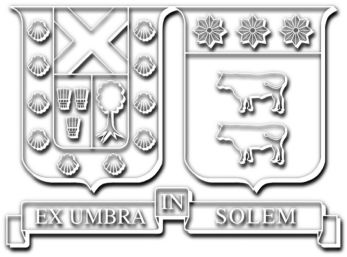
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Evaluación técnica-económica de la implementación de camiones eléctricos con baterías tipo battery swap alimentadas desde una planta fotovoltaica, para SQM

Bastián Andrés Carú Valle

2024

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesora Guía:
Dr.-Ing. Margarita Norambuena (UTFSM)
Correferente:
Rodrigo Godoy (SQM)
Profesor Co-referente:
Dr. Pablo Lezana (UTFSM)

Valparaíso, 2024

"Los científicos estudian el mundo tal como es,
los ingenieros crean el mundo que nunca ha sido."
— Theodore Von Karman

Agradecimientos

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas las personas que me acompañaron durante la etapa universitaria y el proceso de la memoria de titulación.

En primer lugar, agradezco a mis padres, por la mejor herencia que me pueden haber dejado, una educación de calidad. Gracias por su apoyo incondicional y por estar siempre a mi lado.

A los amigos que forme en la universidad, quienes fueron una parte fundamental de esta etapa de mi vida. No deseo realizar un listado de nombres, pero si quiero destacar a mis principales compañeros de estudio, Pablo Vera y José Delgado, con quienes enfrentamos un gran número de asignaturas, apoyándonos mutuamente.

A mi correferente, Rodrigo Godoy, que además de su apoyo y tiempo dedicado, le agradezco haberme entregado un tema tan interesante. Esto me permitió trabajar motivado en un proyecto que realmente creo que sería buena idea para implementarse en un futuro. También me sirvió para profundizar el conocimiento en temas tan relevantes relacionados con mi carrera como lo es la electromovilidad y los sistemas fotovoltaicos.

Finalmente, agradezco mi profesora guía, Margarita Norambuena, por su apoyo y orientación, con el cual fue posible crear, al menos en simulación, una solución que creo que tendría mucho que aportar al mundo de la electromovilidad y las energías renovables. La cual, según lo que conozco hasta el momento de finalizar esta memoria, no existe nada igual.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos I

Índice de Figuras III

Índice de Tablas V

Resumen ejecutivo 1

1. Introducción 2
1.1. Objetivos . . . 4
1.1.1. Objetivo general . . . 4
1.1.2. Objetivos específicos . . . 4

2. Contexto 5

3. Revisión del mercado y antecedentes 8
3.1. Camiones eléctricos disponibles en el mercado a 2024 . . . 8
3.2. Camión eléctrico a evaluar . . . 10
3.2.1. Especificaciones del camión eléctrico a evaluar . . . 10
3.2.2. Especificaciones de la batería del camión eléctrico a evaluar . . . 10
3.3. Infraestructura de carga . . . 12
3.3.1. Carga en tensión alterna . . . 12
3.3.2. Carga en tensión continua . . . 13
3.3.3. Sistema de *battery swap* . . . 14
3.4. Sistema fotovoltaico . . . 15
3.4.1. Paneles fotovoltaicos . . . 16
3.4.2. Inversores . . . 17
3.4.3. Generación fotovoltaica en la ruta seleccionada . . . 18

4. Evaluación técnica-económica de la solución en AC-Coupling 20
4.1. Definición de variables relevantes según categorías . . . 21
4.2. Cálculos de costos de operación e inversión . . . 23
4.2.1. Dimensionamiento sistema fotovoltaico . . . 23
4.2.2. Resultados OPEX y CAPEX . . . 23
4.3. Flujos de caja e indicadores económicos . . . 24
4.4. Dimensionamiento óptimo caso 2 . . . 26
4.5. Revisión de factibilidad e impacto del caso 2 . . . 27
4.6. Análisis de sensibilidad . . . 29
4.7. Conclusiones de la evaluación . . . 30

5. Modelo propuesto: Cargador solar EV DC/DC **32**
5.1. Funcionamiento del cargador propuesto 33
5.2. Características del cargador propuesto en el contexto del proyecto 34
5.3. Modelo baterías 35
5.4. Modelo paneles fotovoltaicos 36
5.5. Control del convertidor PV 37
5.6. Control del convertidor batería 37
5.6.1. Control de tensión en modo Buck 38
5.6.2. Control de potencia en modo Boost 39
5.6.3. Parámetros utilizados de los controladores PI 39

6. Resultados de la simulación **41**
6.1. Prueba 1: Operación aislada e inicialización 41
6.2. Prueba 2: Carga en el tiempo con acoplamiento DC con BESS y red eléctrica mediante rectificador no controlado 43
6.3. Prueba 3: Eficiencia 44
6.4. Prueba 4: Acoplamiento y funcionamiento de tres cargadores solares EV DC/DC 46

7. Conclusiones **48**

A. Apéndice **50**

Índice de Figuras

1.1. Estrategia nacional de electromovilidad de Chile [2]. 2
1.2. Comparación de eficiencia entre diferentes tecnologías de vehículos [6]. . . 3

2.1. Trayectoria del piloto de electromovilidad realizado por SQM. 5
2.2. Camión eléctrico Maxus H6 490 adquirido por SQM [8]. 5
2.3. Estado de carga de la batería del camión Maxus en la ruta piloto. 6
2.4. Esquemas de carga al utilizar sistema fotovoltaico. 7
2.5. Cargadores EV DC/DC de Ampernext [11]. 7

