DESARROLLO

3.1. Estudio de mercado

3.1.1. Descripción de la estación de carga

Una estación de carga para vehículos eléctricos es una instalación diseñada para suministrar energía a los automóviles que son impulsados por un motor eléctrico. Funciona como un punto de conexión entre la fuente de abastecimiento y el vehículo para poder recargar su batería. En cuanto al tipo de carga que ofrecen, generalmente se clasifican en tres niveles según la potencia suministrada y la velocidad de carga.

El nivel 1 corresponde a los cargadores lentos o de baja potencia, generalmente entre 2 y 3,7 kW, que alimentan corriente alterna al vehículo. Los conectores que abarcan este rango de potencia son los llamados Tipo 1, aunque permiten una carga de hasta 7,4 kW de potencia.

El nivel 2 corresponde a los cargadores semi rápidos o de potencia normal/media, que suele variar entre los 3,7 a los 22 kW, también alimentan al vehículo con corriente alterna. Es una alternativa intermedia que combina eficiencia con tiempos razonables de recarga, ya que permite una carga completa en unas pocas horas. Los conectores que abarcan este rango de potencia son los llamados Tipo 2.

Por último, el nivel 3 es conocido como de carga rápida o ultrarrápida, según el rango de potencia en el que se encuentre. También es llamado de carga a alta potencia y emplea desde 22 kW hasta 350 kW en algunos casos. Utiliza corriente continua para cargar directamente la batería del vehículo. Este tipo de estaciones suele encontrarse en estaciones de servicio y también en otros puntos estratégicos. Los conectores utilizados para este nivel son los llamados CCS y CHAdeMO.

3.1.1.1. Componentes de la estación de carga

Las estaciones de carga de vehículos eléctricos cuentan con una serie de componentes tecnológicos fundamentales que permiten su funcionamiento seguro y eficiente. Estos componentes se pueden observar en la figura 3.



Figura 3: Elementos de las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

Fuente: [Phoenix Contact](#)

El módulo de carga, también conocido como módulo de potencia, tiene la función de gestionar la carga de las baterías de los vehículos y, en el caso de los cargadores de corriente continua (DC), se también se encarga de convertir la corriente alterna (AC) de la red eléctrica en corriente continua. En los cargadores AC, la corriente que toma el vehículo es alterna, que luego es convertida en DC mediante su convertidor interno para cargar la batería. Otro elemento de gran importancia es el sistema de control, que monitorea el flujo de energía y garantiza la seguridad durante el funcionamiento.

Por otro lado, los conectores y cables permiten la conexión física entre la estación y el vehículo. El conector es la pieza que se inserta en el vehículo para iniciar el proceso de carga, mientras que los cables permiten la transferencia de electricidad entre el conector y el puerto de carga del vehículo eléctrico. Los conectores más comunes en Argentina son el Tipo 2 para cargas con corriente alterna y el CCS2 para cargas con corriente continua. Junto a estos elementos, el medidor de energía registra la cantidad de electricidad suministrada al vehículo.

Para garantizar la seguridad de la instalación y de los usuarios, se incorpora un sistema de protección eléctrico que incluye fusibles, interruptores y protectores contra sobretensiones. Este sistema previene daños derivados de sobrecargas, cortocircuitos y otros fallos eléctricos.

El sistema de comunicación es el encargado de conectar la estación con redes de gestión remota. Facilita la monitorización a distancia, las actualizaciones de software y la recopilación de datos.

Finalmente, uno de los elementos más visibles para los clientes es la interfaz de usuario, que se presenta a través de pantallas o indicadores que informan sobre el estado de la carga, proporcionan instrucciones de uso y alertan sobre posibles errores. También puede incluir métodos de pago.



3.1.1.2. Proceso de carga

El proceso de carga en una estación para vehículos eléctricos comienza con la llegada del automóvil a la estación y concluye con su desconexión y retirada. Al llegar a la estación, el conductor estaciona el vehículo junto al punto de carga y enchufa el conector compatible.

Una vez conectado, se establece una comunicación entre el vehículo eléctrico y el sistema de control de la estación. Se intercambia información sobre el estado de la batería, el tipo de carga requerida y los parámetros de seguridad. La estación evalúa la viabilidad de la carga y ajusta automáticamente la potencia a suministrar. No siempre se entrega el valor máximo disponible, ya que varía según el estado de la batería del vehículo, su modelo y las condiciones de carga de la estación.

Luego, a través del módulo de potencia se transfiere la corriente continua o alterna al vehículo, según el cargador utilizado. Durante esta etapa, el sistema de control supervisa constantemente variables como el voltaje, la intensidad de corriente, la temperatura del equipo y el estado de carga de la batería.

Simultáneamente, el medidor de energía registra la cantidad exacta de electricidad consumida, que es importante en caso de que se cobre el servicio, ya que en general se realiza la facturación por kWh suministrado. A través de la interfaz de usuario, el conductor puede visualizar el progreso de la carga, el tiempo estimado restante y el precio acumulado.

Una vez que se alcanza el nivel de carga deseado la estación interrumpe automáticamente el suministro eléctrico. El sistema de control confirma que la energía ha sido cortada de forma segura y el conductor procede a quitar el conector del vehículo.

3.1.2. Descripción del sistema fotovoltaico

3.1.2.1. Funcionamiento del sistema fotovoltaico

Hay tres tipos de sistemas fotovoltaicos. Por un lado, se encuentra el sistema *On Grid*¹, que es la combinación del uso de energía solar y la red eléctrica. Este sistema se utiliza para ahorrar en el costo de la tarifa de electricidad y tomar la energía necesaria en momentos en los que el sistema no pueda abastecer el consumo.

Por otro lado, el sistema *Off Grid*² se utiliza en casos que no hay acceso a la red eléctrica. Este sistema permite tener un respaldo con baterías para almacenar energía los días de mayor irradiación o menor consumo y utilizarla los días de menor irradiación o mayor consumo.

¹ On Grid: conectado a la red

² Off Grid: aislado de la red



El último tipo es el sistema híbrido, que es una combinación de los primeros dos, ya que combina energía solar, almacenamiento en baterías y conexión a la red eléctrica pública. Su funcionamiento está orientado a maximizar el uso de energía renovable y garantizar el suministro constante, incluso en condiciones de baja generación solar o alta demanda.

Luego de analizar las tres alternativas, se concluyó que la más adecuada para el sistema es la opción On Grid. Debido a la alta variabilidad tanto del sistema fotovoltaico como del comportamiento de la demanda, resulta recomendable conectarse a la red para poder afrontar los momentos más críticos del suministro de energía. Además, incorporar baterías resultaría muy costoso tanto en su adquisición como en su mantenimiento. Por lo tanto, no es conveniente integrarlas al sistema y, en su lugar, se optará por inyectar la energía sobrante directamente en la red eléctrica.

En el caso del sistema On Grid, la energía obtenida puede seguir distintos caminos, según la demanda del momento. Si la estación de carga de vehículos eléctricos está activa, el sistema priorizará el uso de la energía solar para abastecerla de manera directa, sin pasar por la red. En caso de que la generación supere la demanda instantánea, el excedente se inyectará a la red. En este caso, la red funcionará como un banco virtual de baterías. En cambio, cuando la energía producida no sea suficiente para abastecer la demanda, el sistema tomará la cantidad necesaria de la red eléctrica pública para garantizar la continuidad del servicio.

3.1.2.2. Componentes principales del sistema fotovoltaico On Grid

En la figura 4 se puede observar el flujo del proceso de obtención de energía y alimentación del sistema, así como algunos de sus componentes. Los más importantes son los módulos fotovoltaicos (que son conjuntos de celdas solares conectadas entre sí), el inversor, las conexiones a las cargas y a la red eléctrica y las protecciones.

El inversor es el componente central. Se encarga de coordinar el flujo de energía entre los módulos fotovoltaicos, la red y las cargas automáticamente. Convierte la corriente continua producida en corriente alterna, compatible con los cargadores y la red. Cabe destacar que, si bien los cargadores pueden alimentar con corriente continua o alterna los autos eléctricos, la energía de entrada debe ser de corriente alterna. Es por este motivo que se utiliza el inversor.

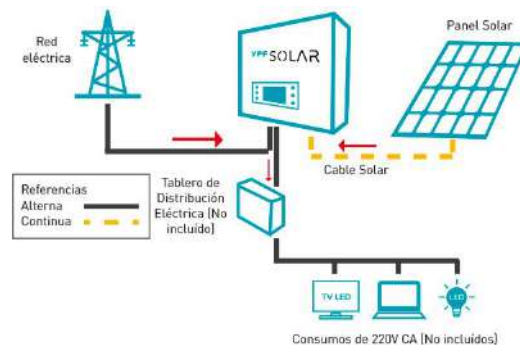


Figura 4: Componentes del sistema fotovoltaico On Grid.

Fuente: [YPF Solar](http://www.yfpsolar.com)



3.1.3. Determinación de la demanda

3.1.3.1. Caracterización de la demanda

El análisis se centró en los vehículos eléctricos puros (EV o BEV) y en los vehículos híbridos enchufables (PHEV), debido a que son los únicos que pueden hacer uso de la infraestructura de carga eléctrica. Los vehículos eléctricos puros son aquellos que funcionan mediante energía eléctrica almacenada en baterías. No poseen motor de combustión interna ni emiten gases contaminantes durante su uso.

Por otro lado, los vehículos híbridos enchufables (PHEV) combinan un motor eléctrico con uno de combustión interna. La batería que alimenta el motor eléctrico puede recargarse mediante estaciones de carga externas y también a través de la regeneración de energía durante el frenado.

Para estimar la demanda de energía de los vehículos eléctricos en Argentina se partió de la cantidad de autos patentados en el país a lo largo de los años, junto con los registros de autos eléctricos. Estos últimos resultaban insuficientes para elaborar una proyección confiable, por lo que se optó por un análisis de escenarios para estimar los patentamientos de los BEV y PHEV desde 2025 hasta 2030. Para realizar este estudio, se obtuvo información sobre la evolución de las patentes de autos eléctricos y del total de vehículos a nivel mundial durante los últimos 14 años, así como datos específicos de Chile (ver [Anexo 1](#)).

Los cálculos presentados en el análisis técnico y económico se realizaron con los valores del escenario neutral y, posteriormente, se utilizaron los otros dos escenarios para analizar si el proyecto resulta rentable en esas condiciones.

3.1.3.2. Estimación de la cantidad de cargas semanales

Una vez estimado el dato de la cantidad de vehículos eléctricos en Argentina, se determinó cuánta energía debe utilizar cada uno de ellos para cargarse. Para obtener este dato se consideró que los autos eléctricos se cargan 2,5 veces por semana en promedio. Este dato fue obtenido en base a una estimación de la marca de automotores Kia en la que se contemplan distintos factores que influyen al consumo, como las condiciones de manejo, la cantidad de kilómetros recorridos, el tamaño de la batería del vehículo, entre otros. En base a este valor y con la consideración de que para 2030 habrá 16.997 autos eléctricos en el país, según el escenario neutral, las estaciones deberán realizar 42.493 cargas semanales.

Dentro las cargas mencionadas se incluyen tanto las realizadas en cargadores públicos como en el domicilio con cargadores propios. De todos modos, en base a un estudio realizado en Estados Unidos, se estima que el 59,6 % de quienes tienen acceso a la carga en su casa también usan cargadores públicos al menos algunos días a la semana (Autos EU, 2024). Por lo tanto, la estación podrá captar tanto a usuarios que no cuentan con carga en sus casas como a aquellos que sí poseen, pero buscan la velocidad que ofrecen las estaciones públicas.



3.1.3.3. Determinación de la capacidad del sistema

3.1.3.3.1. Capacidad en cantidad de cargas

Se estima que en el primer año de operación la estación podrá captar el 2% de la demanda nacional de carga, por la baja cantidad de estaciones y su concentración en CABA. Sin embargo, al considerar que la cantidad de autos eléctricos va a incrementar significativamente en los próximos 5 años, también se espera que la red de estaciones lo haga. Por lo tanto, se estima una participación de mercado en torno al 0,5% para el fin del proyecto.

En base a los patentamientos históricos de autos eléctricos enchufables en Argentina y sumado al pronóstico de 2025 y 2026, se esperan 2.702 vehículos de este tipo en circulación para el año inicial del proyecto. Por lo tanto, se pretende abarcar 136 cargas semanales en la estación. Para fines del último año (2030), se espera una circulación de 16.997 autos eléctricos enchufables, por lo que se pretende abarcar 213 cargas por semana.

3.1.3.3.2. Capacidad en kW

Para realizar la conversión se utilizó la cantidad de kWh que consume cada vehículo por carga. En la tabla 1 se presentan los principales vehículos eléctricos e híbridos enchufables vendidos durante el primer semestre del año 2024 en Argentina, según un informe de SIOMAA. También se presenta una columna con el tamaño de las baterías de cada uno de los modelos, según la página oficial de las distintas marcas.

Tabla 1: Modelos eléctricos e híbridos más vendidos en Argentina.

Modelo	Tipo	Batería [kWh]	Cantidad
Renault Kwid E-Tech	BEV	26,8	102
Renault Megane E-Tech	BEV	60	52
BMW 330-E	PHEV	19,5	48
Ford Mustang Mach-E	BEV	72,6	23
Mercedes Benz EQA	BEV	70,5	16
Audi Q8	BEV	106	12

Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que el Tito no fue incluido en el promedio a pesar de ser uno de los más vendidos. El motivo de la exclusión fue que se carga principalmente en las casas, con un enchufe doméstico de 220 V y no permite ser cargado en estaciones con los mismos conectores que los otros vehículos.

A partir de la tabla se realizó un promedio ponderado para obtener el promedio de las baterías de los autos eléctricos en Argentina, que dio un valor de 42,92 kWh.

En base a recomendaciones de la automotriz KIA, los vehículos no deben cargarse por debajo del 20% ni por encima del 80% para el cuidado de su batería. Por lo tanto, se planteó que en la estación se cargará el 60% de las baterías. Si bien algunos autos se cargarán en un mayor



porcentaje, otros lo harán menos que en un 60%, por lo que se considera apropiado tomar este valor para estimar la cantidad de energía requerida por carga.

Según AutoDataAr (2025), el horario en el que más se concurre a las estaciones de servicio es entre las 18 y 21 horas. Además, los días más intensos son los viernes y los fines de semana. Al suponer un caso extremo, en el que el 20% de la demanda semanal corresponde al viernes y que el 50% de la demanda diaria se encuentra entre las 18 y 21 horas, se necesitaría cargar 11 autos en el rango horario mencionado. Este valor equivale a 4 autos por hora en horario pico para 2026 y a 103,01 kW (según la batería promedio de los autos y la consideración sobre la recarga entre 20 y 80%). Con el mismo razonamiento, para 2030 se espera cargar 21 autos en las horas pico, que equivale a 7 autos por hora y 180,27 kW de potencia.

3.1.3.4. Caracterización de la oferta

Según AlgoritmoMag (2025), hasta octubre de 2024 la infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Argentina comprendía aproximadamente 230 estaciones de carga distribuidas en 19 provincias, pero la mayoría concentradas en CABA y la provincia de Buenos Aires.

La oferta de estaciones de carga en el país es impulsada por diversos operadores privados. Entre las empresas que lideran la operación de estos puntos se destacan YPF, Enel X y Chargebox Net. Estas compañías continúan en construcción de una significativa red de carga para vehículos eléctricos, gracias a su cobertura geográfica y su diversidad tecnológica de cargadores.

En la figura 5 se puede observar un gráfico con la cantidad de cargadores que tenían las distintas empresas para septiembre de 2024. Estos valores fueron recabados de diversas noticias de las páginas Surtidores, Enel X, InsideEVs y Mobility Portal publicadas en dicha fecha.

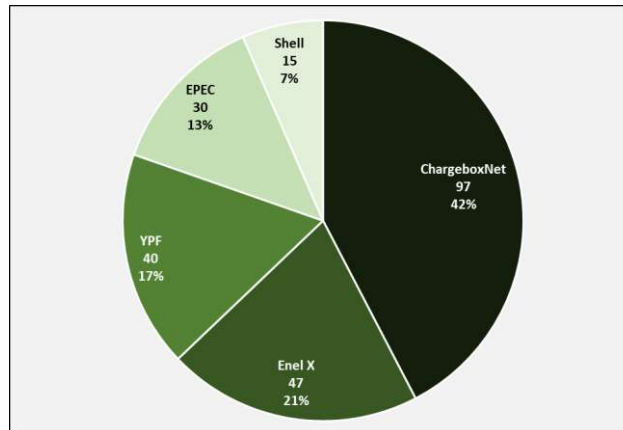


Figura 5: Cantidad de cargadores por empresa.

Fuente: Elaboración propia.

Cabe aclarar que hay dos estaciones de servicio adicionales que tienen puntos de carga, pero no se incluyeron en el gráfico porque la totalidad de sus cargadores pertenecen a otra de las empresas mencionadas. Este es el caso de Puma, que tiene un convenio con Chargebox Net y de Axion, que está asociada con Enel X. Ambas tienen 5 estaciones de carga en el país. También se



encuentra en este grupo la distribuidora eléctrica EDENOR, que cuenta con 35 estaciones de carga instaladas por Chargebox.

En cuanto a la tecnología de las estaciones de carga, se pueden encontrar distintos tipos de cargadores según el proveedor. Luego de analizar a los principales actores, se identificó que, por un lado, Chargebox posee cargadores de 11 kW y 22 kW en carga AC y ninguno de alta potencia. En cuanto a YPF, ofrece alternativas de mayor potencia, con cargadores de 22 kW, 50 kW y 60 kW. Shell representa un caso similar, pero con una opción de carga ultrarrápida, ya que cuenta con cargadores de 22 kW, 50 kW y 150 kW. Aun así, los cargadores más potentes solo se encuentran disponibles en pocos puntos del país.

En resumen, actualmente es muy escasa la presencia de cargadores de alta potencia que puedan cargar las baterías de los autos eléctricos en un tiempo breve. Se identificó a esta situación como una oportunidad para captar a los conductores que buscan una rápida recarga de sus vehículos y, por el momento, no cuentan con una estación que lo satisfaga.

3.1.3.5. Precios de productos similares

En Argentina, el costo de cargar un vehículo eléctrico varía según el proveedor de la estación de carga y el modelo de facturación adoptado.

3.1.3.5.1. YPF

Según la aplicación móvil de YPF, la empresa ofrece una membresía mensual con un valor de \$58.000 para el 26 de junio de 2025. La membresía permite realizar un máximo de 5 cargas en sus estaciones, de máximo 60 minutos cada una, con sus cargadores de 22 kW, 50 kW y 60 kW. Para poder calcular un valor equivalente por kWh, se utilizó el dato de que cada carga equivale al 60% (entre el 20% y el 80%) de una batería promedio de 42,92 kWh. Como resultado, al realizar 5 cargas de 25,75 kW se consume en promedio 128,76 kWh por cada membresía.

Al dividir el costo de la membresía por la energía total cargada se obtuvo el precio por kWh, que se presenta en la ecuación 1.

$$\text{Precio} = \frac{58.000 \text{ \$/mes}}{128,76 \text{ kWh/mes}} = 450,45 \frac{\$}{\text{kWh}} \quad (1)$$

Este valor implica que el usuario paga 450,45 \$/kWh cargado, que equivale a 0,372 USD/kWh según el valor de la cotización del dólar del diario La Nación para la fecha mencionada.

