

Proyecto de inversión para la instalación de una estación de carga para vehículos eléctricos alimentada con energía solar

Investment Project for the Installation of a Solar-Powered Electric Vehicle Charging Station

Stadler, Gonzalo

gonzalostadler@gmail.com

Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata

Suarez, Elias Ezequiel

eliasezsuares@gmail.com

Carrizo, Guillermo Adrián (Director)

gcarrizo@inti.gob.ar

Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata

Camino, Federico (Codirector)

federicocamino@gmail.com

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 en CABA, a un plazo de 5 años. La oportunidad identificada es la limitada infraestructura de carga del país y el creciente interés por la movilidad eléctrica. El proyecto propone un sistema con tres cargadores de 160 kW y generación fotovoltaica On Grid de 250 kW, con el fin de maximizar el autoabastecimiento y reducir costos operativos. Se realiza un análisis de mercado con tres escenarios (pesimista, neutral y optimista) para estimar la demanda, junto con un estudio técnico que incluye la selección de equipos y el dimensionamiento y diseño del sistema. En el análisis económico se determina la inversión total (192.445 USD), costos fijos (36.685 USD/año) y variables (18.825 USD/año para 2030) y los ingresos proyectados por la venta de energía (120.815 USD/año para 2030). Los resultados demuestran la viabilidad del proyecto, con indicadores favorables en todos los escenarios. En el escenario neutral se obtiene una TIR del 20,1 % y un período 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 es una alternativa rentable y sostenible para impulsar la movilidad eléctrica en Argentina.

Palabras Claves: autos eléctricos; paneles solares; sostenibilidad; proyecto de inversión; plan comercial.

ABSTRACT

This study aims to evaluate the technical, economic, and commercial feasibility of implementing a solar-powered electric vehicle charging station in CABA, within the next 5 years. The identified opportunity lies in the country's limited charging infrastructure and the growing interest in electric mobility. The project proposes a system consisting of three 160 kW chargers and a 250 kW On Grid photovoltaic generation system, designed to maximize self-sufficiency and reduce operating costs. A market analysis is conducted with three scenarios (pessimistic, neutral and optimistic) to estimate demand, along with a technical study that included equipment selection, as well as the sizing and design of the system. The economic analysis evaluates the project's profitability based on total investment (USD 192,445), fixed costs (USD 36.685/year), variable costs (USD 18.825/year projected for 2030), and projected revenues from energy sales (USD 120.815/year for 2030). The results demonstrate the project's feasibility, showing favorable indicators in all scenarios. In the neutral scenario, an IRR of 20,1% and a payback period of 2,54 years are obtained. Additionally, a B2B commercial plan is developed to strengthen the project's market entry and ensure its commercial success through differentiation strategies. Finally, the project represents a profitable and sustainable alternative to promote electric mobility in Argentina.

Keywords: electric cars; solar panels; sustainability; investment project; marketing plan.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la movilidad eléctrica comenzó a consolidarse progresivamente en Argentina, impulsada por los avances tecnológicos, las políticas de incentivo y una mayor conciencia ambiental por parte de la sociedad. 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 SIOMAA (2025). Sin embargo, las instalaciones de carga vehiculares son limitadas y no crecen al ritmo necesario para acompañar el aumento en la adopción de estos vehículos, lo que representa una de las principales limitaciones para su desarrollo. Según AlgoritmoMag (2025), a finales de 2024, el país contaba con aproximadamente 230 estaciones de carga, la mayoría concentradas en la CABA y la provincia de Buenos Aires, que reúnen el 56,9% del total.

La instalación de estaciones de carga vehiculares alimentadas por energía solar representa una oportunidad estratégica para ampliar la red de manera sostenible y eficiente. Esta solución permite atender la creciente demanda de puntos de abastecimiento para vehículos eléctricos, al mismo tiempo que reduce el impacto ambiental y la dependencia de la red eléctrica convencional. La integración de sistemas fotovoltaicos en estaciones de servicio ofrece, además, la posibilidad de optimizar los costos operativos y contribuir al desarrollo de un modelo de movilidad más limpio y sostenible.