3.1. Diferentes camiones eléctricos disponibles en 2024. 9
3.2. Esquema de conexión interno de la batería. 11
3.3. Elementos que constituyen la batería CATL [20]. 11
3.4. Corriente de carga de la celda dependiendo del SOC [21]. 12
3.5. Clasificación de la infraestructura de carga para los vehículos eléctricos [23]. 12
3.6. Estándares de carga en AC [23]. 13
3.7. Estándares de carga en DC [23]. 13
3.8. Modelos por tecnología y ventas de camiones con battery swap en 2021 [13]. 14
3.9. Promedio de la radiación incidente para cada hora y mes de la instalación. 19

4.1. Diagrama evaluación técnica económica solución en AC-Coupling. 21
4.2. VAN y LCOE (a 10 años) con respecto a la potencia PV a instalar. 27
4.3. Generación fotovoltaica mensual. 27
4.4. Itinerario de trabajo, generación, carga y SOC de las baterías por camión. 29
4.5. Sensibilidad del TIR con respecto a las variables más influyentes. 30

5.1. Cargador solar EV DC/DC. 33
5.2. Cargador solar EV DC/DC acoplamiento en DC. 33
5.3. Cargador solar EV DC/DC detalle interno. 34
5.4. Modelo utilizado para la batería. 35
5.5. Modelo panel fotovoltaico. 36
5.6. Curva tensión-potencia (P-V) relevantes. 37
5.7. Algoritmo convertidor PV: MPPT y potencia constante. 38
5.8. Diagrama de bloques convertidor batería en modo buck. 39
5.9. Diagrama de bloques convertidor batería en modo boost. 39

6.1. Prueba 1: Irradiancia, potencia PV, potencia batería y tensión bus DC. . 42

6.2. Prueba 1: Ciclos de trabajo de convertidores PV, convertidor batería buck y convertidor batería boost. 43
6.3. Resultados obtenidos de la prueba 2. 44
6.4. Resultados obtenidos de la prueba 3. 45
6.5. Prueba 4: Potencias. 47
6.6. Prueba 4: Tensiones. 47

A.1. Topología interna cargadores rápidos DC [23]. 51
A.2. Topología interna inversores PV [40]. 52
A.3. Prueba 1: Ciclo de trabajo del convertidor batería en modo boost. 53
A.4. Prueba 4: Zoom potencias segundo 1,95 a 3. 53
A.5. Prueba 4: Zoom tensiones segundo 1,95 a 3. 53

Índice de Tablas

3.1. Comparación de camiones eléctricos disponibles en el mercado a 2024 . . 8
3.2. Especificaciones generales del camión a evaluar. 10
3.3. Parámetros relevantes de la batería del camión a evaluar. 11
3.4. Ejemplo de paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado. 17
3.5. Tipos de inversores on-grid. 17
3.6. Ejemplo de inversores tipo string y multistring disponibles en el mercado. 18
3.7. Parámetros y resultados del explorador solar. 18
3.8. Resultados mensuales del explorador solar. 19

4.1. Variables relevantes según categorías 22
4.2. OPEX y CAPEX de los diferentes casos. 24
4.3. Sub-flujos de caja, con parámetros de entrada, para construir el caso 2. . 25
4.4. Flujo de caja caso 2 26
4.5. Métricas de evaluación económicas para el caso 2 26
4.6. Características planta PV con inversores SMA tripower CORE 2 28

5.1. Tabla comparativa soluciones para carga de baterías EV con sistemas PV. 32
5.2. Inductores y capacitores 34
5.3. Especificaciones técnicas del cargador propuesto para el proyecto evaluado. 35
5.4. Datos utilizados para los paneles PV y el arreglo PV. 36
5.5. Valores utilizados para la sintonización del convertidor batería. 40

6.1. Secuencia de eventos prueba 1. 41
6.2. Secuencia de eventos prueba 2. 43
6.3. Secuencia de eventos prueba 3. 45
6.4. Secuencia de eventos prueba 4. 46

A.1. Cálculos necesarios para las evaluaciones 50

Resumen ejecutivo

Este proyecto evalúa la viabilidad técnica y económica de reemplazar tracto-camiones diésel por modelos eléctricos en una ruta de Antofagasta. Para la operación se consideran 12 camiones Maxus, los cuales pueden transportar una carga mayor o igual que una flota de 10 camiones diésel. En un primer escenario se evaluó el proyecto considerando alimentación desde la red eléctrica, pero debido al alto costo actual de la energía el resultado es negativo. El segundo escenario evaluado considera el uso de un sistema de *battery swap*, donde las baterías de reserva se cargan con energía fotovoltaica, considerando un acoplamiento en AC, debido a lo que es lo más presente en el mercado. Para esto se requiere incluir, además del costo de operación e inversión de los camiones eléctricos, los costos de infraestructura de carga, conexión a la red eléctrica y operación de los sistemas de *battery swap* y fotovoltaico. A pesar de requerir una inversión inicial elevada, al realizar una evaluación económica a 10 años se obtiene un TIR del 9 %, mayor que la tasa de evaluación utilizada de 8,8 %, pero se obtiene un retorno de la inversión elevado, de más de 10 años. Considerando la gran cantidad de variables definidas para obtener este resultado, se realiza un análisis de sensibilidad, para cuantificar el impacto de las variables en el resultado del proyecto, lo que deja claro que este proyecto puede contar con una mayor rentabilidad a futuro debido a la reducción de costos y las mejoras tecnológicas que actualmente avanzan rápidamente en la electromovilidad.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico (PV) es crucial, por lo que un sistema más eficiente permitirá una optimización del sistema PV. Para esto existen varias medidas que se pueden tomar, dentro de ellas esta el uso de un sistema de carga DC/DC. Estos no se encuentran masificados en el mercado, pero cuentan con el potencial de ser más eficiente que las soluciones AC convencionales, a un costo menor de inversión debido a que las topologías internas de los equipos son más sencillas. Luego, en esta memoria se propuso un cargador DC/DC para vehículos eléctricos (EV), el cual cuenta con diversos beneficios con respecto a otras topologías presentes en la literatura y el mercado, entre ellas, se cuenta con una mayor eficiencia, alcanzando hasta un 96,5 %; se utilizan los convertidores más sencillos DC/DC, variantes del buck-boost; permite la operación off-grid requiriendo únicamente los paneles PV y la batería EV; y finalmente, que permite acoplamiento en DC con otros cargadores EV DC/DC, con sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS) y con la red eléctrica mediante convertidores AC/DC, permitiendo la posibilidad de evitar el vertimiento, y de crear micro-redes inteligentes DC para cargas de EV.