3.1.3.5.2. Shell

De acuerdo con la información publicada en su aplicación para junio de 2025, Shell cobra 204 \$/min para su cargador de 22 kW, 457 \$/min para el de 50 kW y 712 \$/min para el de 150 kW. Para convertir estos valores a \$/kWh se utilizó la relación entre potencia y tiempo presentada en la ecuación 2.



$$\text{Precio por kWh} = \frac{\text{Precio por minuto} * 60 \text{ min/h}}{\text{Potencia del cargador (kW)}} \quad (2)$$

De esta manera, el precio para el cargador de 22 kW es de 556,4 \$/kW, para el de 50 kW es de 548,4 \$/kWh y, para el de 150 kW es de 284,8 \$/kWh. Estos valores corresponden a 0,46 USD/kWh, 0,453 USD/kWh y 0,235 USD/kWh respectivamente según el valor de la cotización del dólar del diario La Nación para el 26 de junio de 2025.

3.1.3.5.3. Chargebox Net

Según su página oficial para el 26 de junio de 2025, Chargebox ofrece dos tipos de paquetes de carga aptos para 10 horas de uso, diferenciados por la potencia de los cargadores: uno de 22 kW a un precio de \$65.999 (es decir, 110 \$/min) y otro de 11 kW a un precio de \$34.912 (53 \$/min). En ambos casos, la conversión a \$/kWh se realizó con la fórmula de la ecuación 2. De esta manera, el precio para el cargador de 22 kW es de 300 \$/kWh y, para el de 11 kW, de 289,09 \$/kWh. Estos valores corresponden a 0,248 USD/kWh y 0,239 USD/kWh respectivamente.

3.1.3.5.4. Carga domiciliaria

El valor de la energía eléctrica en un hogar argentino, según el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), fue de 113,756 \$/kWh en promedio entre EDENOR y EDESUR para la categoría T1-R4 en junio de 2025. Esta categoría corresponde a consumos entre 501 kWh y 600 kWh, que es el esperado para los usuarios que carguen el vehículo en su domicilio. El valor corresponde a 0,095 USD/kWh según el valor promedio de la cotización del dólar del diario La Nación para el mes mencionado.

Este precio es el que paga un usuario residencial por consumir energía desde su domicilio y varía según la región del país y la categoría tarifaria del medidor. A diferencia de las estaciones públicas, la carga domiciliaria no incluye costos por uso de infraestructura externa, pero requiere de una inversión para la compra e instalación previa. Según Chargebox (2025), instalar un cargador Wallbox Pulsar Max de 22 kW en una casa tiene un costo de \$2.880.332, equivalente a 2.043 USD según la cotización del dólar para el 15 de octubre de 2025. Además, este tipo de carga implica mayor tiempo de uso debido a la menor potencia de los cargadores disponibles.

3.1.3.5.5. Resumen de precios

En la tabla 2 se puede observar el resumen de los distintos precios de la energía en el mercado, que serán de utilidad a la hora de determinar el precio para la estación de carga.



Tabla 2: Precios de los competidores.

Empresa	Cargador [KW]	Precio [USD/kWh]
YPF	22, 50 y 60	0,372
Shell	22	0,46
	50	0,453
	150	0,235
Chargebox Net	11	0,239
	22	0,248
Carga domiciliaria	Suelen ser de Nivel 1 o 2	0,095

Fuente: Elaboración propia.

La carga domiciliaria es la más económica, aunque tiene limitaciones en velocidad e implica la inversión en un cargador. En cuanto a las empresas con puntos de carga públicos, Chargebox presenta los precios más bajos, pero ofrece cargadores de menor potencia y obliga al usuario a comprar previamente un paquete de carga.

3.2. Estudio técnico

3.2.1. Estudio de localización

Se eligieron tres ubicaciones estratégicas para el análisis de localización: la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), Mar del Plata y San Juan. CABA fue seleccionada por ser el principal centro urbano del país, que cuenta con la mayor cantidad de vehículos eléctricos y presenta una aceptable irradiación solar. San Juan fue incluida debido a su gran nivel de irradiación solar, considerado uno de los más altos del país. Por último, Mar del Plata fue escogida por su acceso a un importante puerto, que beneficia la importación de tecnologías, al igual que por su adopción creciente de movilidad eléctrica.

En la tabla 3 se presenta la matriz de ponderación realizada. Para establecer los valores se realizó una comparación entre las tres ciudades para los cinco criterios (ver [Anexo 2](#)).

Tabla 3: Matriz de ponderación para la selección de la localización.

Ciudad	Irradiación solar promedio (30%)	Cantidad de vehículos eléctricos (40%)	Capacidad y confiabilidad de la red eléctrica (10%)	Beneficios impositivos a energías renovables (10%)	Facilidad para la importación (10%)	Ponderación
CABA	7	10	8	8	10	8,7
Mar del Plata	7	5	6	6	9	6,2
San Juan	10	3	5	8	5	6

Fuente: Elaboración propia.



Según esta matriz, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires es la mejor ubicación para el proyecto, debido a su alta concentración de vehículos eléctricos, buena confiabilidad de red y beneficios razonables para energías renovables y facilidad de importación, aunque con una irradiación menor que San Juan.

3.2.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

3.2.2.1. Cálculo de la demanda diaria

Si bien se identificó que los viernes presentan el mayor pico de demanda energética, se optó por dimensionar el sistema con una distribución equitativa de la demanda a lo largo de la semana. Esta decisión responde a la necesidad de evitar un sobredimensionamiento excesivo para los días y las horas de menor consumo, en los que se generará un excedente que será inyectado a la red.

De esta manera, al dimensionar el sistema para cubrir la demanda total semanal, se asegura un balance energético general, aunque no necesariamente coincidente con la distribución del consumo. Al tener en cuenta esta consideración, se obtuvo un valor de demanda diaria de 783,6 kWh para 2030, como se presenta en la ecuación 3.

$$\begin{aligned} \text{Demanda diaria} &= \frac{\text{Demanda semanal} * \text{Batería promedio} * 60\%}{\text{Cantidad de días de la semana}} \\ &= \frac{213 \frac{\text{autos}}{\text{semana}} * 42,92 \frac{\text{kWh}}{\text{auto}} * 60\%}{7 \text{ días/semana}} = 783,6 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \end{aligned} \quad (3)$$

3.2.2.2. Cálculo de la potencia del sistema

Es fundamental tener en cuenta que en todo sistema real existen pérdidas asociadas a diferentes factores, tales como la suciedad o polvo en los paneles, pérdidas por resistencia en el cableado, sombras parciales, eficiencia del inversor y otros elementos. Por esta razón, se debe aplicar un factor de pérdidas para ajustar la energía que el sistema deberá generar. En este caso, se utilizó un factor de eficiencia del 77%, recomendado por el laboratorio de energías renovables (NREL). La energía requerida se ajustó al dividir los 783,6 kWh entre 0,77 y se obtuvo 1017,7 kWh, que es la energía que el sistema deberá entregar para cubrir el consumo esperado más las pérdidas.

Para determinar la potencia que debe tener el sistema, es necesario conocer las horas pico de sol disponibles en el lugar de instalación. En este caso, según datos de profileSOLAR para CABA, la irradiancia solar promedio es de 4,23 kWh/m² por día. Este valor significa que diariamente hay (en promedio) 4,23 horas en las que el sol brilla con una intensidad equivalente a 1000 W/m², que es la referencia estándar para evaluar paneles solares.

Con estos datos, la potencia requerida para el sistema se calculó a partir de la división de la energía diaria ajustada por pérdidas (1017,7 kWh) entre las horas pico de sol diarias (4,23 h), lo que dio como resultado 240,6 kW.



Cabe destacar que la potencia calculada es la necesaria a la salida del inversor para garantizar que este valor sea el que realmente llega a los cargadores. La potencia del inversor debe ser menor a la del sistema fotovoltaico, porque los paneles solares muy pocas veces alcanzan su potencia nominal debido a las condiciones reales de operación (afectadas por la temperatura, irradiancia y pérdidas eléctricas). Al dimensionar el inversor por debajo de la potencia pico, se logra que trabaje más cerca de su punto óptimo de eficiencia durante el mayor tiempo posible.

Se redondeó el valor del inversor a 250 kW y se estableció una potencia del sistema fotovoltaico un 10% mayor, debido a que se utilizará un inversor de alto rendimiento. Por lo tanto, la potencia del sistema será de 275 kW.

3.2.2.3. Elección de los paneles y del inversor

Para dimensionar el número de paneles necesarios se eligió el panel solar bifacial monocristalino con potencia nominal de 700 W, disponible en la página llamada Made in China. Al dividir la potencia del sistema (275 kW) entre la potencia de cada panel (0,7 kW) resultaron necesarios 393 paneles para cubrir la demanda proyectada.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados son de tecnología monocristalina de alta eficiencia, con rendimientos del orden del 23%. Esta elección se basa en la necesidad de optimizar el uso del espacio disponible, reducir la superficie ocupada y maximizar la producción energética por metro cuadrado.

Luego, se eligió el inversor Growatt MAX 250KTL3 HV, que cumple con los requerimientos establecidos, ya que tiene una potencia nominal de 250 kW y es de alto rendimiento (99% de eficiencia). Su rango de voltaje de entrada de corriente continua (DC) se encuentra entre 500 y 1500 V.

3.2.2.3.1. Determinación de la cantidad de paneles en serie permitidos

La configuración del arreglo solar debe cumplir con los límites de voltaje que el inversor puede aceptar, tanto en condiciones de frío extremo, cuando los paneles generan mayor voltaje, como en condiciones de calor extremo, cuando este valor disminuye.

Para calcular el voltaje máximo que pueden alcanzar los paneles en un día frío extremo, se tomó la temperatura mínima histórica registrada en CABA, que fue de -5,4 °C en 1918, según el diario La Nación. Esta temperatura se utilizó como referencia para garantizar que el sistema esté protegido en condiciones extremas. Se emplearon dos datos fundamentales del panel elegido para el cálculo: la tensión en circuito abierto del panel (V_{oc}), que es de 48 V, y el coeficiente de temperatura del V_{oc} , que indica cuánto varía el voltaje con la temperatura y es de $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$.

Se calculó la diferencia de temperatura entre la estándar de prueba, que es 25 °C, y la mínima histórica, lo que dio una variación de -30,4 °C. Luego se aplicó el coeficiente de temperatura para determinar el nuevo voltaje, como se presenta en la ecuación 4.



$$V_{oc} \text{ ajustado} = 48 \text{ V} * \left(1 + 0,0029 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} * 30,4^{\circ}\text{C} \right) = 52,23 \text{ V} \quad (4)$$

Por lo tanto, el voltaje por panel en frío extremo aumenta a 52,23 V.

Por otro lado, el voltaje mínimo corresponde a un día muy caluroso. Se consideró la temperatura máxima histórica en CABA, que fue de 43,3 °C en 1957, según Infobae. Además, se agregó una corrección de 10 °C para contemplar que los paneles instalados sobre un techo pueden alcanzar temperaturas más altas que el ambiente, por lo que la temperatura en el panel se estimó en 53,3 °C.

Para el cálculo del voltaje ajustado se utilizaron dos datos del panel elegido: el voltaje óptimo de operación del panel (V_{mp}), que es de 35,8 V y el coeficiente de temperatura de la potencia máxima (P_{max}), que es de $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$. La diferencia de temperatura con respecto a la condición estándar es 28,3 °C. El voltaje mínimo se calculó a partir de la ecuación 5.

$$V_{mp} \text{ ajustado} = 35,8 \text{ V} * \left(1 - 0,003 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} * 28,3^{\circ}\text{C} \right) = 32,76 \text{ V} \quad (5)$$

Por lo tanto, el voltaje por panel en un día muy caluroso disminuye a 32,76 V.

Finalmente, para garantizar que el sistema funcione correctamente y no dañe el inversor, se debe verificar que el arreglo solar conectado en serie cumpla con el rango de voltaje aceptado por el inversor.

Para determinar cuántos paneles pueden conectarse en serie, se dividió el voltaje mínimo permitido por el inversor (500 V) entre el voltaje mínimo de cada panel (32,76 V) y se obtuvo aproximadamente 15,26 paneles. Se redondeó a 16 paneles para asegurar que el voltaje mínimo de entrada no sea menor al requerido y así evitar que el inversor se apague por falta de tensión.

Por otro lado, se dividió el voltaje máximo permitido por el inversor (1500 V) entre el voltaje máximo de cada panel en frío extremo (52,23 V), lo que dio un resultado de aproximadamente 28,72 paneles, que se redondeó a 28 para evitar exceder el límite máximo y prevenir daños al inversor.

Por lo tanto, se pueden conectar entre 16 y 28 paneles en serie según las necesidades y características del sistema para mantenerse dentro de los límites de voltaje del inversor.

Dado que, para cubrir la potencia total, se requieren 393 paneles, se debe dividir el total de paneles en múltiples cadenas conectadas en paralelo.

3.2.2.4. Adopción de transformador

Luego de determinar la potencia necesaria para alimentar los cargadores, se determinó que es recomendable conectarse a la red de distribución en media tensión (13,2 kV en CABA), dado que la potencia requerida por los cargadores excede la demanda habitual de una conexión en baja



tensión. Para compatibilizar el suministro eléctrico con las necesidades de la estación de carga, se incorporará un transformador, encargado de reducir la tensión de 13,2 kV a 380 V. El mismo transformador también se encargará de elevar la tensión a 13,2 kV cuando se necesite inyectar energía a la red.

El transformador seleccionado es de la marca HFY, modelo SCB. Posee una potencia nominal de 300 kVA y una relación de transformación 13,2 kV/380 V, lo que permite tomar una tensión trifásica compatible con los equipos de la instalación.

3.2.3. Determinación del número de cargadores

Como se estimó anteriormente, para el año final del proyecto, en la hora pico de los viernes llegarán aproximadamente 7 vehículos a realizar la carga. Se consideró que una configuración compuesta por tres cargadores de 160 kW resulta una alternativa adecuada desde el punto de vista técnico y económico. La potencia de cada cargador se seleccionó a partir de un estudio sobre los vehículos disponibles en el país, que indicó que los automóviles con mayor capacidad soportan hasta 160 kW como máximo, por lo que uno de mayor potencia no se aprovecharía.

Cada cargador cuenta con dos salidas de conexión, lo que permite la carga simultánea de hasta seis vehículos. La potencia total del equipo se reparte dinámicamente entre ambos conectores, en función de la capacidad de recepción de cada vehículo conectado. En consecuencia, el sistema puede suministrar alta potencia de carga a dos vehículos al mismo tiempo (por ejemplo, hasta 80 kW a cada uno), combinar una carga ultra rápida y otra estándar en forma simultánea (por ejemplo, 130 kW y 30 kW respectivamente) o destinar la potencia máxima disponible a un único vehículo para reducir significativamente el tiempo de carga.

Dado que no todos los vehículos llegan al mismo instante y con la consideración que los autos permanecerán conectados durante aproximadamente 20 a 30 minutos (en función de la potencia que reciban y de la capacidad de su batería), se estima que el sistema podrá dar respuesta a la demanda sin generar congestión significativa. La probabilidad de que los seis conectores estén ocupados al mismo tiempo es baja y, en caso de que ocurra, los tiempos de espera serán breves.

Diseñar el sistema para atender los siete vehículos de manera simultánea sin espera implicaría la incorporación de un cuarto cargador, con un aumento de la inversión que no se justifica en función del uso real del sistema. Esa configuración resultaría sobredimensionada para los días y los horarios en los que la demanda es considerablemente menor.

3.2.3.1. Tecnología de cargadores a utilizar

Para la estación de carga a instalar, se seleccionaron los cargadores que proporciona la empresa iCharger, debido a que cuenta con la potencia establecida de 160 kW a un precio competitivo comparado con otras opciones del mercado. Además, este modelo cuenta con dos conectores

de carga rápida compatibles con los tipos CCS1, CCS2 y CHAdeMO, que facilitan la carga simultánea de dos vehículos.

3.2.4. Diseño de la estación de servicio tipo

3.2.4.1. Cálculo de la superficie requerida

Para calcular el área necesaria para cada panel solar se consideraron varios factores. En primer lugar, las dimensiones del panel a utilizar, que son 1,303 m x 2,384 m. En segundo lugar, se tuvo en cuenta que el ángulo de inclinación para maximizar la captación de irradiación solar en Buenos Aires debe ser de 30°, según profileSOLAR, con una orientación idealmente hacia el norte (por ubicarse en el hemisferio sur), lo que también influye en la sombra proyectada por panel. En tercer lugar, se consideró la orientación de los paneles, que puede ser en modo retrato (cuando el lado corto del panel está apoyado en el techo) o en modo paisaje (cuando el lado largo es el que está apoyado). Si bien en la teoría ambas orientaciones deberían ocupar el mismo espacio, en la práctica se puede aprovechar mejor una orientación o la otra en base a la forma del techo donde se planea realizar la instalación.

Se utilizó una calculadora de la página profileSOLAR que, a partir de las características del panel y de la ciudad en la que se establecerán, brinda una serie de datos sobre su disposición. Estos datos se presentan en la figura 6, para los paneles con orientación en modo retrato.

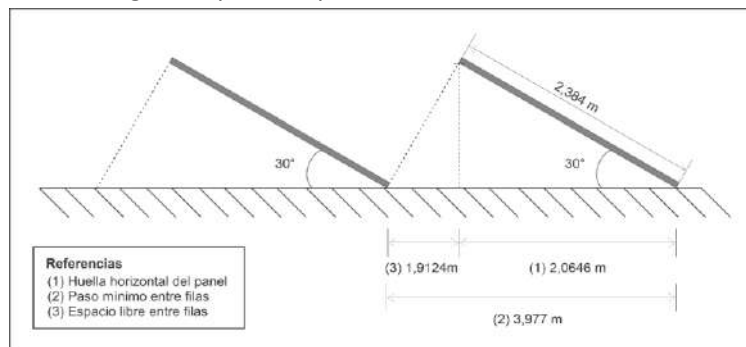


Figura 6: Disposición de los paneles en modo retrato.

Fuente: Elaboración propia.

En base al paso mínimo entre filas y al ancho del panel (1,303 m), se determinó que se necesitan 5,182 m² de techo por panel para garantizar el rendimiento óptimo de cada uno. Por lo tanto, se requieren 2.037 m² para la instalación de los 393 paneles.

Cabe destacar que se realizó el cálculo teórico con los paneles dispuestos en modo retrato, pero, si se utilizara la otra disposición, el resultado sería el mismo.

3.2.4.2. Selección de la estación de servicio

Para la selección de la estación de servicio se consideró el espacio necesario para la instalación de los paneles solares, así como la ubicación determinada con el estudio de localización, que corresponde a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se identificó una estación de YPF en el



barrio de Palermo que también pertenece al Automóvil Club Argentino (ACA), con un techo de superficie cercana a los 2500 m², lo que proporciona un espacio adecuado para la instalación. La estación se presenta en la figura 7.



Figura 7: Estación de servicio seleccionada vista en perspectiva.

Fuente: Google Earth.

Se verificó que no existieran interferencias significativas en los alrededores que pudieran afectar la eficiencia de los paneles. En la mayor parte del día, la zona de instalación se mantiene despejada, lo que minimiza posibles sombras o bloqueos del sol en las horas de mayor generación.

3.2.4.3. Disposición de los paneles en la estación seleccionada

Para optimizar la disposición de los paneles se utilizó la plataforma de Open Solar y se probaron las orientaciones de retrato y paisaje, que se presentan en las figuras 8 y 9 respectivamente.



