



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE CENTROS DE CARGA PARA VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN SOLAR EN ESTACIONAMIENTOS
COMERCIALES**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTÓBAL GONZALO MUÑOZ FUENTEALBA

PROFESOR GUÍA:
GONZALO BUSTOS TURU

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JORGE AMAYA ARRIAGADA
URIEL TRONCOSO MATAMOROS

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CRISTÓBAL GONZALO MUÑOZ FUENTEALBA
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: GONZALO BUSTOS TURU

CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE CENTROS DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN SOLAR EN ESTACIONAMIENTOS COMERCIALES

A raíz del cambio climático, la adopción de tecnologías de bajas emisiones ha tomado un papel vital en la sociedad actual. El creciente parque de vehículos eléctricos en el país ha generado la necesidad de aumentar la disponibilidad de infraestructura de carga y fomentar la generación de energía con fuentes renovables para abastecer la demanda adicional que se creará. Con este trabajo se busca desarrollar un modelo de optimización capaz de encontrar la configuración óptima de centros de carga de vehículos eléctricos ubicados en estacionamientos comerciales con incorporación de paneles fotovoltaicos. El objetivo es maximizar el valor actual neto de un proyecto determinando la cantidad de cargadores y la capacidad de paneles fotovoltaicos que debe instalarse, asegurándose de que se cumplan todas las restricciones técnicas y económicas propias de la operación de un centro de este tipo.

Con el objetivo de lograr lo anterior, se realizó un análisis preliminar que permitió identificar los parámetros y variables críticas que deben considerarse al momento de diseñar una estación de carga y una central de generación distribuida solar. Con estos datos pudo construirse el modelo de optimización estableciendo las interacciones entre los diferentes parámetros de entrada y todos los flujos de energía necesarios para modelar correctamente la operación de la estación de carga.

Para corroborar el correcto funcionamiento del modelo se optó por crear diferentes escenarios a modo de ingresar conjuntos de parámetros que simularían distintos locales comerciales en los que diseñar un centro de carga. Con esto fue posible obtener un análisis extensivo de aspectos económicos y técnicos de la operación que confirman la validez del modelo para representar la operación de un centro de carga. Se espera que este modelo sirva como la base para desarrollar una herramienta que ayude a inversionistas a desarrollar infraestructura de carga a lo largo del país.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	3
1.1.1. General	3
1.1.2. Específicos	3
2. Marco Teórico y Estado del Arte	5
2.1. Marco Teórico	5
2.1.1. Generación Solar	5
2.1.2. Tarificación	10
2.1.3. Vehículos eléctricos	12
2.1.4. Infraestructura de carga	14
2.1.5. Carga de EV con dosel solar	17
2.1.6. Sistemas de almacenamiento en baterías	19
2.2. Estado del Arte	20
3. Metodología	23
3.1. Estudio de caso preliminar	23
3.2. Modelo de optimización	26
3.2.1. Variables de decisión	27
3.2.2. Restricciones	28
3.2.3. Parámetros de entrada y construcción del modelo	30
3.2.3.1. Generación	30
3.2.3.2. Demanda por vehículos eléctricos	31
3.2.3.3. Demanda de local comercial	38
3.2.3.4. Batería	39
3.2.3.5. Venta a la red	41
3.2.3.6. Flujo de energía	41
3.2.3.7. Límite de potencia hora punta	43
3.2.4. Economía y Flujo de Caja	44
3.2.5. Función objetivo	49
3.2.6. Software utilizado	49
4. Resultados	51

4.1. Casos de estudio	51
4.2. Resultados	53
4.2.1. Outputs	53
4.2.2. Carga DC	56
4.2.3. Límite de potencia	57
4.2.4. Batería	59
4.2.5. Utilización de cargadores	59
4.2.6. Flujo de energía	61
4.2.7. Análisis de sensibilidad	63
4.2.7.1. Batería	63
4.2.7.2. Dosel solar	65
4.2.7.3. Penetración de vehículos eléctricos	67
5. Discusión	69
6. Conclusiones	72
Bibliografía	75
Anexo	80
A. Planteamiento del modelo de optimización	80

Índice de Tablas

2.1.	Cargos por potencia para cada tarifa regulada.	11
2.2.	Modos de carga de acuerdo al estándar IEC 61851-1 [27].	15
3.1.	Características comercio seleccionado.	26
3.2.	Algunos de los modelos más vendidos en Chile [26],[49].	32
3.3.	Costos de diferentes ítems considerados para el flujo de caja.	46
4.1.	Casos a analizar para la obtención de resultados.	52
4.2.	Diferencia entre tecnologías separadas y conjunto.	55

Índice de Ilustraciones

2.1.	Costo nivelado de la energía para diferentes tecnologías. De [8].	6
2.2.	Capacidad instalada y proyecciones de energía fotovoltaica en el mundo. De [1].	7
2.3.	Curva de pato en Chile. De [11].	8
2.4.	Configuraciones de doseles solares	9
2.5.	Tipos de vehículos eléctricos. Adaptado de [2].	14
2.6.	Curva de carga para dos modelos diferentes de EV.	16
2.7.	Tipos de cargador según región y modo de carga [27].	17
2.8.	Configuraciones de centro de carga.	18
2.9.	Ciclos de carga vs. DoD [28]	20
3.1.	Metodología realizada para el análisis preliminar.	25
3.2.	Centro comercial a analizar. Extraído de Google Maps	25
3.3.	Variables de decisión del problema	28
3.4.	Perfiles de generación normalizados para la región metropolitana.	31
3.5.	Número de vehículos que llegan al estacionamiento.	34
3.6.	Ventas de vehículos livianos y medianos	35
3.7.	Porcentaje de vehículos eléctricos con respecto a al total del parque automotriz.	36
3.8.	Disposición de los usuarios a ocupar cada tipo de cargador.	37
3.9.	Perfil de consumo diario del local comercial	39
3.10.	Flujo de operación del sistema de almacenamiento.	40
3.11.	Flujo de energía para el centro de carga	41
3.12.	Diferencia en el valor de la variable Δ_t al aplicar limite de potencia en hora punta en el modelo.	44
3.13.	Complemento de optimización Solver.	50
4.1.	Inversión de cargadores AC en años de operación para distintos escenarios en el caso de comercio grande.	53
4.2.	Inversión en cargadores AC y DC para caso base y caso DC.	54
4.3.	Capacidad solar instalada por escenario para comercio grande.	54
4.4.	VAN maximizado para cada uno de los escenarios.	55
4.5.	Costo por potencia anual por uso de cargadores.	56
4.6.	Ingresos por venta de energía para carga de vehículos eléctricos.	57
4.7.	Diferencia entre el costo de potencia y beneficios de energía para el caso . . .	58
4.8.	Valor actual neto de acuerdo al límite de potencia para cada cargador.	58

4.9.	Tasa de ocupación de los cargadores AC para un día representativo en cada año de operación.	59
4.10.	Tasa de ocupación de los cargadores DC para un día representativo en cada año de operación.	60
4.11.	Porcentaje del total de clientes dispuestos a utilizar cargadores que no pudieron cargar.	61
4.12.	Uso de energía solar en el centro de carga.	62
4.13.	Fuente de la energía utilizada para cargar los vehículos.	63
4.14.	Potencia de carga y descarga en la operación de la batería.	64
4.15.	Beneficios y costos por el uso del sistema de almacenamiento.	65
4.16.	Inversión en generación solar con un precio reducido para los doseles solares.	66
4.17.	Análisis de energía con instalación de doseles solares.	66
4.18.	Cantidad de cargadores AC instalados en escenarios con 50 % de ventas a 2035.	67
4.19.	VAN para los escenarios con 50 % de ventas a 2035.	68

Capítulo 1

Introducción

El cambio climático ha traído diversos cambios de paradigma en muchos aspectos de la sociedad. Uno de los cambios más importantes está ocurriendo en el sector energético, donde las energías renovables se han ido incorporando fuertemente en los sistemas eléctricos y se estima que seguirán creciendo de la misma manera. Una forma en la que se incorporan las energías renovables en la red es mediante la generación distribuida, esto es generación de menor escala que es conectada directamente a los sistemas de distribución. Las tecnologías que han visto más crecimiento en este ámbito es la generación solar [1], puesto que es de las más baratas y relativamente fácil de instalar. A su vez permite utilizar espacios que de otra forma serían desaprovechados dentro de las ciudades. Con esto, cualquier persona o empresa es capaz de generar energía para su propio uso en sus viviendas, locales, o cualquier otro tipo de edificio que cuente con la capacidad de instalar un sistema solar. Esto trae las principales ventajas a los usuarios de permitir ahorros en su cuenta de luz y además independencia energética con la que podrían incluso prescindir de la red eléctrica en algunas horas del día, abasteciéndose solamente de la energía generada por ellos mismos. Las ventajas no son solamente para los usuarios, sino que también la misma red se beneficia al contar con generación en los mismos lugares de consumo, ya que con esto aumenta la eficiencia general de la energía al ahorrarse las pérdidas por transmisión y distribución y permite también aliviar las congestiones existentes en las redes de transmisión y la carga general en las redes de distribución.

En conjunto con la incorporación de energías renovables se ha buscado también una mayor eficiencia energética, lo que en muchos sectores se traduce en la electrificación de procesos que usualmente funcionan con combustibles fósiles. Uno de los sectores que ya está viendo un gran cambio en este sentido es el de transporte con los vehículos eléctricos, pues existen beneficios no solo en la eficiencia del uso de energía, sino que también estos vehículos pueden ayudar a reducir la contaminación atmosférica y acústica que afecta a los grandes centros urbanos. La incorporación de vehículos eléctricos es algo que ya está sucediendo a lo largo del mundo, donde muchos países han desarrollado planes de expansión de la electromovilidad mediante desarrollo de infraestructura de carga e incentivos económicos para la adquisición de vehículos eléctricos [2]. Este aumento en el uso de vehículos eléctricos trae consigo un gran

aumento en la demanda energética creando la necesidad de contar con mayor capacidad de generación y la infraestructura necesaria para abastecer las necesidades energéticas, junto al desarrollo de tecnologías inteligentes que optimicen el uso de la energía.

La incorporación de nuevas tecnologías trae consigo nuevos desafíos que involucran diversos aspectos de los sistemas ya existentes. El primer mayor desafío viene en el aspecto técnico al tener que asegurarse que estas nuevas tecnologías sean compatibles con los sistemas eléctricos actuales, aprovechando al máximo sus beneficios sin afectar la calidad del suministro. Y segundo, debe conseguirse hacer proyectos que sean económicamente viables para atraer el interés por parte de diversos actores en su desarrollo a nivel nacional. Para esto se hace necesario desarrollar nuevas herramientas que faciliten planteamiento y la preevaluación, y a su vez convencer a inversionistas que vean este tipo de proyectos como una oportunidad de negocio atractiva.

La incorporación de energías renovables y el crecimiento del parque automotriz eléctrico traen cada uno sus propios retos, pero en conjunto forman una sinergia que permite aprovechar ambas tecnologías de mejor manera [3]. La demanda extra causada por la carga de vehículos puede ser compensada con la generación extra de energías renovables. Además, los centros de carga pueden ser alimentados directamente con energía solar dentro de un mismo sistema pudiendo ahorrar en la compra de energía de la red y vender la propia energía para la carga de vehículos. Una oportunidad importante para proyectos de este estilo se presenta en grandes centros comerciales donde es común tener grandes techos y amplios espacios dedicados exclusivamente a estacionamientos de vehículos particulares. En los techos pueden instalarse paneles solares y en estacionamientos doseles solares capaces de proteger a los usuarios de diferentes condiciones climáticas y de generar energía eléctrica para alimentar centros de carga para los vehículos eléctricos que lleguen al local para comprar.

Es bien sabido que el recurso solar puede variar a lo largo del año con las estaciones, como también dentro de un mismo día según la posición del sol en el cielo, lo cual crea el problema de que la generación no siempre coincide con la demanda a lo largo del día. A esto se suma la variabilidad del comportamiento de los clientes que visitan un estacionamiento, el cual puede cambiar de hora en hora e incluso de un día a otro. Estos factores traen el desafío de coordinar ambas partes a modo poder aprovechar, en el mejor de los casos, la energía generada en la carga de vehículos, o al menos asegurar de que la instalación de ambas tecnologías traiga beneficios técnicos y económicos para el dueño de las instalaciones. Como la cantidad de paneles solares instalados debe ser acorde al consumo y este dependerá simultáneamente del mismo comercio y de los vehículos eléctricos que lleguen a cargar, se hace necesario poder evaluar distintas configuraciones de centros de carga solares que se adecuen de mejor manera a las condiciones del local comercial, los requerimientos de los clientes y que, por supuesto, sean viables técnica y económicamente. Para facilitar esta tarea, en este trabajo se busca crear un modelo de optimización que ayude a encontrar una configuración óptima en cuanto

a capacidad solar instalada y cantidad de cargadores a instalar año a año en un centro de carga ubicado en un estacionamiento comercial.

Con este trabajo se espera hacer en primer lugar, un análisis en profundidad capaz de corroborar la factibilidad de realizar un proyecto de un centro de carga solar de vehículos eléctricos considerando diversos factores y proyecciones para su instalación a futuro. Segundo, se espera entregar un estudio y modelo que sea la base de alguna herramienta de acceso público similar a otras herramientas como los exploradores del Ministerio de Energía [4], que sea capaz de evaluar determinados datos entregados por el usuario y con esto entregar una configuración óptima para un proyecto de centro de carga. De esta forma se espera contribuir a la integración de nueva infraestructura de carga en el país, ayudando a lograr los objetivos propuestos en la Estrategia Nacional de Electromovilidad [5] y principalmente contribuir con tener un sector de transporte bajo en emisiones de carbono que permita vivir en ciudades más limpias y amigables con el medio ambiente.

El presente informe se organiza de la siguiente manera: la sección 2 presenta el marco teórico con toda la información importante para entender el trabajo a realizar. La sección 3 muestra las herramientas y metodología completa para la realización de este trabajo. En la sección 4 se muestran todos los resultados obtenidos a partir del estudio y en la sección 5 se discuten los aspectos más importantes que pueden obtenerse de estos. Por último, la sección 6 entrega las conclusiones más importantes que pueden extraerse a partir de la realización del estudio y algunas mejoras para los próximos pasos a seguir en el trabajo.

1.1. Objetivos

1.1.1. General

Construir un modelo capaz de optimizar la configuración y dimensionamiento de un centro de carga de vehículos eléctricos con integración de energía solar de acuerdo a las características del estacionamiento y los requerimientos del inversionista y los usuarios.

1.1.2. Específicos

- Hacer un estudio de caso preliminar para caracterizar la capacidad de generación y demanda de un local comercial determinado.
- Identificar los factores críticos a considerar para la correcta operación de un sistema de carga.
- Revisar aspectos regulatorios acerca de la realización de un proyecto de este estilo y las tarifas a las que puede adherirse.
- Revisar aspectos económicos del proyecto e identificar cada ítem necesario para la construcción de un flujo de caja del proyecto.

- Plantear y construir un modelo de optimización con restricciones y parámetros de entrada basado en todos los factores estudiados anteriormente.
- Analizar resultados obtenidos a modo de corroborar la correcta operación del modelo.

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

2.1. Marco Teórico

2.1.1. Generación Solar

La generación solar fotovoltaica se basa en obtener energía eléctrica a partir de la radiación emitida por el sol por medio de paneles solares. Esto se logra gracias al efecto fotovoltaico que ocurre dentro de las celdas, donde los electrones pueden ser liberados con la energía de los fotones de los rayos ultravioleta liberados por el sol [6]. Con el paso del tiempo, la tecnología de los paneles ha mejorado en muchos aspectos, permitiendo que hoy en día sean parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia. Entre las principales mejoras que han tenido en los últimos años se tiene la baja de costo de fabricación de paneles y el aumento de eficiencia de las celdas, permitiendo que en un mismo espacio se genere más energía. La combinación de estos dos aspectos ha logrado que el costo de la energía solar sea cada vez menor, quedando por debajo incluso de todas las otras tecnologías de generación eléctrica como se aprecia en la Figura 2.1. Esto causa que la generación solar se vea como una de las alternativas más atractivas al momento de invertir en nuevas fuentes de generación renovable.

La tecnología de paneles más utilizada hoy en día son los cristalinos de silicio representando cerca del 90 % del mercado en la actualidad [6]. Los principales tipos de paneles de silicio que existen son los monocristalinos y policristalinos. Los monocristalinos fueron la primera tecnología en ser desarrollada, destacando por una alta eficiencia de entre 16 % a 22 %, a cambio de un elevado costo de manufactura. Por otra parte, los paneles policristalinos fueron desarrollados con el propósito de disminuir los costos de producción, aunque esto trae consigo eficiencias que rondan entre 14 % a 18 % [7].

Una típica configuración de sistema fotovoltaico consiste en 4 diferentes partes. El módulo fotovoltaico o panel, compuesto de celdas que permite generar energía eléctrica al exponerse a radiación solar. El inversor es responsable de convertir la corriente DC generada por los paneles a corriente AC con el voltaje y frecuencia apropiados a la que es ocupada en la red eléctrica común. En algunos casos se incorpora un sistema de almacenamiento para aprove-

char los excedentes de generación, en cuyo caso también se debe incorporar un sistema de control de carga que se encarga de mantener los niveles de carga de la batería dentro de los rangos que le permiten una mayor vida útil [6].

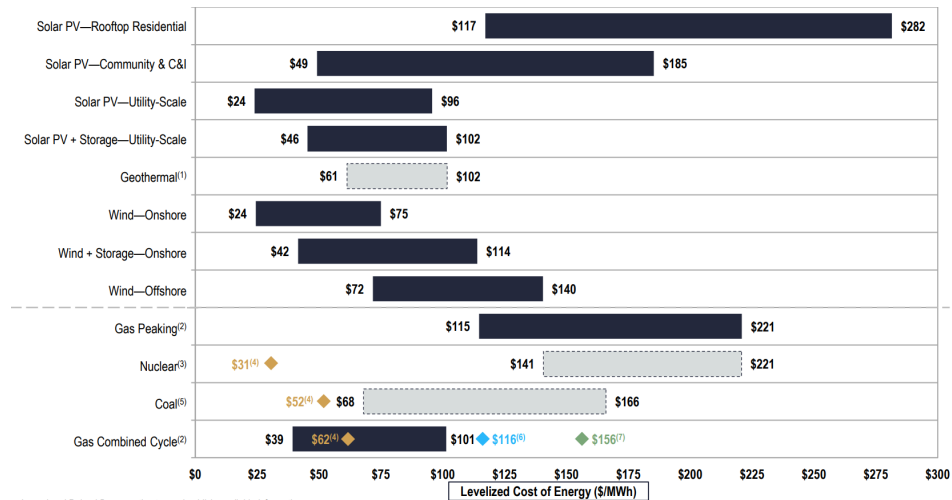


Figura 2.1: Costo nivelado de la energía para diferentes tecnologías. De [8].

Un aspecto importante a considerar en un proyecto fotovoltaico es la degradación que sufren los paneles a lo largo de su vida útil, disminuyendo la eficiencia con la que estos pueden operar. Los principales factores que afectan en la degradación son: la radiación solar, humedad, temperatura y polvo [6]. Generalmente los fabricantes garantizan a los paneles una vida útil de entre 20 a 25 años, pues estos van perdiendo su eficiencia de manera lineal hasta que llegan a cerca del 80 % de su eficiencia inicial debido a la degradación. Esto tiene afectos económicos importantes al reducir la cantidad de energía que genera el proyecto y, por lo tanto, la energía que puede ocuparse o venderse a la red [9].

Con la baja de precios de la energía solar a principios de la década 2010, la construcción de proyectos de energía solar comenzó a crecer exponencialmente, aumentando la capacidad solar instalada a lo largo del mundo y manteniéndose así hasta el día de hoy. La mayor parte de la integración de la energía solar es por medio de proyectos de gran escala, es decir, proyectos con varias decenas de megawatts de capacidad. Sin embargo, en conjunto con estos proyectos, la baja de precios permitió también la realización de proyectos de pequeña escala, como la generación incorporada a techos de edificaciones tanto comerciales como residenciales [1]. Más aún, la Figura 2.2 muestra el desarrollo de la tecnología solar distribuida y sus proyecciones para los próximos años en todo el mundo, donde se ve que podría tener una capacidad similar a los proyectos de gran escala. Esta forma de generación rompe con los esquemas de los sistemas eléctricos tradicionales donde la generación ocurría lejos de los centros urbanos, permitiendo que ahora los mismos consumidores pueden generar su propia energía e incluso pueden venderla a la red. Esto trae no solo el gran beneficio de ahorrarle al sistema los costos de transmisión y distribución dentro de la red, sino que permite aprovechar

espacio que es escaso en ciudades.

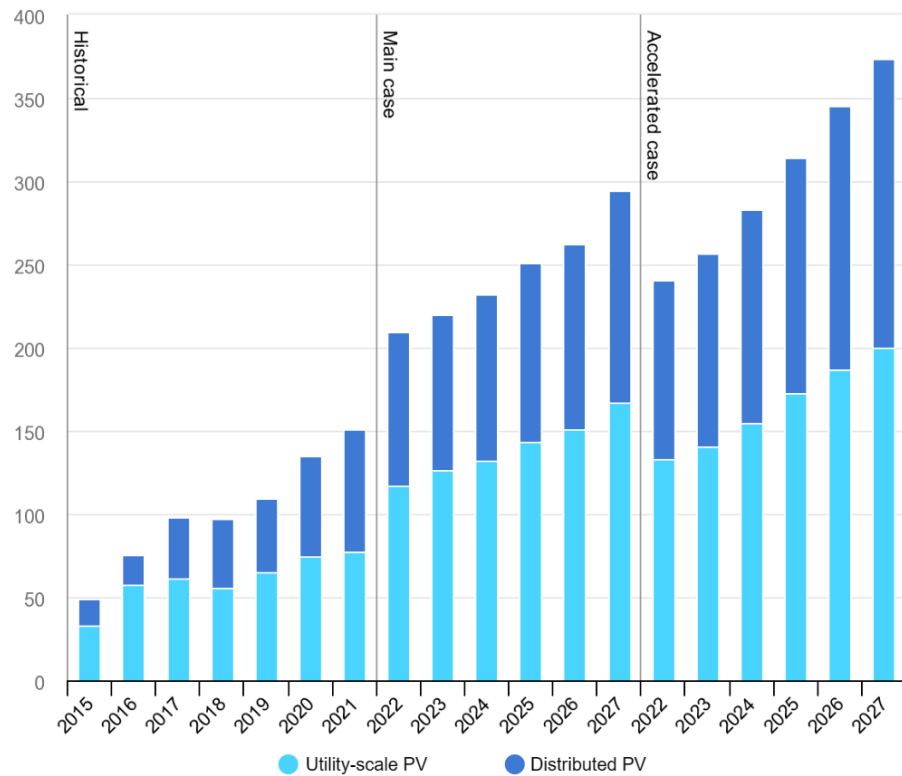


Figura 2.2: Capacidad instalada y proyecciones de energía fotovoltaica en el mundo. De [1].

Una limitación significativa de la energía solar radica en su dependencia directa de las condiciones de radiación solar para la generación. Esto significa que la generación no siempre coincidirá con las necesidades de la red en cuanto a demanda, más aún, este es un problema ya conocido tras la incorporación masiva de generación solar hace unos años y es conocido como la “Curva de pato”. Este nombre se debe a la forma que toma la curva de demanda neta tras la incorporación de energía solar, donde en los momentos de máxima generación se puede abastecer gran parte de la demanda produciendo una depresión en la curva. Pero luego, una vez que el sol empieza a ponerse y la generación solar disminuye notoriamente, la demanda justamente comienza a subir a su *peak*, formando esta pendiente muy inclinada en la curva que da el “cuello” de lo que sería el pato como puede apreciarse en la Figura 2.3. Se han propuesto diferentes soluciones para lidiar con este problema entre las que se encuentra la incorporación de sistemas de almacenamiento de gran escala y gestión de la demanda [10]. Otra alternativa atractiva viene con la incorporación de vehículos eléctricos que podrían funcionar en conjunto como un gran sistema de almacenamiento capaz de aplanar la curva en las horas de exceso de generación e incluso inyectar esta energía de vuelta a la red en las horas de mayor demanda.

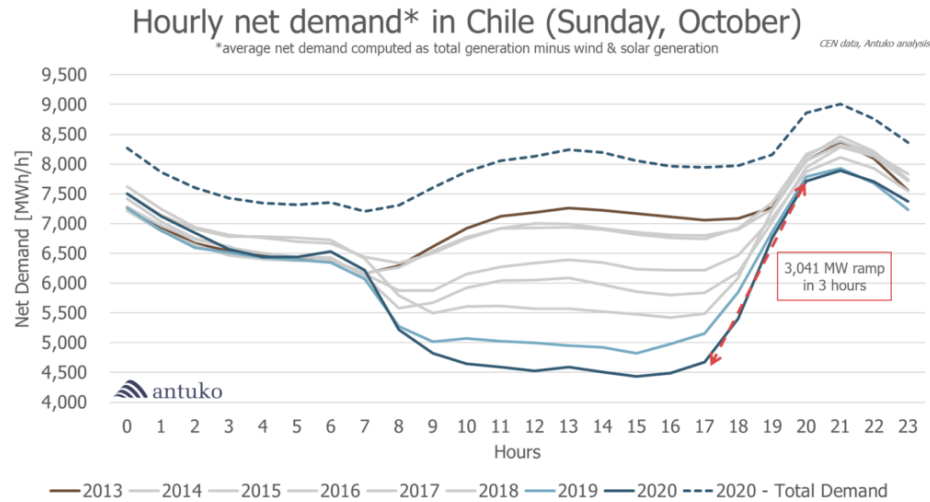


Figura 2.3: Curva de pato en Chile. De [11].

En la generación solar a menor escala como la generación residencial o comunitaria es más factible instalar sistemas que incluyan baterías gracias a su menor tamaño, lo que da la oportunidad de que la energía sobrante generada durante el día pueda ser ocupada para el autoconsumo en horas de menor generación. Incluso si la energía es suficiente, existe la posibilidad de que un centro de consumo se desconecte de la red nacional funcionando de forma independiente como una micro-red aislada, esto da lugar a diferentes oportunidades para la operación de la red facilitando la incorporación de recursos de energía distribuida [12]. Con respecto a las instalaciones distribuidas sin sistemas de almacenamiento, es factible que estas inyecten su energía sobrante a la red permitiéndoles obtener ingresos de aquello. En el caso de Chile existen dos principales modalidades en que se puede hacer esto y depende principalmente del tamaño del sistema que se tenga instalado:

- Los sistemas de hasta 500 kW de capacidad instalada pueden adherirse a la ley de Net-billing, la cual permite que estos vendan sus excedentes de generación a la red eléctrica. Las ganancias obtenidas se reflejan en forma de descuento de las boletas de electricidad y no son pagadas directamente al cliente, pues estos proyectos tienen como objetivo principal el autoconsumo [13].
- A instalaciones más grandes, de hasta 9 MW de capacidad, se les da el nombre de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), en caso de situarse en las instalaciones de un cliente con propósito de autoconsumo, se les llama PMGD de instalación compartida. Al ser sistemas de mayor capacidad, poseen mayores exigencias respecto a su instalación e impacto en la red. A su vez pueden optar a dos diferentes formas de venta a la red siendo uno variable a lo largo del día y otro con un valor fijo [14].

Como se mencionó, la forma más común de incorporar paneles solares en ciudades es colocándolos en techos de edificios o casas, pero existe también una forma menos común de aprovechar espacios en las ciudades, que consiste en utilizar doseles solares en estacionamientos, es decir, instalar estructuras con paneles solares sobre ellas, y que a la vez sirvan

como techo para estacionamientos. Esto permite aprovechar el espacio para generar energía eléctrica limpia, y a su vez ofrece protección para los usuarios protegiéndolos, por ejemplo de las altas temperaturas en verano o fuertes precipitaciones en invierno [15]. En cuanto a doseles solares, existen diferentes tipos de estructuras utilizados. Los más comunes son [16], [17]:

- *Monopitch*: Consiste en una estructura con una sola superficie inclinada en un ángulo de entre 5° a 10°
- *Duopitch*: Es una sola estructura con dos filas diferentes de paneles puestas de manera simétrica. Ambas tienen una misma inclinación de entre 5° a 10° .
- *Longspan*: Son estructuras más largas capaces de cubrir incluso la vía de circulación. Estas estructuras pueden ser más eficientes al permitir mayor cantidad de paneles con menos fundaciones.

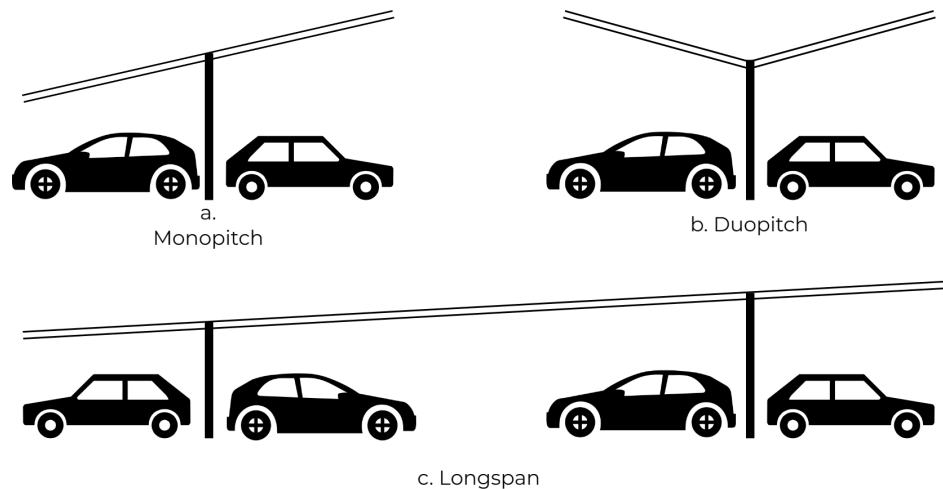


Figura 2.4: Configuraciones de doseles solares

La elección del tipo de dosel que se utilice puede depender de factores estéticos, prácticos, espacio disponible y otros. En general las estructuras *monopitch* y *longspan* son las más eficientes con la producción de energía, por lo que suelen ser las más instaladas. Al tener que funcionar como techo, la inclinación de los paneles se ve limitada hasta unos 10° , pues una mayor inclinación requeriría más estructura y perdería parte de la protección que puede entregar a las personas y vehículos.