El presente trabajo tiene como objetivo general evaluar la factibilidad técnico-económica de instalar una estación de carga para vehículos eléctricos alimentada con energía solar. Los objetivos específicos planteados están relacionados con analizar la demanda de carga esperada y dimensionar el sistema fotovoltaico; identificar la tecnología y la alternativa de localización más conveniente; evaluar la factibilidad económica en base a la inversión, costos y la rentabilidad y, finalmente, definir una estrategia comercial B2B para la venta del proyecto.

2. ESTUDIO DE MERCADO

Descripción de la estación de carga y del sistema fotovoltaico

Una estación de carga para vehículos eléctricos permite suministrar energía a los automóviles eléctricos a través de tres niveles de carga: lenta (2–3,7 kW), semi rápida (3,7–22 kW) y rápida/ultrarrápida (22–350 kW). Los dos primeros niveles corresponden a cargadores que entregan corriente alterna al vehículo (AC) y los conectores más utilizados son los llamados Tipo 1 y Tipo 2 respectivamente. En los cargadores AC, la corriente que toma el vehículo es alterna, que luego es convertida en continua para cargar su batería mediante su convertidor interno. El tercer nivel entrega corriente continua (DC) y suelen utilizar los conectores llamados CCS o CHAdeMO.

El proceso de carga comienza con la conexión del vehículo, el intercambio de información entre el sistema y la batería, el suministro de energía controlado según las condiciones del vehículo y finaliza con la desconexión segura una vez alcanzado el nivel de batería deseado.

Hay tres tipos de sistemas fotovoltaicos: On Grid (conectado a la red para tomar energía en momentos de baja o nula generación), Off Grid (que permite tener un respaldo de energía almacenada en baterías) e híbrido (combinación de ambos). Debido a la alta variabilidad tanto del sistema fotovoltaico como del comportamiento de la demanda, resulta conveniente conectarse a la red para poder afrontar los momentos más críticos del suministro de energía. Por lo tanto, se concluyó que la alternativa más adecuada para el sistema es la opción On Grid.

El sistema fotovoltaico On Grid genera electricidad mediante módulos solares y la envía a un inversor que la convierte en corriente alterna para alimentar la estación de carga. El sistema prioriza el uso de energía solar. Si la generación excede la demanda, el excedente se inyecta a la red eléctrica pública. En caso contrario, si la generación es insuficiente, se complementa con la red.

Caracterización y determinación de la demanda

El análisis se centró en vehículos eléctricos puros (BEV) e híbridos enchufables (PHEV), que son los únicos que utilizan estaciones de carga. Para estimar la demanda en Argentina, se partió de los registros históricos de patentamientos de vehículos con motor de combustión y de autos eléctricos. Dado que los datos locales eran insuficientes para este último

registro, se utilizó un análisis de escenarios para proyectar el crecimiento de los autos eléctricos hasta 2030, en base a datos de Our World in Data (2024).

Para el escenario neutral, entre 2025 y 2030, se supuso un crecimiento similar al observado en Chile entre 2019 y 2024, debido a que los primeros años de adopción de esta tecnología en Argentina presentó un comportamiento similar al del país fronterizo entre 2015 y 2018. En el escenario optimista se consideró un ritmo de expansión equivalente al crecimiento mundial entre 2013 y 2018, que refleja un contexto más favorable. En el escenario pesimista se asumió que la proporción de autos eléctricos se mantendrá constante respecto a 2024, debido a factores económicos y preferencias de los consumidores.

En la figura 1 se presentan los resultados para los tres escenarios realizados.

Los cálculos técnicos y económicos se realizaron con el escenario neutral, mientras que los otros escenarios se utilizaron para evaluar la rentabilidad del proyecto bajo distintas condiciones.