Figura 8: Paneles ubicados en orientación retrato.

Fuente: Plataforma Open Solar.



Figura 9: Paneles ubicados en orientación paisaje.
Fuente: Plataforma Open Solar.

En este caso, debido a la forma particular de la estación de servicio, la orientación en retrato resultó más eficiente, ya que permite la instalación de los 393 paneles requeridos, con espacio sobrante para algunos adicionales. En cambio, en orientación paisaje solo se pudieron instalar 375 paneles, sin posibilidad de agregar más, por lo que no podrían suministrar la energía requerida para el proyecto.

Si bien la superficie total del techo de la estación es de aproximadamente 2500 m², una proporción no es apta para la colocación de paneles. Por esta razón, aunque el espacio disponible supera el necesario, solamente la configuración en retrato permite cumplir con la cantidad requerida para el proyecto. Por lo tanto, la disposición observada en la figura 8 representa el diseño definitivo para la estación seleccionada.

3.3. Evaluación económica

3.3.1. Precio de los equipos principales

En la tabla 4 se presenta cada uno de los equipos necesarios para la instalación del proyecto. Se encuentran acompañados de la cantidad necesaria, precio de compra en USD, país origen del fabricante, precio de adquisición y del equipo instalado y, finalmente, inversión en cada equipo al considerar su cantidad.

A los equipos importados se les adicionó un 35% al precio de compra para contemplar los costos FOB (*Free on Board*³) y CIP (*Carriage and Insurance Paid To*⁴) hasta la estación de servicio de Palermo. Al sumar este valor, se obtiene el precio de adquisición. Por otro lado, para determinar el precio del equipo instalado en fábrica, se sumó un 20% al precio de adquisición de cada uno. Este valor fue elegido debido a la baja complejidad de los equipos (ingeniería inmediata).

³ Free on Board: valor de la mercadería puesta a bordo en el puerto de embarque

⁴ Carriage and Insurance Paid To: Transporte y seguro pagados hasta el lugar de instalación

Tabla 4: Precio de los equipos principales con el precio de instalación en fábrica.

Equipo	Cantidad	Precio de compra [USD]	País de origen	Precio adquisición [USD]	Precio equipo instalado [USD]	Total [USD]	
Paneles solares	393	42	China	56,7	68	26.740	
Estructura para los paneles	Perfil de aluminio (riel)	118	12,02	Argentina	12	14,4	1.702
	Conector de rieles	99	0,62	China	0,8	1	99
	Clamp ⁵ intermedio	710	0,41	China	0,6	0,66	472
	Clamp final	38	0,46	China	0,6	0,75	28
	Soporte triangular	412	14,5	China	19,6	23,5	9.678
	Tornillos de expansión	824	0,18	China	0,2	0,29	240
	Clip para los rieles	118	0,10	China	0,1	0,16	19
	Fijación adicional	412	0,82	China	1,1	1,33	547
Cables (10 mm ²) entre paneles	1127 m	4,6	Argentina	4,6	5,6	6.282	
Cables (10 mm ²) entre strings ⁶ y cuadro DC	96,8 m	4,6	Argentina	4,6	5,6	540	
Cables (10 mm ²) entre cuadro DC e inversor	198 m	4,6	Argentina	4,6	5,6	1.104	
Cables (70 mm ²) entre inversor y cuadro AC y entre cuadro AC y cargadores	10 m	16,0	Argentina	16	19,2	192	
Inversor	1	6.400	China	8.640	10.368	10.368	
Cuadro de protección DC/String Box	4	299	Reino Unido	403,7	484,4	1.938	
Cuadro de protección AC (Tablero)	1	10.000	Australia	13.500	16.200	16.200	
Cargadores	3	5.500	China	7.425	8.910	26.730	
Transformador HFY	1	897	China	1.211	1.453	1.453	
						104.332	

Fuente: Elaboración propia.

⁵ Clamp: abrazadera. Accesorio que sujeta los paneles a una estructura

⁶ String: cadena

En la figura 10 se puede observar un esquema con las conexiones entre los paneles solares y los equipos necesarios para conectar los cargadores con el sistema fotovoltaico.

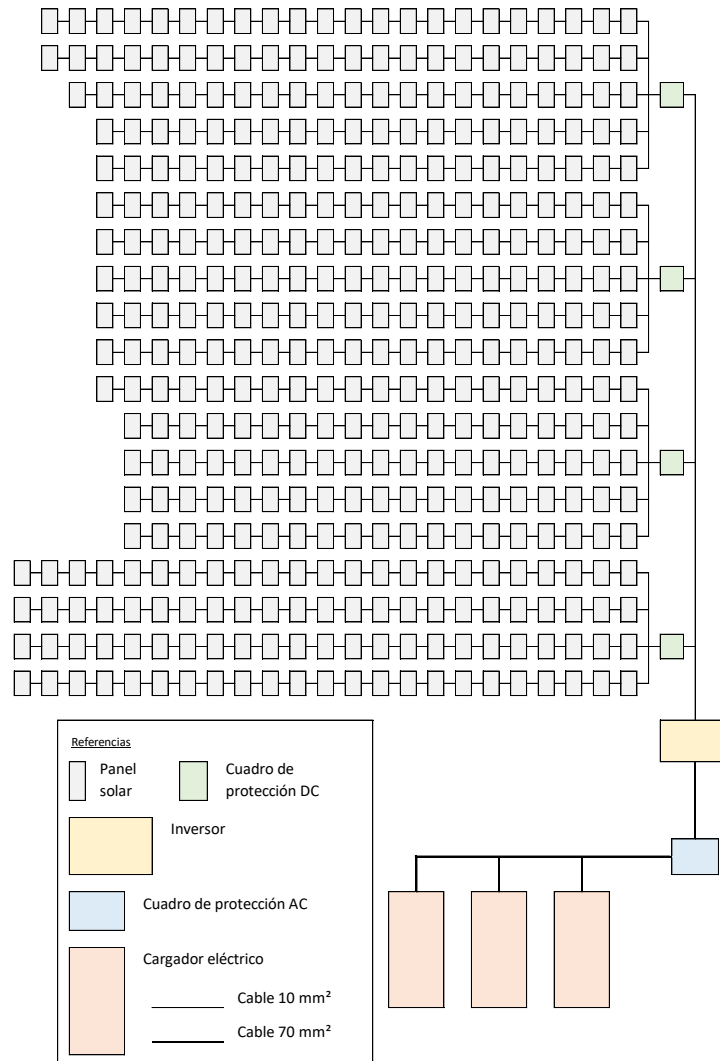


Figura 10: Conexiones del sistema fotovoltaico y los cargadores eléctricos.
Fuente: Elaboración propia.

El funcionamiento del sistema mostrado en este esquema se encuentra explicado en detalle en el [Anexo 3](#).

3.3.2. Cálculo de la inversión fija e inversión fija total

Para el cálculo de la inversión fija se utilizó el método de estimación por factores (ver [Anexo 4](#)). La inversión fija resultó de 190.732 USD, al igual que la inversión fija total debido a que no es necesario realizar una inversión para adquirir un terreno.

3.3.3. Análisis y determinación del precio de venta

Para la determinación del precio de venta se consideró el análisis del mercado y de la competencia realizado previamente.



Cabe destacar que, luego de haber realizado el estudio de localización, se concluyó que el precio de los cargadores de 150 kW no será tenido en cuenta para el análisis de los precios de Shell como competidor. El motivo es que no se encuentran disponibles en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, área donde se planea la instalación del proyecto.

La estrategia de precios adoptada busca mantener un equilibrio entre la competitividad frente a la oferta existente y la rentabilidad necesaria para asegurar la viabilidad del proyecto. Se fijó un precio de 0,42 USD/kWh, que se ubica dentro de una franja intermedia del mercado. Resulta superior al de ChargeBox y levemente mayor que el de YPF, pero más bajo que el de Shell en el área de influencia del proyecto. El precio se sustenta en las ventajas diferenciales del servicio que aseguran una experiencia de carga superior.

En comparación con ChargeBox, cuya tarifa se encuentra en torno a 0,24 USD/kWh, la diferencia de precio se compensa con una ventaja tecnológica clara. Este competidor ofrece únicamente cargadores de baja potencia (hasta 22 kW), lo que implica tiempos de carga significativamente más prolongados. YPF, por su parte, ofrece un precio de 0,372 USD/kWh con equipos de hasta 60 kW, mientras que Shell solo dispone en esta región de cargadores de hasta 50 kW, con tarifas que varían entre 0,453 y 0,46 USD/kWh. En contraste, el presente proyecto contempla cargadores de 160 kW a un precio de 0,42 USD/kWh, lo que permite reducir de forma considerable los tiempos de carga y, al mismo tiempo, ofrecer una tarifa más competitiva que la de Shell.

Adicionalmente, el modelo de facturación de Shell representa una desventaja para los usuarios con capacidades de carga inferiores a la del equipo conectado, ya que cobra por minuto de uso según la potencia nominal del cargador. Por ejemplo, un automóvil con un límite de carga de 30 kW que se conecta a un cargador de 50 kW abona como si recibiera 50 kW. En consecuencia, el costo real afrontado por el cliente puede ser aún mayor que el estimado en las tarifas mencionadas. A diferencia de la metodología de Shell, la facturación del proyecto basada en kWh efectivamente consumidos resulta más justo para el usuario.

Finalmente, el proyecto ofrece flexibilidad frente a sistemas de membresía o paquetes de carga obligatorios, como los de YPF y Chargebox. Los usuarios pueden cargar y pagar únicamente por la energía consumida en cada sesión, lo que elimina compromisos adicionales y facilita el acceso al servicio.

3.3.4. Estimación de los costos de producción

3.3.4.1. Costos fijos

Costo de mantenimiento

Según el Diario 24 (2024) en Argentina el costo anual de mantenimiento puede variar entre \$5.000 y \$15.000 por panel, según las tareas realizadas. Se tomó un valor medio de \$10.000, que equivale a 7,4 USD/panel para el día 28 de agosto de 2025, según la cotización del diario La



Nación. Dado que se contempla la instalación de 393 paneles, el gasto anual estimado asciende a 2.911 USD/año.

Costo de depreciación

Para la estimación del costo de depreciación se aplicó el método de línea recta, que es el método legal que se utiliza para los cálculos de deducción impositiva en el cuadro de flujo de fondos. Se tuvo en cuenta un valor residual del 30% y un tiempo de vida útil de los equipos de 5 años de uso. El resultado obtenido fue un valor de 26.702 USD/año.

Costo de impuestos

El costo asociado a impuestos fijos a la propiedad se estimó en un 1,5% sobre el valor de la inversión fija, lo que dio un valor de 2.861 USD/año.

Costo de seguros

El costo asociado a los seguros para la propiedad y el personal se estimó en un 0,75% de la inversión fija, lo que dio como resultado 1.430 USD/año.

Costo de servicios auxiliares

Para estimar el consumo de energía destinado exclusivamente a la iluminación de la superficie de los cargadores eléctricos se propuso la instalación de tres reflectores LED de 50 W cada uno. Por lo tanto, se requiere una potencia total de 150 W.

Para calcular el consumo energético, se consideró un encendido promedio de 13 horas diarias y una operación en los 365 días del año. Se obtuvo un valor de 711,75 kWh anuales de consumo eléctrico atribuibles a la iluminación de la zona de carga.

El precio de la energía se obtuvo del cuadro tarifario de Edenor para septiembre de 2025. Para el proyecto propuesto corresponde el cobro de la tarifa T3, asociado a demandas de más de 50 kW de potencia instalada y de media tensión, para valores mayores a 1 kV. El precio varía según si se consume en horas pico, resto o valle y el precio es de 76,941 \$/kWh, 75,547 \$/kWh y 74,445 \$/kWh respectivamente. Según la cotización del dólar para el 12 de septiembre de 2025 (día de obtención de los datos), los precios corresponden a 0,052 USD/kWh, 0,051 USD/kWh y 0,05 USD/kWh respectivamente.

Finalmente, el costo de servicios auxiliares asciende a 37 USD/año aproximadamente.

Costo de ventas y distribución

Para la estimación de los costos de este apartado se tomó como referencia el 1% de los ingresos brutos por ventas del año de mayores ingresos (2030). Este valor fue elegido porque no se dispondrá de una oficina ni de personal dedicado a ventas y distribución. Los costos estarán



asociados únicamente a acciones de marketing y promoción. De esta manera, el costo asciende a 1.190 USD/año.

Costo de administración y dirección

El costo de administración y dirección se estimó como un 40% del valor de la mano de obra directa correspondiente al año de mayor capacidad de producción, proyectado para 2030. El resultado obtenido fue de 1.554 USD/año. Este valor se calculó únicamente sobre la proporción de los salarios de administración y dirección vinculada a la operación de la estación de carga eléctrica, sin considerar la totalidad de la estación de servicio.

3.3.4.2. Costos variables

Costo de mano de obra directa

Si bien la estación no contará con personal exclusivamente asignado a los cargadores eléctricos, se estimó que los operarios que habitualmente cumplen tareas de carga de combustible dedicarán 3 minutos por vehículo a asistir a los clientes en el uso de los cargadores eléctricos. Es probable que los usuarios requieran asistencia para conectar y desconectar el cargador en el vehículo y para realizar el pago.

Para estimar este costo se tomó como referencia el convenio salarial del Sindicato de Obreros y Empleados de Estaciones de Servicio, con un valor de 4,57 USD/hora. En la tabla 5 se puede observar el costo para cada uno de los años del proyecto, en base a la cantidad de autos a atender y el tiempo que deberán dedicarle los operarios en promedio.

Tabla 5: Estimación del costo de MO.

Costo de MO	2026	2027	2028	2029	2030
	618 USD	807 USD	1.252 USD	1.914 USD	3.886 USD

Fuente: Elaboración propia.

Costo de materia prima

Para estimar el costo de materia prima se realizaron dos simulaciones: una para la generación de energía y otra para el consumo por la carga de vehículos (Ver [Anexo 5](#)).

El balance neto se obtuvo por diferencia entre generación y consumo en cada rango horario planteado en la simulación. Cabe destacar que los precios de generación y consumo tienen distintos valores según si el horario es pico, resto o valle, tal como se explicó en el apartado de servicios auxiliares. Por lo tanto, para realizar el cálculo, se tuvo en cuenta en qué momento del día se consumía o generaba la energía y así aplicar el valor apropiado.

Para el escenario neutral se obtuvo un valor de 0 USD/año para cada uno de los periodos, debido a que, en la simulación, la generación fue mayor al consumo en cada uno de ellos, lo que generó



ingresos en lugar de costos. Se obtuvo un balance positivo representado en forma de ingresos por ventas.

Si bien hay un desfase temporal entre el perfil de generación solar, concentrado en las horas diurnas, y el perfil de demanda, que alcanza su mayor intensidad entre las 18:00 y las 21:00, en la simulación realizada este desajuste no implica un costo adicional por dos motivos. En primer lugar, la generación resulta superior al consumo. Aunque el sistema fue calculado para producir exactamente lo requerido en 2030, la incorporación de un inversor de 250 kW (en lugar de los 240 kW estimados) permitió alcanzar una producción mayor a la prevista. En segundo lugar, la diferencia entre los precios mayoristas y minoristas es reducida, lo que minimiza el impacto económico debido al desfase de consumo y generación.

Además del consumo de energía, Edenor cobra un cargo mensual por la potencia contratada a los usuarios que pertenecen a la tarifa T3 y un cargo fijo asociado. En el caso de media tensión, el valor por potencia contratada es de 4,61 USD/kW instalado y el cargo fijo asciende a 92,5 USD/mes. Para determinar el primer costo se analizó, mediante las simulaciones realizadas, la potencia máxima demandada en cada año y se adoptó la estrategia de contratarla de manera gradual. Se iniciará con una contratación de 160 kW y se llegará progresivamente a los 250 kW hacia el final del proyecto. En la tabla 6 se presentan los costos mencionados.

Tabla 6: Costos por potencia contratada y cargo fijo.

Año	Costos por potencia contratada y cargo fijo
2026	9.960 USD
2027	12.173 USD
2028	12.173 USD
2029	14.939 USD
2030	14.939 USD

Fuente: Elaboración propia.

3.3.4.3. Estructura de costos

En la figura 11 se presenta la estructura de costos realizada para el último año del proyecto. Este periodo se corresponde con los costos variables más altos ya que tiene la mayor producción, por lo que resultará el más crítico.

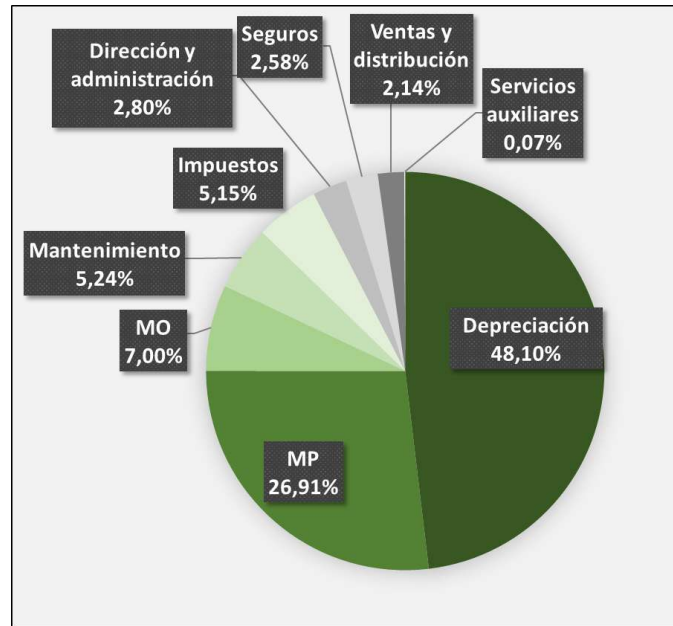


Figura 11: Estructura de costos para el año 2030.

Fuente: Elaboración propia

El costo más influyente en la estructura es el de depreciación, seguido por el de materia prima, mientras que el resto de los valores resultan pocos significativos en comparación con los mencionados. Sin embargo, ninguno de estos dos costos puede reducirse, ya que la depreciación está directamente vinculada a la inversión del proyecto y el costo de la materia prima proviene de la contratación de potencia, cuyo valor depende de la demanda prevista.

3.3.5. Cálculo del capital de trabajo y de la inversión total

Para la inversión en capital de trabajo solamente se consideró el componente caja, debido a que no se cuenta con inventarios para la producción ni se les otorga créditos a los clientes. Únicamente es necesario contemplar el pago de los costos variables y fijos para 30 días de producción del primer año, sin incluir la depreciación. El resultado fue un valor de 1.714 USD.

Finalmente, la inversión total asciende a 192.445 USD, al sumar el valor previo con la inversión fija total.

3.3.6. Cuadro de flujo de fondos del proyecto

En la tabla 7 se presenta el cuadro de flujo de fondos del proyecto.



Tabla 7: Cuadro de flujo de fondos.