La energía solar fotovoltaica es parte crucial del Sistema Eléctrico Nacional, actualmente se tienen más de 9 GW instalados a lo largo del país, lo cual representa más de un cuarto de la capacidad total y generó cerca del 20 % de la energía total en 2023 [18]. De acuerdo a Hoja de Ruta de la política energética 2050, se espera que para 2035 el 60 % del total de la energía generada provenga de fuentes renovables, mientras que se espera que esto aumente a un 70 %

para el 2050 [19]. Como parte de las medidas para lograr estas metas, el Ministerio de Energía ha logrado fomentar el desarrollo de proyectos de generación solar distribuida partiendo por permitir la generación para el autoconsumo mediante la ley 20.571 [20]. Adicionalmente, han existido una serie de programascada año como “Ponle energía a tu empresa” que otorgan un financiamiento para la instalación de medios de generación destinados al autoconsumo [21]. Con esto se ha logrado que de la capacidad solar instalada, casi 3000 MW provengan de PMGD y 222 MW de proyectos de Netbilling [22].

2.1.2. Tarificación

Un aspecto regulatorio que puede llegar a afectar en el análisis económico del proyecto es la tarificación a la cual está sometido el cliente conectado al sistema de distribución. En Chile, existe una diferenciación entre clientes regulados y libres, donde los últimos no están sometidos a la regulación de precios propia del monopolio natural que conforman las distribuidoras. Los clientes libres son aquellos que poseen una potencia conectada superior a 5000 kW, también se da la posibilidad para que clientes regulados ubicados en zonas de concesión de distribución con potencia conectada de entre 500 kW y 5000 kW opten por ser clientes libres. Los clientes libres pueden negociar su tarifa eléctrica con la empresa distribuidora o pueden comprar la energía directamente a empresas generadoras, quedando la empresa de distribución únicamente como la proveedora del servicio de distribución eléctrica [23].

El precio que las empresas de distribución cobran a sus clientes regulados está compuesto por valores fijados periódicamente por la Comisión Nacional de Energía. El precio final está dado como la suma del Precio de Nudo, el Valor Agregado de Distribución y el Cargo Único por uso del sistema Troncal. Todos estos son fijados en informes técnicos de acuerdo a fórmulas y parámetros bien definidos a modo de contar con un precio que refleje de mejor forma el valor real de la energía en el mercado para clientes sin poder de negociación. Existen varias tarifas entre las cuales los clientes residenciales y comerciales pueden elegir libremente siempre que cumplan con las condiciones, estas se diferencian principalmente en el costo de la energía y en como se cobra la potencia y pueden ser BT o AT de acuerdo a la tensión que posea el cliente. La Tabla 2.1 muestra los cobros de potencia asociados a cada tarifa.

Tabla 2.1: Cargos por potencia para cada tarifa regulada.

Tarifa	Cargos
BT1	-
BT2/AT2	Potencia contratada
BT3/AT3	Demanda máx. leída
BT4.1/AT4.1	Demanda máx. contratada Demanda máx. contratada en punta
BT4.2/AT4.2	Demanda máx. contratada Demanda máx. leída en punta
BT4.3/AT4.3	Demanda máx suministrada Demanda máx leída en punta

El cobro de horas punta tienen que ver con los costos adicionales que representa para la compañía de distribución la operación en ciertas horas del año. Las horas punta son específicamente el periodo entre 18:00 y 21:59 para todos los días en los meses de abril hasta septiembre y representan las horas en que los consumos aumentan considerablemente. Este aumento de costo ocurre por el horario en que gran parte de la gente vuelve de sus trabajos a sus hogares y comienzan a ocupar una mayor cantidad de dispositivos aumentando así su consumo de electricidad y la demanda total sobre la red. Añadido a esto está el hecho que en los meses de invierno son más fríos y una gran cantidad de casas son calefaccionadas utilizando algún tipo de estufa eléctrica aumentando aún más la demanda. Así es como, a modo de desplazar los consumos para otras horas del día, se hace un cobro superior para gran parte de las tarifas durante estas horas por un periodo de seis meses.

A diferencia de los clientes regulados, los clientes libres pueden optar a negociar los precios de la energía obteniendo generalmente un menores costos a cambio de asegurar la compra de cierta cantidad de energía a una generadora en particular o a la misma distribuidora [24]. No obstante, de acuerdo a experiencias profesionales en el rubro, el cobro por potencia no suele ser negociado y se deja como valor los cargos de la tarifa AT 4.3 que es a la cual están adheridos la gran parte de los grandes consumidores que no son clientes libres.

Actualmente Chile cuenta con más de 2000 clientes libres que suponen más del 60% del consumo energético nacional. De estos, cerca del 67% son usuarios con una conexión de entre 500 kW a 999 kW, donde se encuentran pequeñas industrias, clínicas, supermercados, entre otros [23]. Con esto se puede suponer que una cantidad importante de centros comerciales en los que hayan estacionamientos suficientemente grandes para un proyecto de carga de vehículos eléctricos con generación solar podrían contar con tarifas de clientes libres, es decir, los precios que pagan por energía son más baratos y por lo tanto podrían permitirse ahorros al momento de comprar energía para la venta de carga de vehículos, pero a la vez los ahorros que tienen por la generación solar serán menores pudiendo afectar la viabilidad del proyecto

en el aspecto económico.

2.1.3. Vehículos eléctricos

El sector de transporte es responsable de más del 15 % de las emisiones de gases de efecto invernadero en el mundo, de las cuales el 60 % corresponde al transporte por carretera de pasajeros [25]. Esto significa que existe una gran oportunidad de reducir estas emisiones con la electrificación de los medios de transporte. Los vehículos eléctricos (EVs, del inglés *Electric Vehicles*) son el principal conductor de la descarbonización del sector del transporte, permitiendo que vehículos que normalmente eran impulsados por combustibles fósiles, se alimenten a partir de energía eléctrica de la red. Sumado a esto, si se considera que gran parte del sector de la generación está viendo una transformación hacia las energías limpias, entonces el transporte podrá ser energizado a partir de tecnologías que no aportan con gases de efecto invernadero durante su operación.

Chile se ha propuesto avanzar fuertemente en la incorporación de vehículos eléctricos por medio de una estrategia nacional de electromovilidad en la que se establecen las metas a las que se quieren llegar en los próximos años y las políticas que se harán para lograrlo. Una meta bastante ambiciosa es la de lograr que el 100 % de las ventas de vehículos livianos y medianos sean cero emisiones al 2035. Esto implica pasar del 0,7 % de las ventas registradas en 2023 [26] al 100 % en tan solo 12 años. Para lograr esto se planea trabajar en cuatro diferentes ejes que incluyen fomento e incentivos al transporte de cero emisiones, aumento de la infraestructura de carga y mejoras en la reglamentación, desarrollo de nuevo capital humano y por último, un plan de difusión para educar a la gente sobre el transporte de cero emisiones. Todo lo anterior implica que efectivamente es importante trabajar en nuevas implementaciones y desarrollos para la electromovilidad, ya que en un futuro no lejano será la tecnología que predomine la forma en como se transportan los chilenos.

Los vehículos eléctricos, a diferencia de los tradicionales, poseen un motor eléctrico capaz de impulsar al vehículo y cumplir todas las otras funciones de un motor tradicional. Este motor eléctrico es alimentado por una batería que puede ser cargada desde la red eléctrica o desde el mismo vehículo con algún medio de generación. Los EVs tienen varias ventajas por sobre los vehículos tradicionales, siendo la principal la nula emisión de gases de efecto invernadero en su propulsión que permite avanzar en las metas de descarbonización que se han establecido a lo largo del mundo. Además de esto, otras ventajas son un menor costo de mantención al ser los motores eléctricos mucho más sencillos y con menos componentes que podrían fallar, menor contaminación acústica y mayor eficiencia energética al ocupar casi el 70 % de la energía de carga en la impulsión del vehículo, a diferencia de los vehículos de combustión que ocupan no más del 40 % [2] .

Por otra parte, algunos de los desafíos que traen los EV es su costo, autonomía y tiempo de carga. A pesar de que la entrada de diversas marcas al mercado ha fomentado la competencia y

contribuido a la reducción de precios, los vehículos eléctricos aún tienden a ser más costosos que los de combustión interna debido al alto precio de las baterías. Este precio se debe justamente por la mayor capacidad de las baterías en respuesta a la necesidad de aumentar la autonomía de los vehículos para competir con el rango de los vehículos de combustión interna. Esto ha significado que los vehículos lleguen a utilizar baterías de más de 60 kWh para autonomías de casi 500 km. El último limitante, también relacionado con el gran tamaño de las baterías, es el tiempo que lleva cargarlas. A diferencia de los vehículos de combustión, la carga de baterías es un proceso electroquímico que puede tardar desde varias horas hasta menos de treinta minutos con las últimas tecnologías de cargadores [27].

A modo de entender de mejor forma la carga y autonomía de los EV se explican algunos conceptos básicos de las baterías:

- Capacidad: Corresponde a la cantidad máxima de energía que una batería puede almacenar. Generalmente se mide en kWh o Ah.
- Estado de carga (SoC): Se refiere al nivel de carga que tiene la batería en comparación a su 100 % de capacidad.
- Densidad energética: Es la relación que existe entre la energía que puede almacenar con respecto a su peso o volumen. Se mide en Wh/kg o Wh/L.
- Tasa de carga de la batería: Al hablar de vehículos eléctricos un factor importante es la potencia máxima a la que pueden cargarse, esto está definido por la tasa de carga y se mide en kW.
- Estado de salud (SoH): Es una medida que compara la capacidad real de la batería con su capacidad de fábrica. La salud de las baterías se puede ver afectada de acuerdo a la cantidad de ciclos de carga/descarga que lleva y también del SoC que se acostumbre a operar. La temperatura también es un factor que puede alterar la salud de la batería acortando su vida [28].

Dentro de los vehículos eléctricos existen distintos tipos, los cuales generalmente se dividen en cinco de acuerdo a su configuración de motor o motores [2]:

- Vehículo eléctrico a batería (BEV, *Battery EV*): Son vehículos impulsados completamente por energía eléctrica. Poseen un banco de baterías que alimenta el motor eléctrico y deben ser cargadas enchufando el vehículo a la red.
- Vehículo eléctrico híbrido enchufable (PHEV, *Plug-in hybrid EV*): Son vehículos que pueden alternar su impulso entre un motor de combustión interna y un motor eléctrico alimentado por un banco de baterías. De igual forma que los BEVs, la batería debe ser cargada enchufándola a la red, pero esta es de una capacidad menor. Al tener un motor eléctrico su consumo de combustible es menor al de un vehículo convencional.

- Vehículo eléctrico híbrido (HEV): Son vehículos con un motor convencional y un motor eléctrico. A diferencia del anterior, el banco de baterías se carga solo internamente, ya sea con el motor de combustión o aprovechando la energía de frenado del vehículo.
- Vehículo eléctrico de celda de combustible (FCEV, *Fuel Cell EV*): Es un vehículo impulsado por un motor eléctrico que es alimentado las celdas de combustible que generan electricidad a través de hidrógeno comprimido. A diferencia de los motores convencionales, la combustión del hidrógeno solo genera agua como residuo.
- Vehículo eléctrico de rango extendido (EREV): Es muy similar al PHEV, salvo que el motor convencional se utiliza solo para cargar las baterías y no para impulsar el vehículo. Gracias a este, el vehículo puede tener una mayor autonomía cuando no hay centros de carga disponibles.

Dentro de estos vehículos, los que más hay en el mercado chileno y siguen liderando las ventas son los híbridos (HEV), pues ya llevan más de 10 años en el mercado automotriz y su funcionamiento no supone ningún cambio para el usuario con respecto a los vehículos tradicionales. Por otro lado, el resto de los vehículos, marcados en verde en la Figura 2.5, son aquellos que dependen completamente o casi completamente de la carga de sus baterías para funcionar, por lo que su incorporación al mercado depende en gran manera de la disponibilidad de infraestructura de carga para abastecer a estos vehículos de la energía que requieren para funcionar. Esto obviamente crea una barrera de entrada que causa cierta inseguridad en los usuarios para decidirse al cambio, aún así ha existido un fuerte crecimiento en las ventas en los últimos años, llegando a sumarse en 2023, 2094 nuevos vehículos eléctricos enchufables al parque automotriz chileno [26].

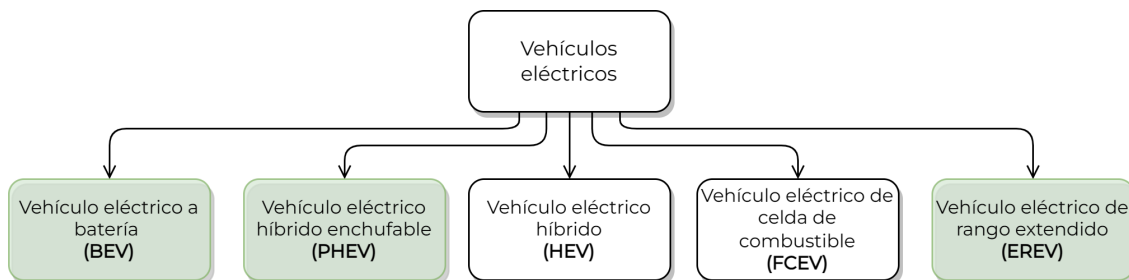


Figura 2.5: Tipos de vehículos eléctricos. Adaptado de [2].

2.1.4. Infraestructura de carga

La carga de los vehículos eléctricos se puede clasificar de acuerdo a diferentes estándares. Para efectos de este trabajo, se nombran las clasificaciones de carga de acuerdo a los estándares europeos de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), puesto que esta es a la que toman como referencia las normativas chilenas [29]. El IEC 61851-1 clasifica los métodos de carga en cuatro modos diferentes según cuatro factores: tipo de corriente recibida por el EV, nivel de voltaje, la presencia o no de un dispositivo de control que permita comunicación uni

o bidireccional entre el cargador y el vehículo y la presencia de un dispositivo de protección. Los modos son los siguientes [30]:

- Modo 1: Carga lenta en AC a través de una toma de corriente doméstica común.
- Modo 2: Carga lenta en AC a través de una toma de corriente común con un sistema de protección y control en el cable.
- Modo 3: Carga lenta o semi-rápida en AC utilizando una toma de corriente especializada para EV con sistema de control y protección.
- Modo 4: Carga rápida en DC utilizando un cargador externo al vehículo.

Los voltajes y corrientes permitidos para cada modo se resumen en la Tabla 2.2.

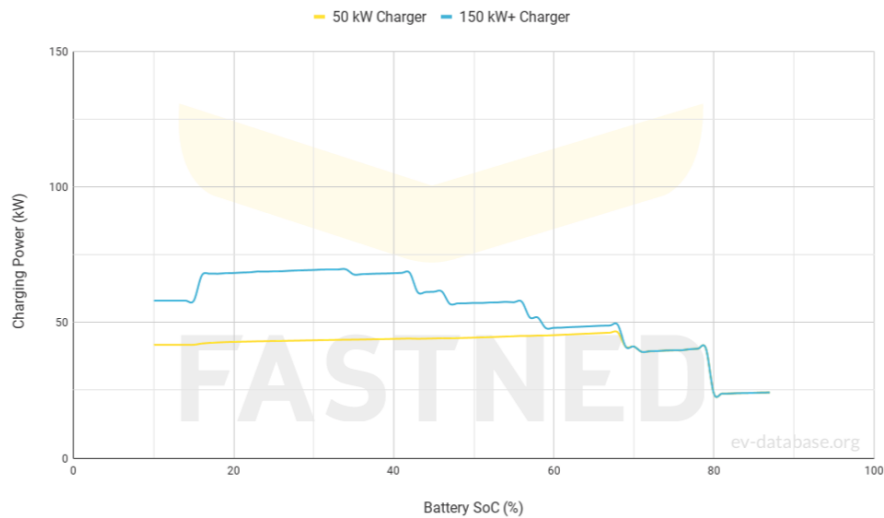
Tabla 2.2: Modos de carga de acuerdo al estándar IEC 61851-1 [27].

Modo de carga	Tipo de carga	Corriente máxima	Voltaje máximo	Potencia máxima
Modo 1	Lenta	16 A, AC 1 Φ	230 V	3,7 kW
Modo 2	Lenta	32 A, AC 1 Φ	230 V	7,4 kW
Modo 3	Lenta o semi-rápida	32 A, AC 1 Φ	230 V	7,4 kW
		63 A, AC 3 Φ	400 V	43 kW
Modo 4	Rápida	400 A, DC	1000 V	400 kW

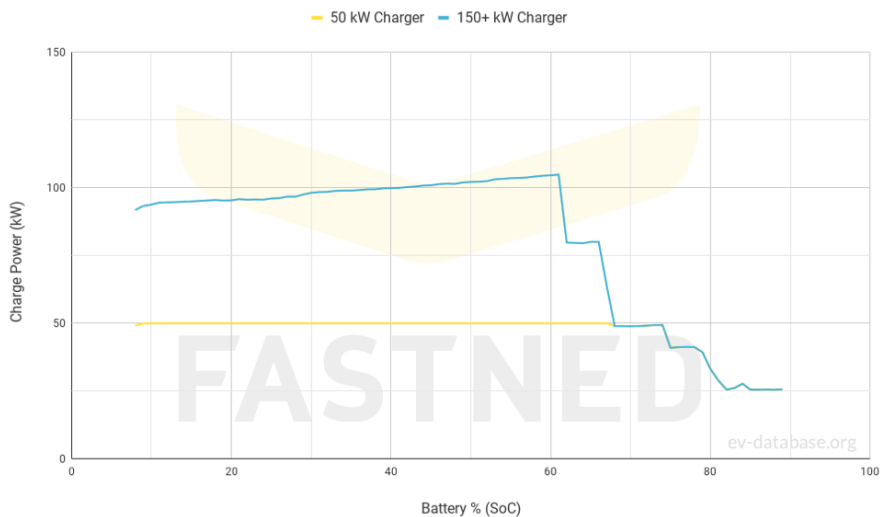
Un factor crucial a considerar al planificar centros de carga para vehículos eléctricos es la disponibilidad de cargadores rápidos. Muchos usuarios valoran la posibilidad de cargar sus vehículos en un corto periodo de tiempo, lo que hace esencial la instalación de cargadores rápidos DC en estos centros. La inclusión de cargadores DC presenta el desafío de aumentar significativamente la potencia requerida, ya que la carga rápida puede alcanzar hasta 400 kW, aunque normalmente oscila entre 30 kW y 250 kW, dependiendo del vehículo y si este permite carga ultra rápida. Esta potencia elevada de por sí implica que para cargar un solo vehículo se utiliza la potencia equivalente a una gran cantidad de cargadores AC operando simultáneamente. En vista de esto, la instalación de cargadores DC debe ser mucho más limitada a modo de no tener que modificar excesivamente la instalación eléctrica ya existente en el local comercial.

En general la carga AC se realiza a potencia constante, puesto que la potencia es relativamente pequeña y la batería no tiene problemas para aceptar tales cantidades de corriente. Por otro lado la carga DC, al ser de una potencia elevada, implica que la batería debe recibir una corriente bastante alta por un rango prolongado de tiempo. Generalmente se puede cargar máxima potencia mientras el SOC es bajo, pero a medida que la batería se carga más, la corriente que puede aceptar es cada vez menor debido a limitaciones de características internas de la misma batería [31] y por lo tanto la potencia de carga disminuye. Por esta misma razón

siempre al cargar con cargadores DC, se recomienda cargar solo hasta el 80 % de la capacidad máxima, puesto que el 20 % no solo demora más, sino que también puede afectar la vida útil de la batería [28]. Teniendo en consideración lo anterior, puede entenderse que cuando un vehículo acepta una cierta potencia para carga DC, solo puede cargar a tal potencia por un periodo de tiempo y el promedio al que carga vehículo será menor. Para visualizar la carga en DC existen las curvas de carga que muestran como va variando la potencia acorde al SOC de la batería según la potencia del cargador al que están conectados. A modo de ejemplo, la Figura 2.6 muestra algunas curvas de carga de modelos disponibles en Chile.



(a) GWM Ora 3 [32].



(b) Hyundai Kona Electric [33].

Figura 2.6: Curva de carga para dos modelos diferentes de EV.

Con respecto a los tipos de conectores, existen una diversidad de modelos diferentes que varían de acuerdo a la región de fabricación del vehículo. La Figura 2.7, muestra los tipos de conector adaptados por los diferentes estándares. Si bien el estándar europeo consideran dentro de su regulación los distintos tipos de conectores, en general recomiendan el Tipo 2

por sobre el resto para ayudar a la homogeneización en la región [30]. Cabe destacar que las limitaciones técnicas de carga (corriente, voltaje y potencia) no están dadas por el conector en sí, puesto que estos se han ido adaptando a las nuevas tecnologías de carga permitiéndoles operar en los modos que se han desarrollado.

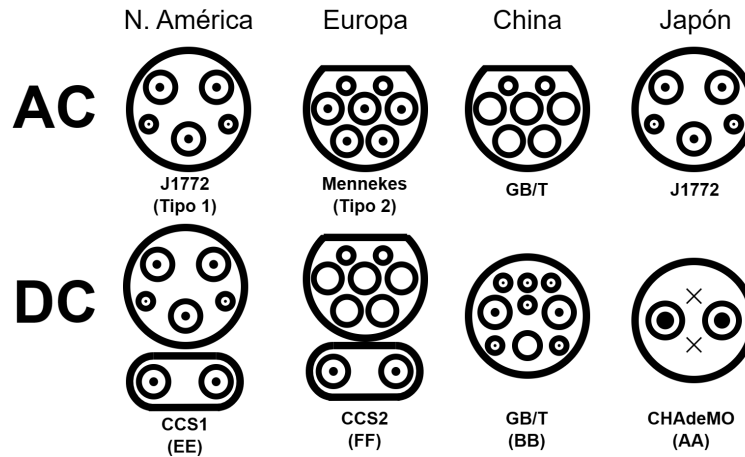


Figura 2.7: Tipos de cargador según región y modo de carga [27].

Para evitar la incompatibilidad entre los distintos tipos de conectores en centros de carga, el Ministerio de Energía estableció un reglamento de interoperabilidad en los sistemas de carga, para así asegurar que todo tipo de vehículo pueda cargar en cualquier centro independiente de su modelo. Este reglamento establece que todo centro de carga debe adherirse a la plataforma de interoperabilidad *EcoCarga Electrolíneas en Línea*, donde debe estar disponible en tiempo real la información del centro de carga para todos los usuarios. Esto incluye información como tipo de conector, estado de cargador o conectores, precios, entre otras cosas [34].

En el Pliego Técnico Normativo 15, se definen también una serie de requerimientos que deben cumplir las estaciones de carga con acceso a público. Primero, se establece que las instalaciones deben tener una potencia mínima de 11 kW para carga trifásica o 7 kW para carga monofásica y estos deben contar únicamente con modos de carga tipo 3 o 4. En el caso de tener modo 3, deben disponer con al menos un conector de Tipo 2 sin cable. En caso de contar con modo 4, debe incluir al menos un conector de configuración FF [29]. Con lo anterior, se puede ver que, aún con un mercado recién en desarrollo, ya existe una estandarización que facilitará para todos los usuarios la carga de sus vehículos y promoverá que comercializadores prioricen que los vehículos vendidos posean los cargadores más utilizados.

2.1.5. Carga de EV con dosel solar

La integración de carga de EV con generación solar trae varios beneficios tanto para los usuarios como para las redes de distribución y sistema eléctrico. Como se mencionó, uno de los principales propósitos de los vehículos eléctricos es ayudar con la descarbonización

en el sector del transporte, sin embargo la huella de carbono del vehículo depende en gran medida de donde obtiene la electricidad. Con la incorporación de generación renovable en las redes, es posible asegurar que cada vez más vehículos eléctricos serán alimentados con energías limpias logrando cumplirse el objetivo de descarbonizar la matriz energética y no simplemente trasladar las emisiones al sector de generación. Un beneficio para la red de distribución específicamente es que con la debida coordinación, la generación solar puede ayudar a reducir los peaks generados por la conexión de EV en la red y con esto evitar problemas como variaciones de voltaje que bajan la calidad de la energía suministrada. A su vez, la incorporación de los EV, ayuda amortiguar la subida de voltaje causado por la generación distribuida y ayuda a atenuar el efecto de la “curva de pato” descrita anteriormente [35]. Otro gran beneficio que aplica particularmente para centros de carga estacionados en centros comerciales, es que al ubicarse en centros con miles de visitas diarias, aumenta la visibilidad de la infraestructura de carga, pudiendo aumentar la ocupación de los cargadores y además motivar la adopción de la electromovilidad para clientes que aún no hayan realizado el cambio.

En cuanto a las instalaciones, un sistema de carga con energía solar permite que los vehículos se conecten en DC, por medio de un adaptador DC/DC que tiene conexión con la generación por medio de un centro de control. Luego cualquier flujo por excedentes o insuficiencia de energía puede circular hacia o desde la red mediante un convertor DC/AC que se conecta desde el centro de control. Esta configuración, mostrada en la Figura 2.8 (a), tiene el beneficio de que la energía generada puede ser inyectada directamente a los EV (solo requiere un cambio de voltaje), ahorrándose así las pérdidas que podrían generarse por la transformación DC/AC [7]. Alternativamente, al contar con cargadores de corriente alterna puede simplemente hacerse un sistema con una barra AC donde la energía solar generada se inyecte en mediante un inversor DC/AC y los cargadores DC sean alimentados directamente con corriente AC como se muestra en la Figura 2.8 (b).

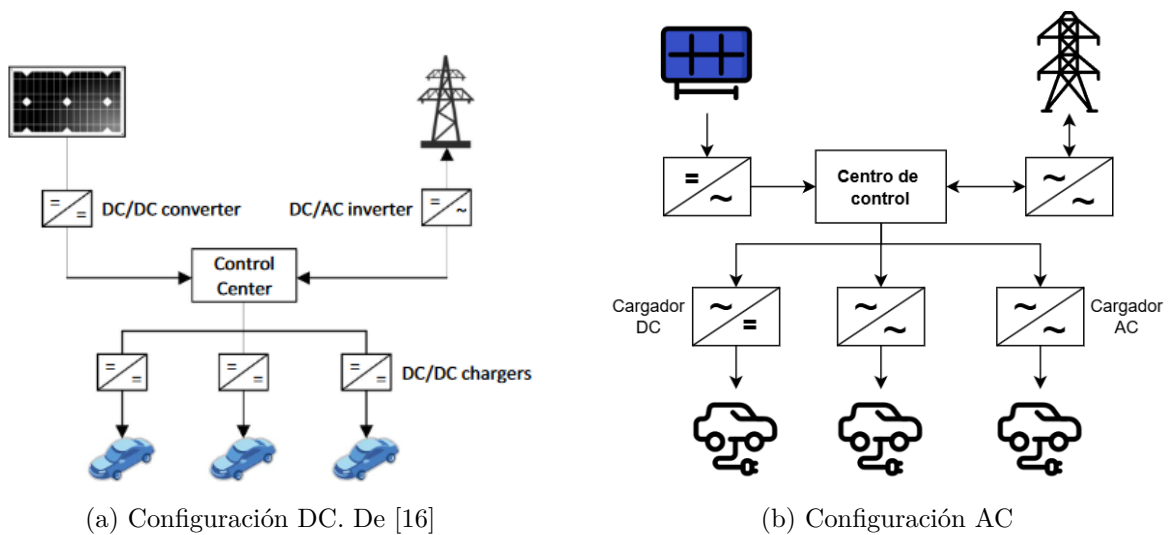


Figura 2.8: Configuraciones de centro de carga.

2.1.6. Sistemas de almacenamiento en baterías

Las baterías son dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en energía química y viceversa. Están compuestos de varias celdas conectadas en paralelo o serie de acuerdo al voltaje y corriente que se requiera. Dentro de la celda se encuentran dos electrodos y un electrolito donde ocurren las reacciones químicas que generan un flujo de electrones en el circuito externo. En las baterías secundarias, estas reacciones son reversibles, lo que permite cargar y descargar las baterías para ser usadas múltiples veces.

Dentro de las baterías secundarias existen varios tipos de acuerdo a los materiales que se usan como electrodos y electrolito. Los tipos de baterías que predominan en el mercado se clasifican en ácido-plomo (LA), níquel-cadmio (Ni-Cd), ión-litio (Li-ion), sodio-sulfuro (NaS) y metal aire. Todos estos tipos de batería tiene usos de acuerdo a los requerimientos de las distintas aplicaciones que se le den. Para el almacenamiento de energía en sistemas de potencia ha dominado en los últimos años las baterías de ion-litio gracias a su gran densidad energética, mayor capacidad, eficiencia, entre otras cosas. Esto, añadido a la proyección de una constante baja de los costos de la tecnología ha hecho que se estime que este tipo de batería domine el mercado en los próximos años [36].