Capítulo 1

Introducción

Durante el año 2016 en Chile se emitió aproximadamente 112 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente, los principales actores de esto corresponden al sector eléctrico con un 32 %, el sector transporte con un 24 %, mientras que el sector industrial y minero aportan un 7 % cada uno [1]. Así, en un escenario global de descarbonización, Chile ha tomado medidas y ha planteado el plan para carbono neutralidad para el año 2050, siendo la electromovilidad uno de los ejes principales para lograr este objetivo. En este tema, se plantean ejes estratégicos y metas para lograr el objetivo de la electrificación de vehículos y maquinarias, las cuales se resumen en la figura 1.1.



Figura 1.1: Estrategia nacional de electromovilidad de Chile [2].

En particular la Sociedad Química y Minera de Chile (SQM), ha planteado metas compatibles a las que plantea el estado chileno, esperando lograr la carbono neutralidad en todos sus productos para el 2040 [3]. Es así, que tal como lo debe realizar Chile, el país donde residen sus operaciones, uno de los pilares para lograr la carbono neutralidad, es la electromovilidad. En este contexto se plantea la posibilidad de realizar el reemplazo de una flota de camiones diésel en operación, por camiones eléctricos (BETs), en una ruta conocida entre Tocopilla y Coya Sur en la región de Antofagasta.

Dentro de los beneficios de la adopción de los camiones eléctricos respecto de los camiones que operan con combustible fósil, se encuentra una mayor eficiencia estando en el

orden de 4 veces o más, tal como se aprecia en la figura 1.2; menores costos de mantención, los cuales pueden disminuir hasta un 75 % debido a la reducción de componentes [2]; menores costos de operación, ya que la electricidad tiene un valor menor que el combustible fósil para la misma cantidad de energía y, finalmente, reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero [4]. Las principales desventajas corresponden a que se cuenta con un costo de inversión mayor, una autonomía limitada, tiempos de carga elevados y la necesidad de una gran infraestructura de carga [5]. Si bien el camión eléctrico no tiene emisiones de gases de efecto invernadero en su operación, se debe considerar la emisión de los gases en cuestión, debido a la generación de la electricidad empleada para cargar las baterías de los camiones.

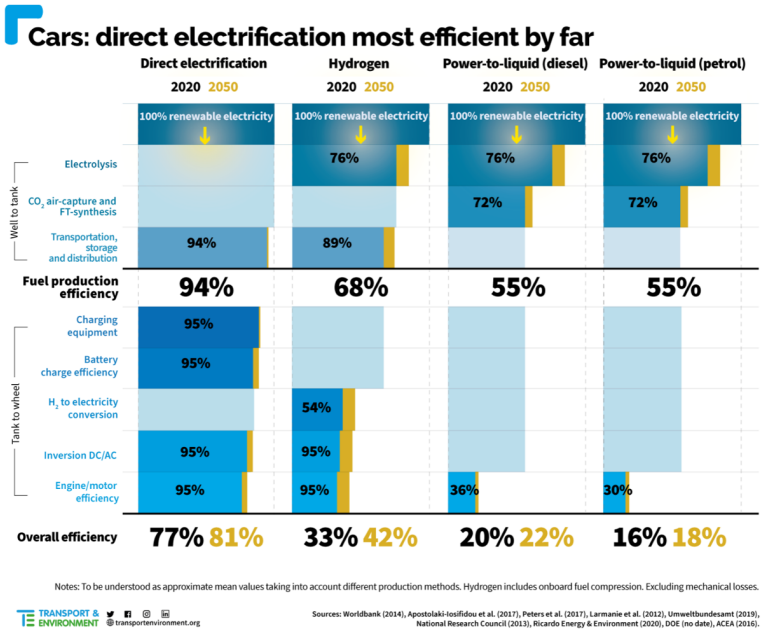


Figura 1.2: Comparación de eficiencia entre diferentes tecnologías de vehículos [6].

Con tal de disminuir el impacto que tienen las desventajas de la adopción de camiones eléctricos, en esta memoria se plantea la alternativa de utilizar un sistema de battery swap (cambio rápido del banco de baterías descargado del vehículo por uno completamente cargado, en un proceso que puede llegar a tomar 6 minutos [7]), teniendo una estación de carga y cambio de baterías sin afectar la operación de los camiones dado el tiempo de carga asociado. Igualmente se propone emplear un sistema fotovoltaico (PV) para garantizar que, la mayor parte de la energía necesaria para las baterías de reserva de los camiones, provenga de energía solar, en las horas que ésta se encuentra disponible.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

- Evaluar técnica y económicamente la implementación de camiones eléctricos, en una ruta conocida de SQM en la región de Antofagasta, los cuales contarían con baterías de reserva aptas para realizar battery swap, con una estación alimentada desde una planta fotovoltaica.