	Año 0 (2025)	Año 1 (2026)	Año 2 (2027)	Año 3 (2028)	Año 4 (2029)	Año 5 (2030)
Cantidad de autos	2.098	2.702	3.528	5.477	8.373	16.997
Demanda [kWh]		180.763	210.993	229.221	266.168	283.405
Ingresos						
Ingresos brutos [USD]		75.920	88.617	96.273	111.791	119.030
Ingresos netos (a) [USD]		73.643	85.958	93.385	108.437	115.459
Ingresos por generación (a) [USD]		7.059	5.509	4.645	2.668	1.785
Egresos						
Costos de producción sin depreciación (b) [USD]		-20.562	-22.964	-23.409	-26.837	-28.809
Costos de depreciación (c) [USD]		-26.702	-26.702	-26.702	-26.702	-26.702
BNAI (a) + (b) + (c)		33.437	41.801	47.918	57.565	61.734
BN (t = 35%) [USD]		21.734	27.171	31.147	37.417	40.127
Inversión fija (IF) [USD]	-190.732					
Capital de trabajo (IW) [USD]	-1.714					
Terreno [USD]	0					
Recuperación de capital [USD]						58.933
Flujo de caja [USD]	-192.445	48.436	53.873	57.849	64.120	125.762

Fuente: Elaboración propia.

Se partió de los ingresos brutos por ventas y se aplicó la tasa del 3% correspondiente al impuesto sobre los ingresos brutos por la venta de energía en estaciones de carga, según lo establecido en la Ley 6.806/2024. Este tributo no se aplicó a las ventas de energía a Edenor, ya que la Ley 27.424 establece su exención para la inyección de energía renovable a la red pública. Al valor resultante de los ingresos netos se descontaron los costos de producción sin depreciación y los costos de depreciación y se obtuvo el beneficio neto antes de impuestos. Para obtener el beneficio neto se descontaron los impuestos a las ganancias. Según la ley de impuesto a las ganancias (Ley 27.630) la tasa impositiva que se debe aplicar en este caso es del 35%, por lo que se tomó este valor para calcular el beneficio neto. Por último, para obtener los flujos de caja se sumaron el beneficio neto y los costos de depreciación. Para el último año también se sumó el valor correspondiente a la recuperación de capital.

En el [Anexo 6](#) se encuentran los cuadros de flujo de fondos para el escenario pesimista y optimista.

3.3.7. Rentabilidad del proyecto

Para evaluar la rentabilidad del proyecto se utilizó un método dinámico y otro estático. En cuanto al primero, se utilizó la Tasa Interna de Retorno (TIR), que se calculó con los flujos de caja obtenidos en el cuadro de flujo de fondos y se obtuvo un valor de 20,05%.

En cuanto al método estático, se utilizó el tiempo de repago. En la figura 12 se presenta el gráfico de los flujos de caja acumulados para realizar el cálculo del tiempo de repago, debido a que el proyecto no tiene flujos de caja constantes.

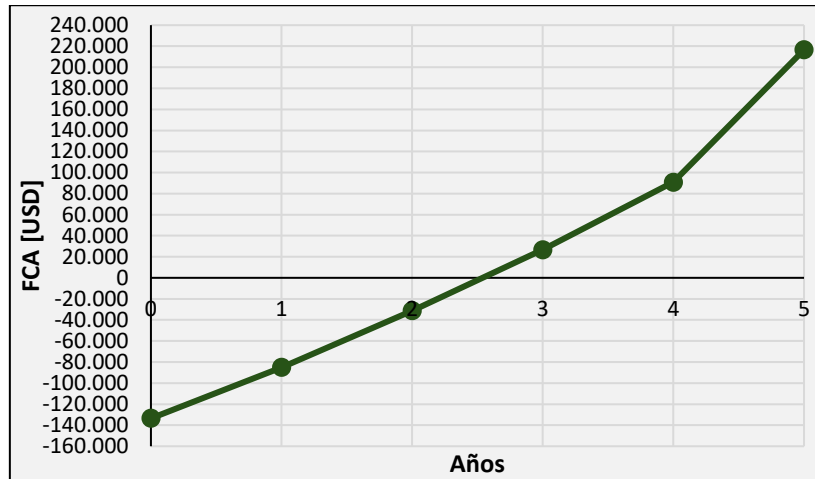


Figura 12: Flujos de caja acumulados del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Se obtuvo un tiempo de repago de 2,54 años.

En la tabla 8, se presenta un resumen de los tres escenarios con respecto a la TIR y el tiempo de repago obtenidos.

Tabla 8: Comparación de la rentabilidad de los escenarios.

Escenario	TIR	nR
Neutral	20,1%	2,54
Pesimista	17,6%	2,68
Optimista	29,5%	2,17

Fuente: Elaboración propia.

Según Stern NYU (2025), el costo de equidad para energía verde y renovable es de 9,47%. A este valor se le sumó el riesgo país de Argentina, que para el 12 de agosto de 2025 era del 7,73% (Rava, 2024), lo que resultó en un costo de capital propio de 17,2%.

En este caso, la tasa de corte CPPC coincide con el costo de capital propio k_e , debido a que las estaciones de servicio no utilizarán financiación externa para comprar el proyecto. La justificación de esta elección se debe a que la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto puede ser afrontada por las empresas que lo adquirirán sin necesidad de recurrir a una financiación.



Como la TIR es superior al CPPC y el tiempo de repago resulta cercano o menor a la mitad de la vida útil en todos los escenarios, se puede considerar que el proyecto es factible.

3.4. Definición de la estrategia comercial

3.4.1. Justificación del Plan de Marketing

En continuidad con lo desarrollado en la introducción, donde se destacó el avance de la movilidad eléctrica y de las energías renovables, este plan de marketing se centró en aprovechar la oportunidad relacionada con la baja cantidad de estaciones de carga presentes en el país. El plan se orientó al comercio B2B, con foco en la comercialización del proyecto a distintas estaciones de servicio y otros clientes que venden la energía a los consumidores finales.

El análisis de factibilidad económica demostró que el proyecto es rentable a partir del servicio de carga de autos eléctricos y el ahorro considerable en el costo de la energía. Sobre esta base, resulta fundamental implementar un plan de marketing que potencie la inserción del proyecto en el mercado y que asegure el éxito comercial.

3.4.2. Herramientas para el análisis estratégico

3.4.2.1. Participación en el mercado

En la figura 13 se presenta la cuota de mercado de los principales proveedores de estaciones de carga en Argentina. Los valores fueron obtenidos previamente al caracterizar la oferta, con la diferencia que en este gráfico se encuentran solamente los proveedores de cargadores y no aquellos que solo ofrecen el servicio de carga para autos eléctricos.

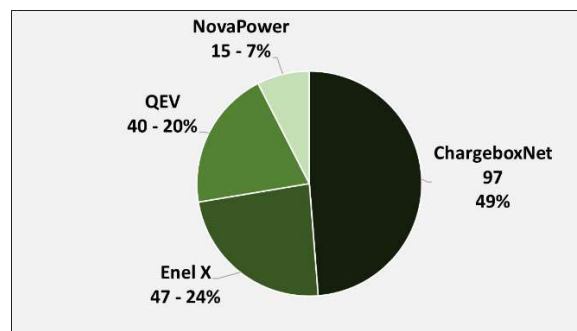


Figura 13: Participación de mercado de los proveedores de cargadores en Argentina.

Fuente: Elaboración propia.

El mercado de carga de autos eléctricos en Argentina aún no se encuentra consolidado. Actualmente operan empresas que se dedican a la comercialización e instalación de estaciones de carga, pero no existe una oferta integral que combine generación fotovoltaica con cargadores. En este contexto, si bien la propuesta comparte el mismo objetivo que otras empresas del sector, como Chargebox, QEV, NovaPower y Enel X, la integración de energía renovable en el sistema le otorga un valor agregado.



3.4.2.2. Análisis de la matriz BCG y ciclo de vida del producto

Para analizar el posicionamiento del proyecto en la matriz BCG debe estudiarse el crecimiento del mercado de estaciones de carga en el país.

Se relevaron datos desde 2021 hasta la actualidad, debido a que en dicho año comenzó a visualizarse el crecimiento real y previo a ello solo se habían instalado algunas estaciones a modo de prueba. Los datos del gráfico fueron obtenidos de Mobility Portal y TN. La evolución de los puntos de carga puede observarse en la figura 14.

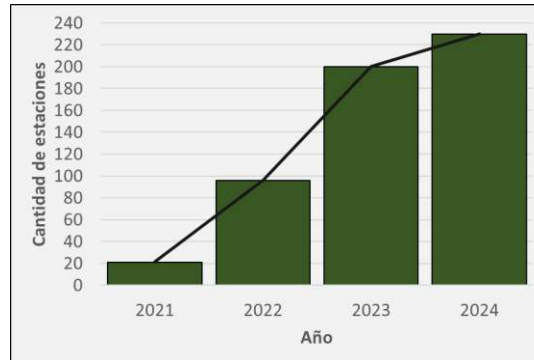


Figura 14: Cantidad de estaciones de autos eléctricos en Argentina.

Fuente: Elaboración propia.

El gráfico indica que el número de estaciones tiene una tendencia creciente a lo largo de los años y que la tasa de crecimiento se mantiene siempre por encima del 15% anual, aunque variable en cada periodo. Por lo tanto, la ubicación en la matriz está en la mitad superior, ya que el mercado supera el punto intermedio del 10%.

En cuanto a la participación relativa del mercado, como el proyecto todavía no está a la venta se define una participación nula. Como consecuencia, la ubicación está en el extremo derecho de la matriz.

En base a los dos análisis, se concluye que la unidad de negocio estudiada representa un interrogante en la matriz.

En cuanto al ciclo de vida, la iniciativa se encuentra en el final de la etapa de desarrollo (una etapa previa a las planteadas en el ciclo) y por iniciar la etapa de introducción, debido a la nula participación en un mercado con alto crecimiento. El objetivo principal es generar adopción inicial y construir posicionamiento en el mercado.

3.4.2.4. Las 5 Fuerzas de Porter

1. Competencia en la industria

En cuanto a la competencia en el sector de cargadores eléctricos se puede afirmar que todo el poder se concentra en una reducida cantidad de empresas que tienen reconocimiento en el mercado. De todas maneras, cada una de ellas cuenta con pocos puntos de carga porque es una



tecnología incipiente, por lo que se puede afirmar que la competencia es de intensidad media. Sin embargo, los competidores se enfocan en la instalación de puntos de carga, pero ninguna combina la generación renovable con cargadores de alta potencia.

A medida que el mercado crezca y la utilización de vehículos eléctricos gane popularidad, es esperable que se intensifique la competencia, tanto por diferenciación tecnológica como por cantidad de estaciones de cada una de las empresas en el mercado.

2. Amenaza de productos sustitutos

No existen productos sustitutos porque las estaciones de carga de vehículos eléctricos funcionan únicamente mediante el uso de cargadores. La demanda es inelástica porque, ante la suba del precio de las estaciones de carga, los compradores no tienen otra alternativa y deben adquirirlas de todas maneras. Por lo tanto, la amenaza es nula.

3. Amenaza de nuevos competidores

El mercado argentino de cargadores eléctricos se encuentra en una etapa incipiente, lo que genera oportunidades de ingreso para nuevos actores. Además, las barreras de entrada económicas son bajas, porque, si bien la inversión inicial en infraestructura es alta, los costos no necesariamente los afronta quien vende el proyecto o los cargadores, sino que pueden correr por cuenta del cliente. Las barreras desde el punto de vista legal también son bajas, debido a que no hay ninguna ley o reglamentación específica que regule la venta de estos proyectos. Por lo tanto, la amenaza de nuevos competidores es alta.

4. Poder de negociación de los clientes

Si se analiza desde una perspectiva general, los clientes cuentan con la posibilidad de elegir otras alternativas que utilizan energía de la red, lo que incrementaría su poder de negociación y lo ubicaría en un nivel alto. Sin embargo, cuando se limita el análisis al segmento de soluciones que integran energías renovables, la propuesta se presenta como la única opción en el mercado, lo que reduce la capacidad de negociación de los clientes y la sitúa en un nivel bajo. Como resultado, al ponderar ambas situaciones, el poder de negociación de los clientes se ubica en un punto intermedio.

5. Poder de negociación de los proveedores

La tecnología necesaria para la implementación del proyecto (principalmente paneles solares, inversores y cargadores de alta potencia) puede adquirirse en un mercado global amplio y diversificado, con múltiples oferentes capaces de suministrar productos con especificaciones técnicas similares. Esta abundancia de proveedores limita su capacidad de imponer condiciones desfavorables. En consecuencia, el poder de negociación de los proveedores resulta bajo.

En la figura 15 se muestra un resumen del análisis de las 5 fuerzas de Porter que permite comparar la intensidad de cada una en el mercado. Esta representación facilita identificar los mayores desafíos del proyecto y los aspectos en los que la posición es más favorable.

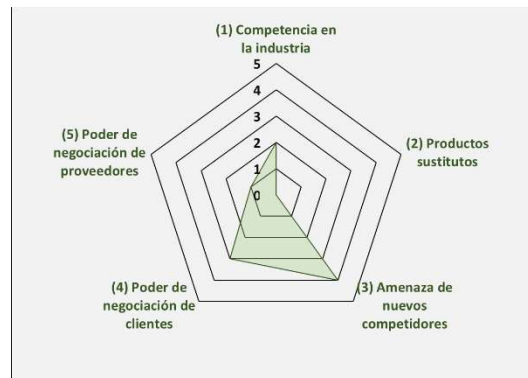


Figura 15: Gráfico comparativo de las 5 fuerzas de Porter.

Fuente: Elaboración propia.

3.4.2.5. Conclusión del análisis estratégico

El análisis muestra que el proyecto se desarrolla en un nicho de alto potencial, una intensidad media de competencia directa y ofrece una propuesta de valor diferenciada. La clave será construir confianza en los primeros compradores y escalar gradualmente hacia otros clientes.

El estudio realizado en el análisis estratégico permitió caracterizar a los competidores para poder conocer el contexto actual del mercado en el que se busca el crecimiento. Los objetivos principales serán lograr un reconocimiento del proyecto y, a su vez, tomar parte del mercado, lo que permitirá que se convierta en estrella. Los datos obtenidos de todas estas herramientas serán el punto de partida para el análisis FODA.

3.4.3. Análisis del perfil del cliente

Al inicio, dado que no existe una base de clientes previa, todos los usuarios realizarán procesos de compra nueva del proyecto. Luego, una vez que se lleve a cabo la evaluación del sistema instalado, aquellos clientes satisfechos con los resultados podrán realizar procesos de recompra modificada. La recompra consistirá en la adaptación del proyecto a nuevos espacios o ubicaciones en las que se planifique la instalación de estaciones de carga adicionales.

Los clientes difieren en su capacidad económica, lo que influirá en la frecuencia de las futuras recompras. Se espera que aquellos con mayor poder adquisitivo tengan una mayor predisposición a encargar nuevas instalaciones. En este sentido, pueden identificarse distintos perfiles de clientes según su potencial de inversión.

El principal cliente objetivo de este proyecto son las grandes cadenas de estaciones de servicio (YPF, Axion, Puma, entre otras). Se trata de empresas que operan en un mercado altamente competitivo y la incorporación de este proyecto les permite diversificar su propuesta de valor y buscar nuevas fuentes de ingresos.



El proyecto también puede orientarse a otros actores que presenten interés en incorporar infraestructura de carga sostenible. Entre ellos se destacan las estaciones de servicio independientes, los shoppings, supermercados y hoteles que buscan mejorar la experiencia del usuario y anticiparse a las necesidades de la movilidad eléctrica al instalar estaciones de carga en sus estacionamientos.

3.4.4. Análisis FODA

En la tabla 9 se presentan las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas detectadas del proyecto.

Tabla 9: Análisis FODA.

Fortalezas	Debilidades
F1. Gran innovación tecnológica	D1. Nulo posicionamiento de marca
F2. Reducción de costos energéticos y posibilidad de vender la energía excedente para el cliente	D2. Necesidad de una gran superficie para la instalación de los paneles
F3. Uso de energía renovable	D3. Dependencia de las condiciones climáticas para la producción de energía
F4. Cargadores de gran potencia	D4. Inversión inicial mayor que la competencia debido a la incorporación del sistema fotovoltaico
F5. Capacidad de escalar el proyecto a cualquier tamaño y tipo de cliente	
Oportunidades	Amenazas
O1. Mercado en continuo crecimiento	A1. Alta probabilidad de tener una competencia intensa en el futuro por bajas barreras de entrada
O2. Posibilidad de realizar convenios con empresas de renombre como YPF o Shell	
O3. Baja de aranceles a las importaciones que permiten adquirir los equipos a un menor costo	A2. Falta de adopción de los autos eléctricos en Argentina debido a precios elevados o preferencia por los vehículos convencionales
O4. Políticas públicas de incentivo a la movilidad eléctrica y energías renovables	
O5. Tendencia corporativa y social creciente hacia la sostenibilidad	A3. Inestabilidad económica e inflación en Argentina, que pueden afectar la rentabilidad de la inversión
O6. Limitada cantidad de estaciones de carga en el país	

Fuente: Elaboración propia.

3.4.5. Determinación de la estrategia de desarrollo

3.4.5.1. Estrategia de Porter

En la figura 16 se puede observar la matriz con las estrategias de Porter y la elegida en un color más oscuro.



Figura 16: Estrategias de Porter.

Fuente: Elaboración propia.

Si bien el plan le da más prioridad a un segmento, el proyecto puede venderse en diversos sectores. Además, incorpora un sistema fotovoltaico que alimenta a los cargadores y reduce la dependencia de la red, mientras que la estación compuesta de cargadores de 160 kW representa la carga más rápida en todo el país. Estos factores aportan un valor único, por lo que la ventaja estratégica se sitúa en la exclusividad percibida por el cliente. En base al análisis, la estrategia que mejor se ajusta es diferenciación.

Cabe destacar que no se analizó la estrategia de desarrollo de Ansoff, debido a que la empresa aún no se encuentra en el mercado.

3.4.6. Planteamiento de objetivos

3.4.6.1. Objetivos cuantitativos

1. Aumentar participación de mercado

El objetivo de participación de mercado se fijó en un 3% del total nacional para el año 2030.

Debido a la naturaleza del mercado, la participación no se puede conseguir al quitarles clientes a los competidores porque cuentan con las estaciones de carga ya instaladas. Por lo tanto, la participación de mercado surgirá de captar clientes potenciales.

Se tomó como referencia que el actor de menor participación, NovaPower, alcanza actualmente el 7% del mercado. En este contexto y al considerar que competidores consolidados como ChargeBox, Enel X, QEB y NovaPower cuentan con mayor reconocimiento, se estima que captarán la mayoría de los clientes potenciales. Por ello, resulta prudente proyectar un objetivo inicial del 3%, que reconoce la dificultad de competir con empresas más consolidadas y, al mismo tiempo, plantea un crecimiento alcanzable en el horizonte proyectado.

2. Aumentar la cantidad de ventas

Debido a que los esfuerzos de marketing del proyecto se concentrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el objetivo de ventas se definió en función del tamaño y las características de este mercado. Según datos de Surtidores.com (2024), en noviembre de 2024 funcionaban 243 estaciones de servicio en CABA. Por su parte, AlgoritmoMag (2025) indica que, de los 230 puntos



de carga de autos eléctricos existentes en el país, alrededor de 130 se localizan en la provincia de Buenos Aires y en CABA, de los que aproximadamente 80 corresponden a la ciudad. Además, cerca de la mitad de estos 80 puntos se encuentran en estaciones de servicio, lo que permite estimar que, del total de las estaciones de CABA, 200 son clientes potenciales.