Además de las características mencionadas en secciones anteriores, la vida útil es otro parámetro importante al momento de considerar un sistema de almacenamiento en baterías. La vida útil de una batería depende del uso que se le de, por lo que generalmente se mide en ciclos de carga, es decir cuantas veces puede cargarse y descargarse completamente sin que sea vea afectado su rendimiento considerablemente. Entre los factores que más afectan en la vida útil está la temperatura de operación, tanto las altas como las bajas temperaturas. Por esta razón es recomendable siempre operar en el rango de 15 a 35°C. Otro factor importante es la profundidad de descarga (DoD), la cual hace referencia a que porcentaje de carga se consume desde que se tiene carga completa. En general, se recomienda evitar la carga y descarga completa de la batería y cargarla con un menor DoD más frecuentemente. Una forma sencilla de lograr esto es dejando que las batería no bajen de cierto SoC, usualmente este valor corresponde al 20% o 10% [28]. La Figura 2.9 muestra como se ve afectada la vida útil según la profundidad de descarga.

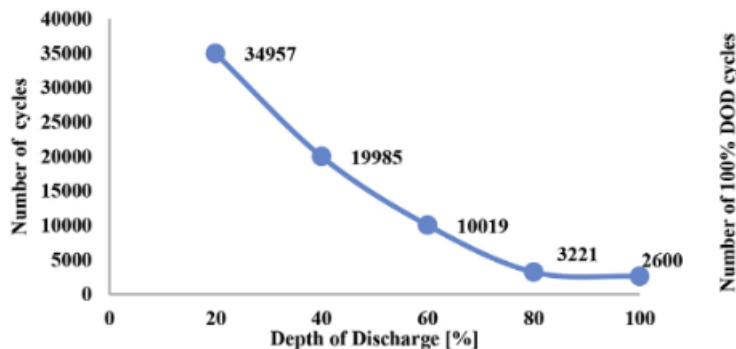


Figura 2.9: Ciclos de carga vs. DoD [28]

Las baterías pueden tener una gran variedad de usos en los sistemas de potencia, desde aplicaciones casi instantáneas como la regulación primaria de frecuencia hasta la planificación en largo plazo reduciendo costos en transmisión y generación. Dentro de las aplicaciones de mediano plazo se encuentra el aumento de fiabilidad para energías renovables y *Peak shaving*. Considerando el sistema que se quiere diseñar, estas dos aplicaciones podrían aplicarse para mejorar el desempeño del sistema de carga con energía solar. En primer lugar con baterías se puede aumentar el porcentaje de energía solar que efectivamente alimenta los EVs cargando las baterías con la energía sobrante generada durante la día y descargándolas a horas de menor radiación solar. Por otra parte, para aliviar la carga del sistema eléctrico y el impacto económico del uso de potencia en horas punta, pueden utilizarse las baterías para ser cargadas por energía solar o de la misma red y luego descargarlas para reducir el uso de potencia en horas de mayor demanda. Para que se cumpla lo anterior, debe incluirse un sistema de control que permita cargar y descargar la batería en los momentos que se requiera.

2.2. Estado del Arte

La idea de generar energía solar por medio de paneles instalados en doseles solares surgió con el incremento de proyectos solares de menor escala. A lo largo del mundo se han construido cientos de proyectos de doseles solares en estacionamientos y muchas de las empresas desarrolladoras de proyectos solares ofrecen este tipo de estructura en sus alternativas de proyectos. Se ha demostrado que una estructura de dosel solar en estacionamientos públicos además de ofrecer protección para usuarios es económicamente viable en distintas aplicaciones. En [37] se analizó un proyecto de doseles solares en una universidad obteniendo una recuperación de inversión a los 6,6 años de operación. Mientras que en [38] se revisó el caso de un dosel solar en el estacionamiento de un Walmart en Michigan con diferentes escenarios, mostrando que se pueden obtener ganancias de entre 800.000 USD hasta 14.000.000 USD en el mejor escenario para una superficie de 21.000 m^2 cubiertos por doseles.

El concepto de utilizar energía solar para carga de vehículos eléctricos ya ha sido estudiado con profundidad en [3] mostrando todas las oportunidades y desafíos que existen y que se

puede esperar con los avances tecnológicos. La integración de doseles solares en estacionamientos para alimentar centros de carga también ha sido investigada previamente. En [39] se analiza un proyecto de este estilo en el estacionamiento de un lugar de trabajo, resultando en que la integración de ambas tecnologías trae beneficios para los usuarios en comparación con la carga doméstica, así como para el dueño del estacionamiento quien puede obtener ganancias del proyecto. En [40] se analiza un caso similar, encontrando que los trabajadores que vivan a menos de 25 km de su trabajo podrían energizar sus vehículos solo a base de energía solar.

La idea de instalar estos doseles en estacionamientos comerciales también ha sido explorado por distintos autores, [41] evaluó técnicamente el potencial de la carga de vehículos con doseles en el estacionamiento de tres distintos supermercados Walmart considerando tres tiempos de compra diferente (lo que se traduce al tiempo que pasa el vehículo estacionado). Entre sus resultados mostró que la energía generada cubriendo la mayor parte del estacionamiento es capaz de abastecer entre 8 % a 21 % de los estacionamientos totales. Por otra parte, planteó los distintos beneficios que podría traer a la tienda el ofrecer carga gratis, como promover la imagen de una tienda más amigable con el medio ambiente, aumentar la cantidad de visitas de usuarios de EV e incluso aumentar el tiempo que pasan los clientes comprando, lo que podría traducirse a más dinero gastado en la tienda. En último lugar, [42] evalúa un estacionamiento público ubicado en una zona turística, donde se vio que con una hora de carga los vehículos eran capaces de cargar el equivalente a 60 km en autonomía. Además, se hizo un análisis de emisiones resultando en que cargar desde las instalaciones solares tiene una huella de carbono 94 % menor a la carga desde la red.

La incorporación de baterías en un proyecto de este estilo ha sido revisada en diferentes trabajos. En [43] se revisó la factibilidad técnico-económica y reducción de emisiones de un proyecto de centro de carga fotovoltaico con inclusión de baterías en distintas ciudades de China y Estados Unidos. Se analizaron diferentes casos utilizando un 100 %, 75 %, 50 % y 0 % de energía solar para alimentar a los EVs manteniendo siempre una batería de 5 kWh para los casos con energía solar, teniéndose que en todos los casos donde se incluye una batería, el valor presente neto es negativo, pues el costo de inversión es muy alto para compensar su uso, a pesar de traer grandes beneficios técnicos y ambientales.

Un aspecto interesante de la carga de vehículos eléctricos fue estudiado en [44], donde se propone la carga inteligente de vehículos eléctricos. Esto implica integrar un esquema de coordinación de tal forma de que se haga un mejor uso de la red de distribución a modo de evitar fluctuaciones de voltaje, despachos sub-óptimos y otros problemas. Para esto se establecen distintas franjas de tiempo donde los usuarios pueden decidir cuando prefieren realizar la carga de sus vehículos, luego con un algoritmo que recibe información de la red se coordina la carga a modo de reducir su impacto. Los resultados arrojan que la carga inteligente reduce las fluctuaciones de voltaje y reduce los peaks de demanda aliviando considerablemente la

carga sobre la red de distribución.

Un caso similar se estudia en [45], donde se propone la carga inteligente de EV dentro de una micro-red aprovechando el uso de *Vehicle-to-Grid* (V2G). V2G es un concepto que propone que los EV tengan la posibilidad de establecer flujos bidireccionales con el cargador, de esta forma estos podrían actuar como sistemas de almacenamiento recibiendo energía de la red en algunos momentos y entregando energía en otros, en caso de ser necesario. Con esto, es posible plantear un esquema de operación de una micro-red tal que permita la carga y descarga de vehículos de acuerdo a la generación renovable y los precios de mercado, para así lograr una operación económicamente óptima. El modo en que se decide la carga o descarga de los vehículos depende de precios fijados por los mismos usuarios, teniéndose que, si el precio está entre ciertos valores, está dispuesto a comprar energía, y de igual forma para cierto rango de precios, está dispuesto a vender a la red. Los resultados de este estudio indican que el costo de operación al considerar V2G disminuyen un 8,4% con respecto al caso donde los EV actúan solo como demanda. Aún cuando la carga inteligente no está dentro de los alcances de este trabajo, resulta interesante conocer sus beneficios para ver la posibilidad de incorporar un esquema de este tipo en futuros desarrollos de este modelo.

Lo que ninguno de los estudios tomó en cuenta es la penetración actual de EV en el parque automotriz, pues todos los análisis se hicieron pensando en un uso completo de las estaciones de carga, ya que se asumía que todos los usuarios ocupaban vehículos eléctricos. En contraste, en la realización de este trabajo, se espera aplicar parte de los estudios ya realizados para diferentes escenarios en Chile, a modo de ver la factibilidad económica tomando en cuenta la situación actual y futura en el país. Para extender el alcance de los estudios ya realizados, se pretende incorporar la posibilidad de utilizar la energía excedente de la generación solar para el autoconsumo dentro del mismo local comercial en que se ubica las instalaciones de carga. Adicionalmente, se utiliza un análisis económico de tipo flujo de caja para tener una mejor medida de la factibilidad económica del proyecto en relación a los análisis realizados previamente. Para hacer este flujo de caja es necesario también estimar la penetración de EVs a futuro, considerando que estos cada vez conformarán mayor parte del parque automotriz en el país. Posteriormente a partir de este análisis, se busca crear un modelo de optimización que encuentre las dimensiones y configuración exacta de un centro de carga a modo de aprovechar al máximo el espacio disponible tanto en el aspecto técnico como económico.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Estudio de caso preliminar

Para lograr crear un modelo de optimización de la configuración de un centro de carga en estacionamiento público con energía solar, primero se estableció la meta de obtener un análisis técnico económico de la configuración de un posible centro de carga a modo de tener una idea más concreta acerca de la realización de un proyecto de este estilo en Chile y cuales serían las variables y parámetros más importantes del problema. Este análisis funciona como un primer acercamiento al trabajo que se realizaría más adelante y luego funcionaría como la base sobre la cual se crea el modelo de optimización basándose en los datos recopilados y resultados obtenidos. Esta primera parte se hizo utilizando el software Excel y su realización se hizo siguiendo una serie de pasos especificados a continuación:

1. **Caracterizar la generación solar:** Al querer combinar un centro de carga con un techo solar, es necesario precisar cuál será la generación eléctrica en un lugar determinado con cierto tipo de estructura. Para esto se pueden utilizar herramientas como el Explorador Solar del Ministerio de Energía [4], con el cual se puede identificar la radiación solar que llegará en un área determinada e incluso obtener perfiles de generación de todo el año para alguna configuración de paneles fotovoltaicos ubicados en dicha área. La configuración de techos o doseles solares que quiera instalarse será aquella que traiga más beneficios tanto al inversionista como a los usuarios, en este sentido, se busca una configuración que maximice la generación para una determinada área y además otorgue la mayor cantidad de protección para los usuarios del estacionamiento.
2. **Caracterizar la demanda de EV:** Es importante conocer cuál será la demanda estimada de los vehículos eléctricos que lleguen a cargar sus vehículos a un estacionamiento. Para esto se debe primero identificar los posibles modelos de vehículos que visiten el estacionamiento de aquí a un corto plazo, así, es necesario conocer el mercado actual de vehículos y las proyecciones para los próximos años. Con este dato se puede saber cual sería la potencia aproximada demandada por cada vehículo, pero también es necesario saber a qué hora visitan los estacionamientos y cuánto tiempo se quedan, además de

la cantidad de gente que visita el centro comercial en un día promedio. Teniendo todos estos datos, sería posible establecer un perfil de demanda con el consumo estimado por el conjunto de vehículos.

3. **Caracterizar la demanda de centro comercial:** Generalmente, los proyectos solares distribuidos son construidos con el objetivo del autoconsumo de la energía producida. En el caso de un proyecto de este estilo, la generación solar está pensada principalmente para alimentar los centros de carga, sin embargo, para aumentar aún más la rentabilidad del proyecto, la energía solar que no llegara a ser utilizada en la carga podría utilizarse para ser consumida en el mismo centro comercial. De esta forma, para hacer un análisis correcto, es necesario caracterizar la demanda eléctrica del centro comercial a modo de ver cuanto efectivamente puede utilizar y cuando sería el ahorro.
4. **Análisis técnico:** Se debe analizar la factibilidad técnica de realizar un esquema de este tipo, es decir, analizar cuánta demanda puede cubrir la generación solar para un espacio de doseles solares y una cierta cantidad de cargadores. Se puede considerar la posibilidad de que la energía se pueda vender o comprar de la red o también se podría ver la factibilidad de colocar sistemas de almacenamiento para ser cargados en hora de mayor generación y luego descargados cuando exista un mayor flujo de vehículos. Con este análisis se busca ver si realmente es factible la idea de cargar vehículos con energía solar y qué medidas pueden adoptarse para aprovechar ambas tecnologías al máximo.
5. **Análisis económico** De manera similar a la parte anterior, se debe analizar qué tan factible es realizar el proyecto en el ámbito económico. De manera que se deben considerar los costos de instalación de toda la infraestructura, además de los costos de mantención y por otro lado revisar las ganancias que se pueden obtener con la operación de estas. Para esto es importante analizar tarifas eléctricas, cambios en el comportamiento de la demanda, precios de inversión futuros, entre otros factores.
6. **Factibilidad técnico-económica** En esta parte se busca combinar ambos análisis anteriores a modo de ver si una configuración de generación y cargadores podría ser factible económicamente, pero teniendo en consideración que esta sea realista y que su implementación no traiga problemas o sobrepaso de la demanda contratada. La mejor forma de analizar correctamente la factibilidad sería viendo un flujo de caja de alguna configuración que haga sentido con un proyecto real, a modo de tener claro con índices como el VAN, TIR o payback si es rentable la realización de un proyecto de este estilo. Además, con lo anterior podría estimarse también a qué costos debería venderse la energía para la carga de vehículos o si, por ejemplo, conviene instalar sistemas de almacenamiento en caso de ser factible en el aspecto técnico.

La metodología de trabajo para este primer análisis puede verse de forma resumida en la Figura 3.1 donde está cada uno de los pasos nombrados anteriormente.

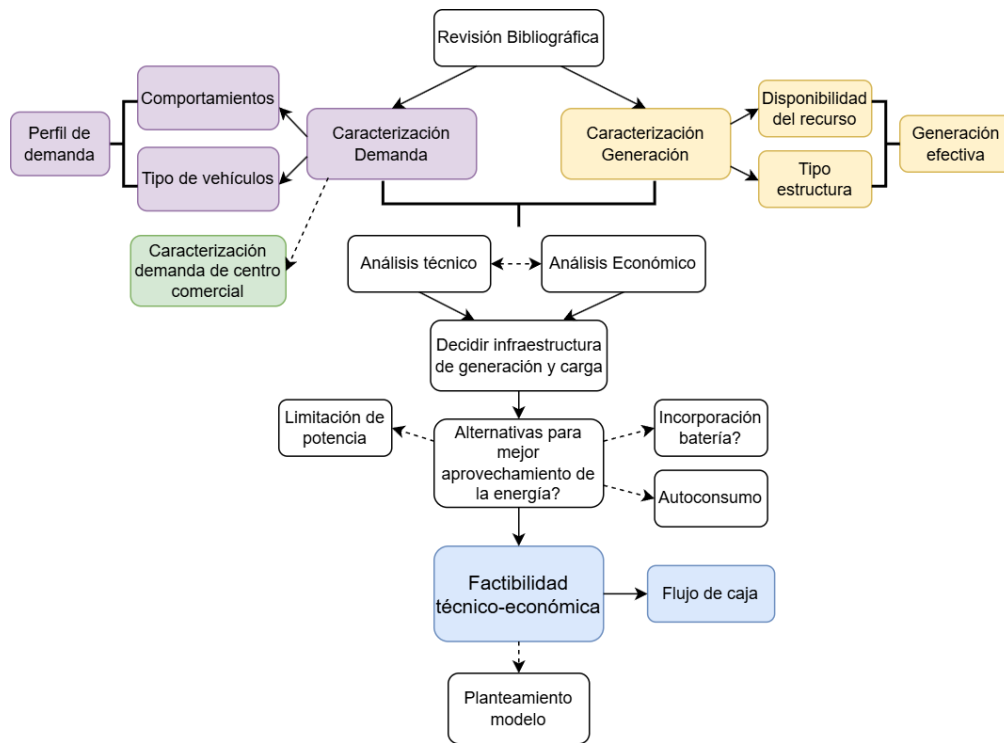


Figura 3.1: Metodología realizada para el análisis preliminar.

El estudio de caso para un centro de carga con energía solar se hizo para un supermercado Lider ubicado en la comuna de Puente Alto. Se seleccionó esta ubicación ya que el centro cuenta con un amplio espacio de estacionamiento para la instalación de doseles solares y un gran área de techo para la instalación de paneles. A su vez es un centro suficientemente grande para tener un consumo eléctrico considerable y atraer una gran cantidad de clientes diariamente.

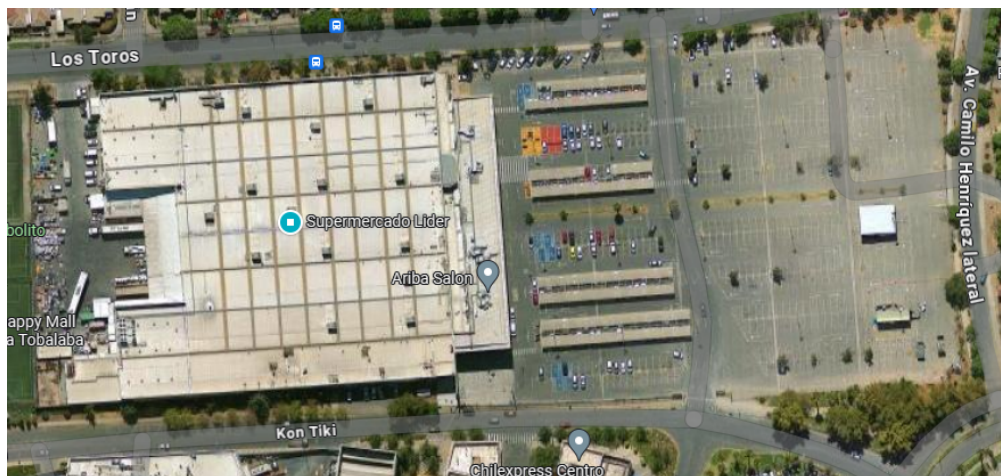


Figura 3.2: Centro comercial a analizar. Extraído de Google Maps

Tabla 3.1: Características comercio seleccionado.

Comercio	Lider
Dirección	Los Toros 05441, Puente Alto
Coordenadas	-33°567 N, -70°55 E
Área de estacionamiento	18.500 m^2
Número estacionamientos	650
Área de tienda	10.328 m^2

Lo realizado con este estudio fue ver una suerte de prefactibilidad para la realización del proyecto y tener la base sobre la cual se podría armar el modelo. A modo de resumen, se logró crear un modelo primitivo para hacer un análisis técnico económico de un proyecto de este estilo incorporando las variables principales como los costos de inversión de diferentes componentes y, energía y potencia. Con el análisis se logró verificar que el proyecto pensado tenía sentido tanto en lo técnico como lo económico y se logró replicar algunos resultados similares a lo visto en estudios con temáticas semejantes. Particularmente, se logró calcular la cantidad de plazas de estacionamiento que son capaces de ser abastecidas sólo con energía de doseles solares, obteniendo un promedio de 18 % de las plazas pensando en un estacionamiento totalmente cubierto, similar al 17 % obtenido en [41].

Para efectos de este informe no se incorporarán los resultados obtenidos a partir de este análisis, ya que, al haberse obtenido con un modelo menos refinado, tienen un mayor grado de error y sería redundante incorporarlas teniendo en cuenta que posteriormente se obtuvieron resultados más correctos sobre casos similares. Algunas de las cosas que si se conservaron de este primer análisis serán utilizadas como ejemplo en las figuras presentadas más adelante. No obstante, ninguno de estos parámetros son los definitivos que se utilizarán en el modelo, sino que corresponden a parámetros de entrada que pueden modificarse de acuerdo con el proyecto que quiera evaluarse.

En la siguiente sección se presenta la construcción del modelo incorporando todos los pasos que se siguieron tanto para la construcción de este primer modelo preliminar, así como todas las posteriores afinaciones que permitieron obtener los resultados finales de este proyecto.

3.2. Modelo de optimización

Utilizando como base el estudio de caso anterior, se puede construir un modelo de optimización con objetivo de encontrar una configuración óptima de acuerdo a los requerimientos buscados. Para hacer esto se debe asegurar que todas las ecuaciones simulen de mejor manera la operación del centro de carga y que los parámetros de entrada correspondan a valores lo más cercano a la realidad, tanto en la actualidad como proyecciones para los siguientes años de operación.

La idea general del modelo es optimizar operación económica del proyecto a modo de diseñar un sistema que sea lo más rentable y que genere un real interés para el agente que haga la inversión. El máximo beneficio económico se va a dar siempre que el sistema sea verdaderamente eficiente y responda de mejor manera a los diferentes escenarios, por esto, además de buscar la cantidad de cargadores y capacidad solar óptima se revisa diferentes condiciones de operación que podrían mejorar o no el desempeño económico del sistema. Las variables de decisión del modelo estarán dadas por las diferentes posibilidades de inversión para la construcción del proyecto. Para hacer la inversión más flexible se considera la posibilidad de invertir no solo en el año “cero” del proyecto, sino que también a lo largo de todos los años hasta el horizonte de análisis del proyecto. Además de las variables de decisión, se espera poder analizar diversos resultados acerca de la operación misma del proyecto como el uso de energía, los beneficios de los usuarios, entre otras cosas.

3.2.1. Variables de decisión

Las variables de decisión del problema representan los *outputs* que el modelo entregará como resultado. Como se trata de optimizar la configuración óptima de un centro de carga, las variables a optimizar corresponden a la inversión inicial para el proyecto, así como también las inversiones que se irán realizando posteriormente específicamente para el caso de los cargadores. Para los cargadores AC se toman 2 años como periodo entre inversiones, esto con motivo no tener que hacer intervenciones año a año, pero a la vez no alejarse demasiado del crecimiento de la demanda de EVs. Por el lado de los cargadores DC, al ser de mayor costo y mayor potencia se considera la inversión solamente cada 5 años. Por último, se tiene la capacidad de energía solar instalada que se divide de acuerdo al tipo de estructura. Ambas inversiones se hace tan solo una vez al principio del proyecto, ya que habiendo obtenido algunos resultados, se notó que al incorporar la posibilidad de inversiones posteriores para paneles solares, los resultados no presentaban cambios significativos. Por esta razón se optó por dejar el problema lo más sencillo con solo la inversión en el año cero. La última variable de decisión corresponde a la capacidad de la batería para el caso en que se incluya un sistema de almacenamiento en el centro de carga. Todas las variables se obtienen de la forma de la tabla que puede verse en la Figura 3.3.

Numero de cargadores año 0	0
Numero de cargadores año 2	0
Numero de cargadores año 4	0
Numero de cargadores año 6	0
Numero de cargadores año 8	0
Numero de cargadores año 10	0
Numero de cargadores año 12	0
Numero de cargadores año 14	0
Numero de cargadores año 16	0
Numero de cargadores año 18	0
Numero de cargadores DC año 0	0
Numero de cargadores DC año 5	0
Numero de cargadores DC año 10	0
Numero de cargadores DC año 15	0
Capacidad instalada pv dosel (kW)	0.0
Capacidad instalada pv techo (kW)	0
Capacidad batería (kWh)	0

Figura 3.3: Variables de decisión del problema

3.2.2. Restricciones

Las variables de decisión deben seguir ciertas reglas para entregar resultados que sean acordes a la realidad. Esto depende de la construcción adecuada del modelo y además imponer restricciones de acuerdo a las capacidades del local comercial en el que se quiera implementar el modelo. Comenzando por las restricciones de generación solar, lo más importantes es respetar el espacio que se tiene para colocar paneles solares tanto en el techo como en el mismo estacionamiento, para lo cuál se debe considerar cual es la capacidad que se puede colocar en un determinado espacio. De acuerdo a los modelos del NREL, en promedio una instalación solar puede generar 150 W por metro cuadrado [46].

$$C_{gd} \leq P_{area} \cdot A_{dosel}$$

$$C_{gt} \leq P_{area} \cdot A_{techo}$$

Aquí C_{gd} y C_{gt} representa la capacidad solar instalada expresada en kW en dosel y techo respectivamente, P_{area} la capacidad de panel instalada por metro cuadrado y por último A_{dosel} y A_{techo} representa el área disponible en m^2 para la instalación en estacionamiento y en techo respectivamente. Puede que las estructuras para colocar paneles en techo y en estos doseles sean diferentes, no obstante se considera que tienen una configuración similar y por lo tanto permiten la misma capacidad en un mismo espacio.

Muy similar a lo anterior son las restricciones de cantidad de cargadores de cada tipo que se instalarían. En este caso se puede definir un límite de cantidad de cargadores AC y DC de acuerdo a la cantidad de plazas que tenga el estacionamiento o lo que estime conveniente el inversionista. O bien, se puede elegir limitar la potencia máxima que puede instalarse en cualquier momento para cada uno de los tipos de cargadores. La primera restricción se muestra en la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} N_{dc,acum,t} &\leq N_{dc,max} & \forall t \in \{0..20\} \\ N_{ac,acum,t} &\leq N_{ac,max} & \forall t \in \{0..20\} \end{aligned}$$

La limitación de acuerdo a potencia se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} N_{dc,acum,t} \cdot P_{dc} &\leq P_{dc,acum,max} & \forall t \in \{0..20\} \\ N_{ac,acum,t} \cdot P_{ac} &\leq P_{ac,acum,max} & \forall t \in \{0..20\} \end{aligned}$$

$N_{dc,acum,t}$ corresponde a la cantidad de cargadores DC instalados en el centro de carga en el año t . La cantidad de cargadores operativos considera los cargadores presentes en años anteriores más los instalados en el mismo año, añadido a esto debe considerarse la vida útil de los cargadores tras la cual quedarán fuera de servicio. Para este análisis se consideró una vida útil de diez años, que es lo que se estima actualmente para gran parte de los cargadores del mercado [47]. $N_{dc,max}$ representa la máxima cantidad permitida de cargadores DC. P_{dc} representa la potencia promedio a la que cargan los vehículos al conectarse a un cargador DC, el valor utilizado se explica más adelante. $P_{dc,acum,max}$ corresponde al máximo de potencia permitido para la suma de todos los cargadores DC instalados. Las restricciones para cargadores AC son análogas a las DC y las variables se representan de la misma forma cambiando el subíndice.

En caso de que quien invierta en el proyecto tenga un monto máximo que este dispuesto a invertir, se incluye la opción de limitar la inversión inicial. Esto permite encontrar el proyecto óptimo dentro del presupuesto, aún cuando haya espacio para proyectos más grandes. Esta restricción se representa sencillamente con la expresión mostrada a continuación:

$$I_0 \leq I_{0,max}$$

Donde I_0 corresponde a la inversión inicial de todos los dispositivos y trabajos necesarios para comenzar con el proyecto e $I_{0,max}$ es el límite que coloque el inversionista. En caso de que no se tenga restricción de presupuesto se puede simplemente colocar un valor lo suficientemente alto para no interferir en las demás restricciones.

El resto de las restricciones correspondiente a todas las otras ecuaciones que conforman el modelo serán explicadas en la siguiente sección a modo de tener una mejor idea de que representan dentro del modelo y cómo se integran en el problema.

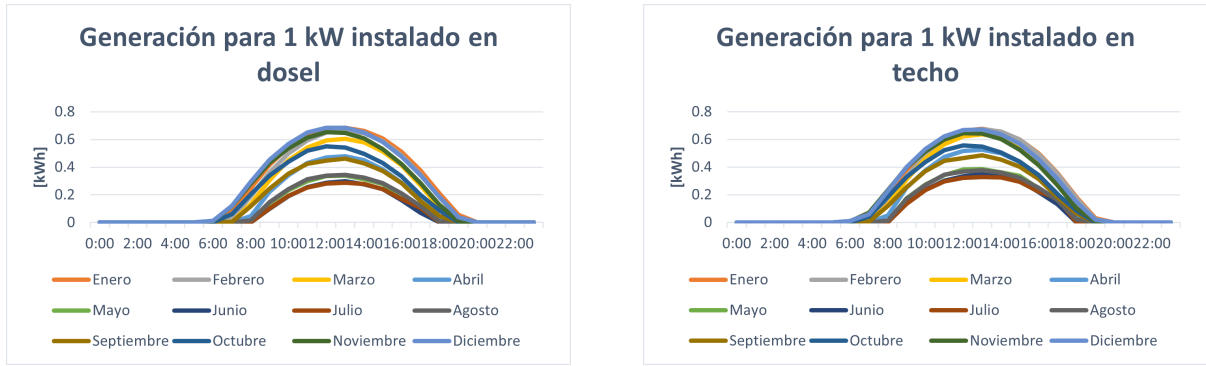
3.2.3. Parámetros de entrada y construcción del modelo

3.2.3.1. Generación

Comenzando por la caracterización de la generación solar, es necesario obtener cuánto sería la energía generada por cierta cantidad de paneles solares instalados en la ubicación del proyecto. Siguiendo los pasos del análisis preliminar, se utilizó la herramienta del explorador solar del Ministerio de Energía, a través de la cual se puede obtener la generación estimada anual para una determinada configuración de paneles. Con el objetivo de obtener un perfil normalizado, se elige una configuración de paneles monofásicos fijos inclinados para el supermercado ubicado en la comuna de la Florida en Santiago. Se deja esta ubicación para los perfiles base pensando que la evaluación se hará para proyectos en la región metropolitana y no varía significativamente entre comunas (para otras ubicaciones basta con buscar un nuevo perfil en el explorador).