1.1.2. Objetivos específicos

- Identificar las opciones disponibles del mercado en camiones eléctricos, sistemas PV y sistemas de carga para la electromovilidad.
- Evaluar técnica y económicamente la implementación de camiones eléctricos alimentados desde la red eléctrica.
- Evaluar técnica y económicamente una solución con equipos disponibles comercialmente para alimentar las baterías de los camiones con energía fotovoltaica.
- Estimar la potencia óptima del sistema PV que se requiere para abastecer el stock de baterías para la flota de camiones eléctricos, considerando los requerimientos de energía dada la ruta evaluada.
- Analizar y comparar ventajas y desventajas, desde el punto de vista técnico, comercial y económico, del sistema de carga de baterías intercambiables para electromovilidad con energía PV utilizando acoplamiento en DC o en AC.
- Simular en PLECs un sistema de carga DC/DC para electromovilidad, considerando como fuente principal de energía los paneles PV.

Capítulo 2

Contexto

En línea con los objetivos de carbono neutralidad, SQM está evaluando la transición de una flota de camiones diésel a camiones eléctricos con baterías (BETs) en la ruta Tocopilla-Coya Sur, en la región de Antofagasta, la cual se observa en la figura 2.1. Dentro de esta ruta, se ha utilizado un tracto-camión eléctrico, propiedad de SQM, marca Maxus, el cual es mostrado en la figura 2.2. Este es operado por una empresa contratista que trabaja en el transporte de materiales para SQM. La trayectoria evaluada no es plana, si no que existe una cuesta importante, la cual es beneficiosa ya que se desciende con el camión cargado con material, aprovechando así la regeneración de energía. Así, se obtuvo el estado de carga de las batería a lo largo de la ruta, lo cual es representado en la figura 2.3.



(a) Diagrama de la ruta.

(b) Mapa de la ruta

Figura 2.1: Trayectoria del piloto de electromovilidad realizado por SQM.



Figura 2.2: Camión eléctrico Maxus H6 490 adquirido por SQM [8].

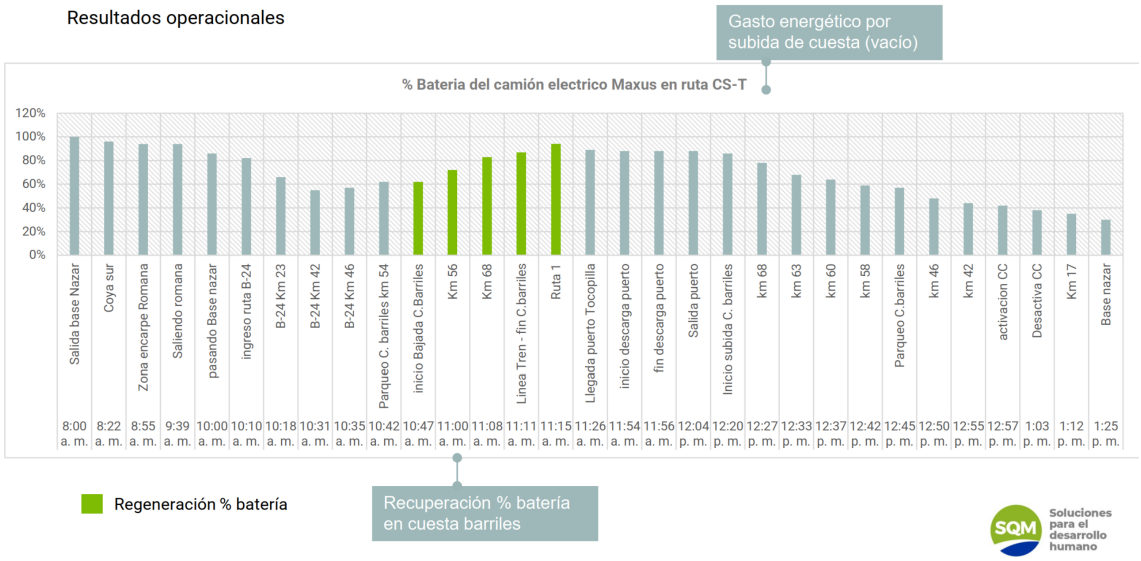
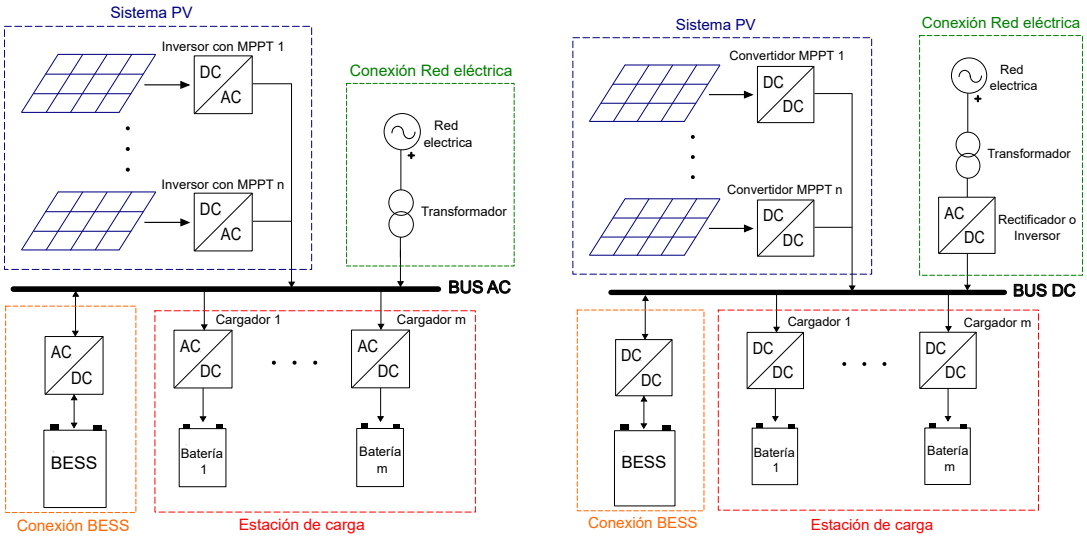


Figura 2.3: Estado de carga de la batería del camión Maxus en la ruta piloto.