Si bien se trata de un mercado en expansión, la presencia de competidores más consolidados y la elevada inversión del proyecto limitan la cantidad de estaciones de servicio que se pueden captar en el plazo de 5 años. Sin embargo, la cartera de clientes no está compuesta únicamente por estaciones de servicio. También incluye estacionamientos privados, complejos comerciales y hoteles, lo que amplía las oportunidades de venta.

En este contexto, se fijó como meta alcanzar la venta de 10 proyectos durante el período 2026-2030, lo que equivale a un promedio de dos instalaciones por año. Este objetivo es coherente con la meta de participación de mercado que, sobre la base actual de estaciones de carga, requeriría aproximadamente 7 instalaciones para alcanzar el 3% previsto. Sin embargo, al considerar el crecimiento sostenido del mercado y la incorporación de nuevas estaciones en los próximos años, se estima que hacia 2030 ese mismo 3% representará un número mayor de puntos de carga.

3. Aumentar la facturación

La determinación del precio de venta del proyecto no se limitó al pago de la inversión fija total, estimado en 190.730 USD. Al precio se le incorporó el valor destinado al equipo desarrollador, quien se encarga de la concepción, diseño, ingeniería, coordinación de proveedores, soporte postventa y comercialización de la propuesta. Al considerar estos factores, se definió un precio de venta de 204.730 USD por proyecto, es decir, 14.000 USD de honorarios para los desarrolladores, equivalente a un 7,5% aproximadamente de la inversión fija total (ver [Anexo 7](#) para mayor detalle de la variación en el estudio económico al incluir honorarios).

Se estableció como objetivo de facturación alcanzar ingresos mínimos equivalentes a la implementación de un proyecto en cada uno de los dos primeros años, lo que representa 204.730 USD anuales. A partir del tercer año y en función de la mayor consolidación en el mercado, el objetivo se eleva a facturar un mínimo de 409.460 USD anuales, lo que equivale a dos proyectos por año.

3.4.6.2. Objetivos cualitativos

Respecto a los objetivos cualitativos, el propósito central es posicionar a la empresa como líder en Argentina en la integración de infraestructura de carga con energía renovable y crear una imagen de marca innovadora y sostenible. Además, se busca generar confianza y credibilidad en el mercado mediante la ejecución exitosa de los primeros proyectos, que servirán como referencia para futuros clientes.

Otro objetivo cualitativo clave es construir relaciones de largo plazo con estaciones de servicio y grandes estacionamientos, de modo de convertirse en un socio estratégico.



3.4.7. Análisis y estrategia de segmentación de mercados

3.4.7.1. Macrosegmentación

Para la definición del macrosegmento que rodea la empresa se analizaron tres dimensiones.

- 1. Funciones o necesidades:** la necesidad que satisface el proyecto es la de abastecimiento energético a vehículos eléctricos.
- 2. Grupo de compradores:** satisface a varios grupos de clientes. Por un lado, se incluyen las grandes cadenas de estaciones de servicio y de supermercados, que cuentan con múltiples locaciones y un alto poder adquisitivo. Por otro lado, se encuentran los shoppings, supermercados de menor tamaño y estaciones de servicio independientes interesados en mejorar la experiencia del usuario. Estos clientes cuentan con una menor capacidad de inversión y con pocas o una única ubicación.
- 3. Tecnología:** las necesidades se satisfacen mediante una tecnología basada en un sistema fotovoltaicos conectado a cargadores eléctricos de alta potencia, integrado con un inversor y equipos de seguridad.

En base al análisis de las tres dimensiones, se puede concluir que el proyecto ofrece soluciones mercado-producto, ya que responde a la necesidad de abastecimiento energético de vehículos y satisface a varios grupos de clientes a partir de una única tecnología central: la generación fotovoltaica aplicada al abastecimiento de cargadores eléctricos.

3.4.7.2. Definición de segmentos estratégicos

- 1. Segmentos estratégicos prioritarios:** grandes cadenas de estaciones de servicio, ya que constituyen el foco principal del proyecto y son clave para incrementar el reconocimiento de la marca. Además, al contar con múltiples locaciones, ofrecen la posibilidad de implementar el proyecto en varias ocasiones o de establecer alianzas estratégicas.
- 2. Segmentos estratégicos:** grandes cadenas de supermercados, por la posibilidad de implementar el proyecto múltiples ocasiones y por su visibilidad frente a un amplio número de clientes, lo que contribuye a la difusión del proyecto. De la misma manera, se incluyen las estaciones de servicio independientes.
- 3. Otros segmentos:** hoteles y shoppings, porque, si bien contribuyen a ampliar la imagen de la marca, presentan un menor volumen de clientes y un impacto limitado en comparación con los segmentos prioritarios.

3.4.7.3. Microsegmentación

Las condiciones técnicas a las que responde el segmento seleccionado son:



- **Mensurabilidad:** el segmento es medible y cuantificable. El tamaño del mercado objetivo está compuesto mayormente por estaciones de servicio reconocidas y se puede saber la cantidad de participantes.
- **Accesibilidad:** los clientes se encuentran localizados en áreas estratégicas y cuentan con canales de comunicación y negociación claros.
- **Estabilidad:** el sector aún no puede considerarse plenamente estable, dado que se encuentra en una etapa de adaptación inicial. Sin embargo, se proyecta que en el mediano plazo su evolución siga la tendencia observada en otros mercados internacionales y alcance una mayor estabilidad en el contexto argentino.
- **Potencialidad y rentabilidad:** el mercado muestra un alto potencial de crecimiento, impulsado por la aún incipiente adopción de vehículos eléctricos y la necesidad de ampliar la infraestructura de carga. Los estudios evidencian que se trata de una inversión con proyección rentable, respaldada por la expectativa de expansión sostenida en los próximos años.

3.4.7.4. Estrategia de segmentación

A través de la estrategia de segmentación se busca concentrar el proyecto, que es un único producto, en diversos mercados, ya que los grupos de clientes se diferencian en sus procesos de compra y en la cantidad de consumidores que pueden atender. Se pueden distinguir tres mercados: grandes cadenas de estaciones de servicio; grandes cadenas de supermercados; estaciones de servicio independientes, hoteles y shoppings.

En base al análisis realizado, la estrategia que se debe usar es la de especialización de producto.

3.4.8. Mix de Marketing

3.4.8.1. Estrategia de productos

El proyecto trasciende el nivel de producto genérico al incorporar un diferencial clave frente a las estaciones de carga convencionales: la utilización de energía solar como fuente de alimentación. Sin embargo, para que este valor agregado se transforme en un producto ampliado será necesario esperar al lanzamiento y a la validación del mercado, dado que esa condición depende de que los clientes lo reconozcan y lo integren en sus decisiones de compra. En esta etapa inicial, la prioridad es generar demanda primaria, educar a los potenciales clientes y demostrar la viabilidad técnica y económica del sistema. Una vez consolidada la inserción en el mercado, la retroalimentación permitirá avanzar hacia el producto potencial, mediante innovaciones que refuercen la diferenciación planteada.

Una propuesta podría ser la implementación de una aplicación de monitoreo asociada a cada estación de carga, que será de utilidad para los compradores del proyecto. El núcleo de este sistema sería una plataforma digital conectada a una base de datos que contenga la información del inversor solar del sistema y del medidor bidireccional.



Al ingresar al sistema, el usuario encontraría una interfaz sencilla e intuitiva, desde la que podría acceder a información clave. Se visualizaría la proporción de electricidad proveniente de los paneles solares en comparación con la aportada por la red, en tiempo real. También podría incorporar datos sobre patrones de carga y horarios de consumo de la demanda. Estos datos le permitirían al dueño de la estación de carga promover la carga en horarios de generación para reducir la energía tomada de la red y maximizar la utilización del sistema fotovoltaico.

En la figura 17 se puede ver un modelo de la interfaz del sistema mencionado.



Figura 17: Interfaz del sistema propuesto.

Fuente: Elaboración propia.

Además de orientar la estrategia de producto hacia el comprador del proyecto, también se plantea el desarrollo acciones dirigidas al cliente final, es decir, a los conductores que utilicen los cargadores. De este modo, se busca generar demanda derivada que incrementa el atractivo del servicio para el comprador.

La aplicación previamente mencionada podría contar con una sección para los consumidores finales, a la que se accedería mediante un código QR ubicado en la estación o directamente desde el navegador o tienda de aplicaciones.

En la plataforma, se podría destacar el impacto ambiental positivo de cada carga, expresado en términos de dióxido de carbono evitado o energía de la red ahorrada al utilizar energía renovable. Para facilitar la comprensión y generar mayor impacto, los resultados podrían comunicarse mediante equivalencias didácticas, tales como “tu carga sostenible equivale a plantar tres árboles”.

Además, la aplicación incluiría un historial de cargas para los usuarios frecuentes. También podría informar en tiempo real la disponibilidad de los puntos de carga, que permita a los conductores planificar el uso antes de dirigirse al lugar y evitar tiempos de espera innecesarios.

En la figura 18 se presenta de manera ilustrativa como podría llegar a verse la interfaz de la aplicación propuesta.



Figura 18: Interfaz de la aplicación propuesta.

Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que estas propuestas, para que sean parte del producto potencial, deben ser aceptadas por el cliente, quien es el foco principal de este plan. Las propuestas se adaptarán a sus necesidades y requerimientos.

3.4.8.2. Estrategia de precios

Esta estrategia se construyó al considerar tres variables que definen la estructura de precios: costos, competencia y demanda.

En relación con los costos, se buscó optimizar la adquisición de equipos mediante proveedores accesibles. Sin embargo, la etapa inicial del proyecto implica que los costos serán más elevados de lo que podrían ser si se contara con la posibilidad de establecer alianzas estratégicas, como podría ocurrir en un futuro. Esta situación justifica la necesidad de establecer precios más elevados al inicio de manera de asegurar la cobertura de la inversión del proyecto.

En cuanto a la competencia, en el mercado existe una oferta limitada y no existen proyectos comparables al planteado. Aunque desde una perspectiva general los clientes podrían optar por estaciones que utilicen exclusivamente energía de la red, estas alternativas no ofrecen los beneficios de sostenibilidad y ahorro energético que proporciona la solución propuesta, lo que permite mantener un nivel de precio mayor que los competidores.

La demanda, según el análisis de las 5 fuerzas de Porter, es inelástica para los productos sustitutos: ante un aumento del precio de los cargadores, los clientes no disponen de alternativas. De todas maneras, en comparación con las ofertas que ofrecen la misma solución, si el precio del proyecto es excesivamente alto algunos clientes podrían elegir opciones más económicas que utilicen energía de la red.

En función de este análisis, se seleccionó una estrategia de precios descremados, caracterizada por niveles elevados al inicio que se reducirán de manera gradual. Esta reducción futura podrá ser consecuencia de la consolidación de alianzas con proveedores o la identificación de



alternativas de equipos de menor costo sin sacrificar calidad. La estrategia posibilita obtener ingresos superiores en las primeras etapas y, a medida que aumente el volumen de proyectos comercializados, permite generar un mayor poder de negociación con los proveedores, lo que ayudará a reducir costos y ofrecer propuestas más competitivas en el mercado.

3.4.8.3. Estrategia y acciones de comunicación

La estrategia se enfocará en una comunicación informativa orientada tanto a los compradores como al usuario final que interactuará con la estación de carga, de manera de también generar demanda derivada que incremente el interés de los posibles compradores. Se priorizará la difusión de los beneficios del sistema carga, al destacar su aporte a la sostenibilidad, la eficiencia energética y la reducción de costos operativos.

El componente digital constituirá un eje central de la estrategia. Se propone la creación de un sitio web oficial del proyecto que contenga información técnica, datos sobre el impacto ambiental y la eficiencia energética, testimonios de usuarios y casos de estudio de las primeras implementaciones. Será necesario mantener la página actualizada, supervisarla de forma periódica y establecer métricas que permitan analizar su desempeño, como la frecuencia de acceso y el perfil de los visitantes.

La posible idea de crear una aplicación también se ve reflejada en la estrategia de comunicación, ya que permite la interacción con clientes y consumidores finales. De esta manera, se da mayor visibilidad al proyecto y sus intereses.

Paralelamente, se desarrollará una presencia activa en redes sociales a través de plataformas con relevancia, como Instagram, LinkedIn y Twitter. El contenido a publicar estará relacionado con la muestra de avances de proyectos y contenido educativo sobre movilidad eléctrica y sostenibilidad, como tutoriales para la carga de los vehículos eléctricos.

Además, se planifica la participación en ferias comerciales y eventos del sector energético y automotriz, con el fin de presentar el proyecto a potenciales compradores y generar contactos.

Para complementar la estrategia digital, se planteará una comunicación directa con los potenciales clientes, mediante correos electrónicos, llamadas de presentación y reuniones comerciales planificadas. Para ello, se debe comenzar por contactar a los responsables del área de innovación o nuevos proyectos de los clientes potenciales. Los mayores esfuerzos se deben destinar a contactar a los prospectos con mayor poder adquisitivo e interés en las nuevas energías, tal como YPF Luz.

En estas instancias de comunicación se buscará persuadir a los prospectos al destacar los beneficios económicos del proyecto y las ventajas competitivas frente a otras alternativas del mercado. Se presentarán proyecciones de rentabilidad y tiempo de repago.

La estrategia de comunicación se sustentará en el nombre EnerGreen y el logo presentado en la figura 19, como ejes centrales de la identidad de marca.



Figura 19: Logo de la marca.

Fuente: Elaboración propia.

Además, se propone implementar una estrategia publicitaria mediante el ploteo de cada cargador comercializado con el logo de la marca, tal como se muestra en la figura 20. El objetivo es fortalecer la identidad corporativa y generar un mayor reconocimiento en el mercado a través de la presencia física de la marca en cada estación instalada.



Figura 20: Ubicación del logo en los cargadores

Fuente: Elaboración propia.

3.4.8.4. Estrategia de distribución

La estrategia de distribución se estableció como un único canal indirecto corto, dado que la empresa contará con un solo intermediario, el operador logístico encargado de la distribución de los equipos hacia el lugar de instalación.

Si bien el canal es indirecto, no se cederá el control de las operaciones debido a que el intermediario únicamente facilitará la entrega de los equipos, pero la instalación y el contacto con el cliente correrá por cuenta de la empresa. Debido a que cada comprador busca un trato personalizado y representa un volumen de facturación significativo, se justifica la asignación de los recursos necesarios para su atención. Además, se trata de un producto técnicamente complejo, que requiere de la formación especializada del vendedor para su correcta presentación e implementación.

En cuanto a la cobertura de mercado, se eligió una modalidad exclusiva y no habrá puntos de venta físicos tradicionales. La distribución se concentrará en un área determinada y sin



competencia directa de productos sustitutos, lo que permite una mayor focalización de los esfuerzos comerciales.

Respecto al ciclo de aprovisionamiento, se adoptará un enfoque push, ya que las estrategias de comunicación serán orientadas a los compradores del proyecto. De todas maneras, la comunicación con el consumidor final también estará presente, aunque en menor medida, con el objetivo de consolidar la imagen de marca, generar reconocimiento en el mercado y fomentar la demanda derivada.

3.4.9. Vinculación marketing estratégico con marketing operativo

En la tabla 10 se puede observar la vinculación entre los factores analizados en la parte estratégica y las acciones propuestas en la parte operativa.

Tabla 10: Vinculación del marketing estratégico con el marketing operativo.

Marketing estratégico	Marketing operativo	Lineamientos de vinculación estratégica
Factor analizado	Acción propuesta	
Estrategia de diferenciación	Estrategia de productos: diseño de un proyecto que trasciende el nivel genérico y proyección futura de un producto potencial	Generar un mayor valor para los clientes respecto de las estaciones convencionales para aprovechar la oportunidad mercado en continuo crecimiento y limitada cantidad de estaciones de carga en el país
Demanda inelástica y desventaja por inversión inicial mayor que la competencia	Estrategia de precios: aplicación de precios descremados	Sostener precios mayores inicialmente para asegurar la cobertura de costos. A largo plazo, la reducción progresiva de precios permitirá ganar competitividad en el mercado y compensar la desventaja de costos frente a alternativas tradicionales
Desventaja asociada al nulo posicionamiento de marca, oportunidad asociada a la tendencia creciente hacia la sostenibilidad y proyecto en etapa de introducción	Estrategia de comunicación: campaña informativa con enfoque digital	Responde a la falta de posicionamiento inicial mediante la construcción de una identidad de marca sólida y reconocible. Al mismo tiempo, capitaliza la oportunidad de la tendencia hacia la sostenibilidad al transmitir los beneficios ambientales y económicos del producto
Segmentos estratégicos y estratégicos prioritarios orientados principalmente a grandes compañías	Estrategia de distribución: canal indirecto corto y exclusivo, con enfoque push	El mercado objetivo está constituido principalmente por grandes empresas, lo que demanda un canal indirecto corto y exclusivo. Se busca llegar a ellos de manera personalizada, únicamente con un operador logístico que se encargue de entregar los equipos al lugar de instalación. Se asegura un control total sobre la experiencia de compra e instalación

Fuente: Elaboración propia.



3.4.10. Presupuesto del Plan de Marketing

En la tabla 11 se presenta el presupuesto del plan de marketing. En él, se encuentran todas las acciones propuestas en el mix de marketing que implican un costo monetario junto con el valor correspondiente. El presupuesto total asciende a 14.842 USD.

Tabla 11: Presupuesto del plan de marketing.

Acción	Descripción	Presupuesto	Presupuesto total	Responsable	Fecha prevista
Crear aplicación para clientes y usuarios	El costo está relacionado con el desarrollo del sistema	1.240 USD	1.240 USD	Administración y finanzas	Enero 2026
Crear sitio web para la empresa	El costo está relacionado con el desarrollo de la página web	203 USD	203 USD	Administración y finanzas	Enero 2026
Mantenimiento de la página web	El costo está relacionado con el pago del dominio de la página web, la solución de errores y el soporte técnico	30 USD/mes	1.800 USD	Administración y finanzas	Durante todo el plan
Mantenimiento del sistema	El costo está relacionado con la solución de errores y el soporte técnico	30 USD/mes	1.800 USD	Administración y finanzas	Durante todo el plan
Contratar Community Manager	El costo está relacionado con el salario mensual del encargado de la actividad en redes sociales	113 USD/mes	6.780 USD	Administración y finanzas	Durante todo el plan
Participación en ferias	El costo está relacionado con la inscripción a las ferias	1.000 USD/feria	3.000 USD	Administración y finanzas	3 ferias los primeros 3 años del plan (una por año)
Plotear cargadores	El costo está relacionado con el valor del vinilo y su colocación. Se tuvo en cuenta el ploteo de 30 cargadores (10 proyectos, 3 cargadores por proyecto)	19 USD	19 USD	Administración y finanzas	Durante todo el plan

Fuente: Elaboración propia.



3.4.11. Seguimiento y control

En la tabla 12 se presenta el cuadro de seguimiento y control creado a partir de distintos indicadores que fueron considerados relevantes a la hora de evaluar el plan de marketing realizado.

Tabla 12: Cuadro de seguimiento y control.