En el caso de los paneles instalados en un dosel solar, la inclinación no puede ser superior a 10° , por lo que se escoge este ángulo de inclinación y de acuerdo con el optimizador de la misma herramienta, el ángulo óptimo se obtiene con un azimut de -7° . Además de la opción de carga con dosel solar, se incorporó la opción de colocar paneles en el techo del local comercial en caso de existir el espacio. Esta alternativa requiere generar un perfil de carga distinto, pues la mayor inclinación permitida en el techo permite posicionar los paneles de manera más eficiente, maximizando la generación de energía. Así, se extrajo un perfil de generación para la misma ubicación con una inclinación de 26° y azimut de -7° . Con esto se pudo obtener dos perfiles distintos para 1 kW de paneles instalados en techo y en dosel, mostrados en la Figura 3.4, los cuales muestran la generación esperada por hora para un día representativo de cada mes del año. Al ser una instalación de 1 kW, este perfil puede escalarse según la capacidad del proyecto, simplemente multiplicando el perfil por la capacidad deseada para estimar la generación total. De esta manera, en el modelo puede entregarse como parámetro el área disponible que existe de estacionamiento para instalar dosel solar y de techo para colocar paneles. La principal ventaja que tiene la incorporación de este último es el menor costo al ser una estructura que implica mucho menos material e intervención.

El perfil generado por el Explorador está basado en el modelo de la herramienta PVWatts, desarrollado por el Laboratorio de Energías Renovables (NREL) y considera una eficiencia de inversor de 96 % y un factor de pérdidas de 14 %, que es el promedio para proyectos de este estilo [48]. Para simular la degradación de los paneles solares, se incorporó una pérdida en la eficiencia de los paneles solares disminuyendo su capacidad de generación en un 0,7 % cada año de funcionamiento [9].



(a) Dosel solar

(b) Techo.

Figura 3.4: Perfiles de generación normalizados para la región metropolitana.

3.2.3.2. Demanda por vehículos eléctricos

Para estimar la demanda generada por la carga de vehículos eléctricos en un local comercial, en primer lugar se hizo una recopilación de los modelos de vehículos BEV más vendidos en Chile, a modo de tener una estimación de la potencia que consumiría un vehículo en promedio cuando carga en modo 3 (AC) y modo 4 (DC). La Tabla 3.2 muestra algunos de los vehículos más vendidos en Chile en los últimos meses.

Tabla 3.2: Algunos de los modelos más vendidos en Chile [26],[49].

Modelo	CB [kWh]	PC AC [kW]	PC DC [kW]	PC Avg. (50 kW) [kW]
Tesla Model 3	57,5	11	170	45
BYD Dolphin Mini	30,08	6,6	30	30
	38	6,6	40	30
Tesla Model Y	57,5	11	170	45
BYD Dolphin	44,9	6,6	60	40
KIA NIRO	64,8	11	80	45
BYD Yuan Plus EV	49,92	7	89	50
	60,48	7	89	50
Volvo EX30	51	11	134	40
	69	11	150	50
Renault Kwid E-tech	26,8	7	30	-
Volvo XC40	78	7,4	135	40
GWM ORA	47,8	11	64	35
	59,1	11	69	42
Maxus EDeliver 3	50,2	7	50	-
MG SZ	51	7	94	49
MG Marvel R	70	11	94	49
Hyundai Kona OS EV	39,2	7,2	70	48
	64	7,2	105	48
Maxus Euniq 6	70	6,6	60	-
Hyundai IONIQ 5	77,4	7,2	263	49
BYD Seal	82,56	6,6	150	45
MG 4	51	6,6	87	43
	64	11	142	50
Promedio	56	8,6	79,4	43,5

- CB: Capacidad de batería
- PC AC: Potencia máxima de carga en AC
- PC DC: Potencia máxima de carga en DC
- PC Avg. (50 kW): Potencia de carga promedio al conectarse a un cargador de 50 kW [50].

De los modelos más vendidos, todos poseen el conector de carga Tipo 2 demostrando la ya establecida estandarización del tipo de conector. También se puede ver que la potencia de carga en AC ronda entre los 6,6 kW y 11 kW para todos los vehículos, quedando dentro de un rango cercano a los 7,4 kW que se utilizará como estándar para cualquier vehículo que

llegue a cargar. Se escoge este valor ya que es un valor estándar al que una gran cantidad de modelos de cargadores AC en el mercado logran cargar cuando se instalan en una conexión monofásica. Generalmente estos mismos cargadores pueden cargar a potencias de hasta 22 kW cuando se instalan en conexiones trifásicas, sin embargo, no se considera necesaria hacer este uso extra de potencia aun cuando el local comercial ya cuente con un circuito trifásico, ya que como se vio recién, la mayor parte de vehículos solo soporta una carga AC de hasta 11 kW.

Por el lado de la carga DC se puede notar que ya hoy en día todos los vehículos aceptan carga DC, incluso los *city cars* más pequeños como el Renault Kwid E-tech o el BYD Dolphin. Aun cuando varios de los vehículos aceptan potencias de carga superiores, se estima que cargadores de 50 kW sería lo apropiado, teniendo en cuenta que los usuarios visitarían el local comercial con motivo principal de comprar y no requieren de carga ultra rápida. Además, con esta capacidad puede ahorrarse el costo de modificar considerablemente los circuitos para permitir altas potencias. Considerando una carga a 50 kW, puede verse que la potencia promedio a la cual cargan los vehículos ronda en torno a los 45 kW, por lo que se utilizará este valor como el estándar para el consumo de los vehículos que utilizan cargadores DC.

Con respecto al perfil de visitas de vehículos, este queda como un parámetro de entrada, ya que dependerá de los horarios de funcionamiento del local comercial. Dejando un perfil como base del modelo, se creó uno de acuerdo con los horarios de mayor concurrencia del supermercado visto en el estudio preliminar de acuerdo con las estadísticas de Google Maps [51]. Estos perfiles toman en consideración un horario de apertura del local de 8:00 a 21:30 horas, por lo que las visitas se concentran únicamente en este periodo de tiempo, quedando el resto de las horas vacío ya que se asume que vehículos públicos no tendrán acceso al local. Para considerar la diferencia que existen entre el patrón de visitas un día de semana con respecto a los días de fin de semana, se crearon dos perfiles distintos. Para ambos casos se construyó un perfil normalizado que puede multiplicarse por el total de visitas diarias para obtener un aproximado de cuantos clientes visitan el local los días de semana y fin de semana. Para ejemplificar se puede estimar la cantidad total de vehículos que llegan al estacionamiento en el día en base a las dimensiones del local comercial, nuevamente para este caso se estiman para el supermercado [41] usado en el caso preliminar. En la figura 3.5 puede verse el perfil de visitas tanto para días de semana como fin de semana.

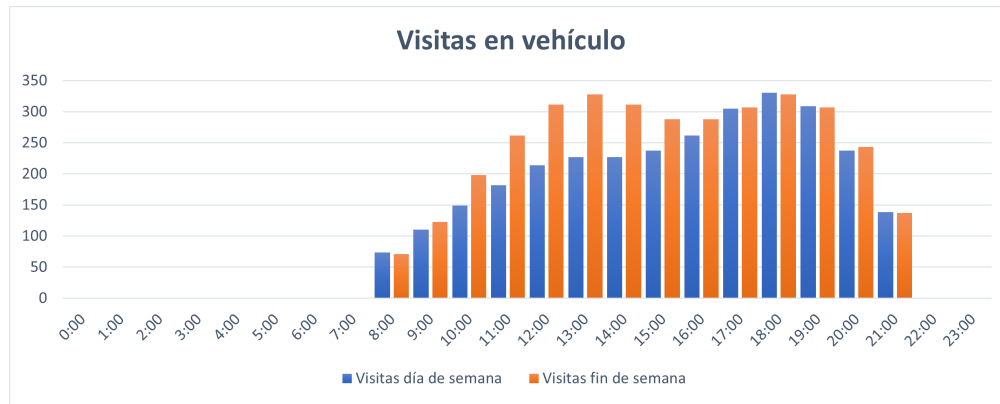


Figura 3.5: Número de vehículos que llegan al estacionamiento.

Con el propósito de trabajar con un solo día representativo, a partir de los dos perfiles se creó un único perfil ponderando por la cantidad de días de semana y fin de semana que se espera que opere el local comercial (5 y 2 en este caso). Eventualmente el usuario que utilice la herramienta podría modificar tanto la cantidad de visitas diarias para cada uno de los días, como los mismos perfiles en el caso de que las visitas se acumulen en diferentes horas del día, o las horas de funcionamiento del local comercial difieran con el predeterminado. En este último caso, también se puede ajustar cuantos días efectivamente opera el local para hacer la ponderación adecuada en las visitas totales.

A modo de simplificar este análisis, se asumió que los vehículos visitarían el local por una hora, durante la cual conectan su vehículo a un cargador. Se asume también que los EV ocuparán la carga durante todo el tiempo que permanecen conectados. De esta forma la demanda total de los vehículos corresponde a multiplicar el perfil de visita de EV por el promedio de potencia que consumiría cada uno.

Ya teniendo una aproximación de la cantidad de clientes que visitan el local comercial en vehículo, pueden hacerse estimaciones de cuantos de estos efectivamente serían eléctricos. Para lograr se opta por proyectar que porcentaje de vehículos serán eléctricos en los próximos años en Chile asumiendo que la distribución de vehículos que entran al local comercial es idéntica a la distribución del parque automotor en el país.

La proyección de penetración de vehículos eléctricos en el parque automotriz se hace en base a datos recopilados de venta de vehículos convencionales y de cero emisiones en años anteriores, junto a las metas gubernamentales con respecto a la venta de vehículos de bajas emisiones. De los datos con mayor certeza, se tiene el número de vehículos totales y livianos y medianos (LyM) que conforman el parque automotriz actual. El crecimiento del parque ha sido bastante regular en los últimos 10 años [52], teniendo un crecimiento que puede modelarse aproximadamente mediante una ecuación lineal. Siguiendo esta es posible estimar el número de vehículos que conformarán el parque para los siguientes 20 años asumiendo que

se mantiene el crecimiento anterior. Del parque total de vehículos, el porcentaje de vehículos livianos y medianos en los últimos 10 años ha estado en torno al 91 % [52] de los vehículos totales, así que se asume que este número continuará siendo el mismo para los próximos años. Con respecto a la venta de vehículos, esta ha sido algo más irregular, sobre todo en los últimos años con la pandemia y los efectos que esta dejó sobre la economía nacional y global [53]. La Figura 3.6 muestra las ventas de vehículos livianos y medianos en los últimos 8 años incluyendo las predicciones de 2024. Puede notarse que no hay una clara tendencia de cómo cambiarán los números para los próximos años, sobre todo en los próximos 20 años. Ante la incertidumbre de esta variable, se dejará el valor de 400.000 fijo para las ventas de los próximos años. Esto pensando que existen factores que tienden a incrementar la venta de vehículos como un mejor desempeño de la economía y la reducción de costos de producción, pero por otro lado podrían haber factores que reduzcan las ventas como el diseño de ciudades más amigables con peatones que prioricen el uso de transporte público, bicicletas y micro-movilidad por sobre el de vehículos convencionales.

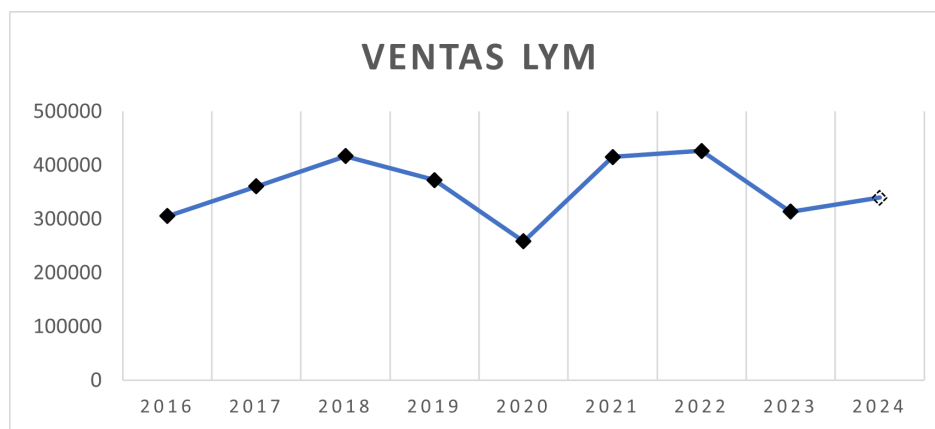
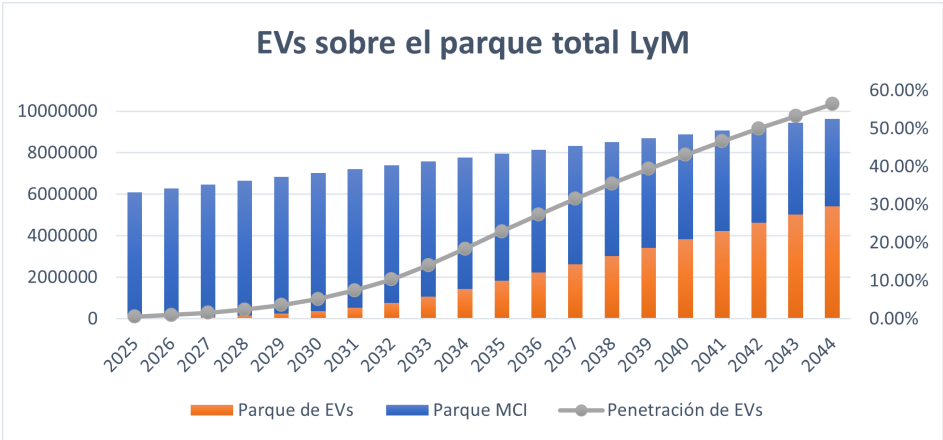


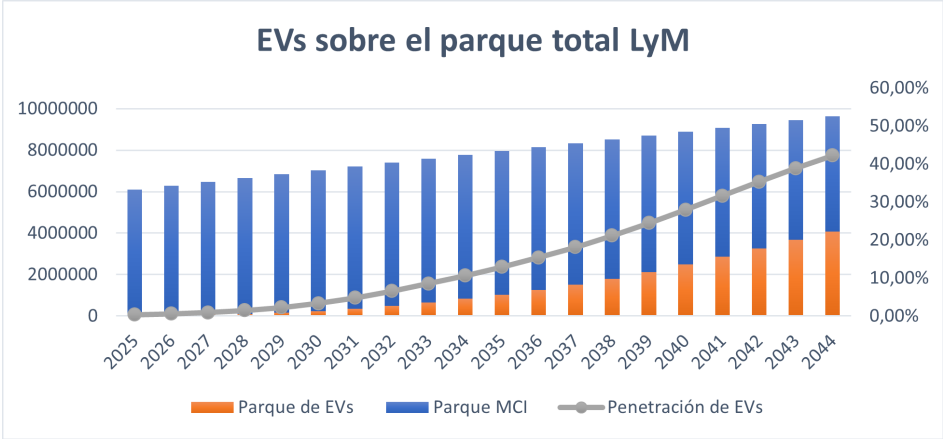
Figura 3.6: Ventas de vehículos livianos y medianos

Teniendo el crecimiento del parque y la venta total de vehículos LyM, se puede hacer un estimado de cuál será el número de vehículos eléctricos vendidos en los próximos años. Según las proyecciones de la ANAC para el 2024 y 2025, se espera que los vehículos EV y PHEV representen el 1,5 % y 2,5 % de las ventas respectivamente [26]. Añadido a esto, la Estrategia Nacional de Electromovilidad, propuso como meta que para el 2035, el 100 % de las ventas de vehículos LyM sea de vehículos de cero emisiones (BEV, PHEV y FCEV). Tomando en cuenta estos números, se puede hacer una idea de cómo iría aumentando el porcentaje de EVs vendidos con respecto al total y en conjunto con el valor acumulado de ventas de cada año y el parque automotriz total, se puede obtener el porcentaje de vehículos eléctrico en el parque automotriz con respecto al total de vehículos LyM cada año en los próximos 20 años. De esta forma, basta con aplicar el porcentaje al total de vehículos que visitan el local comercial y se podría obtener un estimado de cuantos de estos serán eléctricos. Considerando que el caso anterior es bastante optimista en cuanto a las metas de electromovilidad, a modo de un análisis de sensibilidad, se crea un escenario un poco más realista con respecto a la

evolución de la electrificación del transporte. Este escenario se hace pensando que para el 2035 será solamente el 50 % de las ventas de vehículos LyM las que corresponderán a vehículos eléctricos, teniendo en cuenta la progresión que se ha visto realmente desde que se anunciaron las metas. La Figura 3.7 muestra como crece el parque de EVs con respecto al de vehículos de combustión interna (MCI) cada uno de los años hasta el horizonte de análisis para cada uno de los escenarios descritos.



(a) Escenario 100 % de ventas al 2035.



(b) Escenario 50 % de ventas al 2035.

Figura 3.7: Porcentaje de vehículos eléctricos con respecto a al total del parque automotriz.

En el modelo, la cantidad de vehículos eléctricos que visitan el local en los diferentes años de operación del proyecto se ajusta únicamente según las proyecciones de ventas de EV en el país. Para efectos de este análisis se considera que la cantidad total de visitas se mantendrán constante. Aunque bien podría ajustarse en caso deba considerarse que disminuyan por efecto de distintos factores como, por ejemplo, las compras en línea que podría variar bastante de acuerdo al tipo de local comercial.

De los vehículos eléctricos que llegan, no todos harán uso del cargador debido a que habrá usuarios que no necesitan cargar por el estado de carga actual de su vehículo y además, existirá

gente que prefiere cargar en otros lugares, ya sea en su domicilio, lugar de trabajo o alguna otra estación de carga. Para modelar esto, se puede asumir que el SOC de los vehículos que llegan se comporta como una distribución normal con media de 55 % y una desviación estándar de 20 %, esto basado en que el supermercado no es un destino exclusivo de carga y la carga de los vehículos sería similar al común de los vehículos que circulan. Considerando que los usuarios que tengan menos de un 65 % de carga usarán el cargador, se puede obtener que el porcentaje de usuarios que están disponibles para cargar es del 69 %. No obstante, es necesario aplicar sobre esta probabilidad, la cantidad de gente que efectivamente está dispuesta a utilizar la infraestructura de carga pública. Para esto se puede tomar como referencia [54], donde se indica que en Estados Unidos para el 2024, aun cuando el 86 % de los usuarios cuentan con acceso a cargadores residenciales, el 59,6 % sigue utilizando cargadores públicos. Así, asumiendo que los usuarios en Chile se comportan y seguirán comportándose de forma similar, de este porcentaje de usuarios, solo el 69 % podría efectivamente cargar y con esto se obtiene que de todos los usuarios con EVs que llegan al comercio, el porcentaje que cargará será de un 41 %. Para el caso de cargadores DC, al ser la carga mucho más rápida, puede considerarse que la gente que llega con una carga más alta no necesita cargar de forma tan urgente para requerir carga DC o bien para el tiempo que estarán en el local la capacidad de carga será excesiva. Por esto se considera que de los clientes que llegan, solo cargarán aquellos que tengan un SOC del 50 % o menor. Claramente entre estos usuarios habría una superposición, ya que quienes están dispuestos a cargar con cargadores DC, también lo estarían con carga AC (siempre y cuando se cobre por energía vendida y no por tiempo conectado). Como solución a este problema se diseña el modelo de manera que la gente que efectivamente logra cargar con cargadores DC se descontará de la cantidad de gente que está dispuesta a cargar con carga AC.

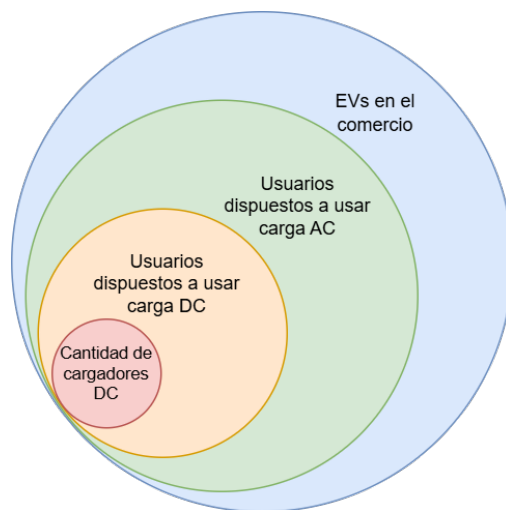


Figura 3.8: Disposición de los usuarios a ocupar cada tipo de cargador.

A partir de todo lo anterior, puede estimarse efectivamente cuántos usuarios serán los dispuestos a cargar sus vehículos en el local comercial, y por lo tanto se utilizará este número para calcular la cantidad de cargadores a instalar cada dos años de operación. Es importante

mencionar que la demanda en sí estará dada por la solución del problema, ya que el consumo depende exclusivamente de la cantidad de cargadores que el modelo decida instalar año a año acorde la cantidad de clientes que estén dispuestos a cargar. La demanda generada por cargadores DC está dada por la siguiente expresión:

$$D_{ev,dc} = \min\{U_{dc}, N_{dc,acum,t} \cdot p_{disp}\} \cdot P_{dc}$$

En el caso de los cargadores AC se tendría:

$$D_{ev,ac} = \min\{U_{ac} - D_{ev,dc}/P_{dc}, N_{ac,acum,t} \cdot p_{disp}\} \cdot P_{ac}$$

Aquí, U_{dc} , representa los usuarios que están dispuestos a cargar en cargadores DC. $N_{dc,acum,t}$ corresponde a la cantidad de cargadores instalados en el centro de carga en el año t. Como es posible que los cargadores tengan fallas o no estén operativos por mantenimiento, se incorpora la variable p_{disp} que representa la disponibilidad promedio de los cargadores para todos los años de operación. Se toma como base un valor de disponibilidad de 96% basado en las observaciones que pudieron hacerse para una red de carga pública ubicada en la región metropolitana. Para la carga AC, la demanda se calcula de la misma forma, a excepción de la diferencia que existe por los usuarios que cargan en DC. Nuevamente las variables utilizadas con subíndice *ac* son análogas de lo que representan las variables para la carga DC.

3.2.3.3. Demanda de local comercial

Como se mencionó, es importante caracterizar la demanda del local para estimar de forma correcta el autoconsumo de la energía sobrante de la carga. Similar a los casos anteriores, el consumo sería un parámetro de entrada para la evaluación del proyecto. Aún así para tener un valor base, es posible calcular el consumo aproximado del local comercial en base a las dimensiones de este. De acuerdo a [55] y [56] el consumo de un supermercado puede aproximarse a 45 kWh por metro cuadrado al mes, mientras que para un centro comercial el consumo es menor con 25 kWh por metro cuadrado al mes. Para tener un perfil de como se distribuye los consumos a lo largo del día se utilizó un perfil típico para un local de retail considerando las variaciones que existen de acuerdo a la estación del año [57].

El perfil de consumo diario de lo que sería un supermercado con una superficie de 10.000 metros cuadrados es el que se ve en la Figura 3.9

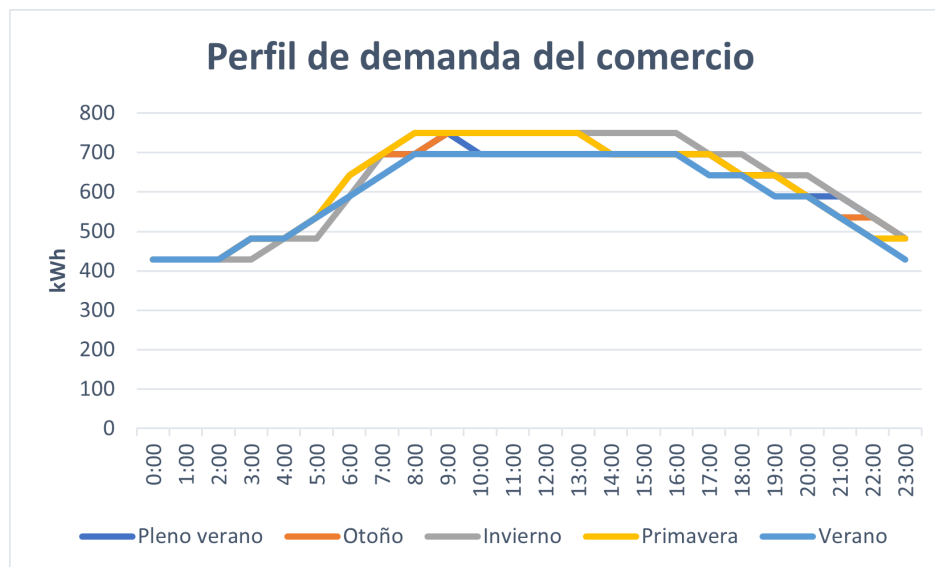


Figura 3.9: Perfil de consumo diario del local comercial

3.2.3.4. Batería

A modo de maximizar el uso de energía solar en la operación, podría incorporarse baterías en el sistema con el propósito de almacenar la energía solar sobrante del consumo de EVs. Para aumentar los beneficios que la batería puede entregar al sistema, no solo se puede aprovechar de almacenar la energía sobrante del sistema fotovoltaico, sino que también puede cargarse utilizando energía de la red a modo de asegurar tener siempre disponible la energía necesaria para minimizar la compra de energía a la red durante las horas punta. De este modo, la batería podría regularse con un sistema de control que asegure la carga completa de la batería fuera de horas punta, priorizando la carga con generación solar sobrante, para luego entregar energía dentro de las horas punta. El esquema de carga de las baterías se muestra a través del diagrama en la Figura 3.10. Aquí se aprecia que la batería carga con energía solar cuando sobra del consumo de EV y no se encuentra llena. En el caso de que no alcance a llenarse en el periodo hasta las 14:00, se comienza a llenar la batería con energía comprada de la red, esto se hace de manera gradual a lo largo de las horas restantes para el periodo punta. Lo anterior tiene motivo de no aumentar excesivamente el consumo de potencia, generando algún *peak* innecesario de consumo y además permite que la batería se siga llenando con energía solar en caso de que aún hubiera disponibilidad en las horas siguientes. Posterior a esto, para amortiguar la compra de energía en horas punta, la batería se descarga de manera tal que permita reducir la potencia máxima consumida a lo largo de todo el periodo punta. Por esta razón, la batería no se descarga a la máxima potencia posible, sino que entrega la energía de acuerdo a la carga actual y el tiempo restante del periodo punta. Debe tenerse en cuenta de que, en caso que la demanda no sea suficiente para consumir toda la energía disponible de la batería, esta se almacenará y quedará disponible para el día siguiente.

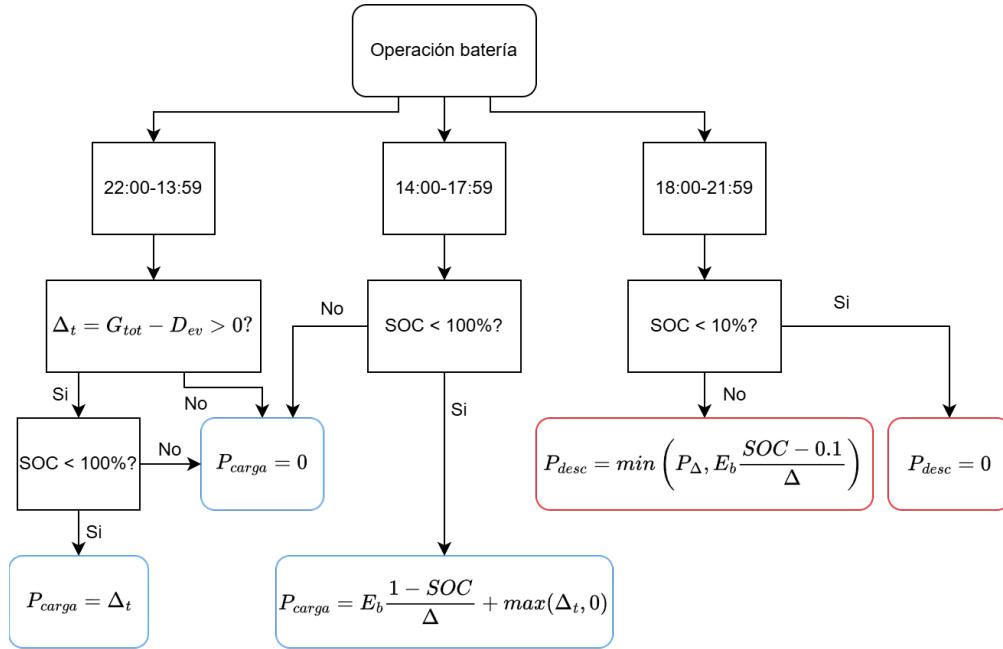


Figura 3.10: Flujo de operación del sistema de almacenamiento.

En las expresiones de carga y descarga E_b representa la capacidad de la batería, Δ_t es la diferencia entre energía generada y demandada por la carga de EVs y P_Δ corresponde a la potencia demandada por la carga que no es abastecida por energía solar. Por último, Δ corresponde al tiempo restante dentro del periodo de operación. La hora a la cual se comienza a cargar la batería con la red se selecciona sólo en base a una estimación del periodo en que puede cargarse la batería sin demandar mucho de la red. Eventualmente podría elegirse otro periodo de carga si es que se encuentra un mejor algoritmo de operación de la batería, sin embargo esto queda fuera del alcance de este trabajo.

Como se espera que la batería tenga un ciclo diario con una profundidad de descarga del 90 % en la mayoría de los casos de acuerdo a la Figura 2.9, la batería debería tener una vida útil de unos 3000 ciclos. Dividiendo esto en la cantidad de días en un año, se obtiene que las baterías tendrían una vida útil de aproximadamente 8 años, lo cual debe ser considerado al momento de implementar las inversiones en el flujo de caja, puesto que se requerirá reemplazarla un par de veces durante el periodo de análisis del proyecto. En cuanto a la eficiencia de la batería, de acuerdo a [58], las baterías de litio hoy en día tienen una eficiencia cercana al 100 %. Para motivos de este proyecto, se asume que la batería tendrá una eficiencia de 95 % para la carga, es decir, del total de la energía que se utiliza para cargar, se conserva el 95 %. Para la descarga se asume una eficiencia del 100 % pudiendo entregar el total de la energía que tiene almacenada.