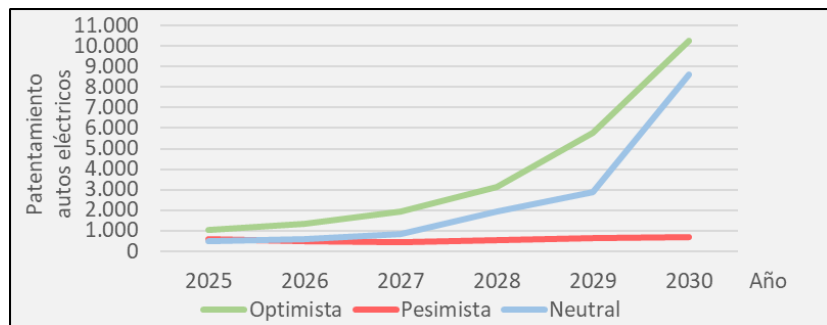


Figura 1 – Comparación de escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

Para estimar la cantidad de cargas, se partió del dato de que los autos eléctricos se cargan en promedio 2,5

veces por semana, según un informe de Kia (2023). Para 2030 se realizarán 42.493 cargas semanales en todo el país, debido a que se proyecta una cantidad de 16.997 vehículos eléctricos.

Se determinó que en el primer año de operación la estación podrá captar el 2% de la demanda nacional, por la baja cantidad de estaciones y su concentración en CABA. Como la circulación de vehículos eléctricos se estima en 2.702 para 2026, se atenderán 136 cargas semanales al inicio de proyecto. 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 determinó una participación de mercado en torno al 0,5% para el fin del proyecto, lo que equivale a 213 cargas semanales.

Caracterización de la oferta

La infraestructura es impulsada por operadores privados como YPF, Enel X y Chargebox Net que ofrecen distintos tipos de cargadores según la empresa y la potencia: desde 11 a 22 kW en carga AC y entre 50 y 150 kW en carga DC. Actualmente, los cargadores de 150 kW son escasos, lo que representa una oportunidad de mercado para captar usuarios que buscan cargas rápidas.

3. ESTUDIO TÉCNICO

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 destaca por ser el principal centro urbano con mayor cantidad de vehículos eléctricos y una buena confiabilidad de red, San Juan por su alta irradiación solar y Mar del Plata por su puerto y adopción creciente de movilidad eléctrica.

Para seleccionar la mejor alternativa se realizó una matriz de localización bajo 5 criterios: irradiación solar promedio, cantidad de vehículos eléctricos, capacidad y confiabilidad de la red eléctrica, beneficios impositivos a energías renovables y facilidad para la importación. La matriz determinó que CABA es la mejor ubicación para el proyecto, debido a su alta concentración de vehículos eléctricos, buena confiabilidad de red, beneficios razonables para energías renovables y facilidad de importación, aunque con una irradiación menor que San Juan.

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para dimensionar el sistema fotovoltaico, se distribuyó la demanda semanal de manera uniforme para obtener la demanda diaria, aunque, según AutoDataAr (2025), los días en los que más se concurre a las estaciones son los viernes y los fines de semana. Además, las horas en las que se concentra la mayor parte de las cargas es en el rango de 18 a 21. Sin embargo, se optó por una distribución uniforme para evitar un excesivo sobredimensionamiento de la generación en días y horas de menor consumo. En estos momentos se generará un excedente que será inyectado a la red. De esta manera, habrá un balance energético general, aunque no necesariamente coincidente con la distribución diaria del consumo.

La demanda diaria promedio se estimó en 783,6 kWh para 2030, calculada a partir de la cantidad de autos a cargar, la capacidad promedio de sus baterías y una carga promedio del 60% por vehículo. Para determinar la capacidad promedio de las baterías se realizó un promedio ponderado a partir de los autos BEV y PHEV más vendidos en el país durante 2024 y el valor de sus baterías, en base a datos del SIOMAA (2025) y de las páginas oficiales de las marcas correspondientes. Se obtuvo un valor de 42,92 kWh. El promedio de carga de cada vehículo se estimó en base a las recomendaciones de Kia (2023) para preservar la vida útil de las baterías, que recomienda que deben cargarse desde el 20% hasta el 80% de la capacidad total de cada vehículo.

En todo sistema solar existen pérdidas por factores como suciedad, cableado, sombras y eficiencia del inversor, por lo que se aplicó un factor de eficiencia del 77% recomendado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL). De esta manera, la energía requerida de 783,6 kWh se ajustó a 1017,7 kWh para compensar dichas pérdidas.