Aspecto a controlar	Indicadores	Estado					Responsable	Frecuencia de análisis	Acciones correctivas	
		Valor actual	Valor objetivo	Rojo	Amarillo	Verde			Rojo	Amarillo
Marketing	Participación de mercado = $100 \times \frac{\text{Ventas EnerGreen}}{\text{Ventas totales del mercado}}$	-	3%	< 0,5%	0,5% - 1,5%	> 1,5%	Ventas	Bianualmente	Generar alianzas estratégicas para aumentar la presencia. Lanzar promociones agresivas de entrada (descuento de instalación inicial)	Intensificar las campañas digitales y reforzar la presencia en ferias/eventos para captar prospectos
	Incremento en las visitas de la página web = $\frac{\text{visitas mes (n)}}{\text{visitas mes (n-1)}}$	-	> 1,1	< 0,9	0,9-1,05	> 1,05	Ventas	Mensualmente	Revisar la estrategia digital. Implementar SEO (Optimizaciones para motores de búsqueda), campañas en redes y Google Ads	Mejorar el contenido con blogs y notas técnicas para atraer más tráfico orgánico
	ROI Marketing = $\frac{\text{Marketing bruto incremental} - \text{Inversión en Marketing}}{\text{Inversión en Marketing}}$	-	> 1	< 0	0 - 0,8	> 0,8	Administración y Finanzas	Anualmente	Reevaluar los canales usados, reasignar presupuesto hacia los de mayor retorno y detener campañas poco eficientes	Optimizar el uso del presupuesto actual y priorizar canales de mayor conversión comprobada
Ventas	Ventas anuales = Ventas año (n)	-	1 (año 1 y 2) o 2	0	1 (aplica a partir del año 3)	≥ 1 (año 1 y 2) o ≥ 2	Ventas	Anualmente	Ofrecer mantenimiento y soporte extendido como valor agregado para cerrar más contratos	Intensificar el trabajo comercial con un calendario de visitas y presentaciones mensuales a potenciales clientes estratégicos
	Conversión a ventas = $\frac{\text{Número de prospectos convertidos en clientes}}{\text{Número de prospectos totales}}$	-	5%	< 2%	2% - 4%	> 4%	Ventas	Anualmente	Revisar el discurso comercial e implementar capacitación a vendedores	Fortalecer seguimiento de prospectos y revisar el discurso comercial
	Reuniones efectivas = $\frac{\text{Número de reuniones en las que se producen ventas}}{\text{Número de reuniones totales}}$	-	10%	< 5%	5% - 7%	> 7%	Ventas	Anualmente	Capacitar al equipo comercial en técnicas de cierre y negociación, reforzar la preparación previa con información del cliente	Reforzar la preparación previa con información del cliente

Fuente: Elaboración propia.



4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos demuestran el cumplimiento de los objetivos planteados. En primer lugar, el análisis de la demanda permitió estimar el comportamiento esperado de los usuarios de vehículos eléctricos y determinar la energía requerida para el correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

En relación con la localización, el estudio identificó a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como el área de mayor potencial para la implementación del proyecto, tanto por la concentración vehicular como por la aceptable irradiación solar promedio en la zona.

Desde la perspectiva económica, los resultados demuestran la factibilidad del proyecto, con indicadores de rentabilidad favorables en los tres escenarios considerados. En el escenario neutral, la TIR alcanzó el 20,1% y el tiempo de repago fue de 2,54 años, lo que confirma la viabilidad de la inversión y su capacidad de generar beneficios sostenibles en el tiempo.

Por otra parte, la elaboración de una estrategia comercial B2B permitió consolidar un enfoque competitivo, basado en la diferenciación, la propuesta de valor sostenible y la atención personalizada a prospectos, de manera de asegurar un posicionamiento favorable en el mercado.

La ejecución de este proyecto representa una atractiva oportunidad de inversión y la posibilidad de generar un impacto positivo en la industria, la comunidad y el medio ambiente. Los resultados obtenidos demuestran que la propuesta está alineada con las tendencias actuales del mercado y con las aspiraciones hacia un futuro más sostenible.

5. BIBLIOGRAFÍA

Alcívar, E y Méndez, J. (5 de noviembre de 2024). *Estaciones de carga para vehículos eléctricos (Electrolineras). Caso de estudio Loja-Cuenca*. Repositorio Nacional de Loja. <https://dspace.unl.edu.ec>

Alibaba. (s.f.). *Growatt MAX 250KTL3-X HV 250kw en el precio del inversor de conexión a la red industrial trifásico para Central Eléctrica 250kva inversor solar fotovoltaico*. Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://www.alibaba.com>

Alonso, J. (09 de mayo de 2025). *Sistemas fotovoltaicos: que son, componentes, dimensiones, tipos e instalación*. SFE Solar. <https://www.sfe-solar.com>

Altamirano, J. (02 de noviembre de 2022). *Provincia por provincia: Los 96 puntos de carga disponibles en Argentina*. Mobility Portal. <https://mobilityportal.lat>

Analuz Salas, A. (2022). *Despliegue óptimo de estaciones de carga para vehículos eléctricos en redes de distribución usando un modelo heurístico basado en trayectorias*. Universidad



Politécnica

Salesiana.

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/22564/1/UPS%20-%20TTS800.pdf>

Argentina.gob.ar. (2018). *Ley 27.424 – Generación de energía balance neto.*
<https://www.argentina.gob.ar>

Argentina.gob.ar. (29 de enero de 2025). *El Gobierno Nacional avanza en la desregulación de los vehículos eléctricos e híbridos.* <https://www.argentina.gob.ar>

Argentina.gob.ar. (s.f.). *Instalar un equipo de Generación Distribuida en mi PyME, industria, comercio, u otro.* <https://www.argentina.gob.ar>

Argentina.gob.ar. (s.f.). *Legislación.* <https://www.argentina.gob.ar>

Argentina.gob.ar. (s.f.). *Preguntas frecuentes.* <https://www.argentina.gob.ar>

Argentina.gob.ar. (s.f.). *Registro Nacional de Infraestructura de Carga de Vehículos Eléctricos y Vehículos Híbridos Eléctricos.* <https://www.argentina.gob.ar>

Astudillo Astudillo, W. y Caguana Buele, D. (2018). *Estudio y desarrollo de un prototipo de estación de carga nivel L2 para vehículos eléctricos.* Universidad de Cuenca.
<https://rest-dspace.ucuenca.edu.ec>

Atlas Copco. (s.f.). *Cargadores rápidos portátiles para una alimentación flexible in situ.*
<https://www.atlascopco.com>

Autocosmos. (s.f.). *Autos eléctricos en Argentina.* Recuperado el 10 de junio de 2025 de
<https://www.autocosmos.com.ar>

AutodataAr. (20 de marzo de 2025). *La peor hora para cargar nafta y cómo evitar largas filas.*
<https://www.autodataar.com>

Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de proyectos.* (7ª ed.). McGrawHill.

Baer, A. (08 de julio de 2025). *Novapower, la empresa representante de los cargadores de Siemens (VW-Audi) en AMBA, ya lleva instalados más de 100 puestos en todo el país.* AutoX Arg. <https://autoxarg.com.ar>

Behr, J. (28 de agosto de 2021). *CHAdEMO pierde terreno en la batalla de los enchufes para autos eléctricos.* Autocosmos. <https://noticias.autocosmos.com.mx>

Besen Group. (s.f.). *¿Cuáles son los componentes principales de los cargadores de vehículos eléctricos?* <https://www.besen-group.com>

Cámara de Productores de Industrias del Calzado (CPIC). (13 de julio de 2023). *Costo por kilómetro automóvil mediano.* <https://cpic.org.ar>



- Carrara, M. (30 de abril de 2024). *Haciendo cuenta. ¿Cuánto cuesta cargar un vehículo eléctrico vs llenar el tanque a combustión en Argentina?* Mobility Portal. <https://mobilityportal.lat>
- Chase, Aquilano y Jacobs (2014). *Adm. de Operaciones. Producción y cadena de suministros. (13ª ed.)*. McGrawHill.
- Chiko Solar. (s.f.). *Alu triangle mount*. Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://www.chikosolar.com>
- Ciudad Autónoma de Buenos Aires. (s.f.). *Incentivos a la mejora ambiental en el sector productivo de la ciudad*. <https://buenosaires.gob.ar>
- Comba, P. (18 de marzo de 2025). *Vehículos eléctricos en Argentina y desafíos de infraestructura*. Algoritmo Mag. <https://algoritmomag.com>
- Coradir. (s.f.). *Tito*. <https://movilidad.coradir.com.ar/tito/>
- Cristófalo, C. (22 de septiembre de 2023). *Crítica: BMW 330e Plug-In Hybrid*. InsideEVs. <https://insideevs.com.ar>
- Datos.gob.ar. (s.f.). *Datos históricos industria automotriz*. <https://datos.gob.ar>
- De los Santos, L. (25 de septiembre de 2024). *Mapa eMobility. Los proyectos que trazan la infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Argentina*. Mobility Portal. <https://mobilityportal.lat>
- Distrielectro. (s.f.). *Cable solar fotovoltaico 1 x 10 mm x metro Epuyen*. Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://www.distrielectro.com.ar>
- Dobos, A. (2013). *PVWatts Version 1 Technical Reference*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://docs.nrel.gov/docs/fy14osti/60272.pdf>
- Dwyer, F.R. & Tanner, J.F. (2007). *Marketing Industrial*. (3ª ed.). McGraw Hill.
- Edenor. (Septiembre 2025). *Cuadro tarifario generación distribuida*. Recuperado de <https://www.edenor.com/sites/default/files/2025-09/Cuadro-tarifario-generacion-distribuida.pdf>
- Edenor. (Septiembre 2025). *Cuadro tarifario septiembre 2025*. <https://www.edenor.com>
- ElectroMisiones. (s.f.). *Cable unipolar 70mm² negro IRAM 2183-NM247-3*. Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://www.electromisiones.com.ar>
- Enel X Store. (s.f.). *Cupón de Energía 400 kWh para uso en la Red de Carga Pública Enel X*. Recuperado el 26 de junio de 2025 de <https://www.enelxstore.com>



- Enel X. (s.f.). *¿Cuánto tiempo se tarda en recargar un coche eléctrico?* <https://www.mobility.enelx.com>
- Enel X. (s.f.). *Mapa de puntos de carga.* <https://www.enelx.com>
- Enel X. (s.f.). *Seguimos expandiendo nuestras estaciones de recarga eléctrica.* <https://www.enelx.com>
- EnergyUME. (01 de noviembre de 2021). *How to estimate the size of your solar electric system* [Archivo de Video]. YouTube. <https://www.youtube.com>
- ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad). (s.f.). *Tarifas.* <https://www.argentina.gob.ar>
- European Commission – JRC. (s.f.). *PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System.* <https://re.jrc.ec.europa.eu>
- Fernández Blanco, P. (05 de mayo de 2017). *YPF instalará cargadores de electricidad en sus estaciones.* La Nación. <https://www.lanacion.com.ar>
- Ford Argentina. (s.f.). *Nuevo Mustang Mach-E GT Performance.* <https://www.ford.com.ar>
- Glassdoor. (2025). *Sueldos para Community Manager en Argentina.* Recuperado el 26 de septiembre de 2025 de <https://www.glassdoor.com.ar>
- González León, J. (Junio 2017). *Diseño de una estación de servicio.* Universidad Politécnica de Madrid. <https://oa.upm.es>
- GO-TOU. (24 de mayo de 2022). *Why an EV doesn't get the maximum power from a charging station.* <https://go-tou.com>
- Gutiérrez, P. (26 de diciembre de 2023). *Nuevo Ford Mustang Mach-E 2024: ¡precios y datos de la batería LFP!* Motor1. <https://es.motor1.com>
- Halvorson, B. (4 de marzo de 2024). *Survey: 3 of 5 EV drivers with home charging use public chargers weekly.* AutosEU <https://autoseu.com>
- Hanke John E. y Wichern Dean W. (2006). *Pronósticos en los Negocios.* (9ª ed.). Pearson.
- Hyundai. (09 de junio de 2022). *kW y coches eléctricos: Todo lo que debes saber sobre su consumo y potencia eléctrica.* <https://www.hyundai.com>
- iCharger Pro. (s.f.). *160kW DC EV charging station.* Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://ichargerpro.com>
- Infoempresas. (18 de febrero de 2025). *Cargar un auto eléctrico en Argentina cuesta menos que cuatro litros de nafta.* <https://infoempresas.com.ar>



- Infoleg. (16 de junio de 2016). *Ley de impuesto a las ganancias. Ley 27630. Modificación.* <https://servicios.infoleg.gob.ar>
- iProfesional. (06 de octubre de 2019). *Los argentinos usan cada vez menos el auto con una caída promedio de 2.500 kilómetros desde 2012.* <https://www.iprofesional.com>
- Ivy Metering. (27 de marzo de 2025). *DC Energy Meter: Key Device for DC Charging Stations.* <https://www.ivy-metering.com>
- Kerin, R. *Marketing.* (7ª ed.). McGraw Hill.
- Kia. (30 de marzo de 2023). *Descubre cada cuánto debes cargar tu auto eléctrico.* <https://www.kia.com>
- Kimi Solar. (s.f.). *Jinko/Ja/Trina/Longi Tier 1 Full Black Bifacial Solar Panel 550W 580W 600W 700W.* Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://kimi-solar.en.made-in-china.com>
- La Capital MDP. (10 de febrero de 2025). *Por el viento, hubo cortes de luz y varios árboles caídos.* <https://www.lacapitalmdp.com>
- La Capital MDP. (11 de mayo de 2022). *Proponen beneficios para los usuarios generadores de energía renovable.* <https://www.lacapitalmdp.com>
- La Nación. (06 de agosto de 1997). *Los porteños vivieron el día más frío del año.* <https://www.lanacion.com.ar>
- La Nación. (s.f.). *Dólar oficial histórico en la Argentina.* <https://www.lanacion.com.ar>
- Legislatura – Ciudad Autónoma de Buenos Aires. (16 de mayo de 2019). *Adhirió la capital al fomento de energías renovables.* <https://www.legislatura.gob.ar>
- Leyes-AR. (13 de junio de 2025). *La generación de energía eléctrica obtenida a partir del uso de fuentes de energía renovables en San Juan.* <https://leyes-ar.com>
- LGSitios. (s.f.). *Planes mantenimiento WordPress.* Recuperado el 26 de septiembre de 2025 de <https://lgsitios.com.ar>
- Liborio, A. (09 de junio de 2023). *La falta de cargadores e infraestructura complica el crecimiento del uso de autos eléctricos en la Argentina.* TN. <https://tn.com.ar>
- Made in China. (s.f.). *Factory Price Supply 300 kVA 315kVA Dry Transformer 13.2kv.* Recuperado el 23 de septiembre de 2025 de <https://made-in-china.com>
- Max. O. (20 de noviembre de 2024). *Mantenimiento de panel solar.* El Diario 24. <https://www.eldiario24.com>



- Mazorco, I. (05 de marzo de 2024). *Dónde están todos los cargadores de autos eléctricos en la Ciudad de Buenos Aires*. La Nación. <https://www.lanacion.com.ar>
- Mesonero de Miguel, M. & Alcaide Casado, J.C. (2012). *Marketing industrial. Cómo orientar la gestión comercial a la relación rentable y duradera con el cliente*. ESIC.
- Mir Muñoz, F. (21 de abril de 2025). *San Juan mira desde lejos la revolución de autos eléctricos e híbridos que llegó al país*. Diario Huarpe. <https://www.diariohuarpe.com/nota>
- Peacock, F. (18 de octubre de 2021). *Why Landscape Solar Panels Can Be Better (But More Expensive)*. Solar Quotes. <https://www.solarquotes.com.au>
- Peralta, M y Porretta, L. (2021). *Estudio técnico y económico de la instalación de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica para abastecer el Palacio Municipal de la ciudad de Balcarce*. Universidad Nacional de Mar del Plata. <https://rinfi.fi.mdp.edu.ar>
- Peralta, M., & Porretta, L. (2021). *Estudio técnico y económico de la instalación de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica para abastecer el Palacio Municipal de la ciudad de Balcarce*. [PDF]. Repositorio RINFI, Universidad Nacional de Mar del Plata. <https://rinfi.fi.mdp.edu.ar/bitstream/handle/123456789/598/MPeralta%2bLPorretta-TFG-II-2021.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Phoenix Contact. (s.f.). *Tecnología de carga innovadora de un único proveedor*. <https://www.phoenixcontact.com>
- Pignatelli, A. (29 de enero de 2025). *El día que el termómetro marcó la máxima histórica de 43,3° y dejó 11 muertos y cientos de insolados en la Ciudad de Buenos Aires*. Infobae. <https://www.infobae.com>
- Portaluppi, A. (31 de diciembre de 2021). *País por país, los números del 2021 en infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Latinoamérica*. Mobility Portal. <https://mobilityportal.lat>
- PowerGrid Services. (s.f.). *AC Board Pro - 400A Dual Inverter*. Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://www.powergridservices.com>
- Profile Solar. (s.f.). *Solar PV Analysis of Buenos Aires, Argentina*. <https://profilesolar.com>
- PWC. (s.f.). *El sistema tributario argentino*. <https://www.pwc.com.ar>
- Rava Bursátil. (s.f.). *Riesgo país Argentina*. Recuperado el 12 de agosto de 2025 de <https://www.rava.com>
- Redacción Diario Huarpe. (24 de septiembre de 2024). *BHP y Lundin quieren invertir para ampliar la red eléctrica de San Juan*. Diario Huarpe. <https://www.diariohuarpe.com>



- Redacción InsideEVs. (15 de agosto de 2024). *Chargebox NET instaló cargadores para autos eléctricos en Santiago del Estero*. InsideEVs. <https://insideevs.com.ar>
- Reliant. (s.f.). *Cómo funcionan las estaciones de carga para vehículos eléctricos*. <https://www.reliant.com>
- Renault Argentina. (s.f.). *Autonomía y carga. Renault Kwid E-Tech 100% eléctrico*. <https://www.renault.com.ar>
- Renault Argentina. (s.f.). *Vehículos Gama E-Tech, Autos Eléctricos OKM*. Recuperado el 20 de abril de 2025 de <https://www.renault.com.ar>
- Ritchie, H. (Febrero 2024). *Tracking global data on electric vehicles*. Our World in Data. <https://ourworldindata.org>
- Secretaría de Energía Argentina. (s.f.). *Calculador solar*. <https://calculadorsolar.energia.gob.ar/calculador>
- Secretaría de Energía de Argentina. (2019). *Guía del recurso solar*. <https://www.argentina.gob.ar>
- Secretaría de Energía de Argentina. (2019). *Manual de generación distribuida solar fotovoltaica*. <https://www.argentina.gob.ar>
- Secretaría de Energía de Argentina. (2019). *Radiación solar y distribución de proyectos solares renovar*. <https://www.energia.gob.ar>
- Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. (2019). *Energía solar fotovoltaica*. <https://www.argentina.gob.ar>
- Semyraz, D. (2014). *Elaboración y evaluación de proyectos de inversión*. (2ª ed.). Osmar D. Buyatti.
- Sigma Studio. (2025) *¿Cuánto cuesta hacer una página web en Argentina en 2025?* <https://sigma-studio.net>
- Sino EVSE. (04 de junio de 2024). *Componentes de las estaciones de carga de vehículos eléctricos*. <https://sinoevse.com>
- SIOMAA. (julio de 2024). *Informe Trimestral sobre Electromovilidad*. <https://cdn.motor1.com>
- SOESGYPE. (s.f.). *Escalas salariales*. Recuperado el 30 de julio de 2025 de <https://soesgype.com.ar>
- Solargis. (s.f.). *Solar resource maps & GIS data*. <https://solargis.com/resources>
- SRPL Group. (s.f.). *Portrait vs Landscape Mounting*. <https://www.srpl-group.in>