3.2.3.5. Venta a la red

Con el objetivo de aprovechar completamente la energía generada, en el caso de que aún satisfaciendo la demanda de EV, el local comercial y la batería (en caso de aplicar) sobre energía, lo ideal es vender todo lo sobrante a la red. Para esto es importante considerar que el precio de la venta de energía estará determinado por el tipo de proyecto que se tenga. De acuerdo con la regulación, el precio de venta por netbilling corresponde únicamente al costo de la energía sin incluir otros valores como el costo de transporte o potencia, de este modo la energía que se compra siempre será más cara que la que se venda a la red. También debe considerarse que el netbilling como tal está permitido solo para proyectos de hasta 500 kW, en caso de proyectos de mayor capacidad estos quedarían clasificados como PMGD y el precio de venta de energía sería diferente al de las tarifas reguladas por la distribuidora. En el caso de este modelo, para facilitar el cálculo, se asumirá que todos los proyectos tendrán un esquema de netbilling y toda la energía que llegara a sobrar se venderá al precio de compra de energía que se está asumiendo en el proyecto. En el caso de proyectos de PMGD, el precio al que se vende la energía podría ser eventualmente menor, pero considerando que la mayor parte de la energía generada va a ser efectivamente consumida en el mismo local, se estima que el volumen que se vende a la red será pequeño y por lo tanto esta distorsión de precio no afectará demasiado a la evaluación económica del proyecto.

3.2.3.6. Flujo de energía

Teniendo caracterizada la demanda de vehículos eléctricos y del local, es posible establecer un flujo de prioridad de cuales serán las demandas alimentadas por la energía solar generada. El diagrama de los flujos exclusivos de la inclusión de este proyecto se ve en la Figura 3.11. Los cuadros representan de izquierda a derecha el orden en que se alimentan los consumos de acuerdo a la disponibilidad. Adicionalmente se incluye el posible flujo de la red para alimentar los cargadores cuando no exista energía suficiente o, en el caso de incluir baterías en el sistema, las líneas punteadas representan los flujos adicionales que podrían existir.

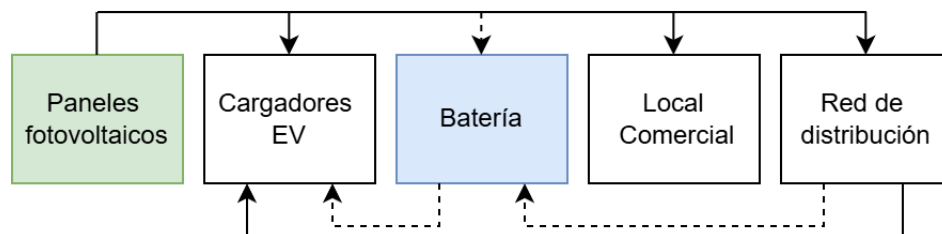


Figura 3.11: Flujo de energía para el centro de carga

Ya con un flujo definido de la energía se puede calcular diversas variables importantes a considerar en el análisis tanto técnico como económico del proyecto. Para simplificar la explicación, se puede definir una variable con la cual se hace el cálculo de varios otros factores del proyecto. La diferencia entre la generación solar total del sistema y la demanda total

por los cargadores de los vehículos eléctricos se denomina Δ_t , mostrando la diferencia para cada día representativo de cada mes dentro de los diferentes años de operación siendo así una matriz de 12x24 (12 meses, 24 horas) para el año t de análisis. Cabe decir que, al representar la generación en un día para cada mes y la demanda en un único día para todo el año, se debe repetir este mismo día de demanda para el cálculo de la diferencia en todos los meses. Esta variable, en caso de ser positiva, se traduce en la energía que “sobra” de la generación y puede ir destinada a otros consumos, y por otra parte, en caso de ser negativa, representa la energía extra que debe comprarse de la red para ser capaz de abastecer los consumos de los vehículos eléctricos que llegan a cargar.

En primer lugar, para calcular la potencia que se demanda de la red para abastecer los cargadores, basta con encontrar el mínimo Δ_t para cada uno de los meses, puesto que el cobro de potencia está determinado según el valor máximo medido a lo largo de todo el mes. Es importante aclarar que Δ_t representa una diferencia entre energía generada y consumida y por lo tanto, su unidad de medida es de kWh. Sin embargo, al ser un perfil horario, se puede asumir que los dispositivos funcionan a una potencia constante equivalente a los valores de energía durante cada hora de operación. De este modo, en los valores mostrados es intercambiable el uso de kWh hora para hablar de energía y kW para hablar de potencia. Por esta misma razón, se asume que el cobro de potencia “leída” de la tarifa AT4.3, que implica una lectura del valor de la demanda cada 15 minutos, será igual a la potencia que se puede obtener de la diferencia de generación y demanda.

$$P_{np,t} = -\min\{\Delta_t\} \text{ en horas fuera de punta}$$

$$P_{p,t} = -\min\{\Delta_t\} \text{ en horas punta}$$

Cuando Δ_t es positivo, la energía excedente va a destinada al autoconsumo en el local comercial. De esta forma, la energía ahorrada por autoconsumo $E_{autoconsumo}$ sería igual a la energía sobrante de la carga de EVs, a excepción que el consumo en el local D_{local} sea menor, caso en el que el ahorro corresponderá solo al valor del consumo del local.

$$E_{autoconsumo,t} = \min\{\max\{\Delta_t, 0\}, D_{local}\}$$

Cuando en el caso anterior la energía que sobra es incluso mayor que el consumo del local, todo lo que sobre adicionalmente se vende a la red obteniendo ganancias equivalentes a únicamente el costo de la energía (no se incluyen otros costos como transmisión y distribución).

$$E_{vr,t} = \max\{\Delta_t - E_{autoconsumo,t}, 0\}$$

Por último, la variable restante de interés que se puede obtener es el total de la compra de energía que como se mencionó, corresponde simplemente a la suma de los valores negativos de Δ_t

$$E_{red,t} = \sum \Delta_t \quad \forall \Delta_t < 0$$

3.2.3.7. Límite de potencia hora punta

Como bien es sabido, a modo de desincentivar el consumo de electricidad en horas punta, generalmente las empresas de distribución tienen costos adicionales de potencia exclusivos para este periodo del día. Dependiendo de la tarifa eléctrica que tenga el cliente este costo de potencia puede llegar a ser más de tres veces superior al costo de potencia regular. Encima, no solo se cobra por el instante o por el máximo obtenido en el periodo punta, sino que en algunos casos el cobro de potencia punta significa un cobro recurrente a lo largo del todo el año, incluso para los meses donde no existe restricción por este periodo. Tomando en cuenta lo anterior, al incorporar grandes consumos como cargadores de vehículos eléctricos, es necesario tomar medidas que permitan disminuir los altos costos que podrían significar las cargas en horario punta. Una medida posible, pensando en el aspecto económico para recuperar el alto costo de la potencia, sería simplemente cobrar más por la carga a los usuarios que decidan a cargar a esa hora. Económicamente esto tiene sentido, pues ayuda a compensar los costos e incentiva a los usuarios a cargar en horarios diferentes a cuando es más caro. Sin embargo, al pensar en el aspecto técnico, el hecho de que exista hora punta es justamente porque en ese horario la red tiene una demanda superior y la incorporación de aún más consumos podría eventualmente generar problemas en las redes de distribución, o bien la necesidad de generar más energía con tecnologías no renovables. Por este motivo, se toma como medida simplemente limitar la carga en horas punta a una potencia menor (o nula). La reducción de potencia se hace ajustando el valor al cual cada cargador AC puede cargar en los periodos de hora punta. Debido a que esta potencia sería mucho menor que la potencia nominal de los cargadores DC, se opta por apagar estos cargadores durante el periodo manteniendo solo los AC disponibles.

La limitación de potencia anterior se refleja en el modelo al reemplazar la demanda normal de esa hora del día por un menor consumo. Esto se traduce en una disminución en la venta de energía durante los meses de hora punta, pero simultáneamente en una menor cantidad de energía que debe comprarse de la red. Aquí ocurre el principal efecto ya que no es solo el volumen de energía comprada el reducido, sino de la potencia misma para abastecer los cargadores. En particular, al reducir el uso de potencia en horas punta, se reduce también el cobro por potencia de hora punta que se aplican el resto del año de acuerdo a los cobros de la tarifa AT4.3.

Año 5							
kWh	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Enero	220.068	94.1845	-14.719	-37	-22.2	0	0
Febrero	217.31	89.5667	-21.347	-37	-22.2	0	0
Marzo	177.638	55.4419	-36.373	-37	-22.2	0	0
Abril	112.408	-8.0905	-37	-37	-22.2	0	0
Mayo	75.1914	-37	-37	-37	-22.2	0	0
Junio	57.413	-37	-37	-37	-22.2	0	0
Julio	87.9506	-37	-37	-37	-22.2	0	0
Agosto	79.0804	-20.51	-37	-37	-22.2	0	0
Septiembre	94.0229	9.99467	-37	-37	-22.2	0	0
Octubre	110.016	24.4046	-37	-37	-22.2	0	0
Noviembre	156.028	37.4786	-31.843	-37	-22.2	0	0
Diciembre	190.673	69.5284	-22.664	-37	-22.2	0	0

(a) Consumo normal en hora punta.

Año 5							
kWh	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Enero	220.068	94.1845	-14.719	-37	-22.2	0	0
Febrero	217.31	89.5667	-21.347	-37	-22.2	0	0
Marzo	177.638	55.4419	-36.373	-37	-22.2	0	0
Abril	112.408	28.9095	0	0	0	0	0
Mayo	75.1914	0	0	0	0	0	0
Junio	57.413	0	0	0	0	0	0
Julio	87.9506	0	0	0	0	0	0
Agosto	79.0804	16.4902	0	0	0	0	0
Septiembre	94.0229	46.9947	0	0	0	0	0
Octubre	110.016	24.4046	-37	-37	-22.2	0	0
Noviembre	156.028	37.4786	-31.843	-37	-22.2	0	0
Diciembre	190.673	69.5284	-22.664	-37	-22.2	0	0

(b) Consumo con restricción de potencia en hora punta.

Figura 3.12: Diferencia en el valor de la variable Δ_t al aplicar límite de potencia en hora punta en el modelo.

3.2.4. Economía y Flujo de Caja

A modo de analizar el aspecto económico del proyecto se realiza un flujo de caja que considera todos los gastos de inversión en el proyecto y a su vez incorpora todos los gastos y ganancias operacionales a lo largo de todo el horizonte de análisis. El horizonte de análisis corresponde a 20 años que coincide aproximadamente con la vida útil de un panel solar.

Para construir el flujo de caja es importante reconocer todos los costos que se verían involucrados en el análisis de la configuración e incluirlos con la mayor precisión posible. Al momento de ocupar el modelo, el valor de los diferentes costos podría ser ajustados de acuerdo a los casos específicos que se estén analizando, por lo que estos pueden quedar como un parámetro de entrada del problema. No obstante, para la revisión de la factibilidad del proyecto y el correcto funcionamiento de este modelo, se buscó aproximarlos a valores lo más cercano a la realidad. Para obtener el costo de inversión de los paneles se consideró el costo esperado por Watt instalado, lo cual incluye, además del valor propio de los paneles, el valor de todos los componentes eléctricos adicionales como cableado, conductores, inversor, sistema de control, y el valor de la misma instalación y mano de obra. Para la mantención de los paneles se

consideró que esta tiene un valor de entre 1 % a 2 % del valor de la inversión total [59], [60]. Esto incluye tanto la mantención de aspectos eléctricos como revisiones y reparaciones menores, así como también la limpieza de estos para asegurar que operen a la máxima eficiencia.

El costo de los cargadores se divide en costo del cargador en sí y la instalación de este. Esto da espacio para modificar por separado los parámetros y también permite modificar, por ejemplo, algún cambio de valor en el futuro en caso de que los avances en tecnología e incentivos permitan reducir el costo de los dispositivos de carga. Para el caso de cargadores DC, se hace la misma distinción entre costos. Los valores obtenidos para cada producto fueron determinados a partir de datos recopilados durante una experiencia profesional con una empresa del sector. Los costos corresponden a valores aproximados considerando no solo el cargador y la instalación de este mismo, sino también a todas las modificaciones extras que tengan que realizarse como aumentos de empalme u otras obras causadas por el aumento de los requerimientos de potencia. La mantención de los cargadores es necesaria para asegurar una correcta operación, evitar reparaciones más costosas y mantener la estación de carga en buenas condiciones para los usuarios. Para este caso se usa el costo de mantención anual que debiese considerar el dueño de una estación para cargadores AC y DC de acuerdo al Centro de Datos de Combustibles Alternativos (AFDC) [61].

Los costos de energía y potencia son los asociados a la tarifa AT4.3, ya que como fue mencionado en la sección anterior, gran parte de los consumos regulados con mayor demanda están asociados a esta tarifa, y en el caso de los clientes libres se les suele cobrar los mismos cargos de potencia que esta tarifa. Así, se seleccionan los valores correspondientes a esta tarifa para un proyecto ubicado en la ciudad de Santiago [62]. Cabe mencionar que los costos de energía se dividieron en el cargo mismo de energía y el de transporte, el propósito de esto es poder diferenciar el valor por el cual se vende energía a la red, ya que de acuerdo a la ley de Netbilling, el costo al que se vende la energía corresponde únicamente al cargo mismo de la energía y no incluye otros valores como el transporte o costos fijos. En cualquier caso, esta variable también puede modificarse si aplicara un valor al de la compra de energía. Con respecto al costo de la venta de energía para la carga, se selecciona el valor actual que tienen varios de los cargadores públicos disponibles en Chile.

El último valor que se considera dentro de los costos es el de las baterías. De acuerdo al NREL se proyecta que el costo de baterías para su uso en almacenamiento de grande escala vaya disminuyendo en los próximos, siendo su costo actual cercano un poco superior a los 350 USD/kWh [63]. A diferencia, algunos estudios han utilizado un precio bastante optimista para las baterías aproximando sus precios a valores como 250 USD/kWh [64], costo que, de acuerdo al NREL, recién se espera que lograr el 2030 en un escenario optimista. Para este estudio se utilizará el valor visto en [64] a modo de lograr un análisis que permita observar el beneficio de incorporar un sistema de baterías y compensar la baja de costos que se espera a futuro.

Tabla 3.3: Costos de diferentes ítems considerados para el flujo de caja.

Item	Costo	Variable
Costo Solar Carport (USD/W) [65]	1,2	C_{dosel}
Costo Solar en techo (USD/W) [65]	0,9	C_{techo}
Costo Cargador (7.4 kW) (USD)	1.000	C_{ac}
Costo Instalación Cargador (7.4 kW) (USD)	2.000	$C_{i,ac}$
Costo Cargador DC (30 kW) (USD)	10.000	C_{dc}
Costo Instalación Cargador DC (30 kW) (USD)	25.000	$C_{i,dc}$
Costo energía (CLP/kWh) [62]	91,303	C_{energ}
Costo por transporte (CLP/kWh) [62]	16,033	C_{tranp}
Costo potencia (CLP/kW/mes) [62]	2.096,57	$C_{pot,np}$
Costo potencia en horas punta (CLP/kW/mes) [62]	9.150.94	$C_{pot,p}$
Costo mantención cargador AC (USD/año) [61]	400	$C_{m,ac}$
Costo mantención cargador DC (USD/año) [61]	800	$C_{m,dc}$
Costo mantención Paneles (USD/W/año) [59]	0,012	$C_{m,solar}$
Venta de energía a la red (CLP/kWh) [62]	91,303	V_{red}
Venta de energía para carga (CLP/kWh)	210	V_{carga}
Venta de energía para carga en DC (CLP/kWh)	260	V_{carga}
Costo batería (USD/kWh) [64]	250	C_{bat}

Teniendo los costos individuales de cada ítem considerado en el análisis económico, se puede explicar como se incorporan dentro del modelo y como se construye el flujo de caja en base a estos. Los primeros ítems que se verán y que influyen sobre el resto son lo que tienen directa relación con las variables de decisión del problema. Aquí se considera todas las inversiones iniciales para los paneles solares, sistema de almacenamiento y cargadores. Además se incluye el costo de mantención anual para cada cargador AC y DC y también para los paneles solares. Como se está hablando de las variables de decisión, los costos dependerán de la cantidad de cargadores y paneles que se instalen según la solución encontrada. En el caso de los costos de mantención, se debe considerar la vida útil de los cargadores ya que la cantidad acumuladas de cargadores irá cambiando de acuerdo a las nuevas inversiones así como los que vayan saliendo de servicio. Todas las ecuaciones de inversión tienen una forma bastante sencilla:

$$I_{solar} = (C_{dosel} \cdot C_{gd} + C_{techo} \cdot C_{gt}) \cdot 1000$$

$$I_{cargadores,t} = (C_{ac} + C_{i,ac}) \cdot N_{ac,t} + (C_{dc} + C_{i,dc}) \cdot N_{dc,t}$$

Donde C_{gd} y C_{gt} representan la capacidad instalada en kW sobre dosel y techo respectivamente. $N_{ac,t}$ y $N_{dc,t}$ es la cantidad de cargadores AC y DC en los que se invierte en el año t respectivamente.

Utilizando las variables definidas en la sección anterior es posible obtener algunos de los elementos que componen los diferentes flujos. Comenzando por el costo de potencia fuera de punta, no es difícil ver que corresponde a una simple multiplicación de la potencia consumida cada uno de los meses por el costo de esta. Por otra parte, en el caso de la tarifa AT4.3, la potencia en punta tiene un factor adicional que debe tomarse en cuenta para hacer su cobro correcto y es el hecho de que el cargo de potencia punta se cobra no solo en los meses que corresponde el horario, sino que también su costo se aplica para todos los meses que no contienen horas punta. Este cargo se aplica como el promedio de las dos mayores demandas registradas durante el periodo punta inmediatamente anterior [66]. Ya con el cálculo de la potencia en punta y fuera de punta se puede calcular el valor final de la potencia sumando ambos costos para cada mes y luego se suman todos los costos de cada mes para obtener el total gastado por potencia en un año.

$$G_{pot,t} = P_{np,t} \cdot C_{pot,np} + P_{p,t} \cdot C_{pot,p}$$

Otro de los elementos importantes para el flujo de caja que se puede calcular de manera sencilla es la obtención de beneficios por el autoconsumo en el local comercial y por venta de la energía sobrante a la red. Las ganancias por el autoconsumo se pueden obtener de forma similar a las de venta a la red, con la diferencia de que en vez de “recibir” directamente las ganancias por la venta de energía, el autoconsumo representa un ahorro de compra de energía y por lo tanto permite recibir mayores beneficios al incorporar todos los cargos en el cobro de energía.

$$B_{autoconsumo,t} = E_{autoconsumo,t} \cdot (C_{energ} + C_{transp})$$

$$B_{vr,t} = E_{vr,t} \cdot C_{energ}$$

Las ganancias por la venta de energía para carga de vehículos se pueden obtener multiplicando el total de la demanda de EVs suministrada por el precio de venta. La demanda en cualquier año t se expresa con la variable $D_{ev,t}$.

$$B_{carga,t} = D_{ev,t} \cdot V_{carga}$$

Cabe mencionar que todos los costos que están en valor de CLP se convierten a su valor en dolar para obtener el flujo final. El valor del dolar utilizado al momento de hacer este análisis es el de 950 CLP. Eventualmente este valor podría ser cambiado de acuerdo a la evolución que tenga en los próximos años.

Con todo lo anterior se puede construir el flujo de caja incluyendo todas los beneficios y costos que genera cada uno los ítems considerados. A modo de resumen se listan a continuación cada uno de los ítems:

- Costo inversión paneles solares (incluye tanto paneles colocados en techo como en doseles solares).
- Costo inversión sist. almacenamiento (en caso de ser incluido).
- Costo de cargadores DC (en caso de ser incluidos).
- Costo de instalación de cargadores DC (en caso de ser incluidos).
- Costo de cargadores AC.
- Costo de instalación de cargadores AC.
- Costo de mantención de paneles solares.
- Costo de mantención de cargadores.
- Ingreso por carga.
- Ingreso por venta de energía a la red.
- Ahorro por autoconsumo.
- Costo por compra de energía a la red.
- Costo por compra de potencia a la red.

Los flujos de dinero se hacen desde el año 0 hasta el 20, pensando que el año 0 es aquel donde se hacen todas las inversiones iniciales y el año 1 es aquel en que comienza la operación del proyecto. Para un análisis más preciso, en el año 20 se considera como ganancia el valor residual de todos aquellos cargadores que se compraron después del año 10 y que aún cuentan con un tiempo de vida útil. Para calcular su valor residual se asume que estos sufren una depreciación lineal donde cada año se descuenta el 10 % de su costo inicial. Este valor se aplica tanto para los cargadores AC como DC.

Con este flujo de caja pueden obtenerse fácilmente varios parámetros económicos que determinen la factibilidad del proyecto. La tasa interna de retorno (TIR) y el *Payback time* son interesantes para analizar como desempeña el proyecto en un corto plazo y pueden servir para ampliar el análisis. No obstante, para este caso se tendrá mayor enfoque en el VAN como parámetro a seguir, ya que puede entregar un valor actual para el proyecto basado en todos los flujos futuros y mostrar fácilmente cuando un proyecto es realmente viable o no. Al querer maximizar este parámetro en el proyecto, se selecciona este como la función objetivo dentro del problema de optimización.

3.2.5. Función objetivo

La función objetivo del modelo es el valor actual neto del proyecto (VAN), puesto que es uno de los índices más relevantes al momento evaluar un proyecto al considerar una tasa de descuento que ayuda a representar el valor actual de los flujos de dinero futuros. A su vez es relativamente fácil de obtener con la construcción adecuada de un flujo de caja que represente los flujos de dinero del proyecto a lo largo de todos los años de operación. El VAN se representa mediante la ecuación:

$$\max \sum_{t=1}^{20} \frac{B_{neto,t}}{(1 + T_d)^t} - I_0$$

Aquí t representa los periodos en que se dividen los diferentes flujos de dinero del proyecto, en este caso corresponden a los años. Particularmente para este modelo se considera un horizonte de decisión de 20 años, puesto que coincide con la vida útil aproximada que se le da a los paneles solares. $B_{neto,t}$ representa los flujos netos de dinero que se tienen por periodo. T_d es la tasa de descuento para la evaluación. En este caso se considera una tasa estándar de un 10%. Por último, como ya fue mencionado, I_0 corresponde a la inversión inicial en el año cero. Es importante destacar que $B_{neto,t}$ e I_0 dependen de las variables de decisión del problema, tomando su valor de acuerdo a los resultados que arroje el modelo, pues la cantidad de cargadores y paneles a instalar definirán todos los flujos de dinero desde el año cero hasta el fin del horizonte de análisis.

En el Anexo A se plantea matemáticamente el modelo de optimización explicado en esta sección. Allí se detallan todas las variables y parámetros que forman parte del problema y como participa cada una dentro del modelo. El modelo planteado incluye la incorporación de cargadores DC en el problema, pero no incluye otros escenarios descritos como la incorporación de baterías o la limitación de potencia.

3.2.6. Software utilizado

Para la formulación del problema de optimización se utilizó el mismo Solver de Excel, el cual es el complemento de optimización nativo del programa. Se utilizó específicamente este programa ya que, gracias al primer estudio de caso previo a la realización del modelo, se construyó gran parte de lo que sería la piedra angular para el proyecto en este mismo programa. De esta manera, era posible seguir ocupando todo los datos ya armados en la planilla de Excel sin necesidad de alternar con algún otro programa de optimización. Una gran ventaja de utilizar el Solver es que las únicas restricciones que se deben incorporar son las restricciones de desigualdad que tienen que ver directamente con la limitaciones de espacio en el local comercial, mientras que todas las restricciones de igualdad se expresan implícitamente mediante el manejo de los diferentes parámetros y variables en la planilla.

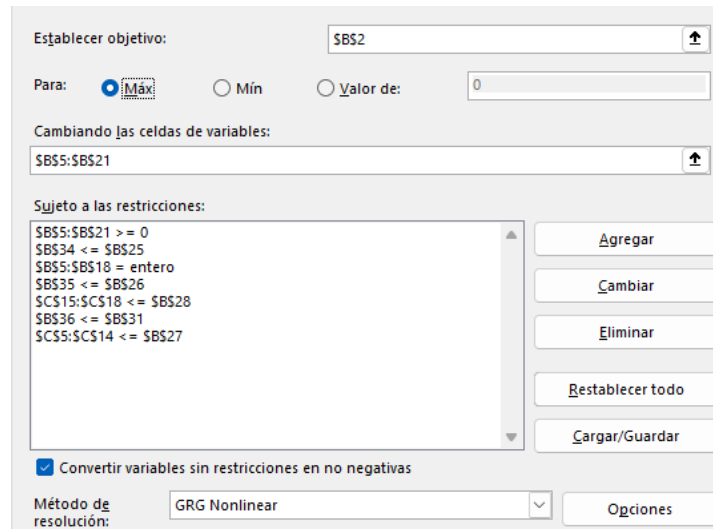


Figura 3.13: Complemento de optimización Solver.

Para la resolución del problema, se utilizó el algoritmo GRG (Gradiente Reducido Generalizado) no lineal, que corresponde a uno de los métodos más robustos para la resolución de problemas no lineales. La dificultad que puede haber con algunos problemas no lineales es que existen regiones donde el programa no puede identificar si la solución corresponde a un máximo local o el máximo efectivo del problema. Por lo que al momento de obtener resultados con el Solver, este a veces podía detenerse en soluciones no óptimas. Una forma efectiva de solucionar esto era correr dos o tres veces el programa utilizando diferentes conjuntos de variables iniciales de modo de poder acercarse a la solución óptima desde dos distintas “direcciones” y así asegurar que se está llegando al máximo deseado.

Es importante destacar que algunas variables como las correspondientes a cargadores evidentemente deben ser números enteros, mientras que para la capacidad solar instalada y baterías pueden ser números reales. Durante la ejecución del programa, el número de cargadores a colocar a cada año se hizo sin la restricción de números enteros y luego se aproximaron los números obtenidos al entero más cercano que maximice el valor del VAN. Comparando estos resultados con los resultados del problema al imponer la restricción de números enteros desde un principio, se pudo ver que en todos los casos probados la solución era la misma. No obstante, el tiempo de procesamiento se redujo considerablemente, pasando de aproximadamente 40 minutos para encontrar una solución óptima con la restricción de enteros a solo unos minutos cuando se relajó dicha restricción.

Si bien Solver no es el programa más poderoso para la resolución de problemas de optimización, debido a la pequeña cantidad de variables de decisión, este programa bastó para obtener todos los resultados deseados. Si en futuros desarrollos de este trabajo quisieran añadirse más variables de decisión o complejizarse el problema en cuanto a su planteamiento, sería prudente considerar la posibilidad de utilizar herramientas de optimización más poderosas que aseguren la entrega de resultados correctos.

Capítulo 4

Resultados

4.1. Casos de estudio

Al estar trabajando sobre un modelo de optimización, una de las formas de probar su funcionamiento y que entregue resultados adecuados es creando casos de estudio realistas que simulen de mejor forma los inputs que podrían entregarse. Las diferencias que existan entre distintos casos mostrarán si los resultados coinciden con lo esperado y como podría cambiar la operación de acuerdo con todos los diferentes parámetros del proyecto. Para permitirse hacer un análisis detallado de cada aspecto importante, para este proyecto se eligen dos escenarios diferentes, es decir, dos locales comerciales con diferentes características. Debe recordarse que en el modelo se da la opción de elegir si se limita la potencia de carga, si se incluye la opción de almacenamiento de energía y si se añaden cargadores DC al proyecto o no, con lo que existen ya diversas combinaciones para probar la factibilidad de los proyectos bajo distintas configuraciones.

El primer caso que se considera es muy similar al estudio preliminar, siendo un local el equivalente a un supermercado o centro comercial de gran tamaño con amplio espacio tanto en el techo como también estacionamiento. Al ser más grande recibe también mayor cantidad de visitas y tiene un consumo eléctrico alto. Este caso de estudio podría ser considerado como uno con restricciones bastante relajadas al ser un proyecto de mucho mayor tamaño. En este caso se considera un límite de inversión de 1.500.000 USD que se estima que da suficiente libertad para diseñar el proyecto con un máximo VAN. El segundo caso considerado corresponde a lo que podría ser un supermercado mediano/pequeño o un local grande de otro tipo con una disponibilidad de espacio menor tanto de estacionamiento como en el techo para paneles. Los parámetros de entrada para los casos seleccionados se pueden apreciar en la Tabla 4.1. Si bien el modelo no tiene un límite teórico para el análisis ante diferentes dimensiones de locales comerciales, debe considerarse que proyectos muy grandes demandarán mayor cantidad de potencia y los costos utilizados podrían variar considerablemente de acuerdo a los reforzamientos de red que podrían necesitarse. Por esta razón, se hace necesario ajustar los precios al pensar en proyectos más grandes para reflejar de mejor forma el costo real del

proyecto.

Tabla 4.1: Casos a analizar para la obtención de resultados.