Según datos de profileSOLAR para CABA, la irradiancia promedio es de 4,23 kWh/m² por día, lo que equivale a 4,23 horas pico de sol diarias. Al dividir la energía ajustada (1017,7 kWh) por esas horas se obtuvo una potencia requerida de 240,6 kW.

La potencia calculada es la necesaria a la salida del inversor para garantizar que este valor sea el que realmente llega a los cargadores. El inversor se dimensiona por debajo de la potencia máxima del sistema fotovoltaico para que opere de manera más eficiente, ya que los paneles raramente alcanzan su potencia nominal por condiciones reales de operación. 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.

Se seleccionaron paneles solares bifaciales monocristalinos de 700 W, con alta eficiencia (23%), para optimizar el espacio y la producción energética. Para cubrir la potencia de 275 kW se requieren 393 paneles. El inversor elegido fue el Growatt MAX 250KTL3 HV, de 250 kW y 99% de eficiencia, con un rango de entrada DC de 500 a 1.500 V.

Para garantizar que el arreglo solar opere dentro de los límites de entrada del inversor, se ajustó el voltaje de los paneles según las temperaturas extremas históricas de CABA. En días muy fríos, el voltaje por panel aumenta a 52,23 V, mientras que en días muy calurosos disminuye a 32,76 V. Con estos valores, se determinó que se pueden conectar entre 16 y 28 paneles en serie para no exceder los límites del inversor. Como se requieren 393 paneles en total, se organizarán en varias cadenas en paralelo.

Dado que la potencia requerida por los cargadores supera la demanda habitual de una conexión en baja tensión, la estación se conectará a la red de media tensión (13,2 kV en CABA). Para adaptar esta tensión a los equipos, se instalará un transformador trifásico de 300 kVA, que reduce de 13,2 kV a 380 V y permite también elevar la tensión para inyectar energía a la red cuando sea necesario.

Determinación de la cantidad de cargadores

Se estimó que, en un escenario extremo, el 20% de la demanda semanal ocurre el viernes y el 50% de las cargas diarias se concentran entre las 18 y 21 horas. Bajo esta suposición, en 2030 será necesario cargar 21 autos en ese rango (equivalente a 7 autos por hora). Para atender esta cantidad de vehículos se propuso una configuración de tres cargadores de 160 kW cada uno, con dos conectores por equipo, lo que permite cargar simultáneamente hasta seis unidades. 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 auto.

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.

Esta configuración cubre la demanda sin generar congestión significativa, ya que 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 implicaría la incorporación de un cuarto cargador, con un aumento de la inversión. Esta configuración resultaría sobredimensionada para los días y los horarios en los que la demanda es considerablemente menor.

Los cargadores seleccionados son de la empresa iCharger, de 160 kW y con conectores compatibles con CCS1, CCS2 y CHAdeMO.

Selección y diseño de la estación de servicio tipo

La selección de la estación de servicio tipo se basó en la determinación del área necesaria para instalar los paneles solares y en la elección de una ubicación adecuada. Cada panel, de 1,303 m x 2,384 m, se dispuso con una inclinación de 30° y orientación norte para maximizar la captación solar en Buenos Aires. Con estos parámetros y el espacio mínimo entre filas, se calculó que cada panel requiere 5,182 m² de techo, lo que resultó en un espacio necesario de 2.037 m² para los 393 paneles.

Se eligió una estación de servicio YPF (que también pertenece al Automóvil Club Argentino) en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, ubicada en el barrio Palermo, que tiene un techo de 2.500 m² aproximadamente. Se verificó que no existieran obstrucciones significativas que afectaran la generación.

A través de la plataforma Open Solar se analizaron las configuraciones retrato y paisaje, donde la primera apoya el lado corto del panel sobre el techo y la segunda el lado largo. 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. La disposición en retrato resultó más eficiente, ya que permitió instalar los 393 paneles previstos, mientras que la alternativa en paisaje solo permitió colocar 375. Aunque la superficie total del techo supera el área requerida, parte de ella no es apta para la instalación, por lo que únicamente la orientación en retrato cumple los requisitos. En la figura 2 se presenta la disposición en retrato en el techo de la estación de servicio seleccionada.