Teniendo en cuenta la experiencia que se ha tenido en la implementación del camión eléctrico piloto, se plantea evaluar en esta misma ruta el reemplazar una flota de 10 camiones diésel por una flota de camiones eléctricos, los cuales tienen que ser capaces de transportar una carga mayor o igual que la que realizan los camiones diésel. Además de realizar una evaluación de los camiones alimentados por la red eléctrica, se busca evaluar la posibilidad de que los camiones sean aptos para realizar battery swap, con una planta fotovoltaica (PV) alimentando baterías de reserva de los camiones. Para esto lo primero que se requiere es identificar las opciones disponibles del mercado en camiones eléctricos, sistemas PV y sistemas de carga para la electromovilidad, lo cual se realizará en el capítulo 3.

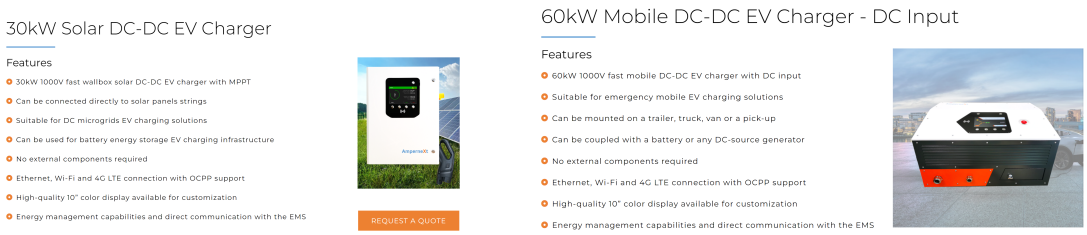
Uno de los objetivos relevantes de esta memoria es analizar y comparar ventajas y desventajas, desde el punto de vista técnico, comercial y económico, de utilizar un sistema de carga de baterías para electromovilidad con energía PV mediante acoplamiento en DC o en AC. Considerando que las baterías de los vehículos eléctricos son de tensión continua, al igual que la tensión de un sistema fotovoltaico, resulta intuitivo pensar en una solución que no requiera la conversión DC/AC/DC, tal como lo expuesto en la figura 2.4(b). Topologías similares a estas se encuentran estudiadas en diversas fuentes, por ejemplo, en [9] y [10]. En estas se hace uso de un BESS para la estabilización de la tensión del bus DC, lo cual también se podría realizar mediante la conexión con la red mediante un convertidor AC/DC. Sin embargo, comercialmente no se encuentran masificados los equipos para evaluar una solución similar. A pesar de que, actualmente, ya están emergiendo cargadores para vehículos eléctricos (EV) DC/DC, ya sea alimentado directamente de paneles PV (Fig. 2.5(a)), o de una barra DC (Fig. 2.5(b)), estos no cuentan con el conector GB/T requerido para el camión a evaluar, de acuerdo a lo que se expondrá en la sección 3.3.

En vista de lo expuesto en el párrafo anterior, se evaluará técnica y económicamente en el capítulo 4 la solución considerando acoplamiento en AC, tal como lo expuesto en la figura 2.4(a). De todas maneras, se evaluará de forma técnica una solución propuesta en DC-Coupling, y se comparará con respecto a la solución tradicional en los capítulos 5 y 6.



(a) AC-Coupling (b) DC-Coupling

Figura 2.4: Esquemas de carga al utilizar sistema fotovoltaico.



(a) Cargador solar 30 kW. (b) Cargador DC/DC 60 kW.

Figura 2.5: Cargadores EV DC/DC de Ampernext [11].

Capítulo 3

Revisión del mercado y antecedentes

3.1. Camiones eléctricos disponibles en el mercado a 2024

El mercado actual de camiones eléctricos a baterías (*Battery electric trucks* o BETs) está experimentando un crecimiento significativo y diversificación. Los fabricantes están respondiendo a las diversas necesidades de los transportistas, ofreciendo camiones eléctricos que se adaptan a diferentes rangos de operación y capacidad de carga, permitiendo la transición a la electromovilidad en los vehículos de mayor tonelaje. En 2022 se cuenta con sobre 800 modelos incluyendo los camiones anunciados para trabajo medio y pesado [12].

Actualmente China domina la producción y venta de camiones eléctricos. En 2022, se estima que se vendieron 52.000 camiones eléctricos de trabajo mediano y pesado en China, representando el 85 % de las ventas globales [12]. Dentro de los fabricantes chinos, actualmente existe una gran cantidad de marcas que tienen disponibles tracto camiones eléctricos: Donfbeng, Foton, Yutong, Maxus, SAIC, BYD, JAC, Sany, entre otros [13].

Con el objetivo de presentar diferentes opciones que existen en el mercado actual, se recopiló información de tracto-camiones que diferentes fabricantes tienen disponibles. Estos se observan en las figuras 3.1, al igual que las principales características de interés para el análisis de esta memoria se observan en la tabla 3.1. Cabe mencionar, que todos estos vehículos están disponibles para la venta actualmente, a excepción del Tesla Semi, por lo cual, este no dispone de toda la información deseada.