- Stern NYU. (2025). *Cost of Equity and Capital (US)*. <https://pages.stern.nyu.edu>
- Surtidores. (09 de enero de 2024). *YPF presenta la primera membresía de carga rápida del mercado para vehículos eléctricos*. <https://surtidores.com.ar>
- Surtidores.com.ar. (02 de noviembre de 2023). *Cuántas estaciones de servicio hay en el país y cómo se reparten geográficamente*. <https://surtidores.com.ar>
- Surtidores.com.ar. (20 de noviembre de 2024). *Mientras que en todo el país el número de estaciones de servicio se mantiene sin cambios, en CABA se redujo a la mitad*. <https://surtidores.com.ar>
- Taha, H. A. (2012). *Investigación de Operaciones. Una Introducción*. (9ª ed.). Pearson.
- The Power MBA. (s.f.). *Qué es la matriz BCG y cómo aplicarla en marketing*. <https://www.thepowermba.com>
- TN. (12 de mayo de 2017). *Desde hoy rige el beneficio impositivo a los autos ecológicos: cuánto pagan*. <https://tn.com.ar>
- Tomich, G. (20 de enero de 2025). *Informe de electromovilidad en la Argentina*. Mobility Hub. <https://mobilityhub.com.ar>
- Trivia Consejo. (27 de diciembre de 2024). *Ley CABA 6806/2024. Promulgación Ley Tarifaria 2025*. <https://trivia.consejo.org.ar>
- Viceset. (08 de agosto de 2021). *Como Instalar Paneles Solares En Tu Casa (Por Ti Mismo) | No Pagar Mas Electricidad* [Archivo de Video]. YouTube. <https://www.youtube.com>
- Vilela, A. (s.f.). *Shell inaugura centro de recarga en Argentina con apoyo tecnológico de Siemens*. Latam Mobility. <https://latamobility.com>
- VoltaCon. (s.f.). *Solar PV Panel ICombiner DC Switch Box 6-way Input 2-way Output*. Recuperado el 23 de julio de 2025 de <https://voltaconsolar.com>
- Winston, W.L. (2011). *Investigación de Operaciones*. (4ª ed.). Thomson.
- YPF Solar. (s.f.). *Sistemas On Grid*. <https://ypfsolar.com>
- Zorrero, D. (15 de noviembre de 2024). *Polémica por el proyecto porteño de volver a cobrarle la patente a los autos híbridos y eléctricos: a qué modelos afectará*. Infobae. <https://www.infobae.com/economia>
- Zorrero, D. (31 de marzo de 2024). *Retrofit: la conversión de autos usados en vehículos eléctricos ya se hace en Argentina*. Infobae <https://www.infobae.com>



ANEXOS

ANEXO 1. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

Anexo 1.1. Pronóstico de la cantidad de autos convencionales

En la tabla 13 se puede observar la cantidad total de autos patentados desde 1958 hasta 2024 en Argentina, la cantidad de autos eléctricos patentados desde el año 2021 hasta 2024 y la proporción entre ambos. Además, se encuentra el pronóstico realizado a través del programa Crystal Ball hasta 2030 para la cantidad de patentamientos en el país.

La cantidad de autos convencionales en Argentina a lo largo de los años fue obtenida de la página Datos Argentina y la cantidad de autos eléctricos a partir de distintos informes semestrales del SIOMAA.

Tabla 13: Patentamiento de autos en Argentina y pronóstico.

Año	Patentamiento total de autos	Patentamiento de autos eléctricos	Proporción	Año	Patentamiento total de autos	Patentamiento de autos eléctricos	Proporción
1958	47.420		0,00%	1995	327.982		0,00%
1959	39.333		0,00%	1996	376.143		0,00%
1960	92.829		0,00%	1997	426.326		0,00%
1961	139.871		0,00%	1998	455.372		0,00%
1962	130.471		0,00%	1999	380.102		0,00%
1963	107.819		0,00%	2000	306.945		0,00%
1964	168.738		0,00%	2001	176.703		0,00%
1965	191.804		0,00%	2002	82.345		0,00%
1966	178.855		0,00%	2003	155.667		0,00%
1967	179.512		0,00%	2004	311.961		0,00%
1968	186.428		0,00%	2005	402.690		0,00%
1969	212.223		0,00%	2006	460.478		0,00%
1970	221.294		0,00%	2007	564.926		0,00%
1971	254.364		0,00%	2008	611.770		0,00%
1972	262.196		0,00%	2009	487.142		0,00%
1973	285.518		0,00%	2010	698.404		0,00%
1974	271.499		0,00%	2011	883.350		0,00%
1975	227.287		0,00%	2012	830.058		0,00%
1976	178.015		0,00%	2013	963.917		0,00%
1977	212.639		0,00%	2014	613.848		0,00%
1978	191.017		0,00%	2015	613.267		0,00%
1979	260.948		0,00%	2016	722.104		0,00%
1980	343.419		0,00%	2017	883.802		0,00%
1981	238.974		0,00%	2018	681.816		0,00%
1982	137.144		0,00%	2019	372.474		0,00%
1983	151.640		0,00%	2020	280.927		0,00%
1984	165.578		0,00%	2021	334.389	73	0,02%
1985	146.271		0,00%	2022	376.297	411	0,11%
1986	166.624		0,00%	2023	406.940	442	0,11%
1987	192.357		0,00%	2024	411.406	666	0,16%
1988	163.896		0,00%	2025	361.993		
1989	133.563		0,00%	2026	301.827		
1990	95.960		0,00%	2027	284.796		
1991	165.806		0,00%	2028	324.882		
1992	349.245		0,00%	2029	384.806		
1993	420.850		0,00%	2030	410.643		
1994	508.152		0,00%				

Fuente: Elaboración propia.



Anexo 1.1.1. Análisis de la salida en Crystal Ball.

El pronóstico realizado mediante Crystal Ball arrojó como mejor modelo el ARIMA (2,1,2), que fue seleccionado en base a su menor valor de MAD en comparación con otros modelos. El hecho de que se haya utilizado un modelo ARIMA y no SARIMA indica que la serie no presenta estacionalidad.

Anexo 1.2. Análisis de escenarios

En la tabla 14 se puede observar la cantidad de autos convencionales y eléctricos patentados desde 2010 a 2024 en el mundo y, en la tabla 15, el mismo registro entre 2014 y 2024 en Chile, según Our World in Data (2024). Además, se presenta una columna con la proporción entre el total de vehículos y los vehículos eléctricos.

Tabla 14: Patentamiento de autos convencionales y eléctricos en el mundo.

Año	Patentamiento de autos convencionales	Patentamiento de autos eléctricos	Patentamiento total de autos	Proporción
2010	62.075.883	7.450	62.083.333	0,012%
2011	67.074.288	49.000	67.123.288	0,073%
2012	65.437.556	118.000	65.555.556	0,180%
2013	69.109.345	201.000	69.310.345	0,290%
2014	74.670.000	330.000	75.000.000	0,440%
2015	75.950.588	520.000	76.470.588	0,680%
2016	80.470.000	780.000	81.250.000	0,960%
2017	78.800.000	1.200.000	80.000.000	1,50%
2018	79.950.000	2.050.000	82.000.000	2,50%
2019	74.957.037	2.080.000	77.037.037	2,700%
2020	64.530.000	2.970.000	67.500.000	4,40%
2021	64.367.742	6.600.000	70.967.742	9,30%
2022	57.800.000	10.200.000	68.000.000	15,00%
2023	62.411.111	13.700.000	76.111.111	18,00%
2024	62.045.455	17.500.000	79.545.455	22,0%

Fuente: Elaboración propia en base a [Our World in Data](#)



Tabla 15: Patentamiento de autos convencionales y eléctricos en Chile.

Año	Patentamiento de autos convencionales	Patentamiento de autos eléctricos	Patentamiento total de autos	Proporción
2014	240.487	19	240.506	0,008%
2015	189.438	36	189.474	0,019%
2016	206.636	31	206.667	0,015%
2017	210.803	135	210.938	0,064%
2018	247.302	198	247.500	0,080%
2019	217.552	305	217.857	0,140%
2020	119.261	239	119.500	0,200%
2021	295.692	860	296.552	0,290%
2022	293.230	1.770	295.000	0,600%
2023	278.223	2.110	280.333	0,753%
2024	261.067	5.600	266.667	2,100%

Fuente: Elaboración propia en base a [Our World in Data](#)

Anexo 1.2.1. Escenario neutral

Se planteó como hipótesis que, en los años de incumbencia del proyecto, los autos eléctricos en Argentina tendrán un comportamiento similar al periodo 2020-2024 de Chile, país del que se dispone una mayor cantidad de datos y se encuentra más avanzado en la adopción de esta tecnología. Por lo tanto, al pronóstico realizado previamente para el patentamiento total de vehículos se le aplicó la proporción de los años 2020 a 2024 de Chile para obtener la estimación de autos eléctricos en Argentina hasta 2030. Esta hipótesis se fundamenta en que los primeros años de adopción de esta tecnología en Argentina (desde el 2021 hasta el presente) muestran un patrón similar a los años iniciales del país fronterizo (ver Tablas 13 y 15).

Chile es un país particularmente útil como referencia, ya que, aunque su economía es más estable, comparte con Argentina varias características relevantes para este análisis. Ambos países poseen niveles similares de desigualdad y una fuerte concentración urbana, donde se encuentra la mayor cantidad de vehículos eléctricos. Además, al igual que Argentina, Chile no posee una industria automotriz propia de gran escala, por lo que ambos dependen en gran medida de la importación de autos eléctricos, de la evolución de los precios internacionales y las políticas arancelarias. La infraestructura de carga en Chile, aunque algo más desarrollada, es limitada y concentrada en grandes centros urbanos, un escenario que es previsible para Argentina en el corto y mediano plazo.

Se tomó como punto de partida el año 2019 en Chile, que representaría el 2025 en Argentina. En la tabla 16 se puede observar la cantidad de autos eléctricos hasta 2030 según este escenario.



Tabla 16: Patentamiento de autos eléctricos en Argentina para el escenario neutral.

Año	Patentamiento total de autos	Patentamiento de autos eléctricos	Proporción
2025	361.993	507	0,14%
2026	301.827	604	0,20%
2027	284.796	826	0,29%
2028	324.882	1.949	0,60%
2029	384.806	2.896	0,75%
2030	410.643	8.623	2,10%

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 1.2.2. Escenario optimista

Se planteó como hipótesis que, en los años de incumbencia del proyecto, los autos eléctricos en Argentina tendrán un comportamiento similar al periodo 2014-2018 del mundo. Por lo tanto, al pronóstico realizado previamente se le aplicó la proporción de los años del periodo mencionado en el mundo para obtener la estimación de autos eléctricos en Argentina hasta 2030. Esta hipótesis se fundamenta en que la proporción de los años 2021 a 2024 en Argentina tiene un comportamiento similar a los años 2010 a 2013 en el mundo (años en los que se comenzaron a establecer los autos eléctricos).

Este escenario podría presentarse ante un aumento de la variedad de vehículos eléctricos en Argentina, una disminución de su precio, una expansión significativa de la infraestructura de carga, entre otras variables.

Se tomó como punto de partida el año 2013 en el mundo, que representaría el 2025 en Argentina. En la tabla 17 se puede observar la cantidad de autos eléctricos hasta 2030 según este escenario.

Tabla 17: Patentamiento de autos eléctricos en Argentina para el escenario optimista.

Año	Patentamiento total de autos	Patentamiento de autos eléctricos	Proporción
2025	361.993	1.050	0,29%
2026	301.827	1.328	0,44%
2027	284.796	1.937	0,68%
2028	324.882	3.119	0,96%
2029	384.806	5.772	1,50%
2030	410.643	10.266	2,50%

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 1.2.3. Escenario pesimista

Para este escenario se consideró que los autos eléctricos no tendrán un aumento en la tasa de crecimiento en Argentina por la falta de adopción de los argentinos a las nuevas tecnologías, la dificultad de comprar un vehículo nuevo, la escasa variedad de productos, la inestabilidad económica, entre otros factores. Por lo tanto, se estimó que la proporción entre autos eléctricos y el total de autos se mantendrá igual a la de 2024 para los próximos 5 años.



En la tabla 18 se puede observar la cantidad de vehículos eléctricos hasta 2030 según este escenario.

Tabla 18: Patentamiento de autos eléctricos en Argentina para el escenario pesimista.

Año	Patentamiento total de autos	Patentamiento de autos eléctricos	Proporción
2025	361.993	586	0,16%
2026	301.827	489	0,16%
2027	284.796	461	0,16%
2028	324.882	526	0,16%
2029	384.806	623	0,16%
2030	410.643	665	0,16%

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 1.2.4. Comparación de escenarios

En la figura 21 se puede observar la comparación de los tres escenarios hasta 2030.

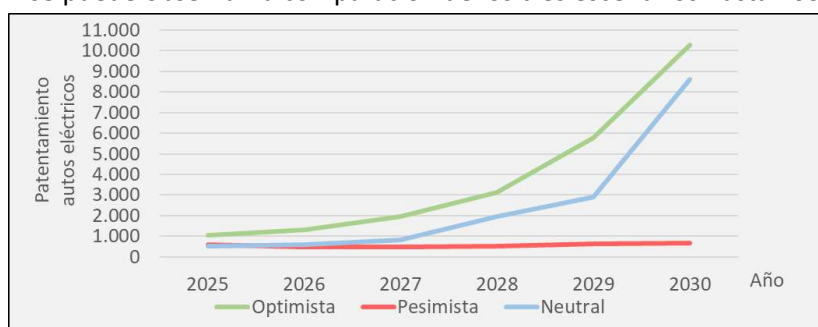


Figura 21: Comparación de los escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

El gráfico muestra que los tres escenarios proyectan trayectorias completamente distintas para la adopción de autos eléctricos en Argentina. El escenario optimista presenta una curva ascendente, con un crecimiento acelerado y constante que se vuelve exponencial hacia el final del período. El escenario neutral también muestra una evolución positiva, aunque más moderada y con una pendiente menos pronunciada. Tiene un crecimiento sostenido, pero menos agresivo. En cambio, el escenario pesimista se mantiene prácticamente plano a lo largo de todo el período, con aumento casi imperceptible en comparación con los otros dos. La brecha entre los escenarios se empieza a ampliar con fuerza a partir de 2027 y hacia 2030 la distancia entre las curvas es muy notoria.



ANEXO 2. COMPARACIÓN DE LOS CRITERIOS PARA LA LOCALIZACIÓN

En cuanto a la irradiación solar media anual, San Juan destaca con un valor aproximado de 8,5 kWh/m²/día según datos del portal Solar GIS. CABA y Mar del Plata presentan valores más bajos, pero aún aceptables, con aproximadamente 4,25 y 4 kWh/m²/día respectivamente.

Respecto a la cantidad de vehículos eléctricos, CABA es la clara líder del país. Un artículo de Infobae (2024) indica que la ciudad aporta el 19% de los patentamientos totales de vehículos y concentra el 45% de los autos eléctricos o híbridos comercializados en Argentina. En Mar del Plata, aunque existen algunas estaciones de carga, la cantidad es mucho menor y la adopción de vehículos eléctricos está en desarrollo. San Juan presenta una adopción aún más incipiente. Según Diario Huarpe (2025), el mercado de vehículos eléctricos de la ciudad no está desarrollado y resulta difícil el acceso a estaciones de carga.

En términos de capacidad y confiabilidad de la red eléctrica, CABA presenta una infraestructura robusta y estable, que suele sufrir entre 4 y 6 cortes al año, pero de corta duración, por lo que es la que presenta mayor capacidad de respuesta ante contingencias. En cambio, Mar del Plata tiene interrupciones puntuales en el servicio, como ocurrió en febrero de 2025 cuando intensas ráfagas de viento afectaron varios distribuidores de media tensión que impactó en diversas zonas de la ciudad, según el diario La Capital (2025). Suele sufrir largos cortes tanto por tormentas como por uso excesivo en temporada alta. San Juan, en cambio, presenta mayores desafíos, ya que depende fuertemente de la conexión con Mendoza para su abastecimiento eléctrico y sufre cortes frecuentes, especialmente en verano, cuando la demanda colapsa las líneas existentes y deja a miles de usuarios sin servicio. Esta información fue obtenida del Diario Huarpe (2024).

En cuanto a beneficios impositivos para energías renovables, CABA ofrece el Programa de Incentivos a la Mejora Ambiental, que otorga descuentos en el impuesto inmobiliario y otras tasas municipales a empresas que implementen mejoras en eficiencia energética y ambiental. Los descuentos varían entre el 5% y el 10% según el cumplimiento de requisitos específicos. San Juan cuenta con la Ley Provincial de Fomento de Energías Renovables, que exonera impuestos sobre ingresos brutos, sellos e inmobiliario para actividades relacionadas con energía renovable radicadas en la provincia. En Mar del Plata, a través del municipio de General Pueyrredón, se adhiere a la Ley Nacional 27.424 que brinda beneficios y créditos a tasas preferenciales para usuarios generadores de energía renovable, que facilita la financiación de instalaciones solares y otros sistemas.

Finalmente, en cuanto a la facilidad para importación, CABA cuenta con el Puerto de Buenos Aires, el más importante del país, lo que permite una recepción rápida de las tecnologías a importar, con un menor costo. Mar del Plata también posee un puerto, principalmente orientado a la pesca, pero apto para cargas generales, lo que brinda una alternativa razonable para la región. En cambio, San Juan no tiene acceso marítimo, por lo que depende del transporte



terrestre desde otros puertos o pasos fronterizos, lo que encarece y demora los procesos de importación.

ANEXO 3. EXPLICACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

Anexo 3.1. Distribución de los paneles y protecciones en el sistema

La instalación estará organizada en 19 strings, compuestos de 19 a 23 paneles conectados en serie, según el ancho en cada parte del techo. Cada uno de estos strings estará protegido mediante cuadros de protección en corriente continua, también conocidos como string boxes. Estos cuadros estarán ubicados debajo de los paneles, sobre la estructura, de manera de simplificar la distribución de los cables y disminuir la cantidad de metros necesarios. Se utilizarán cuatro cuadros DC, ya que cada uno permite proteger hasta 6 strings, lo que es suficiente para cubrir los 19 strings totales. Estos cuadros deben contar con un grado de protección no inferior a IP65, lo que asegura resistencia frente a agentes externos como polvo y agua y habilita su instalación en exteriores.

Desde los cuadros DC, la energía fluye hacia un inversor trifásico de 250 kW, encargado de transformar la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna. El inversor se ubicará en planta baja y su salida se conectará a un cuadro de protección en corriente alterna general. Para esta función se seleccionó el modelo AC Board Pro de la marca PowerGrid, apto para operar con corrientes elevadas y compatible con cargas trifásicas industriales. Desde este cuadro AC se distribuye la energía hacia los tres cargadores de 160 kW.

En el tablero AC se realiza la vinculación con la red pública de distribución eléctrica mediante un medidor bidireccional instalado por personal calificado de la empresa distribuidora. Este tipo de medidor permite medir tanto la inyección del excedente de energía generado por el sistema fotovoltaico como la extracción de energía de la red cuando la demanda de los cargadores excede la capacidad de generación solar.

Anexo 3.2. Estimación de los metros de cable necesarios para la instalación

El tendido del cableado en corriente continua se divide en 3 tramos de cable PV1-F de 10 mm², diseñado específicamente para instalaciones solares. En primer lugar, el tramo entre paneles dentro de cada string se calculó al considerar que cada panel tiene un ancho de 1,303 metros. Al multiplicar este valor por los 393 paneles y luego por dos (por la presencia de cable positivo y negativo), se obtuvieron 1.024 metros de cable.