Parámetro	Supermercado /Mall	Supermercado pequeño /Local mediano
Área techo [m^2]	10.000	1.000
Área estacionamiento [m^2]	5.000	250
Visitas diarias día de semana	3.000	700
Visitas diarias fin de semana	3.500	1.000
Plazas AC	200	50
Plazas DC	10	1
Consumo del local [kWh/mes]	450.000	45.000
Inversión máxima [USD]	1.500.000	150.000

Al tener dos casos y diversas combinaciones para la realización del proyecto, se recopilarán los resultados que puedan ser más interesantes para evaluar tanto el funcionamiento del modelo, como la operación del sistema construido, notando similitudes o diferencias importantes entre los distintos casos. De las combinaciones posibles, todas tienen una aplicación real en el futuro, con la excepción de operar con limitación de potencia en conjunto con la inclusión de un sistema de almacenamiento, puesto que ambas soluciones se contrarrestan al intentar solucionar un mismo problema. Si se limita el consumo en horas punta, entonces no tiene sentido almacenar energía para liberarla durante horas punta ya que no habrá consumo en que gastarla, y si bien se podría utilizar en autoconsumo del local comercial, no es el principal objetivo de la incorporación de almacenamiento. Entonces, para analizar diferentes resultados se simulan 6 escenarios diferentes para uno de los casos. Estos escenarios son:

- Caso base (Base): Decisión de inversión de cargadores AC y generación solar.
- Limitación de potencia (Pot): Caso base con limitación de potencia en horas punta para toda la operación.
- Almacenamiento (Alm): Caso base con incorporación de un sistema de almacenamiento con el tamaño de este como variable de decisión.
- DC (DC): Caso base con la posibilidad de invertir en cargadores DC cada 5 años de operación.
- DC-Potencia (DC-Pot): Caso DC con limitación de potencia en horas punta.
- DC-Almacenamiento (DC-Alm): Caso DC con posibilidad de invertir en un sistema de almacenamiento.

Para un análisis más sencillo, en la mayor parte de las secciones solo se presentan los resultados de un caso de estudio, pues incluir ambos casos podría ser algo redundante, y

basta con solo uno para hacer un análisis pertinente. Así, a menos que se especifique lo contrario, los resultados presentados corresponderán siempre a los obtenidos para el caso del supermercado o centro comercial grande y puede asumirse que los resultados para el centro pequeño son similares.

4.2. Resultados

4.2.1. Outputs

Los primeros resultados que pueden obtenerse directamente del modelo son los outputs que entrega para las decisiones de inversión de cada caso. En el caso base se puede ver un crecimiento acorde con lo que serían las visitas al local en vehículo eléctrico a excepción del año 18 donde se nota una disminución considerable en la inversión. En el resto de los escenarios se sigue la misma tendencia, sin embargo, pueden distinguirse algunas diferencias más o menos significativas como en el caso de la limitación de potencia, donde existe un aumento en la cantidad de cargadores que se instalan a partir del quinto año y además no existe esta disminución notable en el último año de inversión del proyecto. Por otra parte, puede notarse que todos escenarios donde se incorporan cargadores DC la cantidad de cargadores AC a instalar es menor en casi todos los años de operación. Esto último puede verse de mejor forma en la Figura 4.2 donde se compara directamente la cantidad de cargadores que se instalan para el caso base y el caso con incorporación de carga DC.

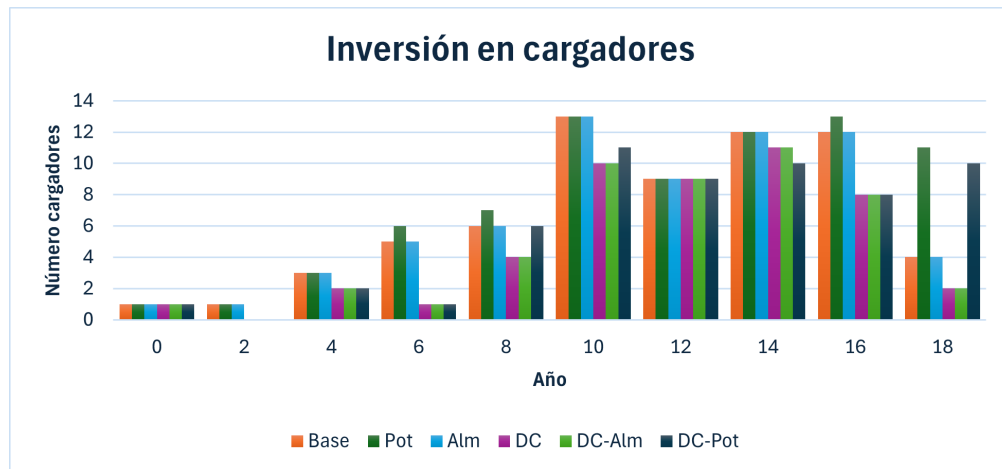


Figura 4.1: Inversión de cargadores AC en años de operación para distintos escenarios en el caso de comercio grande.

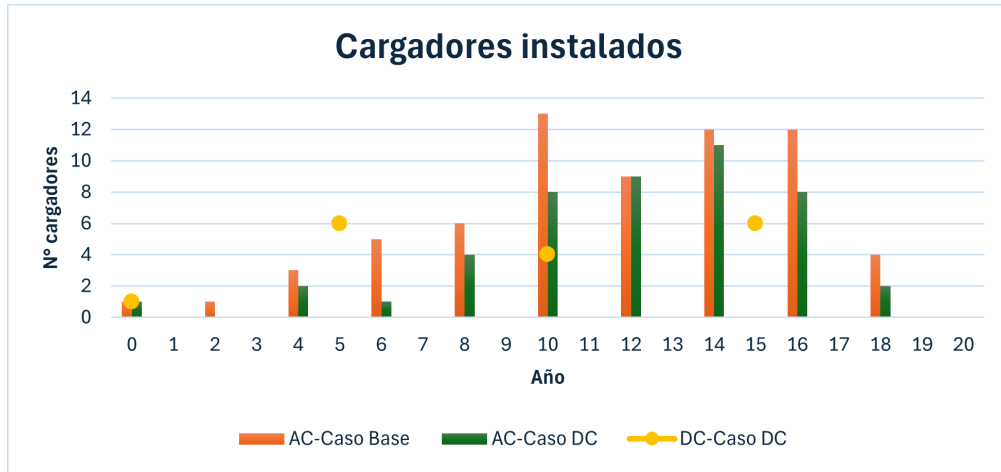


Figura 4.2: Inversión en cargadores AC y DC para caso base y caso DC.

Lo anterior evidencia como al limitar la potencia, el modelo puede aumentar la cantidad de cargadores a instalar puesto que permite vender más energía sin tener que pagar por el costo extra de potencia que estos tendrían al ser ocupados en hora punta. Por el lado de la carga DC, la baja en inversión de cargadores AC se puede explicar por el hecho de que los cargadores DC “comparten” los mismos clientes que la carga AC, lo que disminuye la demanda por estos últimos y por lo tanto la cantidad óptima de cargadores a colocar. Ahora con respecto a la inversión en el último año, puede suponerse que esta está directamente relacionada con el uso de potencia, pues en ambos casos con limitación de potencia la inversión es considerablemente mayor. Una posible explicación a lo anterior es que al estar tan cerca del horizonte de evaluación, las ganancias por operación no alcanzan a justificar la inversión, aun considerando el valor residual. Aquí el costo de potencia en horas punta puede tener un gran peso sobre la operación marcando esta diferencia notable de inversión.

Por el lado de la generación solar, la Figura 4.3 muestra como en todos los casos se invierte el máximo posible en generación solar instalada en techo de acuerdo al espacio disponible, mientras que el dosel solar no es instalado para ninguno de los casos.

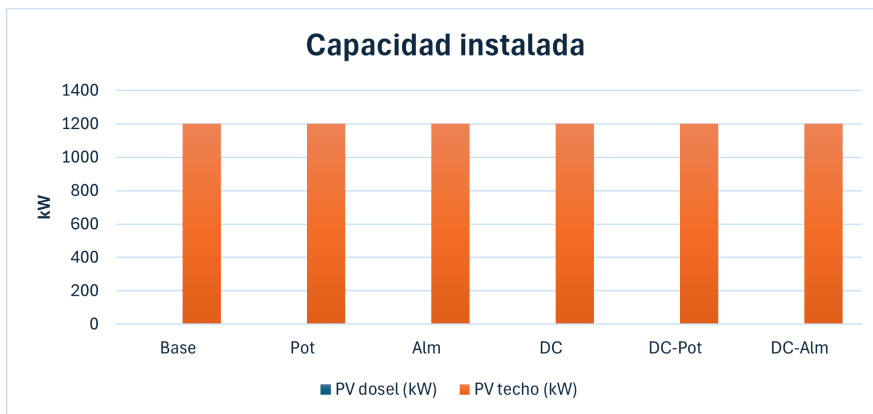
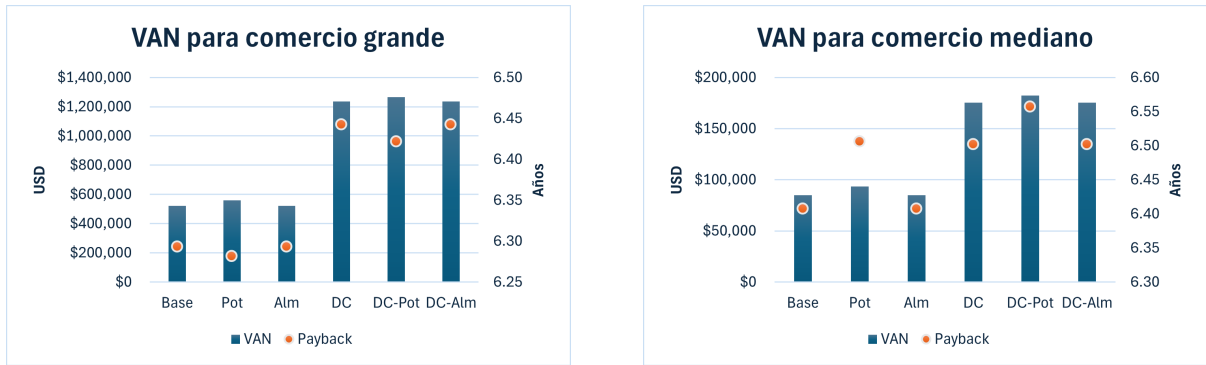


Figura 4.3: Capacidad solar instalada por escenario para comercio grande.

La Figura 4.4 muestra el VAN obtenido con cada uno de los casos, donde puede notarse que el mayor beneficio ocurre al agregar cargadores DC en el proyecto, aumentando considerablemente el valor del proyecto para todos los escenarios que incluyen estos cargadores. Otro factor que aumenta aún más el VAN tanto para el caso DC como el caso normal, es la limitación de potencia, logrando incrementar levemente el valor actual del proyecto en ambos casos. Por el lado de los escenarios con incorporación de almacenamiento, no existe un aumento para ninguno de los casos, pues el modelo decide no invertir en baterías quedando entonces igual que el caso base. Como información adicional se añade el *Payback time* que permite tener una idea de cuanto tiempo se demora el proyecto en devolver la inversión inicial.



(a) VAN para escenarios en el comercio grande.

(b) VAN para escenarios en el comercio mediano.

Figura 4.4: VAN maximizado para cada uno de los escenarios.

A modo de ver que tanto se beneficia el proyecto en el aspecto económico al tener la tecnología de generación y carga en conjunto, se puede calcular el VAN por separado para el caso de colocar solamente generación solar o al colocar solo cargadores sin generación. Para lograr esto se limitaron a cero los parámetros de espacio disponible y número de cargadores (por separado) para obtener el máximo VAN bajo estas condiciones. La Figura 4.2 muestra los resultados de la suma de las tecnologías por si solas versus ambas tecnologías funcionando en conjunto.

Tabla 4.2: Diferencia entre tecnologías separadas y conjunto.

Caso de estudio	VAN Solar	VAN Carga	Suma	VAN conjunto	Incremento conjunto
Grande	\$ 331.017	\$ 180.177	\$ 511.194	\$ 521.671	2,05 %
DC Grande	\$ 331.017	\$ 887.994	\$ 1.219.011	\$ 1.235.418	1,35 %
Mediano	\$ 39.450	\$ 42.873	\$ 82.323	\$ 84.881	3,11 %
DC Mediano	\$ 39.450	\$ 133.113	\$ 172.563	\$ 175.300	1,59 %

Puede notarse que en todos los casos el beneficio de las tecnologías funcionando en conjunto es superior a la suma de cada actividad por separado. A pesar de que el incremento no es sumamente significativo, esto indica que efectivamente ambas tecnologías tienen una

sinergia que permite aumentar los beneficios. Esto es fácilmente explicable por la capacidad de abastecer los cargadores con energía generada en el mismo lugar, lo que evita la compra de energía a la red. A su vez, un aumento en la demanda permite que se ocupe una mayor parte de la energía generada dentro del mismo local y así generar más ahorros que la ganancia que se obtendría a cambio por vender la energía a la red. Teniendo en cuenta esto, es posible suponer que el máximo beneficio se podría obtener si se lograra coordinar el consumo con la generación solar aprovechando los excedentes de energía para la carga de vehículos. Por supuesto que esto no es algo fácil de hacer y es el mismo problema que enfrentan los sistemas eléctricos a una mayor escala.

4.2.2. Carga DC

Analizando los escenarios específicos con carga DC, ya se sabe que el VAN es superior para todos los casos. Aun así resulta interesante ver como varían los ingresos y gastos en el flujo de caja. Evidentemente, al incorporar cargadores DC el costo por potencia aumenta considerablemente incluso desde los primeros años de funcionamiento. Como puede apreciarse en la Figura 4.5, cada año posterior a la incorporación de nuevos cargadores DC, se crea un salto en el costo acorde a la demanda extra que genera cada uno. Ahora con respecto a los ingresos generado por la venta de energía al incorporar cargadores DC, existe un incremento de más del doble de para cada año de operación proveniente en su mayor parte del servicio de carga DC como se ve en la Figura 4.6. Este incremento aporta considerablemente en el VAN total del proyecto.

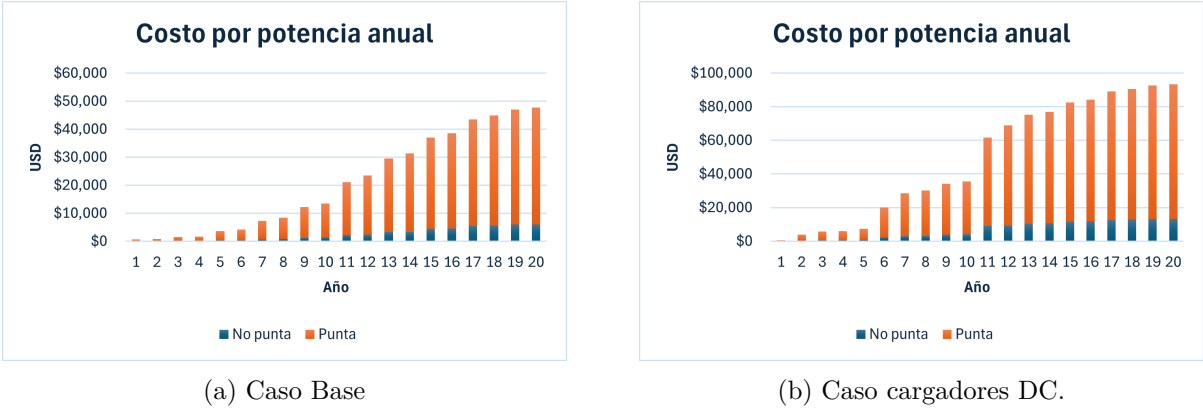
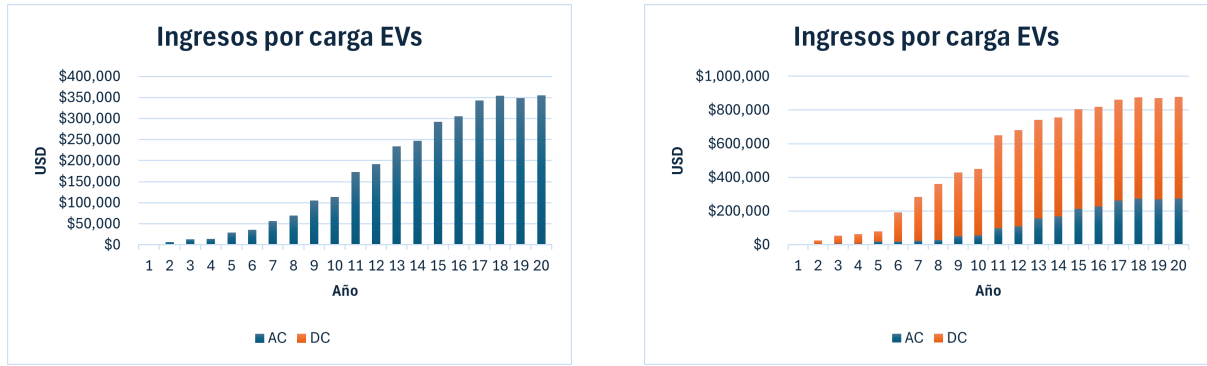


Figura 4.5: Costo por potencia anual por uso de cargadores.



(a) Caso base.

(b) Caso cargadores DC.

Figura 4.6: Ingresos por venta de energía para carga de vehículos eléctricos.

A partir de lo anterior es posible ver como los cargadores DC pueden traer enormes beneficios si estos efectivamente son utilizados, pues su principal ventaja es su capacidad de vender grandes cantidades de energía en un menor tiempo, logrando compensar en creces el gasto extra que significa su funcionamiento en términos de potencia.

4.2.3. Límite de potencia

Cuando se limita la potencia en hora punta a cero, claramente no existirán consumos en hora punta y el consumo de energía será menor. En la Figura 4.7 se puede ver las diferencias de costo y beneficio que existen entre los casos base y con limitación de potencia. Por un lado, se tiene la diferencia de beneficio neto por venta de energía, es decir, la ganancias adicionales se obtienen en el caso base por la venta de energía para cargar EVs al permitir la plena operación de los cargadores. Por otra parte, está el costo adicional de potencia que esta misma operación conlleva, que como puede notarse, en todo momento es superior al beneficio de energía. Esto explica directamente las ventajas que tiene la limitación de potencia en términos económicos y como su incorporación ayuda a aumentar el VAN del proyecto. Este mismo comportamiento ocurre en todos los otros casos con limitación de potencia donde se puede ver un aumento de VAN.

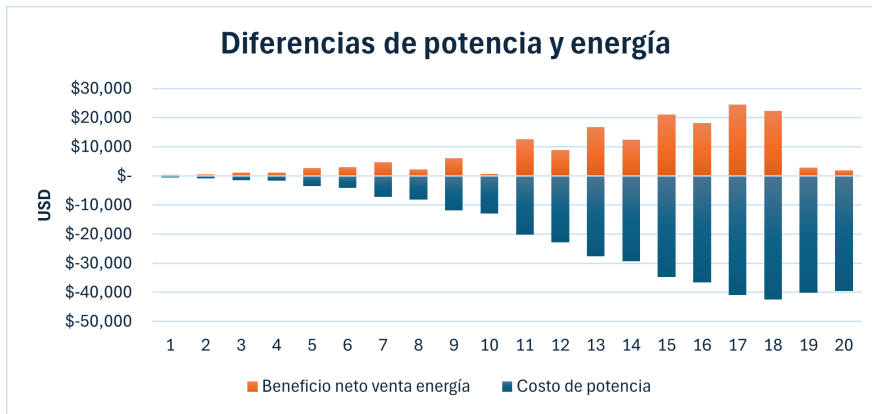


Figura 4.7: Diferencia entre el costo de potencia y beneficios de energía para el caso

Es importante recordar que esta restricción es exclusiva para los horarios donde existen cobros de horas punta y únicamente es este horario el que genera que los cobros de potencia sean mayores que las ganancias en energía. Esto se debe principalmente debido al hecho de que el cobro de potencia punta no es exclusivo de los meses donde existe, sino que se extiende a todo el resto del año aumentando considerablemente su costo a lo largo de todo el año. Si este costo no fuera recurrente, entonces la venta de energía en este horario alcanzaría a compensar el costo extra de potencia y por lo tanto no tendría sentido limitar la potencia.

Recordando que existe la posibilidad de ajustar la potencia a un valor diferente de cero para la carga en hora punta, se puede hacer un análisis de la diferencia que existe en el VAN para proyectos con diferente limitación de potencia como puede apreciarse en la Figura 4.8. Aquí es fácil notar como el VAN se reduce de acuerdo a como aumenta el valor permitido para la carga, acercándose cada vez al caso base.

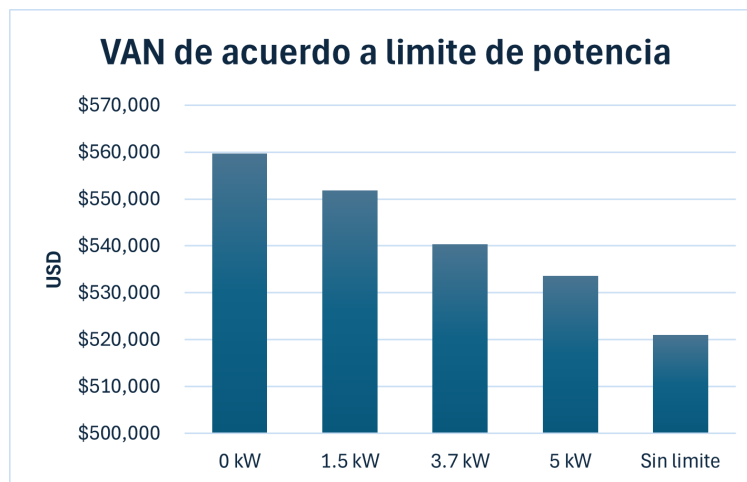


Figura 4.8: Valor actual neto de acuerdo al límite de potencia para cada cargador.

4.2.4. Batería

Como se mencionó anteriormente, los resultados de escenarios con la posibilidad de agregar un sistema de almacenamiento no arrojaron inversiones en baterías para el proyecto. La sección 4.2.7 muestra un análisis de la operación de la batería al bajar el precio de inversión.

4.2.5. Utilización de cargadores

Un aspecto interesante para revisar es la tasa de ocupación de los cargadores año a año. Parte fundamental del problema de optimización es maximizar el uso de cargadores de acuerdo con la cantidad de clientes que vayan a llegar al local comercial. Como cada cargador significa una inversión importante resulta esencial solo instalar cuando se asegure que se le dará un uso correspondiente al cargador y así de evitar desperdiciar dinero en inversiones innecesarias. Como se aprecia en la Figura 4.9, en general existe una buena tasa de ocupación de los cargadores AC logrando mantener casi el 50 % en promedio considerando el total del día, o una tasa del 80 % al considerar solo las horas de apertura. Al compararlo con las estadísticas de la NREL, se tiene un desempeño considerablemente mejor, pues en esta se habla de que en Estados Unidos el uso de cargadores en estacionamientos tiene un tasa de utilización de solo el 20 % [67]. Lo mismo sucede al revisar la tasa de ocupación de cargadores DC para el escenario DC en la Figura 4.10. Aquí se ve un desempeño bastante similar al caso anterior, mostrando una ocupación menor para los primeros años con menor visitas, pero un valor de casi un 60 % para la segunda mitad del periodo de evaluación.

Año	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	50%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	50%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	40%	40%	60%	80%	80%	80%	80%	80%	100%	100%	100%	80%	40%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	40%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	60%	0%	0%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	30%	50%	60%	70%	80%	80%	80%	80%	100%	100%	100%	70%	40%	0%	0%
8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	50%	70%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	60%	0%	0%
9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	44%	63%	75%	88%	94%	94%	94%	100%	100%	100%	100%	88%	50%	0%	0%
10	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	31%	56%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	63%	0%	0%
11	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	39%	54%	68%	82%	86%	86%	86%	93%	100%	100%	100%	82%	46%	0%	0%
12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	29%	46%	68%	82%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	57%	0%	0%
13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	41%	57%	73%	86%	92%	89%	89%	95%	100%	100%	100%	84%	49%	0%	0%
14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	46%	65%	81%	97%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	95%	54%	0%	0%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	42%	60%	76%	87%	93%	91%	91%	98%	100%	100%	100%	87%	49%	0%	0%
16	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	29%	44%	64%	82%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	53%	0%	0%
17	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	42%	62%	75%	90%	94%	94%	94%	100%	100%	100%	100%	88%	52%	0%	0%
18	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	29%	46%	65%	81%	96%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	56%	0%	0%
19	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	29%	45%	65%	82%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	55%	0%	0%
20	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	31%	49%	69%	87%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	58%	0%	0%

Figura 4.9: Tasa de ocupación de los cargadores AC para un día representativo en cada año de operación.

Año	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	20%	40%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	80%	80%	80%	80%	60%	40%	0%	0%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	40%	60%	80%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	80%	40%	0%	0%
8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	60%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	60%	0%	0%
9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
10	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
11	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	60%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	80%	0%	0%
12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	90%	0%	0%
13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
16	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	70%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
17	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	80%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
18	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
19	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
20	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%

Figura 4.10: Tasa de ocupación de los cargadores DC para un día representativo en cada año de operación.

La elevada tasa de ocupación de los cargadores AC y DC explica por qué resulta tan rentable la operación de los centros de carga. Una mayor ocupación implica una mayor cantidad de energía vendida que alcanza a compensar tanto el costo de inversión y mantención, como el costo de potencia por la misma operación de los cargadores.

Además de la ocupación de los cargadores, se puede ver cuantos de los usuarios que estaban dispuestos a cargar su vehículo quedan sin poder hacerlo. Esto de cierta forma complementa la información que se puede obtener a partir de la tasa de ocupación; una tasa baja indica que se instalaron demasiados cargadores para la demanda real que existe en el local, mientras que un mayor porcentaje de clientes no atendidos muestra que los cargadores instalados fueron muy pocos y se perdieron oportunidades de venta. La Figura 4.11 muestra el porcentaje de clientes no atendidos cada hora para el día representativo de cada año. No es difícil notar que el mayor porcentaje ocurre en las horas peak del perfil de visitas, donde llega la mayor cantidad de gente al local. Con esto puede suponerse que para el modelo no vale la pena incrementar la cantidad de cargadores a colocar solo para abastecer estos clientes no atendidos en un periodo reducido de tiempo y económicamente es preferible no satisfacer esta demanda a hacer una mayor inversión que implique menor aprovechamiento de los cargadores.

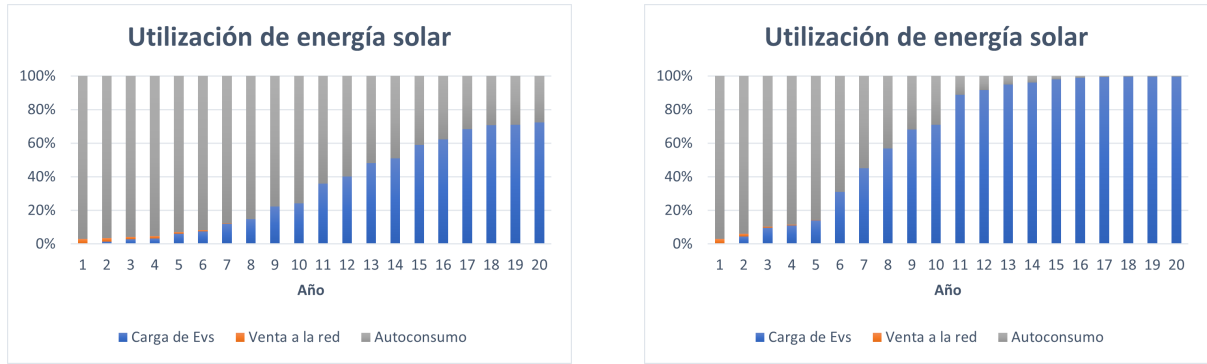
Año	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	36%	36%	36%	36%	4%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	0%	0%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	4%	20%	31%	31%	31%	4%	0%	0%	0%
7	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%	4%	0%	0%	0%	0%
8	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	13%	13%	13%	20%	26%	31%	26%	4%	0%	0%	0%	0%
9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	15%	19%	15%	0%	0%	0%	0%	0%
10	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	15%	19%	19%	19%	23%	33%	39%	36%	15%	0%	0%	0%	0%
11	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	16%	7%	0%	0%	0%	0%	0%
12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	7%	7%	13%	21%	27%	23%	0%	0%	0%	0%
13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	17%	11%	0%	0%	0%	0%	0%
14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	7%	4%	4%	11%	21%	28%	23%	0%	0%	0%	0%	0%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	14%	20%	14%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	4%	4%	10%	20%	27%	21%	0%	0%	0%	0%	0%
17	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	15%	22%	17%	0%	0%	0%	0%	0%
18	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	4%	4%	11%	21%	27%	22%	0%	0%	0%	0%
19	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	6%	6%	6%	11%	22%	28%	22%	0%	0%	0%	0%	0%
20	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	12%	11%	11%	16%	26%	31%	27%	6%	0%	0%	0%	0%

Figura 4.11: Porcentaje del total de clientes dispuestos a utilizar cargadores que no pudieron cargar.

La tasa de utilización de un centro de carga puede entregar una buena medida de su desempeño y si está dimensionado correctamente para el espacio. No obstante, debe considerarse que, al estar la infraestructura de carga recién incorporándose en la red de transporte, puede ser prioritario que efectivamente se instalen centros de carga en ciudades y carreteras que permitan que usuarios tengan una motivación a cambiarse a la electromovilidad. Aun cuando el desempeño de una central podría no ser el mejor en cuanto a utilización, la simple existencia de esta puede traer ventajas no solo en la percepción de los usuarios con respecto a la red de carga, sino que también puede ser clave para unos pocos usuarios que tengan esa estación como su única opción más cercana para cargar.