Figura 2 – Disposición de los paneles en el techo de la estación.

Fuente: Elaboración propia en base a Open Solar.

Funcionamiento del sistema

El sistema se organizará en 19 strings de 19 a 23 paneles conectados en serie, que varían según el ancho en cada parte del techo. Cada grupo se protegerá mediante cuadros de corriente continua (string boxes) con grado IP65, ubicados bajo los paneles para optimizar el cableado. La energía generada se dirige a un inversor trifásico de 250 kW, que convierte la corriente continua en alterna. A su salida, se conectará a un tablero de protección en corriente alterna, que distribuye la energía hacia los tres cargadores de 160 kW y permite la conexión con la red eléctrica mediante un medidor bidireccional. Este medidor posibilita la medición al inyectar excedentes o extraer energía cuando la demanda supera la generación solar.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para realizar la evaluación económica del proyecto se utilizaron algunos precios en pesos. Debido a su inestabilidad, todos los valores se convirtieron a dólares en base a una cotización de \$1.244, según datos de La Nación (2025).

Cálculo de la inversión fija e inversión fija total

Para el cálculo de la inversión fija se utilizó el método de estimación por factores. Este valor resultó en 190.732 USD, al igual que la inversión fija total, debido a que no es necesario realizar una inversión para adquirir un terreno.

Análisis y determinación del precio de venta

El precio de venta se estableció en 0,42 USD/kWh luego de realizar un análisis del mercado y de la competencia, con el objetivo de alcanzar un equilibrio entre competitividad, rentabilidad y valor percibido por el usuario. Esta tarifa se ubica en un rango intermedio del mercado: es superior a la de ChargeBox (0,24 USD/kWh) e YPF (0,372 USD/kWh), pero inferior a la de Shell (0,453–0,46 USD/kWh).

La justificación del precio se fundamenta en la mayor potencia de los cargadores instalados (160 kW), que posibilitan una reducción significativa en los tiempos de carga respecto a los equipos disponibles en CABA, cuya potencia varía entre 11 y 60 kW. Esta diferencia tecnológica constituye una ventaja especialmente frente a ChargeBox, que ofrece las tarifas más bajas, pero con equipos de media potencia (11 y 22 kW), que prolongan considerablemente los tiempos de carga.

Además, el proyecto ofrece flexibilidad frente a sistemas de membresía o paquetes de carga, como los ofrecidos por 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.

Estimación de los costos de producción

En la figura 3 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.

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.

Costo de depreciación

Para el costo de depreciación se aplicó el método de línea recta. Se tuvo en cuenta un valor residual del 30% y un tiempo de vida útil de los equipos de 5 años de uso.

Costo de materia prima

El costo de materia prima se obtuvo a partir de simulaciones que consideraron tanto la generación solar como el consumo eléctrico de los cargadores.

En la primera, se simuló la generación de energía a partir de la irradiancia, es decir, la intensidad del sol, para cada hora de un año completo. Esta estimación se basó en datos climáticos históricos de CABA (2005-2023) para asegurar que fuera realista y permitió saber cuánta energía producirían los paneles solares en cada momento.

En la segunda simulación se determinó la demanda de la estación de carga vehicular. Para ello, se simuló en qué día y a qué hora llegarían los vehículos, a partir de la proyección de la cantidad de autos a atender por semana para los tres escenarios planteados. Con la simulación también se determinó el modelo del vehículo a arribar y, con la consideración de que en promedio se carga el 60% de su batería, se pudo determinar la demanda de energía. Esta simulación se realizó para todos los años del proyecto y en los tres escenarios.