En segundo lugar, se calculó el tramo que va desde los strings hasta los cuadros DC con una distancia de 88 metros. Este valor fue obtenido al considerar que el cuadro está ubicado en el medio del grupo de strings y, por lo tanto, el string más alejado está a una distancia de dos veces



el paso de fila (aproximadamente 2 metros por fila). En el otro extremo, para el string más cercano no habrá distancia hasta el cuadro, debido a que se encuentra debajo de su último panel. Este tramo también incluye la presencia de cable positivo y negativo.

Por último, se consideró la distancia entre los cuadros DC ubicados en el techo y el inversor en planta baja. Para calcular este valor, se estimó que la distancia horizontal entre el primer y el último cuadro es de 75 metros, a lo que se agregan 15 metros de bajada vertical. Los 90 metros resultantes fueron multiplicado por dos por la conexión de ambos polos, lo que dio una suma de 180 metros.

Finalmente, se adicionó a cada uno de los tramos mencionados un margen de seguridad del 10%.

Para la conexión entre el inversor, el cuadro de protección AC y los cargadores se utilizará un cable unipolar de 70 mm² de sección, apto para corriente alterna trifásica y condiciones industriales. Dado que tanto el inversor como el tablero AC se ubican en la misma sala técnica, se estimó una distancia de 10 metros para la conexión de estos tres componentes.

Anexo 3.3. Tablero de protección AC y protección de los cargadores

El tablero de protección AC se eligió por su capacidad de manejar potencias elevadas y por ofrecer una distribución ordenada y segura hacia los cargadores de vehículos eléctricos. Este tablero cumple la función de concentrar la entrada de energía y derivarla hacia los puntos de carga. Contiene protecciones como interruptores automáticos de alta capacidad, dispositivos diferenciales y protección contra sobretensiones. De esta forma, actúa como una primera barrera de seguridad, lo que asegura que cualquier irregularidad en la red sea contenida antes de afectar a los cargadores.

Por otro lado, cada cargador cuenta con su propio sistema interno de protección, diseñado para cuidar tanto al equipo como al usuario. Con esta configuración, la seguridad se establece en dos niveles: el tablero de protección AC, que brinda una cobertura global frente a fallas de gran magnitud, mientras que el cuadro interno del cargador asegura una protección localizada y específica frente a posibles fallas en cada punto de carga.

Anexo 3.4. Soporte de los paneles

La estructura metálica que sostiene los paneles solares asegura estabilidad, resistencia frente a la intemperie y la inclinación óptima para la captación de energía. Los módulos se apoyan sobre perfiles de aluminio resistentes a la corrosión, unidos mediante conectores de rieles, y se fijan a estos perfiles con clamps intermedios y finales.

La inclinación se logra con soportes triangulares, mientras que el anclaje al techo se realiza con tornillos de expansión de acero galvanizado o inoxidable. El cableado se organiza con clips para rieles.



ANEXO 4. MÉTODO DE ESTIMACIÓN POR FACTORES PARA EL CÁLCULO DE LA INVERSIÓN FIJA

En la tabla 19 se puede observar el cálculo de la inversión directa para el proyecto.

Tabla 19: Cálculo de la inversión directa del proyecto.

Valor de los equipos (IE) [USD]	81.015
Valor de instalación [USD]	16.203
Valor del Equipo Instalado de Proceso [USD]	97.218
Factores experimentales como fracción de IE	-
<i>Tuberías de Proceso</i>	f1
-	0
<i>Instrumentación</i>	f2
Control parcialmente automatizado	0,075
<i>Edificios de fabricación</i>	f3
Construcción abierta	0,05
<i>Plantas de servicios</i>	f4
-	0
<i>Conexiones entre unidades</i>	f5
-	0
Inversión directa [USD]	117.373

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las tuberías del proceso, se escogió un valor de 0, debido a que no se procesan sólidos ni fluidos. Al edificio de fabricación se le asignó un valor de 0,05 para considerar la proporción del edificio ya construido que será utilizado para los cargadores. Se eligió un valor de construcción abierta, debido a que los cargadores se instalarán en la parte de la estación que no tiene techo. También se le adicionó un valor a la instrumentación y se consideró un control parcialmente automatizado. Finalmente, no hay una planta de servicios adicional ni conexión entre unidades.

En la tabla 20 se presenta el cálculo de la inversión indirecta para el proyecto, que fue estimada a partir de la inversión directa y de los factores correspondientes.

Tabla 20: Cálculo de la inversión indirecta del proyecto.

Factores experimentales como fracción de la ID	
<i>Ingeniería y construcción</i>	f1
Ingeniería Inmediata	0,275
<i>Factores de tamaño</i>	f2
Unidad comercial pequeña	0,1
<i>Contingencias</i>	f3
Variaciones imprevistas	0,25
Inversión indirecta [USD]	73.358

Fuente: Elaboración propia.



La ingeniería es inmediata, debido a la baja complejidad de los equipos. Se tuvo en cuenta que la unidad comercial es pequeña y se agregó un factor adicional de 0,25 para poder afrontar variaciones imprevistas.

La inversión fija, que es la suma de la inversión directa e indirecta, dio un valor de 190.732 USD. Además, la inversión fija total tiene el mismo valor debido a que no se adquirió un terreno.

ANEXO 5. SIMULACIONES

Anexo 5.1. Simulación de la generación de energía

Para realizar la simulación de la irradiancia, se partió de una base de datos que contiene la irradiancia horizontal $G(i)$ y abarca los valores de cada hora de cada día del año desde 2005 hasta 2023. Como primer paso, se evaluó la presencia de tendencia y estacionalidad. Los gráficos no mostraron patrones y permitieron concluir que la serie se comporta como un proceso esencialmente aleatorio. Sobre esa base se optó por simular en 12 periodos diferentes, cada uno correspondiente a un mes del año.

Para cada mes se trabajó únicamente con las horas de luz, que según los datos oscilan en un rango de 8:00 a 18:00 para el invierno y de 6:00 a 20:00 para verano. En las estaciones intermedias, los valores se ubican entre dichos límites. A partir de los datos históricos se construyeron para cada mes y por hora de luz, tablas de frecuencias observadas y los límites inferior y superior de los intervalos de clase de $G(i)$. Luego se obtuvieron las frecuencias relativas y las funciones de distribución acumulada.

Con esa estructura se generaron 31 números aleatorios por mes, cada uno en representación a un día. Para cada número aleatorio se construyó la secuencia horaria del día, al asignar en cada hora el valor de $G(i)$ correspondiente al intervalo acumulado en el que se ubicada dicho número. Posteriormente se recortaron los días a 28, 29, 30 o 31 según correspondiera a cada mes.

El procedimiento se repitió para todos los meses del año. La validez estadística se verificó con el método chi-cuadrado al comparar, para cada mes y por hora, las frecuencias simuladas con las observadas. En todos los casos la prueba no rechazó la hipótesis de que la simulación reprodujera adecuadamente la distribución empírica.

A modo de ejemplo y para que se pueda visualizar de mejor manera, se presenta la figura 22, en la que se puede observar la tabla de frecuencias para una hora del mes de enero. En la tabla 21, se muestra la tabla recortada con algunos aleatorios del mes y la irradiancia correspondiente para algunas horas del día. Finalmente, en la figura 23 se presenta la validación para una de las horas del mes.



Enero 6 hs		Li	Ls	Irradiación	Li	Ls	Irradiación	FO	FRO	FROA
Mínimo	0	0	0,813	0,6539	0,000	1,308	0,654	479	0,813	0,813
Máximo	11,77	0,813	0,888	1,9617	1,308	2,616	1,962	44	0,075	0,888
Cantidad	589	0,888	0,944	3,2694	2,616	3,923	3,269	33	0,056	0,944
m	9 intervalos	0,944	0,964	4,5772	3,923	5,231	4,577	12	0,020	0,964
Rango	11,77	0,964	0,988	5,8850	5,231	6,539	5,885	14	0,024	0,988
A	1,3	0,988	0,992	7,1928	6,539	7,847	7,193	2	0,003	0,992
		0,992	0,998	8,5006	7,847	9,154	8,501	4	0,007	0,998
		0,998	0,998	9,8083	9,154	10,462	9,808	0	0,000	0,998
		0,998	1	11,1161	10,462	11,770	11,116	1	0,002	1
								589		

Figura 22: Tablas de frecuencias para el mes de enero.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21: Aleatorios del mes de enero e irradiancia simulada.

Aleatorios	6 hs	7 hs	8 hs	9 hs	10 hs	11 hs
1	0,29	0,65	53,47	244,00	384,63	532,75
2	0,03	0,65	17,82	27,11	104,90	122,94
3	0,41	0,65	124,76	298,22	454,56	614,71
4	0,15	0,65	17,82	81,33	244,76	286,86
5	0,04	0,65	17,82	27,11	104,90	122,94
6	0,94	3,27	303,00	460,89	594,42	696,67
7	0,71	0,65	231,70	406,67	524,49	614,71
8	0,70	0,65	231,70	406,67	524,49	614,71
9	0,30	0,65	53,47	244,00	384,63	532,75
10	0,43	0,65	124,76	298,22	454,56	614,71

Fuente: Elaboración propia.

Enero 6 hs

Li	Ls	Irradiación	FE	$(FO-FS)^2/FO$
0	1,308	0,654	28	0,309
1,308	2,616	1,962	0	2,316
2,616	3,923	3,269	2	0,040
3,923	5,231	4,577	0	0,632
5,231	6,539	5,885	1	0,094
6,539	7,847	7,193	0	0,105
7,847	9,154	8,501	0	0,211
9,154	10,462	9,808	0	0,000
10,462	11,770	11,116	0	0,053
			31	3,76

α	0,05
m-k-1	8

C	3,758	<=	15,507	$\chi^2_{crítico}$
---	-------	----	--------	--------------------

NO se puede rechazar H0

Figura 23: Validación de la simulación.

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 5.2. Simulación de la demanda de la estación de carga

La simulación de la demanda comenzó a partir de objetivos de cargas semanales, establecidos por escenario pesimista, neutral u optimista. En el escenario neutral se fijaron 136 vehículos por semana para 2026 y 213 vehículos por semana para el último año del proyecto. Cada mes se modeló con cuatro o cinco semanas y cada una de ellas se consideró como bloques de siete días completos salvo en cierres de mes.

Se definieron distribuciones para tres dimensiones. La primera corresponde al día de la semana, con mayor probabilidad en viernes y fines de semana. La segunda es la franja horaria, que muestra un incremento notable entre las 18:00 y las 21:00, donde se concentra el 50% de las cargas. La tercera dimensión es el modelo de vehículo, para la que se adoptó como distribución la participación de cada uno de los modelos más adquiridos en Argentina durante el último año. En la figura 24 se presentan las distribuciones mencionadas.

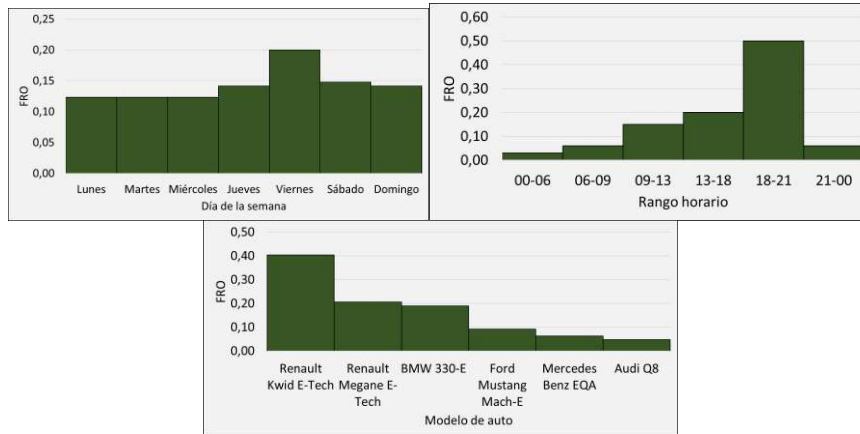


Figura 24: Distribuciones asociadas a la simulación de la demanda.

Fuente: Elaboración propia.

Para cada semana del año se generaron tres series de números aleatorios y sus longitudes coinciden con la cantidad de vehículos que visitarán la estación de carga. Cada serie corresponde al día, la franja horaria y modelo de auto respectivamente. Por ejemplo, para 2026, en el escenario neutral, se generaron tres series de 136 números aleatorios por semana cada una. De este modo se obtuvo, para cada semana y mes, el conteo de autos por día y por rango horario. A cada vehículo se le asoció el tamaño de batería según su modelo y se supuso una carga del 60% de su capacidad, acorde a la recomendación de mantener los ciclos entre 20% y 80% para preservar la vida útil. Las simulaciones se validaron también mediante el método chi-cuadrado en cada una de las tres dimensiones.

A modo de ejemplo, se presenta la tabla 22, en la que se puede observar un fragmento de la simulación realizada para la primera semana del mes de enero del año 2026.

Tabla 22: Fragmento de la simulación de la demanda.

	Aleatorios			Día	Hora	Auto	Carga
1	0,907	0,442	0,366	Domingo	18-21	Renault Kwid E-Tech	16,08
2	0,204	0,016	0,008	Martes	00-06	Renault Kwid E-Tech	16,08
3	0,324	0,679	0,088	Miércoles	18-21	Renault Kwid E-Tech	16,08
4	0,730	0,320	0,542	Sábado	13-18	Renault Megane E-Tech	36
5	0,088	0,722	0,769	Lunes	18-21	BMW 330-E	11,7

Fuente: Elaboración propia.

El mismo procedimiento se realizó para los tres escenarios, en los que varían la cantidad de vehículos a atender por semana.

5.3. Determinación de la generación y consumo de energía eléctrica

Con ambas simulaciones se construyó una tabla que abarca todos los días entre 2026 y 2030, divididos en los rangos horarios mostrados previamente: 00–06 hs, 06–09 hs, 09–13 hs, 13–18 hs, 18–21 hs y 21–00 hs. Para cada celda correspondiente a un día y un rango horario se calcularon dos magnitudes. La primera fue la demanda de energía, obtenida como la suma de los kWh requeridos por los vehículos en ese intervalo. La segunda es la irradiancia acumulada durante las horas del tramo, según los resultados de la simulación solar. A partir de la irradiancia se estimó la generación fotovoltaica como se indica en la ecuación 6.



$$\text{Generación [kWh]} = G(i) \left[\frac{W}{m^2} \right] * \text{Área total [m}^2] * \text{Rendimiento [\%]} * \frac{1 \text{ kW}}{1000 \text{ W}} \quad (6)$$

El rendimiento y el área corresponden a los parámetros de diseño seleccionados para el sistema. En este caso, los paneles tienen un rendimiento del 23% y su área total corresponde a 1068,6 m².

Cabe destacar que, como la potencia máxima de generación está limitada por la del inversor (250 kW), para todos los rangos se calculó la potencia de los paneles. Si su valor era mayor a 250 kW, se calculó la generación a partir de ese valor de potencia máxima y la cantidad de horas del rango. Por el contrario, si la potencia era menor, se calculó la generación con la ecuación 6.

ANEXO 6. CUADRO DE FLUJO DE FONDOS DE LOS ESCENARIOS PESIMISTA Y OPTIMISTA

En las tablas 23 y 24 se presentan el cuadro de flujo de fondos del escenario pesimista y optimista respectivamente.

Tabla 23: Cuadro de flujo de fondos del escenario pesimista.

	Año 0 (2025)	Año 1 (2026)	Año 2 (2027)	Año 3 (2028)	Año 4 (2029)	Año 5 (2030)
Cantidad de autos	2.178	2.666	3.127	3.653	4.276	4.941
Demanda [kWh]		178.660	187.337	208.247	228.775	247.050
Ingresos						
Ingresos brutos [USD]		75.037	78.681	87.464	96.085	103.761
Ingresos netos (a) [USD]		72.786	76.321	84.840	93.203	100.648
Ingresos por generación (a) [USD]		7.167	6.726	5.723	4.592	3.655
Egresos						
Costos de producción sin depreciación (b) [USD]		-20.401	-21.613	-22.839	-24.365	-24.517
Costos de depreciación (c) [USD]		-26.702	-26.702	-26.702	-26.702	-26.702
BNAI (a) + (b) + (c)		32.850	34.731	41.021	46.727	53.084
BN (t = 35%) [USD]		21.353	22.575	26.664	30.373	34.505
Inversión fija (IF) [USD]	-190.732					
Capital de trabajo (IW) [USD]	-1.700					
Terreno [USD]	0					
Recuperación de capital [USD]						58.920
Flujo de caja [USD]	-192.432	48.055	49.278	53.366	57.075	120.127

Fuente: Elaboración propia.



Tabla 24: Cuadro de flujo de fondos del escenario optimista.

	Año 0 (2025)	Año 1 (2026)	Año 2 (2027)	Año 3 (2028)	Año 4 (2029)	Año 5 (2030)
Cantidad de autos	2.641	3.969	5.906	9.025	14.797	25.063
Demanda [kWh]		200.168	277.817	365.157	397.123	418.780
Ingresos						
Ingresos brutos [USD]		84.071	116.683	153.366	166.792	175.887
Ingresos netos (a) [USD]		81.549	113.183	148.765	161.788	170.611
Ingresos por generación (a) [USD]		6.064	2.080	0	0	0
Egresos						
Costos de producción sin depreciación (b) [USD]		-23.080	-25.735	-32.660	-38.469	-41.928
Costos de depreciación (c) [USD]		-26.702	-26.702	-26.702	-26.702	-26.702
BNAI (a) + (b) + (c)		37.830	62.825	89.402	96.616	101.980
BN (t = 35%) [USD]		24.590	40.836	58.112	62.801	66.287
Inversión fija (IF) [USD]	-190.732					
Capital de trabajo (IW) [USD]	-1.923					
Terreno [USD]	0					
Recuperación de capital [USD]						59.143
Flujo de caja [USD]	-192.655	51.292	67.539	84.814	89.503	152.132

Fuente: Elaboración propia.



ANEXO 7. RENTABILIDAD AL INCLUIR HONORARIOS

Los honorarios que se incluyeron en el precio de venta afectaron a la inversión fija y, como consecuencia, se modificó el cuadro de flujo de fondos y la rentabilidad del proyecto. Dicho valor no será recuperado al final de la vida útil del proyecto. En la tabla 25 se puede observar la comparación de los tres escenarios en cuanto a la TIR y el tiempo de repago.

Tabla 25: Comparación de la rentabilidad de los escenarios al incluir honorarios.

Escenario	TIR	nR
Neutral	17,4%	2,71
Pesimista	15,0%	2,86
Optimista	26,2%	2,29

Fuente: Elaboración propia.

Tanto el escenario neutral como el optimista son rentables al incluir los honorarios. En ambos casos la TIR es superior al CPPC y el tiempo de repago resulta cercano o menor a la mitad de la vida útil del proyecto.

En el escenario pesimista, al sumar los honorarios, la TIR baja a 15% frente a una tasa de corte de 17,2% y el tiempo de repago se extiende a 2,86 años, por lo que no resulta rentable en esta situación. De todas maneras, este aspecto no compromete la factibilidad del proyecto. Se trata de una situación que solo se manifiesta en el escenario más conservador y bajo supuestos poco probables. En los escenarios neutral (que es el más realista) y optimista los indicadores se mantienen por encima de los requeridos, incluso al agregar honorarios.