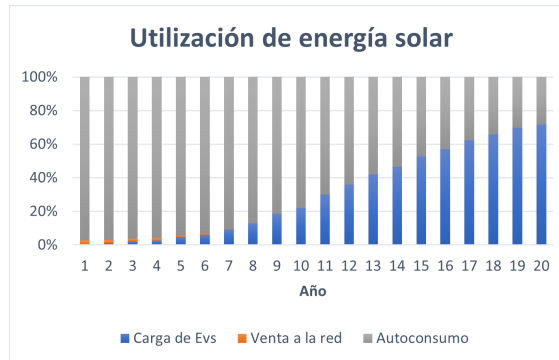
4.2.6. Flujo de energía

La principal idea de la realización de este proyecto es la de hacer un centro de carga que se alimente sobre todo con energía solar. Si bien el problema no busca maximizar directamente el uso de energía solar en la carga, si busca aprovechar lo más posible esta energía permitiendo también el mejor desempeño económico. Por esta razón resulta útil saber como se distribuye el uso de energía generada por los paneles solares dentro del flujo establecido en la metodología. La Figura 4.12 muestra el uso del total de la energía generada cada año de operación. Es fácil notar como en los primeros años, al ser tan baja la demanda de los cargadores, la mayor parte de la energía se ocupa en autoconsumo dentro del mismo local e incluso llega a sobrar energía que simplemente es vendida a la red. A medida avanzan los años se nota como aumenta también la energía ocupada para la carga de EVs, reflejando el aumento de la demanda por las visitas de vehículos que requieren carga. Como el uso de energía para la carga tiene prioridad por sobre el autoconsumo, esta va reemplazando cada año un mayor porcentaje del uso de energía, desplazando completamente la venta a la red para el octavo año y llegando a ocupar más del 70 % del total para el último año de operación. En el caso con cargadores DC claramente se utiliza una mayor cantidad de energía para la carga llegando a utilizar prácticamente el total de la energía generada en los últimos años de evaluación.



(a) Caso base

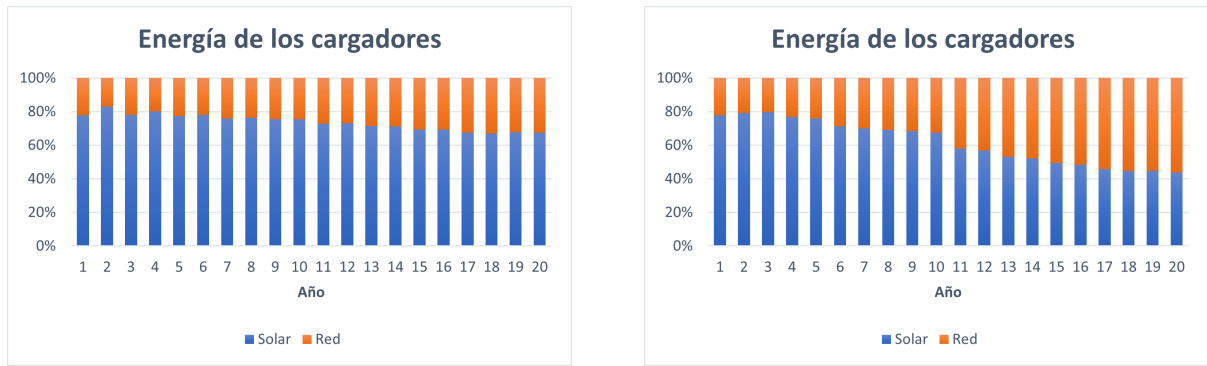
(b) Caso con cargadores DC



(c) Caso con limitación de potencia.

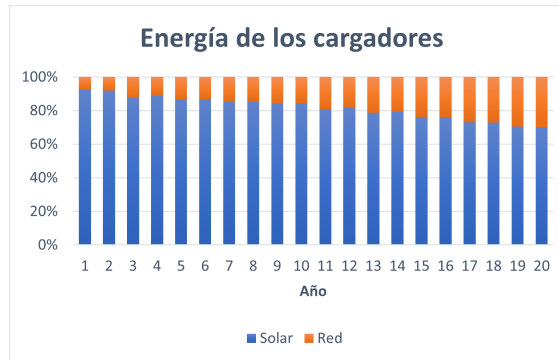
Figura 4.12: Uso de energía solar en el centro de carga.

También es posible ver de donde proviene la energía utilizada para la carga los vehículos, ya que además de la energía solar, los cargadores pueden alimentarse con energía de la red. Por esto, la Figura 4.13 indica de donde proviene la energía para alimentar los cargadores para el total de la operación cada año. En general, se puede ver que la mayor parte se abastece con energía generada por los paneles solares acorde al propósito del modelo, pero esto va disminuyendo a medida que aumenta el consumo y se vuelve insuficiente para abastecer toda la energía demandada. Algo curioso al revisar los distintos escenarios es que, para el caso de cargadores DC, aumenta considerablemente el porcentaje de compra a la red, mientras que para el caso de limitación de potencia se ve reducida. Aún así, en ambos casos el VAN aumenta por sobre el caso base, lo que muestra como los distintos escenarios pueden incrementar los beneficios modificando diferentes parámetros de la operación.



(a) Caso base.

(b) Caso con cargadores DC.



(c) Caso con limitación de potencia.

Figura 4.13: Fuente de la energía utilizada para cargar los vehículos.

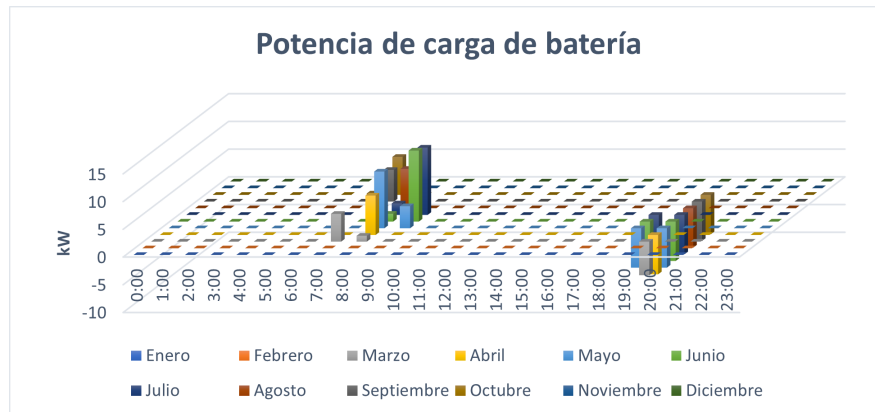
4.2.7. Análisis de sensibilidad

Como pudo verse con los resultados anteriores, existieron tecnologías en las que el modelo no decidió invertir en ningún caso. Específicamente esto ocurrió con la tecnología de doseles solares y baterías para el almacenamiento de energía. No es difícil notar que el modelo simplemente no invierte en estas debido a que su costo es muy alto para las ganancias que pueden traer al proyecto. Por esto, para hacer un análisis pertinente de cada tecnología y comprobar su funcionamiento dentro del modelo, se hizo un análisis de sensibilidad bajando el precio de cada una hasta que se decidiera invertir. Este análisis se hace únicamente sobre el caso base para el local grande.

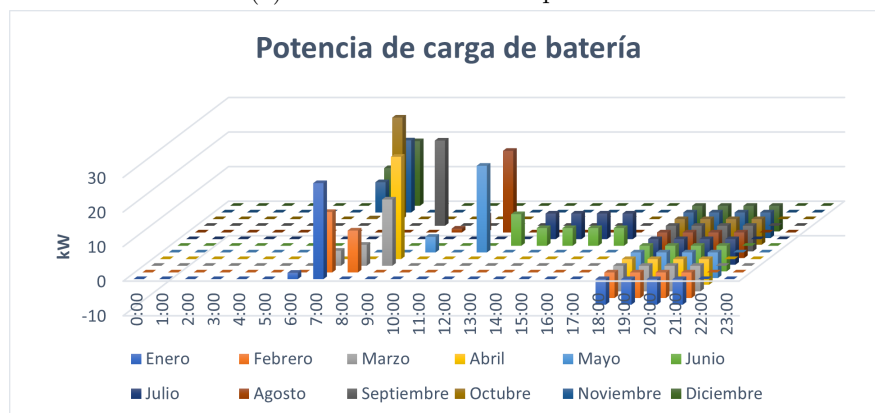
4.2.7.1. Batería

En el caso de batería, el precio en que comienza a ser rentable la instalación ronda alrededor de los 115 USD/kWh, donde se instala una batería de 33 kWh de capacidad. Cabe destacar que la implementación de la batería aumenta el VAN en tan solo un 0,12%, un aumento prácticamente marginal. A pesar de eso, esto permite visualizar el comportamiento de la batería en el modelo y corroborar su correcta operación. En la Figura 4.14 puede verse la potencia de carga de la batería para el primer y último año de operación. Claramente en el primer caso la batería es cargada completamente por energía solar, sin embargo, al ser tan pequeña la demanda de vehículos eléctricos, en algunos meses no es necesario utilizar

la batería y por lo tanto no alcanza a descargarse. Incluso en los meses donde si se ocupa, sobra energía en la hora punta, la cual se guarda para el próximo día de operación. En el segundo caso, al haber una demanda mucho más grande de carga, sí se le da uso completo a la batería. Más aún como toda la energía solar generada va directamente a la carga de vehículos eléctricos, en algunos meses no sobra la necesaria para cargar la batería y, por lo tanto, debe ocuparse energía de la red para cargarla. En las horas punta puede apreciarse como la batería entrega energía al sistema encargándose de distribuir lo que le queda equitativamente entre las cuatro horas de punta a modo de reducir el máximo de potencia que se lea en ese periodo y así reducir el cobro de punta recurrente incluso en los meses fuera de punta.



(a) Batería en año 1 de operación.



(b) Batería en año 20 de operación.

Figura 4.14: Potencia de carga y descarga en la operación de la batería.

La Figura 4.15 muestra los beneficios económicos al ocupar la batería, tanto en potencia como energía. El beneficio de energía corresponde al beneficio que se obtiene por ahorrarse la compra para abastecer los cargadores cuando no existe suficiente generación solar. En este caso debe recordarse que la energía ocupada para cargar la batería hubiera sido de otra forma ocupada para autoconsumo o venderla a la red, por lo tanto, podría ser despreciado. El beneficio que si tiene un real efecto sobre el proyecto es el ahorro por potencia ya que este efectivamente proviene de la operación de la batería y permite un menor pago durante las horas punta. Los dos costos que se ven en la figura corresponden a la energía que se compra

de la red para abastecer a la batería. A partir de esto se puede apreciar con claridad como la batería genera beneficios económicos aun cuando gran parte de su carga se obtenga mediante compras a la red.

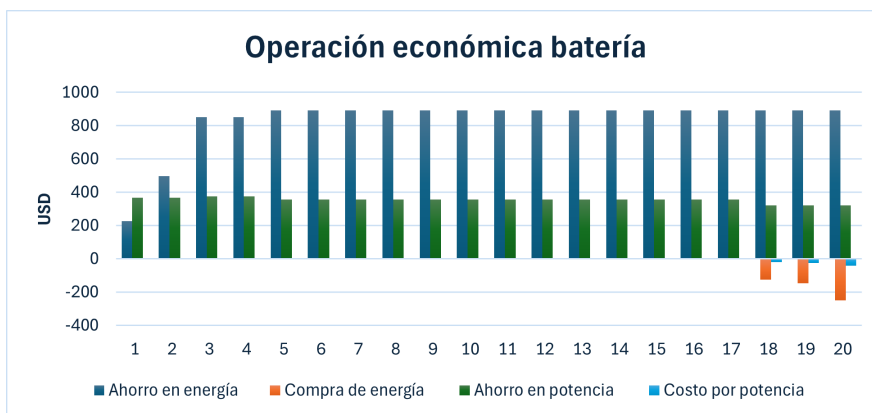


Figura 4.15: Beneficios y costos por el uso del sistema de almacenamiento.

Aunque estos beneficios son claros, puede verse que las cantidades de dinero involucradas son varios ordenes de magnitud menores en comparación a otros aspectos del proyecto, lo que hace que el alto costo de inversión no alcance a justificar la instalación. El precio que permite que las baterías sean rentables en la operación, según los pronósticos del NREL, no se logrará hasta después de 2050 en el escenario más optimista. Esto por un lado puede indicar que colocar sistemas de almacenamiento no será realmente rentable en ningún escenario para un proyecto de este estilo. Sin embargo, debe recordarse que, tal como está construido el proyecto, la inversión en baterías se hace desde el año cero del flujo de caja, lo que tiene como consecuencia que la batería deba ser rentable económicamente a partir del primer año, aun cuando la demanda de carga no sea muy alta. Eventualmente podría ocurrir que, al permitir la inversión en baterías a partir del décimo año o más adelante, se requiera un costo no tan bajo para que su operación sea rentable.

4.2.7.2. Doseles solares

Una de las principales ideas del proyecto era la de aprovechar espacios de estacionamientos al aire libre para la generación de energía solar por medio de los doseles solares. Ajustando manualmente el costo del dosel solar, se encontró que recién al bajarlo a un valor de 1.09 USD/W el programa comienza a invertir en esta tecnología. La figura 4.16 muestra las inversiones que se hacen en dosel solar para cada escenario. Si bien es menor que la inversión en techo, sigue siendo una cantidad considerable, que en todos los casos se traduce a un área cubierta de unos 1300 a 2300 m^2 por estos doseles. En los casos DC se invierte en una mayor cantidad de generación solar respondiendo a la mayor demanda por la carga que se tiene. Incluso la inversión en doseles solares se ve limitada por la restricción inversión inicial que se había puesto en un principio. Por esto la figura muestra en este caso los resultados con la restricción de inversión inicial aflojada a 2.000.000 USD para todos los escenarios.

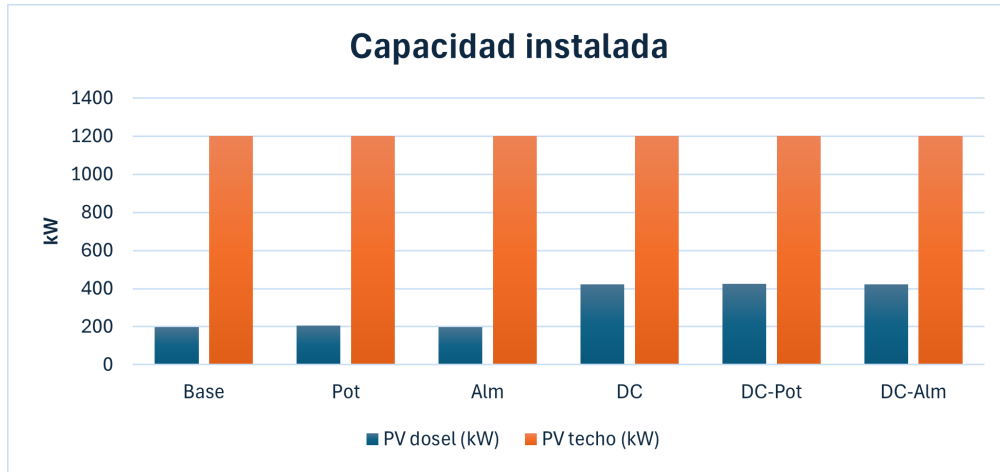
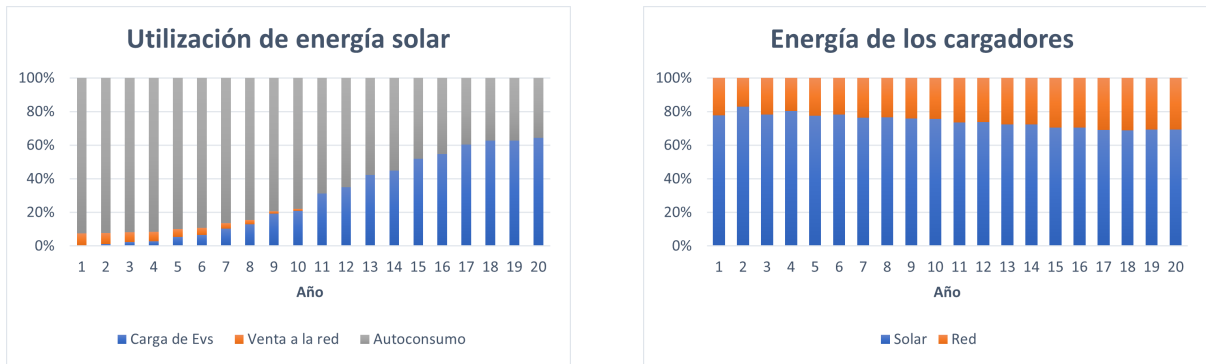


Figura 4.16: Inversión en generación solar con un precio reducido para los doseles solares.

También se puede analizar brevemente como cambia el flujo de energía y la utilización de energía solar en la carga al agregar esta nueva generación. En la Figura 4.17 se aprecia como un aumento en la generación solar aumenta también la cantidad de energía que es vendida a la red en los primeros años, y también se ve como se utiliza una mayor cantidad de energía para autoconsumo aun cuando aumenta la demanda por la carga de vehículos en los años posteriores. Por esta misma razón, al revisar el origen de la energía para la carga, no se aprecia una gran diferencia entre el caso base y este nuevo caso con doseles, ya que puede entenderse que la mayor parte de la energía extra generada va destinada al autoconsumo en el local y no necesariamente a los cargadores.



(a) Flujo de la energía solar generada.

(b) Fuente de la energía para la carga de vehículos

Figura 4.17: Análisis de energía con instalación de doseles solares.

Lo anterior indica que el dosel podría ser viable una vez los paneles solares alcancen un menor costo, como se espera que suceda en los próximos años, o si se logra encontrar una configuración o tecnología de paneles más eficiente que permita una mayor generación en la misma estructura. Ahora bien, hay que tener en cuenta que en este análisis únicamente se considera el beneficio creado por la generación solar de los doseles solares y se ignora

todas las otras ventajas que podrían traer como la protección a los clientes y a sus vehículos. Eventualmente si se le da un valor económico a todas estas otras características podría ser mucho más interesante la idea de añadir estos doseles en estacionamientos. De hecho, existen casos donde locales comerciales instalan doseles únicamente con el propósito de proteger al cliente de las condiciones climáticas y así hacer la visita más agradable, por lo que puede suponerse que existe un gran potencial de que estos beneficios puedan pagarse por sí solos al incorporar generación solar en la estructura.

4.2.7.3. Penetración de vehículos eléctricos

Como se mencionó en la sección anterior, para obtener todos los resultados se utilizó el escenario más optimista de penetración de vehículos eléctricos considerando un 100 % de ventas de vehículos de cero emisiones para el 2035. Para revisar el comportamiento del modelo ante un escenario más realista (con menor penetración de EVs), se corre el programa para el caso base y DC teniendo esta vez un menor porcentaje de vehículos eléctricos en cada año de operación. La Figura 4.18 muestra el resultado de la inversión en cargadores. Fácilmente se puede apreciar que con una menor penetración de vehículos eléctricos, el modelo responde invirtiendo en una menor cantidad de cargadores.

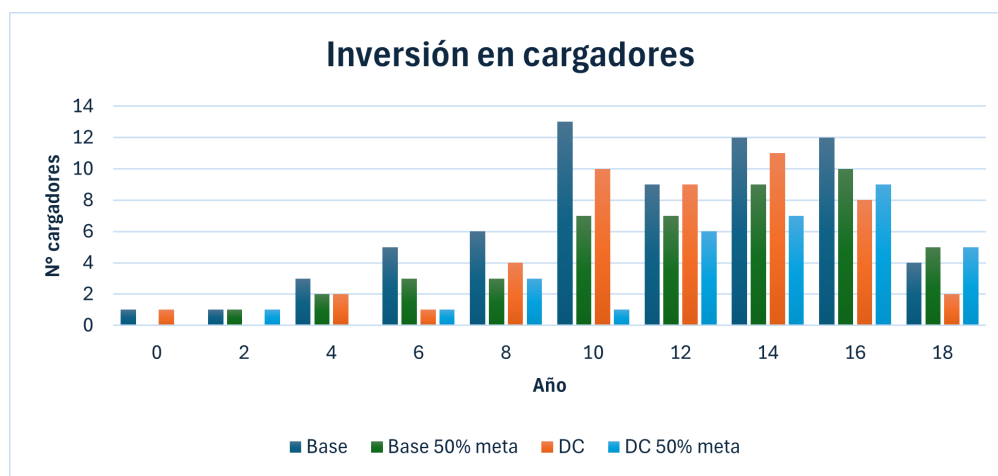


Figura 4.18: Cantidad de cargadores AC instalados en escenarios con 50 % de ventas a 2035.

Con respecto al VAN de los proyectos, en la Figura 4.19 se puede apreciar que aún teniendo una penetración considerablemente menor, el VAN de los proyectos no disminuye demasiado, siendo ambos proyectos completamente rentables. Esto se puede explicar primero porque en ambos casos se sigue instalando el máximo de capacidad solar posible y a la vez el modelo adapta la cantidad de cargadores para que sea lo más rentable posible, manteniendo una tasa de ocupación alta.

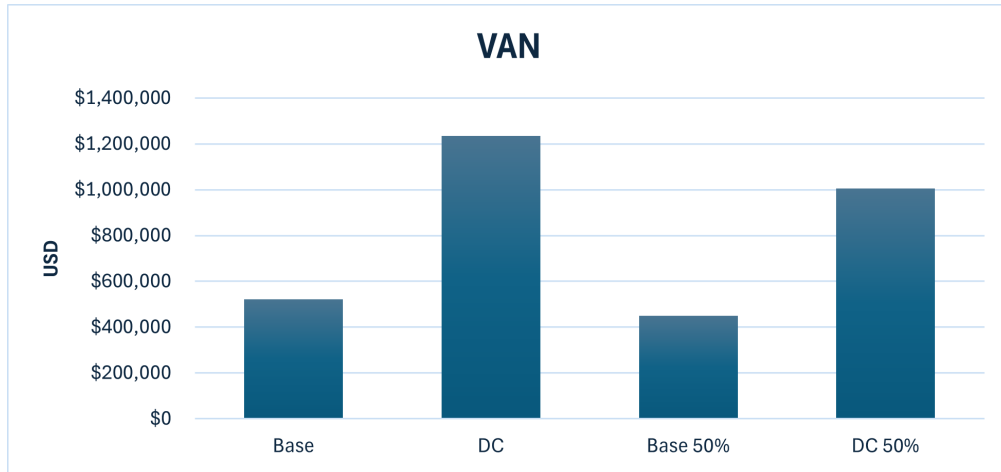


Figura 4.19: VAN para los escenarios con 50 % de ventas a 2035.

Capítulo 5

Discusión

A partir de los resultados anteriores pueden hacerse algunos comentarios generales acerca de las decisiones de inversión arrojadas por el modelo en los diferentes escenarios. Comenzando por el VAN, pudo apreciarse que este fue positivo al invertir tanto en cargadores como en generación solar, mostrando que siempre existen soluciones de inversión que permiten obtener ganancias y hacer este tipo de modelos rentables.

Por el lado de los cargadores de vehículos eléctricos se notó como la inversión en cargadores se adaptaba de acuerdo a la demanda de vehículos y de acuerdo a las circunstancias sobre las que se estaba trabajando. Esto mostró que la idea de invertir cada dos años tiene bastante sentido, sobre todo pensando en que la electromovilidad es una tecnología que recién se establece en el país y que su crecimiento será gradual en los próximos años. Esta flexibilidad de inversión permite no hacer inversiones innecesarias en los primeros años, donde será menor el uso de cargadores, para luego ir adaptándose al crecimiento de la demanda e instalar siempre la cantidad de cargadores acorde a las visitas de vehículos año a año. El incorporar cargadores DC se ve como una gran opción tanto en el aspecto económico al traer grandes beneficios, como también en las necesidades de los clientes, donde muchos valoran la capacidad de poder llenar completamente las baterías de sus vehículos en un tiempo reducido. Esto toma mayor valor en clientes que consideren hacer toda la carga necesaria en el tiempo en que van a comprar dentro del local comercial y así ahorrarse completamente la espera que tendrían que hacer de otra forma en una estación de servicio. Aún con los beneficios anteriores, es importante tener en consideración que la carga DC implica un elevado uso de potencia, lo que se traduce en que en la mayor parte de los casos debe reforzarse los circuitos del local comercial y en algunos casos podría incluso requerirse reforzar la red de distribución pudiendo causar costos mayores que no son contemplados en este análisis.

Con respecto a la generación solar, pudo verse que, sin importar el caso, el modelo decidió invertir siempre en generación solar en el techo, pues hoy en día esta tecnología es rentable en casi todas las situaciones y su utilización se ve limitada en mayor parte por el costo de inversión que significa aún la instalación. Esto último se puede apreciar sobre todo en los

doseles solares, donde ya se explicó que, si los precios llegaran a bajar o se logra estimar el beneficio de la estructura en sí, sería sumamente rentable y se lograría utilizar espacios no aprovechados dentro de los locales comerciales. Con esto se evidencia que con el constante desarrollo de la tecnología y la reducción de costos la generación solar fotovoltaica ha demostrado ser una de las mejores formas de generación distribuida y de autoabastecimiento energético.

Como se mostró, cuando toda la energía generada no se ocupe para la carga de vehículos, se puede aprovechar esta energía generada para abastecer los consumos del mismo local comercial e incluso venderla a la red. Esto se traduce en un excelente desempeño económico que permite aprovechar completamente toda la energía generada y a la vez maximizar las ganancias. No obstante, debe considerarse todas las implicaciones técnicas y legislativas que un sistema como este conlleva. En primer lugar, se debe contar con un sistema de control que permita priorizar los flujos de energía de acuerdo al consumo de los cargadores y el consumo del local comercial. Con los avances actuales de la tecnología solar y generación distribuida no debería ser difícil encontrar sistemas de control capaces de manejar un sistema como este, puesto que actualmente se cuenta con sistemas de este estilo para la generación y carga domiciliaria. Lo segundo a considerar es la capacidad de venta de energía a la red, teniendo en cuenta que los proyectos de mayor escala no clasifican dentro de la opción de “netbilling”, se hace importante ver la alternativa que sería la conversión del sistema a un PMGD. Como transformar un proyecto de este estilo a PMGD puede significar mayores complicaciones en cuanto a trámites y permisos y además la venta de energía a un menor precio, podría considerarse la idea de simplemente no vender energía a la red. Como se pudo apreciar en los resultados anteriores, la venta de energía suponía una parte muy pequeña del uso de la energía generada y, de hecho, dejaba de utilizarse completamente a partir del octavo año. Teniendo esto en cuenta, podría esperarse que con un proyecto bien dimensionado en cuanto a capacidad instalada y demanda de carga no debería tener problemas con el uso de la energía y la venta de excedentes la red podría ser algo marginal dentro de los ingresos totales.

Teniendo en consideración los resultados de limitar la potencia, sería interesante saber qué tanto valoran los clientes poder cargar en hora punta y así ver si este interés alcanza a compensar el costo extra operacional que puede significar una alternativa con potencia reducida en vez de nula. De acuerdo a esto, se podría considerar eventualmente la posibilidad de cobrar un costo adicional en hora punta para ocupar los cargadores, ya sea a potencia reducida o normal. De esta forma el costo adicional puede compensarse con mayores ganancias por la venta de energía y la reducción de consumo podría ser creada por un desincentivo económico. Sin embargo, como fue mencionado en un principio, habría que analizar como el sistema eléctrico puede manejar tales cargas en las horas de mayor uso de la red, sobre todo en un futuro con una gran penetración de transporte electrificado.

Algo importante que fue posible ver a través de los resultados fue la sinergia general que

existe entre la tecnología de generación solar distribuida y la carga de vehículos. En lo económico, aun siendo pequeño, existe un beneficio agregado por la operación en conjunto de ambas tecnologías que permite obtener mayores ganancias que si operaran ambas por separado. No obstante, el gran beneficio está en el aspecto técnico de operación. Pues se pudo apreciar que gran parte de la carga se puede abastecer directamente de la energía solar generada en el mismo local comercial, esto además de traer la ventaja de no tener que comprar la energía de la red, significa que se está liberando a la red eléctrica de una cantidad considerable de carga a lo largo del día. Esto cumple con una de las principales motivaciones del proyecto donde se busca una forma efectiva de incorporación de generación distribuida dentro de las ciudades del futuro permitiendo incorporar más energías renovables y producir la energía dentro de los mismos lugares de consumo mejorando la eficiencia general del sistema.

Teniendo en cuenta todos los resultados obtenidos anteriormente es posible corroborar que el modelo creado efectivamente logra capturar los aspectos más importantes que deberían considerarse al momento de diseñar un centro de carga. Esto incluye, además de la caracterización de los diferentes parámetros de entrada, un correcto funcionamiento del flujo de energía y cada parte que lo conforma.

Al plantear escenarios pudo distinguirse la forma de operar de cada uno bajo distintas restricciones y parámetros. Los escenarios con carga DC permitieron corroborar el beneficio que trae la inclusión de cargadores DC en un centro de carga como este, notando como incluso con un solo cargador es posible obtener ganancias bastante superiores aumentando el VAN total del proyecto siempre y cuando los cargadores tengan una buena tasa de utilización. Los escenarios con limitación de potencia mostraron que se puede aumentar los beneficios del proyecto sin recurrir en nuevos gastos solo manejando la operación de los cargadores. Por último, los escenarios con incorporación de baterías permitieron notar como las baterías pueden traer beneficios a un sistema de este estilo con un control adecuado de la carga y descarga. Aunque con los costos de hoy en día es difícil que estos beneficios logren compensar las grandes inversiones que significa incorporar baterías en este tipo de proyectos. Habiendo revisado todos estos casos para locales de diferentes dimensiones, se pudo corroborar el funcionamiento general del modelo obteniendo resultados apropiados y coherentes acorde los diferentes parámetros de entrada. Ya con esto, podría asumirse que el modelo es capaz de entregar resultados apropiados para cualquier parámetro que se ingrese de acuerdo al tipo de proyecto que quiera realizarse y las aproximaciones y predicciones que se estimen convenientes.