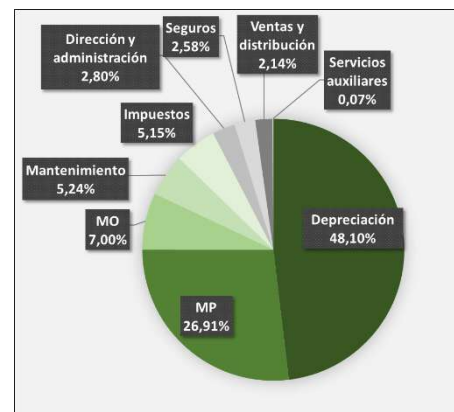


Figura 3 – Estructura de costos para 2030.
Fuente: Elaboración propia.

Proyecto de inversión para la instalación de una estación de carga para vehículos eléctricos alimentada con energía solar
Stadler, G.; Suarez, E.

Finalmente, se compararon los resultados de ambas simulaciones para calcular la diferencia entre la energía generada y la demandada. Este análisis permitió determinar en qué momentos del día habrá un excedente de energía para inyectar a la red y en qué momentos será necesario tomar energía para poder atender a todos los clientes.

Para el escenario neutral se obtuvo un balance neto positivo en todos los periodos, ya que la generación superó al consumo, por lo que no se registraron costos sino ingresos por venta de excedentes.

Adicionalmente, se incorporaron los cargos fijos y por potencia contratada establecidos por Edenor para usuarios de tarifa T3 y suministrados con media tensión. La potencia contratada se planificó de forma progresiva, con 160 kW al inicio y 250 kW al final del proyecto, en base a los resultados de la simulación.

Costo de mano de obra directa

El costo de mano de obra directa se determinó a partir del tiempo que los operarios destinan a asistir a los usuarios en la carga eléctrica. Los consumidores deberían poder efectuar la carga y abonar el servicio sin ayuda. Sin embargo, se estimó que, en promedio, cada vehículo solicitará tres minutos de atención por parte de los operarios para conectar el cargador y efectuar el pago. El cálculo del costo se basó en el valor establecido por el convenio del Sindicato de Obreros y Empleados de Estaciones de Servicio, que se aplicó según la cantidad de vehículos proyectados para cada año del período de análisis.

El resto de los costos fueron estimados como un porcentaje de la mano de obra directa o de la inversión fija, mientras que el de mantenimiento se calculó como un valor fijo determinado por la cantidad de paneles y el costo de mantenimiento de cada uno de ellos.

Rentabilidad del proyecto

Para calcular la rentabilidad del proyecto fue necesario determinar la inversión total, que resultó en 192.445 USD. Este valor se obtuvo al agregar a la inversión fija total el valor del capital de trabajo, estimado como 30 días del costo de operación sin incluir la depreciación. Luego, en base al flujo de fondos del proyecto, se evaluó la rentabilidad mediante el método de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y se lo complementó con el tiempo de repago (nR). La TIR se calculó a partir de la función de Microsoft Excel, mientras que el tiempo de repago se determinó gráficamente como el período en el que la inversión fija depreciable es reducida a cero por acumulación de los flujos de caja. En la tabla 1 se presentan los resultados para los tres escenarios.

Tabla 1 - 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 puede ser afrontada por parte de las empresas que lo adquirirán.

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 rentable.

5. DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA COMERCIAL

Justificación del plan de marketing

El plan de marketing se elaboró para aprovechar la oportunidad que representa la limitada cantidad de estaciones de carga en el país y el crecimiento de la movilidad eléctrica. Se buscará vender el proyecto con un enfoque B2B, dirigido

a estaciones de servicio y otros potenciales clientes. Dado que el análisis económico confirmó la rentabilidad del proyecto, el plan busca garantizar su inserción en el mercado y lograr su éxito comercial.

Herramientas para el análisis estratégico

Se utilizaron diversas herramientas estratégicas. Primero se analizó la participación de mercado de los principales proveedores de estaciones de carga en Argentina. Se identificó que, si bien existen competidores como Chargebox, QEV, NovaPower y Enel X, ninguno integra generación fotovoltaica, lo que otorga un valor agregado al proyecto.

Luego, se aplicó la matriz BCG que mostró que el mercado de estaciones de carga crece a una tasa superior al 15% anual, mientras que la participación del proyecto es aún nula, lo que lo ubica como un interrogante. El ciclo de vida del producto confirmó que la iniciativa se encuentra al final de la etapa de desarrollo y por iniciar la etapa de introducción en el mercado, por lo que el objetivo será generar adopción inicial y construir posicionamiento.