Tabla 3.1: Comparación de camiones eléctricos disponibles en el mercado a 2024

Marca Modelo	Volvo FH Electric	Maxus H6 490	Nikola TRE BEV	BYD ETH8	Tesla Semi	Yutong G-06 Electric
País origen	Suecia	China	USA	China	USA	China
Potencia motor [kW]	490	360	480	180	-	450
Capacidad batería [kWh]	540	282	733	255	-	422
Autonomía [km]	300	150	530	200	800	200
Peso bruto combinado [Ton]	44	49	37,2	19	36,3	-
Carga útil [Ton]	26,5	26,5	-	11,2	-	28
Opción battery swap	No	Si	No	No	No	Si
P carga rápida [kW]	250	250	350	120	-	150
Tiempo carga rápida [min]	150	120	90	120	30	180
SOC alcanzado carga rápida	100 %	100 %	80 %	100 %	70 %	100 %

Se puede observar que existen fabricantes de diversos países que ya realizan tracto-camiones. Existe una gran diversidad en cuanto a la potencia del motor, la capacidad de carga en toneladas, la energía que disponen en baterías, la autonomía que ofrecen, y el tiempo en el que logran cargarse con una carga rápida de las baterías. Sin embargo, actualmente la tecnología de battery swap para camiones eléctricos esta disponible casi únicamente por los fabricantes chinos.



(a) Volvo FH Electric [14].



(b) Maxus H6 490 [15].



(c) Nikola TRE BEV [16].



(d) BYD ETH8 [17].



(e) Tesla Semi [18].



(f) Yutong G-06 Electric[19].

Figura 3.1: Diferentes camiones eléctricos disponibles en 2024.

3.2. Camión eléctrico a evaluar

Considerando las diferentes opciones que se tienen disponibles en el mercado, y que los únicos que permiten actualmente la tecnología de battery swap son los camiones fabricados en China, entonces se debe escoger uno de estos. Para tomar esta decisión, se toma en consideración que SQM posee ya ha tenido experiencia utilizando el camión Maxus para prueba en sus operaciones. Es necesario mencionar que este camión actualmente no está habilitado para realizar battery swap, y se carga directamente de la red eléctrica a través de un cargador rápido de 150 kW. La opción para tener baterías intercambiables, es una especificación que se debe solicitar al momento de la compra.

3.2.1. Especificaciones del camión eléctrico a evaluar

Los principales datos del tracto-camión a evaluar, el Maxus H6 490 en su versión con battery swap, se muestran en la tabla 3.2. Estos datos se obtuvieron a partir de los datos del manual del proveedor del camión, en este caso Andes Motor, y de las pruebas realizadas con el camión piloto que posee SQM.

Tabla 3.2: Especificaciones generales del camión a evaluar.

Especificaciones generales	
Marca	Maxus
Modelo	H6 490 con baterias intercambiables
País origen	China
Especificaciones técnicas	
Tipo de motor	Sincrónico de imán permanente
Potencia máxima	360 kW (490 CV)
Torque máximo	2.500 Nm
Rango operación motor	0 a 3.500 rpm
Tracción	6 x 4
Transmisión	4 velocidades + retroceso
Peso bruto combinado	49.000 kg
Carga útil	26.500 kg
Peso neto	11.500 kg
Autonomía en plano	150 km
Rendimiento ruta piloto	0,83 km/kWh*

*Dato obtenido mediante evaluación del camión piloto electromovilidad de SQM.

3.2.2. Especificaciones de la batería del camión eléctrico a evaluar

Para el capítulo 5 de esta memoria se requiere modelar la batería del camión evaluado, para lo cual se requiere conocer diversos parámetros de ésta. En el manual del camión Maxus no se cuenta con información respecto a la conexión interna de las baterías. Debido a esto, se consultó con un representante de Andes Motor, con lo cual se obtuvo la información que permitió realizar el diagrama de conexión de la figura 3.2. Luego, corroborando la información con el catálogo de CATL [20], se obtiene que los pack y celdas utilizados para la batería, son los de la figura 3.3. Así, identificando la celda, con su respectivo manual [21], se obtienen todos los datos necesarios para esta memoria, los cuales se resumen en la tabla 3.3. Notar que se utiliza el termino *DOD (depth of discharge)*, el cual es el inverso del

estado de carga de la batería (SOC). Además, las curvas de carga de las celdas dependiente del SOC, se exponen en la figura 3.4.

Tabla 3.3: Parámetros relevantes de la batería del camión a evaluar.

Especificaciones generales	
Proveedor Batería	CATL
Química de la batería	Litio-ferrofosfato (LFP)
Capacidad batería en energía	282 kWh
Voltaje nominal	618,24 V
Corriente nominal	450 A
Corriente máxima descarga	600 A
Potencia máxima de carga	250 kW
SOC mínimo utilizable	20 %
Peso estimado	2,5 toneladas
Ciclos de vida	4000 (100 % DOD)
Conexión interna	
N° de packs por batería	8
Capacidad del pack	228 Ah
Tensión pack	154,56 Ah
Conexión del pack de baterías	4 serie x 2 paralelo
N° de celdas por pack (en serie)	48
Celdas de la batería	
Tensión nominal celda	3,22 V
Tensión mínima celda (100 % DOD)	2,5 V
Tensión máxima celda (100 % SOC)	3,65 V
Resistencia (núcleo) de celda	0,2 mΩ

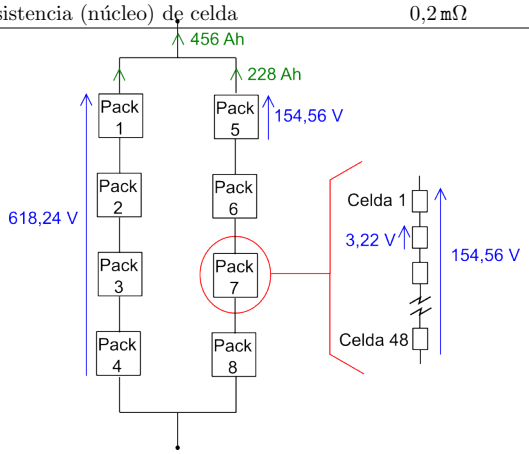


Figura 3.2: Esquema de conexión interno de la batería.