Capítulo 6

Conclusiones

El trabajo realizado anteriormente permitió desarrollar un modelo de optimización capaz de definir un plan de inversión para una estación de carga ubicada en un local comercial que incorpore carga de vehículos eléctricos utilizando energía solar como principal fuente de energía. El plan de inversión se hace buscando encontrar el VAN máximo del proyecto considerando todas las limitaciones técnicas que puedan existir en la operación de una central de carga y considerando un posible escenario futuro de penetración de la electromovilidad en el país. Este modelo podría ser utilizado como la base para una herramienta que permita orientar a inversionistas o desarrolladores de proyectos en la construcción de centrales en espacios de locales comerciales. Para esto los usuarios deben ingresar los parámetros deseados y obtendrán a cambio, el tamaño del sistema solar a instalar, la inversión bienal de cargadores AC y el costo inicial de toda la inversión. Además, se pueden agregar otros elementos como carga DC y baterías en el caso de que el usuario deseara implementarlos. Todo esto resulta en que el modelo sea de fácil acceso para cualquier usuario sin necesidad de ser un experto en el tema de carga o generación.

Una de las características clave del modelo es su adaptabilidad a distintos escenarios que pueda querer plantear algún local comercial de acuerdo con sus visitas, consumo eléctrico y restricciones de espacio e inversión. Esto permite también entregar el resultado para proyectos que solo prefieran inversión solar o centros de carga por si solos sin necesidad de incorporar ambas tecnologías en conjunto. Por el lado solar podría ser obvia la decisión, ya que como se mencionó anteriormente, la generación solar la mayor parte de las veces es rentable y se ve limitada principalmente por el costo de inversión o el espacio disponible. Pero al momento de invertir en cargadores, el modelo puede ayudar a tomar decisiones de inversión para los distintos años de operación del proyecto y ayuda a dar una idea de cuantos cargadores y de qué tipo se podría utilizar cada año.

En conjunto con la creación del modelo, la realización del trabajo logró demostrar el potencial que existe en la incorporación de este tipo de proyectos en locales comerciales. Para todos los casos estudiados, siempre resultó rentable instalar estos centros de carga a medi-

da que estén dimensionados correctamente, que es justamente el objetivo este modelo. Esto indica que, si se mantiene el crecimiento del parque de vehículos eléctricos, existe un gran potencial para utilizar esta herramienta si se logra fomentar que locales particulares vean la incorporación de centrales de carga en sus instalaciones como un modelo de negocio.

Para facilitar aún más el acceso, podría desarrollarse a futuro una interfaz de usuario que permita un uso más amigable del modelo y una mayor comprensión de cada uno de los parámetros de entrada que el usuario podría ingresar o dejar valores por defecto. Junto a esto sería interesante integrar otras herramientas que complementen el funcionamiento del modelo como por ejemplo, el mismo explorador solar a modo de poder ingresar las coordenadas del lugar o buscarlas directamente en un mapa y que este entregue inmediatamente un perfil de generación solar como el que se utiliza en esta herramienta. Esto último permitiría, además de entregar mayor precisión a la generación, un acceso rápido a los datos sin necesidad de ingresar manualmente un perfil de generación.

En la creación de este modelo, se consideró en todo momento que la inversión sería realizada por una sola entidad que sería probablemente el mismo local comercial, sin embargo, podría darse el caso en que sea otra empresa la que quiera construir sobre las instalaciones de algún local comercial “arrendando” el espacio. En este caso el modelo podría servir para ver la factibilidad del proyecto y qué tanto invertir. Adicionalmente con el flujo de caja se podría analizar las ganancias y gastos por cada ítem y de esta forma hacer más fácil un acuerdo entre ambas partes. Adicionalmente, podrían explorarse otros modelos de negocio para incorporar dentro del modelo actual, siempre que no requieran modificar considerablemente el funcionamiento. Una idea que no requiere cambiar el modelo es, por ejemplo, la de hacer acuerdos con flotas eléctricas o usuarios de EVs para permitir que utilicen los cargadores fuera del horario de funcionamiento del local. Esto permitiría mantener vehículos conectados por más tiempo logrando cargar el total de la batería utilizando carga lenta AC, y al mismo tiempo el local podría lograr tener una mayor tasa de utilización de sus cargadores aumentando sus ingresos sin ninguna infraestructura adicional.

Finalmente, para mejorar la precisión de los resultados, podrían incluirse una serie de elementos al modelo que involucra las variables económicas además de la operación en sí misma. Por la parte económica gran parte de las mejoras corresponde a la predicción de costos futuros de diversos componentes del modelo. El principal valor y más difícil de integrar con precisión es el costo futuro de la energía que, con la incorporación de nuevas centrales renovables y además un costo sumamente variable de combustibles fósiles, se hace prácticamente imposible predecir el costo que tendrá la energía sobre todo para varios años a futuro. Otros valores que podrían considerar cambios a futuro sería el costo de baterías, cargadores AC y DC y el valor al cual se vende la energía para la carga, que eventualmente podría tener que aumentarse de acuerdo a los costos de compra a la red. También sería útil añadir un análisis más detallado para caracterizar la demanda por carga, considerando por ejemplo, un tiempo

de estadía variable para los clientes, lo cual agregaría variación entre las cantidad de energía que carga cada vehículo a lo largo del día. Un último aspecto que agregaría valor considerable al modelo sería la incorporación de un cálculo del ahorro de emisiones de carbono que produce la generación de energía solar e incluso podría considerarse los ahorros por la misma carga de vehículos eléctricos en contraparte con las emisiones generadas por los vehículos de combustión tradicionales. Los elementos agregados anteriormente darían la posibilidad no solo de obtener resultados más exactos, sino que también permitirían por optimizar otras variables más que el máximo beneficio económico. Se podría agregar, por ejemplo, la posibilidad de hacer que el sistema maximice los ahorros en emisiones de carbono en toda la operación o minimizar el tiempo de carga de los vehículos.

Bibliografía

- [1] IEA, “Renewables 2021,” 2021, <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>.
- [2] Sanguesa, J. A., Torres-Sanz, V., Garrido, P., Martínez, F. J., y Marquez-Barja, J. M., “A review on electric vehicles: Technologies and challenges,” *Smart Cities*, vol. 4, p. 372–404, 2021, [doi:10.3390/smartcities4010022](https://doi.org/10.3390/smartcities4010022).
- [3] Taylor & Francis Group, *Solar Powered Charging Infrastructure for Electric Vehicles*. CRC Press, 1ra ed., 2016, [doi:10.1201/9781315370002](https://doi.org/10.1201/9781315370002).
- [4] Ministerio de Energía, “Explorador solar,” 2017, <https://solar.minenergia.cl/inicio> (visitado el 03/10/2023).
- [5] Ministerio de Energía, “Estrategia nacional de electromovilidad,” 2021.
- [6] Sampaio, P. G. V. y González, M. O. A., “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, p. 590–601, 2017, [doi:10.1016/j.rser.2017.02.081](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081).
- [7] Osório, G. J., Gough, M., Lotfi, M., Santos, S. F., Espassandim, H. M., Shafie-khah, M., y Catalão, J. P., “Rooftop photovoltaic parking lots to support electric vehicles charging: A comprehensive survey,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 133, pp. 608–617, 2021, [doi:10.1016/j.ijepes.2021.107274](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107274).
- [8] Bilicic, G. y Scroggins, S., “2023 levelized cost of energy,” 2023.
- [9] Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., y Newmiller, J., “Compendium of photovoltaic degradation rates,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, p. 978–989, 2016, [doi:10.1002/pip.2744](https://doi.org/10.1002/pip.2744).
- [10] Calero, I., Cañizares, C. A., Bhattacharya, K., y Baldick, R., “Duck-curve mitigation in power grids with high penetration of pv generation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 314–329, 2022, [doi:10.1109/TSG.2021.3122398](https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3122398).
- [11] Antuko, “Duck curve in chile: the need for flexibility solutions,” [antuko.com](https://antuko.com/duck-curve-in-chile-the-need-for-flexibility-solutions/), 2020, <https://antuko.com/duck-curve-in-chile-the-need-for-flexibility-solutions/>.
- [12] Hatziargyriou, N. D., Jenkins, N., Strbac, G., Lopes, J. A. P., Ruela, J., Engler, A., Oyarzabal, J., Kariniotakis, G., y Amorim, A., “Microgrids - large scale integration of microgeneration to low voltage grids,” *Conseil International des Grands Réseaux Electriques*, 2006.

- [13] Ministerio de Energía, “Decreto 57,” 2020, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1149788&idParte=10161866&idVersion=2020-11-06>.
- [14] CNE, “Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión,” 2019.
- [15] Golden, J. S., Carlson, J., Kaloush, K. E., y Phelan, P., “A comparative study of the thermal and radiative impacts of photovoltaic canopies on pavement surface temperatures,” *Solar Energy*, vol. 81, no. 7, pp. 872–883, 2007, doi:<https://doi.org/10.1016/j.soler.2006.11.007>.
- [16] Nunes, P., Figueiredo, R., y Brito, M. C., “The use of parking lots to solar-charge electric vehicles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, p. 679–693, 2016, doi:[10.1016/j.rser.2016.08.015](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.015).
- [17] Umer, F., Aslam, M. S., Rabbani, M. S., Hanif, M. J., Naeem, N., y Abbas, M. T., “Design and optimization of solar carport canopies for maximum power generation and efficiency at bahawalpur,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2019, p. 1–8, 2019, doi:[10.1155/2019/6372503](https://doi.org/10.1155/2019/6372503).
- [18] CNE, “Generación Bruta SEN,” 2023. <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>.
- [19] Ministerio de Energía, “Energía 2050, Política energética de Chile,” 2017.
- [20] Ministerio de Energía, “Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales,” 2014, <https://bcn.cl/2ie9p>.
- [21] Ministerio de Energía, “Ponle energía a tu empresa - concurso 2023,” 2023, <https://atencionciudadana.minenergia.cl/tramites/informacion/50> (visitado el 24/09/2024).
- [22] ACERA, “Estadísticas sector de generación de energía eléctrica renovable,” 2024, <https://www.acera.cl/wp-content/uploads/2024/02/2024-01-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>.
- [23] García, N., “Traspaso de clientes regulados a libres,” 2019, https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27778/1/BCN____Traspaso_de_clientes_regulados_a_libres_sept2019.pdf (visitado el 28/02/2024).
- [24] Comisión Nacional de Energía, “Tarificación eléctrica,” 2024, <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/> (visitado el 29/02/2024).
- [25] Ritchie, H., Rosado, P., y Roser, M., “Emissions by sector,” *Our World in Data*, 2020. <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>.
- [26] ANAC, “Informe de ventas de vehículos cero y bajas emisiones - diciembre 2023,” 2023.
- [27] Rachid, A., El Fadil, H., Gaouzi, K., Rachid, K., Lassioui, A., El Idrissi, Z., y Koundi, M., “Electric vehicle charging systems: Comprehensive review,” *Energies*, vol. 16, p. 255, 2022, doi:[10.3390/en16010255](https://doi.org/10.3390/en16010255).
- [28] Han, X., Lu, L., Zheng, Y., Feng, X., Li, Z., Li, J., y Ouyang, M., “A review on the key

- issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle,” *eTransportation*, vol. 1, p. 100005, 2019, [doi:10.1016/j.etrans.2019.100005](https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100005).
- [29] SEC - División de Ingeniería de Electricidad, “Pliego Técnico Normativo RIC N° 15,” 2024.
- [30] Falvo, M. C., Sbordone, D., Bayram, I. S., y Devetsikiotis, M., “Ev charging stations and modes: International standards,” en *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, (Ischia, Italy), p. 1134–1139, IEEE, 2014, [doi:10.1109/SPEEDAM.2014.6872107](https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2014.6872107).
- [31] Zhu, G., Zhao, C., Huang, J., He, C., Zhang, J., Chen, S., Xu, L., Yuan, H., y Zhang, Q., “Fast charging lithium batteries: Recent progress and future prospects,” *Small*, vol. 15, p. 1805389, 2019, [doi:10.1002/sml.201805389](https://doi.org/10.1002/sml.201805389).
- [32] EV Database, “Gwm ora 3 63 kwh.”, <https://ev-database.org/car/2092/GWM-ORA-3-63-kWh> (visitado el 07/07/2024).
- [33] EV Database, “Hyundai kona electric 65 kwh.”, <https://ev-database.org/car/1830/Hyundai-Kona-Electric-65-kWh> (visitado el 07/07/2024).
- [34] Ministerio de Energía, “Decreto 12,” 2023, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1192244>.
- [35] Denholm, P., Kuss, M., y Margolis, R. M., “Co-benefits of large scale plug-in hybrid electric vehicle and solar pv deployment,” *Journal of Power Sources*, vol. 236, p. 350–356, 2013, [doi:10.1016/j.jpowsour.2012.10.007](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.10.007).
- [36] Mitali, J., Dhinakaran, S., y Mohamad, A., “Energy storage systems: a review,” *Energy Storage and Saving*, vol. 1, p. 166–216, 2022, [doi:10.1016/j.enss.2022.07.002](https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002).
- [37] Umer, F., Aslam, M. S., Rabbani, M. S., Hanif, M. J., Naeem, N., y Abbas, M. T., “Design and optimization of solar carport canopies for maximum power generation and efficiency at bahawalpur,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2019, p. 1–8, 2019, [doi:10.1155/2019/6372503](https://doi.org/10.1155/2019/6372503).
- [38] Krishnan, R., Haselhuhn, A., y Pearce, J. M., “Technical solar photovoltaic potential of scaled parking lot canopies: A case study of walmart u.s.a.,” *Journal on Innovation and Sustainability*. RISUS ISSN 2179-3565, vol. 8, p. 104, 2017, [doi:10.24212/2179-3565.2017v8i2p104-125](https://doi.org/10.24212/2179-3565.2017v8i2p104-125).
- [39] Tulpule, P. J., Marano, V., Yurkovich, S., y Rizzoni, G., “Economic and environmental impacts of a pv powered workplace parking garage charging station,” *Applied Energy*, vol. 108, p. 323–332, 2013, [doi:10.1016/j.apenergy.2013.02.068](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.068).
- [40] Birnie, D. P., “Solar-to-vehicle (s2v) systems for powering commuters of the future,” *Journal of Power Sources*, vol. 186, p. 539–542, 2009, [doi:10.1016/j.jpowsour.2008.09.118](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.09.118).
- [41] Deshmukh, S. S. y Pearce, J. M., “Electric vehicle charging potential from retail parking lot solar photovoltaic awnings,” *Renewable Energy*, vol. 169, p. 608–617, 2021, [doi:](https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.068)

10.1016/j.renene.2021.01.068.

- [42] Fakour, H., Imani, M., Lo, S.-L., Yuan, M.-H., Chen, C.-K., Mobasser, S., y Muangthai, I., “Evaluation of solar photovoltaic carport canopy with electric vehicle charging potential,” *Scientific Reports*, vol. 13, p. 2136, 2023, [doi:10.1038/s41598-023-29223-6](https://doi.org/10.1038/s41598-023-29223-6).
- [43] Sierra, A., Gercek, C., Geurs, K., y Reinders, A., “Technical, financial, and environmental feasibility analysis of photovoltaic ev charging stations with energy storage in china and the united states,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, p. 1892–1899, 2020, [doi:10.1109/JPHOTOV.2020.3019955](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3019955).
- [44] Deilami, S., Masoum, A. S., Moses, P. S., y Masoum, M. A. S., “Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, p. 456–467, 2011, [doi:10.1109/TSG.2011.2159816](https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2159816).
- [45] Honarmand, M., Zakariazadeh, A., y Jadid, S., “Integrated scheduling of renewable generation and electric vehicles parking lot in a smart microgrid,” *Energy Conversion and Management*, vol. 86, p. 745–755, 2014, [doi:10.1016/j.enconman.2014.06.044](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.044).
- [46] Laboratory, N. R. E., “PVWatts Calculator.”, <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php> (visitado el 13/09/2023).
- [47] Sowder, G., “Ev charger maintenance costs don’t need to break the bank,” 2023, <https://qmerit.com/blog/ev-charger-maintenance-costs-dont-need-to-break-the-bank/> (visitado el 07/07/2024).
- [48] Dobos, A., “PVWatts Version 5 Manual,” 2014.
- [49] ANAC, “Informe de ventas de vehículos cero y bajas emisiones - mayo 2024,” 2024.
- [50] EV Database, “Electric vehicle database.”, <https://ev-database.org/> (visitado el 27/09/2024).
- [51] Google Maps, “Supermercado lider,” 2024,
- [52] Instituto Nacional de estadística, “Permisos de circulación,” 2023, <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/transporte-y-comunicaciones/permiso-de-circulacion> (visitado el 22/03/2024).
- [53] ANAC, “Informe del mercado automotor - diciembre 2023,” 2023.
- [54] ChargeLab, “Industry survey: 500 ev drivers on public charging,” 2024.
- [55] Gamma Ingenieros, “Estudio: diagnóstico energético del sector retail,” 2009.
- [56] EnergyStar, “Supermarkets: An overview of energy use and energy efficiency opportunities.”,
- [57] OFGEM, “Electricity demand profiles by sector,” 2012, <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/06/electricity-demand-profiles.xlsx>.
- [58] Divya, K. y Østergaard, J., “Battery energy storage technology for power systems—an

- overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, p. 511–520, 2009, [doi:10.1016/j.epsr.2008.09.017](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017).
- [59] Riakhi, F.-E. y Khaldoun, A., “Pv sizing of a grid connected solar carport system linked to charging stations and its economic analysis (a case study),” en *2021 9th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, (Morocco), p. 1–6, IEEE, 2021, [doi:10.1109/IRSEC53969.2021.9741133](https://doi.org/10.1109/IRSEC53969.2021.9741133).
- [60] Hernández-Moro, J. y Martínez-Duart, J., “Analytical model for solar pv and csp electricity costs: Present lcoe values and their future evolution,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, p. 119–132, 2013, [doi:10.1016/j.rser.2012.11.082](https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082).
- [61] Center, A. F. D., “Operation and maintenance for electric vehicle charging infrastructure,” 2024. <https://afdc.energy.gov/fuels/electricity-infrastructure-maintenance-and-operation>.
- [62] ENEL, “Tarifas de suministro - clientes regulados julio 2024,” 2024,
- [63] Wesley Cole and Akash Karmakar, “Cost projections for utility-scale battery storage: 2023 update,” 2023.
- [64] Richard, L. y Petit, M., “Fast charging station with battery storage system for ev: Optimal integration into the grid,” en *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, (Portland, OR), p. 1–5, IEEE, 2018, [doi:10.1109/PESGM.2018.8585856](https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8585856).
- [65] Krim, Y., Sechilariu, M., y Locment, F., “Pv benefits assessment for pv-powered charging stations for electric vehicles,” *Applied Sciences*, vol. 11, p. 4127, 2021, [doi:10.3390/ap111094127](https://doi.org/10.3390/ap111094127).
- [66] de Energía, M., “Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican,” 2024, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1204074> (visitado el 03/07/2024).
- [67] Pritchard, E., Borlaug, B., Yang, F., y Gonder, J., “Evaluating electric vehicle public charging utilization in the united states using the ev watts dataset,” *36th Electric Vehicle Symposium and Exposition*, 2023.

Anexo

Anexo A. Planteamiento del modelo de optimización

Función objetivo

$$\max \sum_{t=1}^{20} \frac{B_{neto,t}}{(1 + T_d)^t} - I_0$$

Variables de Decisión

- C_{gd} : Capacidad de generación solar instalada en doseles (kW).
- C_{gt} : Capacidad de generación solar instalada en techo (kW).
- $N_{ac,t}$: Cantidad de cargadores AC a instalar en año t.
- $N_{dc,t}$: Cantidad de cargadores DC a instalar en año t.

Variables dependientes

- I_0 : Inversión inicial.
- $G_{tot,t}$: Perfil de generación total en año t (kWh). (12x24)
- $P_{p,t}$: Consumo de potencia en horas punta en año t (kW).
- $P_{np,t}$: Consumo de potencia en horas no punta en año t (kW).
- $D_{ev,t,ac}$: Demanda eléctrica por uso de cargadores AC (kWh) en el año t. (1x24)
- $D_{ev,t,dc}$: Demanda eléctrica por uso de cargadores DC (kWh) en el año t. (1x24)
- Δ_t : Diferencia entre generación y consumo de vehículos en año t (kWh). (12x24)
- $N_{ac,acum,t}$: Cantidad acumulada de cargadores AC en el año t.
- $N_{dc,acum,t}$: Cantidad acumulada de cargadores DC en el año t.

- $E_{\text{autoconsumo},t}$: Energía ahorrada por autoconsumo en el año t (kWh).
- $E_{\text{vr},t}$: Energía vendida a la red en el año t (kWh).
- $E_{\text{red},t}$: Energía comprada a la red en el año t (kWh).

Ingresos y gastos

- I_{solar} : Total inversión de generación solar (USD).
- $I_{\text{cargadores,ac},t}$: Total inversión de cargadores AC en año t (USD).
- $I_{\text{cargadores,dc},t}$: Total inversión de cargadores DC en año t (USD).
- G_{panel} : Gasto por mantención de paneles (USD/año).
- $G_{\text{cargadores,ac},t}$: Gasto por mantención de cargadores AC en año t (USD/año).
- $G_{\text{cargadores,dc},t}$: Gasto por mantención de cargadores DC en año t (USD/año).
- $G_{\text{pot},t}$: Gasto total por compra de potencia en año t (USD/año).
- $G_{\text{energ},t}$: Gasto por compra de energía a la red en año t (USD/mes).
- $B_{\text{vr},t}$: Ingresos totales por venta de energía a la red en año t (USD).
- $B_{\text{autoconsumo},t}$: Ingreso (ahorro) total por autoconsumo de la energía en año t (USD).
- $B_{\text{carga},t}$: Ingresos por venta de energía para carga de vehículos en año t (USD).
- $B_{\text{neto},t}$: Beneficios totales en el año t (USD).

Parámetros

- A_{dosen} : Área disponible en el estacionamiento para colocar paneles solares (m^2).
- A_{techo} : Área disponible en el techo para colocar paneles solares (m^2).
- P_{area} : Potencia solar instalada que cabe en 1 m^2 (kW/ m^2).
- Pf_{gen} : Perfil de generación para 1 kW instalado (kWh). (12x24)
- D_{panel} : Tasa de degradación de panel solar.
- $Pf_{\text{v,n,s}}$: Perfil normalizado de visitas al local comercial día de semana. (1x24)
- $Pf_{\text{v,n,f}}$: Perfil normalizado de visitas al local comercial fin de semana. (1x24)
- $Pf_{\text{ev},t}$: Perfil de visitas de EVs al local comercial. (1x24)
- $N_{\text{ac,max}}$: Plazas máximas para colocar cargadores AC.

- $N_{dc,max}$: Plazas máximas para colocar cargadores DC.
- D_{local} : Demanda eléctrica del local comercial (kWh).
- $V_{local,s}$: Cantidad de visitas en vehículo al local día de semana.
- $V_{local,f}$: Cantidad de visitas en vehículo al local día de semana.
- $Pt_{ev,t}$: Penetración de electromovilidad en mercado automotriz en el año t.
- P_{ac} : Potencia de carga de cargador AC (kW).
- P_{dc} : Potencia de carga de cargador DC (kW).
- p_{disp} : Tasa de disponibilidad de los cargadores.
- U_{ac} : Vehículos dispuestos a cargar en AC. (1x24)
- U_{dc} : Vehículos dispuestos a cargar en DC. (1x24)
- $I_{0,max}$: Inversión inicial máxima (USD).
- T_d : Tasa de descuento.

Costos

- C_{dosel} : Costo de instalación del Dosel Solar (USD/W).
- C_{techo} : Costo de instalación solar en Techo (USD/W).
- C_{ac} : Costo de de Cargador AC (USD).
- $C_{i,ac}$: Costo de instalación de Cargador AC (USD).
- C_{dc} : Costo de de Cargador DC (USD).
- $C_{i,dc}$: Costo de instalación de Cargador DC (USD).
- $C_{pot,p}$: Costo por potencia en horas punta (CLP/kW/mes).
- $C_{pot,np}$: Costo por potencia en horas fuera de punta (CLP/kW/mes).
- $C_{m,solar}$: Costo de mantención paneles solares (USD/W/año).
- $C_{m,ac}$: Costo de mantención de cargador AC (USD/año).
- $C_{m,dc}$: Costo de mantención de cargador DC (USD/año).
- C_{energ} : Costo de compra de energía (CLP/kWh).
- C_{transp} : Costo de transporte de energía (CLP/kWh).
- V_{red} : Costo al que se vende energía a la red (CLP/kWh).
- V_{carga} : Costo al que se vende energía a los vehículos (CLP/kWh).

Restricciones

Solar

- Capacidad instalada acorde al espacio disponible:

$$C_{gd} \leq P_{area} \cdot A_{dosel}$$

$$C_{gt} \leq P_{area} \cdot A_{techo}$$

- Generación total de acuerdo a capacidad:

$$G_{tot,t} = (C_{gd} + C_{gt}) \cdot Pf_{gen} \cdot (1 - D_{panel} \cdot (t - 1))$$

Carga

- Número acumulado de cargadores en el año t:

$$N_{ac,acum,t} = \sum_{i=1}^t N_{ac,i} - \sum_{i=1}^{\max(1,t-10)} N_{ac,i}$$

$$N_{dc,acum,t} = \sum_{i=1}^t N_{dc,i} - \sum_{i=1}^{\max(1,t-10)} N_{dc,i}$$

- Número de cargadores:

$$N_{dc,acum,t} \leq N_{dc,max}$$

$$N_{ac,acum,t} \leq N_{ac,max}$$

- Visitas al local en día de semana:

$$Pf_{v,s} = Pf_{v,n,s} \cdot V_{local,s}$$

- Visitas al local en fin de semana:

$$Pf_{v,f} = Pf_{v,n,f} \cdot V_{local,f}$$

- Visitas de vehículos eléctricos en año t:

$$Pf_{ev,t} = \frac{(Pf_{v,s} \cdot d_s + Pf_{v,f} \cdot d_f)}{7} \cdot Pt_{ev,t}$$

- Vehículos dispuestos a cargar en AC:

$$U_{ac} = Pf_{ev,t} \cdot 0.6 \cdot P(X_{ac})$$

Donde $P(X_{ac}) = P(X < 65)$, $X \sim N(55, 20)$

- **Vehículos dispuestos a cargar en DC:**

$$U_{dc} = Pf_{ev,t} \cdot 0.6 \cdot P(X_{dc})$$

Donde $P(X_{dc}) = P(X < 50)$, $X \sim N(55, 20)$

- **Demanda por carga de vehículos en DC:**

$$D_{ev,t,dc} = \min\{U_{dc}, N_{dc,acum,t} \cdot p_{disp}\} \cdot P_{dc}$$

- **Demanda por carga de vehículos en AC:**

$$D_{ev,t,ac} = \min\{U_{ac} - D_{ev,t,dc}/P_{dc}, N_{AC,acum,t} \cdot p_{disp}\} \cdot P_{ac}$$

- **Demanda total por la carga de vehículos:**

$$D_{ev,t} = D_{ev,t,ac} + D_{ev,t,dc}$$

Flujos de energía

- **Diferencia entre generación solar y demanda por vehículos.**

$$\Delta_t = G_{tot} - D_{ev,t}$$

- **Potencia demandada en horas no punta:**

$$P_{np,t} = -\min\{\Delta_t\} \text{ en horas fuera de punta}$$

$$P_{p,t} = -\min\{\Delta_t\} \text{ en horas punta}$$

- **Energía ahorrada en autoconsumo:**

$$E_{autoconsumo,t} = \min\{\max\{\Delta_t, 0\}, D_{local}\}$$

- **Energía vendida a la red:**

$$E_{vr,t} = \max\{\Delta_t - E_{autoconsumo,t}, 0\}$$

- Energía comprada a la red para la carga de EVs:

$$E_{red,t} = \sum \Delta_{t,i} \quad \forall \Delta_{t,i} < 0$$

Económico

- Inversión en generación solar:

$$I_{solar} = (C_{dosel} \cdot C_{gd} + C_{techo} \cdot C_{gt}) \cdot 1000$$

- Inversión en cargadores AC:

$$I_{cargadores,t} = (C_{ac} + C_{i,ac}) \cdot N_{ac,t}$$

- Inversión en cargadores DC:

$$I_{cargadores,t} = (C_{dc} + C_{i,dc}) \cdot N_{dc,t}$$

- Inversión inicial:

$$I_0 = I_{solar} + I_{cargadores,ac,0} + I_{cargadores,dc,0}$$

- Inversión inicial máxima:

$$I_0 \leq I_{0,max}$$

- Gasto por mantención paneles:

$$G_{panel} = (C_{gd} + C_{gt}) \cdot C_{m,solar} \cdot 1000$$

- Gasto por mantención cargadores:

$$G_{cargadores,t} = N_{ac,t} \cdot C_{m,ac} + N_{dc,t} \cdot C_{m,dc}$$

- Gasto por potencia:

$$G_{pot,t} = P_{p,t} \cdot C_{pot,p} + P_{np,t} \cdot C_{pot,np}$$

- Gasto por energía comprada a la red:

$$G_{energ,t} = E_{red,t} \cdot (C_{energ} + C_{transp})$$

- **Ahorro por autoconsumo:**

$$B_{\text{autoconsumo},t} = E_{\text{autoconsumo},t} \cdot (C_{\text{energ}} + C_{\text{transp}})$$

- **Ingresos por venta a la red:**

$$B_{vr,t} = E_{vr,t} \cdot V_{red}$$

- **Ingresos por venta de energía a vehículos:**

$$B_{carga,t} = D_{ev,t} \cdot V_{carga}$$

- **Beneficios totales:**

$$\begin{aligned} B_{\text{neto},t} = & - (I_{\text{cargadores},ac,t} + I_{\text{cargadores},dc,t}) \\ & + B_{vr,t} + B_{\text{autoconsumo},t} + B_{carga,t} \\ & - (G_{\text{panel}} + G_{\text{cargadores},t} + G_{\text{pot},t} + G_{\text{energ},t}) \end{aligned}$$