Luego de analizar las herramientas, se concluyó que el proyecto se desarrolla en un nicho de alto potencial, una intensidad media de competencia directa, nula presencia de productos sustitutos y ofrece una propuesta de valor diferenciada. Su éxito dependerá de generar confianza en los primeros clientes y escalar progresivamente. Los objetivos principales serán obtener reconocimiento y ganar participación para convertir el proyecto en estrella.

Determinación de la estrategia de desarrollo

Para determinar la estrategia de desarrollo se analizaron las estrategias de Porter.

Si bien el plan le da más prioridad a un segmento, el proyecto puede venderse en diversos sectores. Se definió como segmento estratégico prioritario a las grandes cadenas de estaciones de servicio, seguido por grandes cadenas de supermercados y estaciones independientes como segmento estratégico y, finalmente, hoteles y shoppings como otros segmentos.

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.

Planteamiento de objetivos

Los objetivos cuantitativos del plan se dividieron en tres. En primer lugar, se propuso alcanzar una participación del 3 % del mercado nacional para 2030, al tomar como referencia que el competidor con menor participación actual tiene un 7 %. Esta meta reconoce la dificultad de competir con empresas más consolidadas, al mismo tiempo que plantea un crecimiento realista y alcanzable dentro del horizonte proyectado.

En segundo lugar, se estableció como objetivo de ventas concretar 10 proyectos en un plazo de 5 años, luego de analizar la cantidad de prospectos en el área de interés. Esta meta es coherente con la participación de mercado deseada y tiene en cuenta el crecimiento proyectado del sector.

Finalmente, el objetivo de facturación se estableció en base a un precio de venta de 204.730 USD por proyecto, que incluye el valor de la inversión fija total y los honorarios del equipo desarrollador. Se proyecta una implementación gradual, con una facturación equivalente a un proyecto por año durante los dos primeros años y un aumento a dos proyectos anuales a partir del tercero.

En cuanto 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 a través de la ejecución exitosa de los primeros proyectos, así como construir relaciones a largo plazo con los clientes para convertirse en un socio estratégico.

Mix de marketing

La estrategia de producto se centrará en diferenciar la estación de carga a través de la energía solar como fuente de alimentación, que es lo que le permite trascender el nivel de producto genérico. Para que este valor agregado se transforme en un producto ampliado será necesario esperar el lanzamiento y la validación del mercado. A futuro, se planea evolucionar hacia un producto potencial mediante la incorporación de una aplicación de monitoreo del sistema, que ofrecería valor tanto al comprador del proyecto como al usuario final. Cabe destacar que para que la propuesta sea parte del producto potencial debe ser aceptada por el cliente, quien es el foco principal de este plan.

En cuanto al precio, la estrategia se definió luego de considerar las variables de costos, competencia y demanda. En función de este análisis, se seleccionó una estrategia de precios descremados, caracterizada por valores más 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 de comunicación será principalmente informativa y digital, dirigida a los compradores del proyecto y, en menor medida, a los usuarios finales. Se creará un sitio web oficial y se mantendrá una presencia activa en redes sociales para difundir los beneficios de sostenibilidad y eficiencia. Además, se propone la participación en ferias del sector y un enfoque de venta directa, mediante correos electrónicos, llamadas de presentación y reuniones comerciales planificadas para clientes potenciales de alto valor, como YPF Luz. La identidad de marca se consolidará bajo el nombre EnerGreen, cuyo logo se ubicará en cada cargador vendido para aumentar el reconocimiento.

Finalmente, la estrategia de distribución se basará en un canal indirecto corto y exclusivo. Un operador logístico se encargará únicamente del envío de los equipos, mientras que la empresa mantendrá el control total del contacto con el cliente, la venta y la instalación, debido a la complejidad técnica del producto y el alto valor de cada transacción. Se aplicará un enfoque "push" orientado a los compradores, aunque también se realizarán acciones hacia el consumidor final para fortalecer la imagen de marca y estimular la demanda.