(a) Pack (b) Celdas

Figura 3.3: Elementos que constituyen la batería CATL [20].

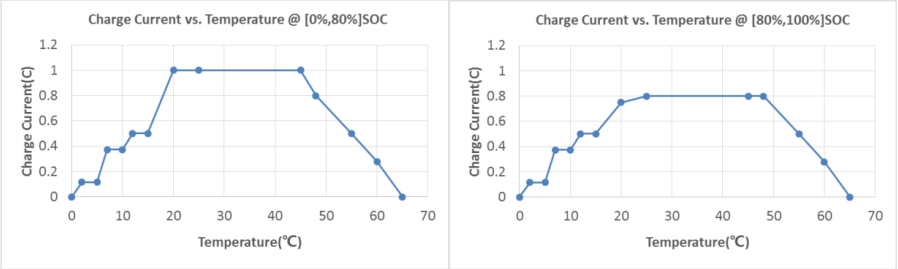


Figura 3.4: Corriente de carga de la celda dependiendo del SOC [21].

3.3. Infraestructura de carga

Para poder utilizar un vehículo eléctrico es esencial contar con una adecuada infraestructura de carga. Esta se puede clasificar de acuerdo a lo observado en la figura 3.5. La primera ramificación consiste en si la infraestructura necesaria para realizar la carga se encuentra a bordo del vehículo, *onboard*, o por fuera de este, es decir, *offboard*.

Debido a las limitaciones de espacio, y peso, los cargadores *onboard* se encuentran limitados a potencias menores para cargas más lentas, y se utilizan usualmente las conexiones en tensión alterna para conexión directa desde la red eléctrica. En cuanto a los cargadores *offboard*, se pueden utilizar cargadores en continua o en alterna, considerando una carga tradicional, con un sistema de *battery swap* o incluso de carga inalámbrica. Los cargadores en tensión alterna actualmente logran alcanzar una potencia de hasta 44 `kW` para sistemas trifásicos, dependiendo de los límites del vehículo [22]. Para potencias mayores a esto, se utilizan los cargadores en tensión continua.

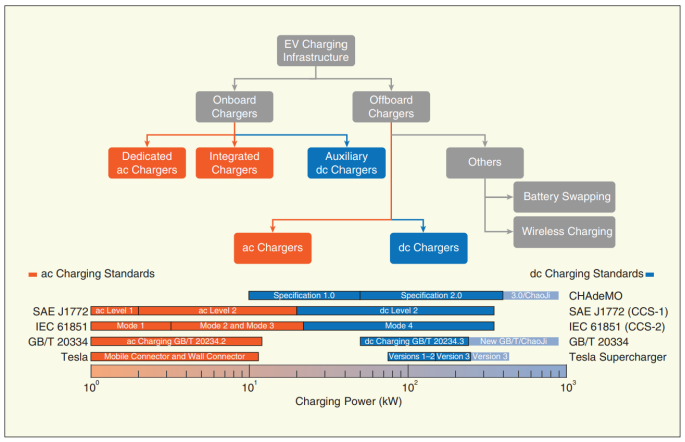


Figura 3.5: Clasificación de la infraestructura de carga para los vehículos eléctricos [23].

3.3.1. Carga en tensión alterna

Para la carga de tensión alterna, se tienen cuatro tipos de conectores, detallados en la figura 3.6. Ya que el camión a evaluar en esta memoria es fabricado en China, se requiere utilizar el estándar GB/T, el cual permite una corriente máxima de 32 `A`. Considerando una tensión trifásica de 380 `V`, la potencia máxima es de 21 `kW`. Ya que la batería del camión de interés es de 282 `kWh`, la carga en AC demoraría más de 10 horas en cargar completamente la batería si esta se encuentra con un SOC del 20 %.

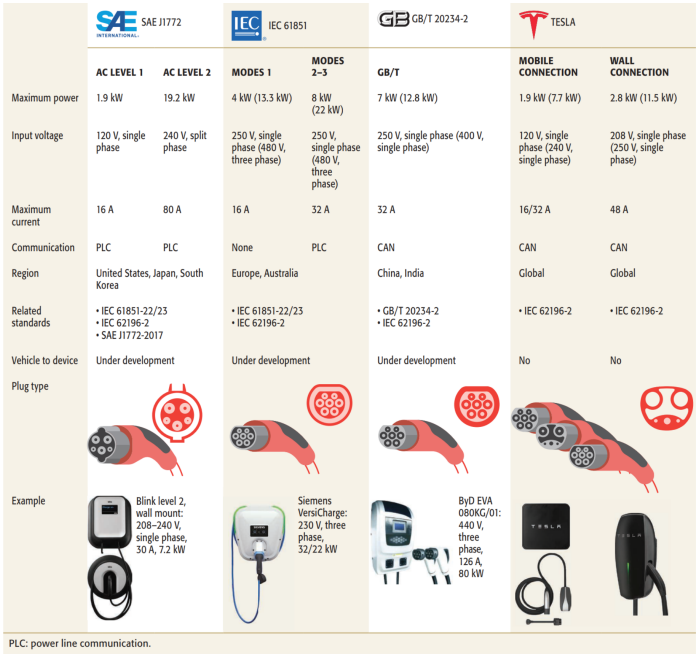


Figura 3.6: Estándares de carga en AC [23].

3.3.2. Carga en tensión continua

Para la carga de tensión continua se tienen los cinco tipos de conectores observados en la figura 3.7. Considerando que el camión a evaluar en esta memoria es fabricado en China, se utiliza el estándar GB/T, el cual actualmente permite una corriente máxima de hasta 400 A. Ejemplos de la topología interna de los cargadores se encuentran en el apéndice en la figura A.1.