Presupuesto del plan de marketing

Se realizó un presupuesto que incluye los gastos en todas las acciones asociadas al mix de marketing hasta 2030. Se calcularon los costos para la creación y mantenimiento de la aplicación y de la página web, la contratación de un Community Manager para el manejo de las redes sociales, la inscripción en ferias y el ploteo de los cargadores. El presupuesto total asciende a 14.842 USD.

Seguimiento y control

Se diseñó un plan de seguimiento y control para evaluar el avance del proyecto y aplicar acciones correctivas en los estados rojo y amarillo, que indican desviaciones respecto a los objetivos establecidos. El estado verde no requiere intervención. En la tabla 2 se presenta el plan realizado.

Tabla 2 – Plan de seguimiento y control.

Aspecto a controlar	Indicadores	Estado					Responsable	Frecuencia de análisis
		Valor actual	Valor objetivo	Rojo	Amarillo	Verde		
Marketing	Participación de mercado = $100 \times \text{Ventas EnerGreen} / \text{Ventas totales del mercado}$	-	3%	< 0,5%	0,5% - 1,5%	> 1,5%	Ventas	Bianual
	Incremento en las visitas de la página web = $\text{visitas mes (n)} / \text{visitas mes (n-1)}$	-	> 1,1	< 0,9	0,9-1,05	> 1,05	Ventas	Mensual
	ROI Marketing = $(\text{Marketing bruto incremental} - \text{Inversión en Marketing}) / \text{Inversión en Marketing}$	-	> 1	< 0	0 - 0,8	> 0,8	Adm. y Finanzas	Anual
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	Anual
	Conversión a ventas = $\text{Número de prospectos convertidos en clientes} / \text{Número de prospectos totales}$	-	5%	< 2%	2% - 4%	> 4%	Ventas	Anual
	Reuniones efectivas = $\text{Número de reuniones en las que se producen ventas} / \text{Número de reuniones totales}$	-	10%	< 5%	5% - 7%	> 7%	Ventas	Anual

Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

El proyecto demuestra ser viable técnica, económica y comercialmente. La estimación de la demanda de vehículos eléctricos permitió dimensionar correctamente el sistema fotovoltaico, mientras que la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se identificó como la mejor ubicación. Los indicadores financieros mostraron valores de rentabilidad y tiempo de repago favorables en todos los escenarios planteados. La 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.

7. REFERENCIAS

- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de proyectos*. (7ª ed.). McGraw Hill.
- Chase, Aquilano y Jacobs (2014). *Adm. de Operaciones. Producción y cadena de suministros*. (13ª ed.). McGraw Hill.
- Comba, P. (18 de marzo de 2025). *Vehículos eléctricos en Argentina y desafíos de infraestructura*. Algoritmo Mag. <https://algoritmomag.com>
- Dwyer, F.R. & Tanner, J.F. (2007). *Marketing Industrial*. (3ª ed.). McGraw Hill.
- Hanke John E.; Wichern Dean W. (2006). *Pronósticos en los Negocios*. (9ª ed.). Pearson.
- 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>
- La Nación (s.f.). *Dólar oficial histórico en la Argentina*. <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.
- Profile Solar. (s.f.). *Solar PV Analysis of Buenos Aires, Argentina*. <https://profilesolar.com>
- Rava Bursátil. (s.f.). *Riesgo país Argentina*. Recuperado el 12 de agosto de 2025 de <https://www.rava.com>
- Ritchie, H. (Febrero 2024). *Tracking global data on electric vehicles*. Our World in Data. <https://ourworldindata.org>
- Semyraz, D. (2014). *Elaboración y evaluación de proyectos de inversión*. (2ª ed.). Osmar D. Buyatti.
- 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>
- Stern NYU. (2025). *Cost of Equity and Capital (US)*. <https://pages.stern.nyu.edu>
- Taha, H. A. (2012). *Investigación de Operaciones. Una Introducción*. (9ª ed.). Pearson.
- Winston, W.L. (2011). *Investigación de Operaciones*. (4ª ed.). Thomson.