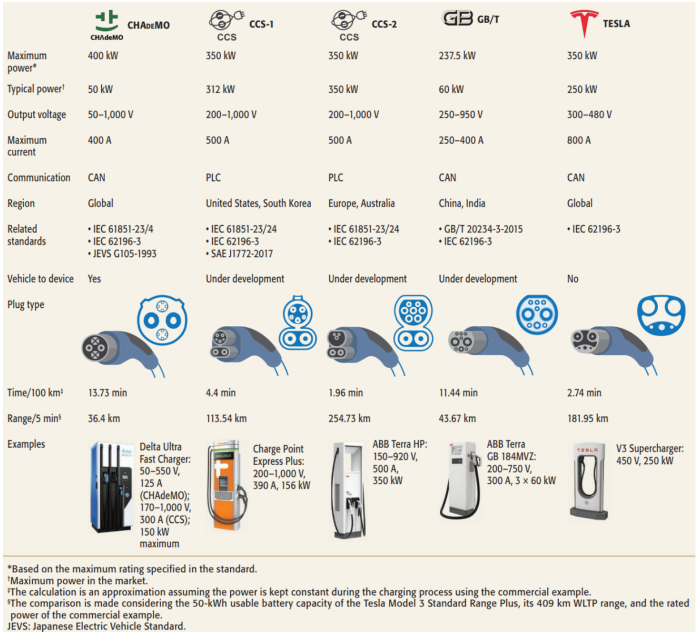


Figura 3.7: Estándares de carga en DC [23].

Un tiempo de carga elevado en un BET aumenta las horas necesarias para realizar las mismas labores que los camiones diésel. Luego, la solución tradicional para reducir los tiempos no productivos es aumentar la potencia de los cargadores. Esto, además de ser más exigente para las baterías, implica una gran demanda de potencia de la red eléctrica, luego, se requiere una infraestructura eléctrica dedicada para la carga de las grandes baterías de los camiones [24].

3.3.3. Sistema de battery swap

Los dos factores que más han permitido avanzar hacia una carga más rápida en los vehículos eléctricos con una carga convencional DC, es el control de la temperatura de los pines del conector a altos niveles de corriente (usando cables y pines refrigerados por líquido) y reducir la corriente, al aumentar el voltaje del paquete de baterías [25]. Sin embargo, a pesar de los avances, en camiones no se ha logrado alcanzar un tiempo de carga comparable al tiempo de carga de un camión diésel, ya que la energía necesaria para cargar la batería de un camión es mayor a la requerida para cargar la batería de un automóvil, estando además la potencia máxima restringida por la tecnología de la propia batería.

Una de las alternativas para permitir una operación que no depende de grandes tiempos de esperas para la recarga de las baterías, es un sistema de battery swap. Este sistema ha ido en un aumento de popularidad en China, lo cual se observa en la figura 3.8. Se observa, además, como ha ido creciendo la venta de camiones aptos para battery swap, a pesar que estos aún son solo una pequeña parte del mercado de camiones eléctricos en China. Para conocer más acerca de este sistema de carga, es relevante conocer las ventajas y desventajas con respecto a una carga directa desde la red.

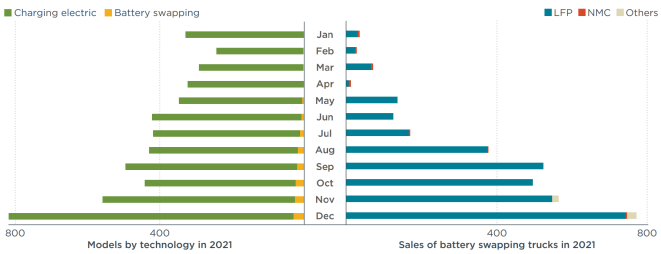


Figura 3.8: Modelos por tecnología y ventas de camiones con battery swap en 2021 [13].

Ventajas del sistema de battery swap:

- **Optimización de la operación y reducción de tiempos de espera:** Los sistemas de intercambio de baterías pueden reducir significativamente el tiempo de recarga al permitir el cambio de una batería descargada por una cargada en un proceso que puede llegar a tomar hasta 6 minutos [7]. Esto permitiría a los camiones mantenerse más tiempo en operación sin las interrupciones prolongadas necesarias para recargas, aumentando así la eficiencia logística.
- **Vida útil extendida de las baterías:** Con un sistema de battery swap, se pueden disponer de periodos más largos para realizar la recarga de baterías. Esto permite

realizar cargas más lenta, lo cual es más saludable para las baterías y facilita el reciclaje para usos secundarios después de su disposición inicial [13].

- **Infraestructura eléctrica de menor potencia:** Para abastecer una flota de camiones con cargadores rápidos, si es que se carga una gran parte de estos a la vez se requiere una potencia eléctrica bastante mayor a la requerida por un sistema con battery swap, ya que en esta última, dado que se disponen de periodos más largos para realizar la recarga de baterías, se pueden utilizar cargadores de menor potencia.

Desventajas del sistema de battery swap:

- **Alta inversión inicial:** El establecimiento de infraestructura para el intercambio de baterías requiere una inversión inicial significativa. Este valor difiere entre distintas fuentes para una estación de battery swap (la cual puede funcionar para realizar el intercambio de las baterías de múltiples camiones en el día). En [13] se considera un costo entre 230.000 a 630.000 USD.
- **Necesidad de baterías adicionales:** Como mínimo se requiere una batería adicional por camión. Además, dependiendo del itinerario, la frecuencia del viaje, y las horas disponibles para cargar, puede ser necesario tener más de una batería de reserva por camión, lo cual implica un mayor costo de inversión.
- **Estandarización de baterías:** Las baterías pueden diferir entre diferentes fabricantes, lo que puede ser un obstáculo para abastecer diferentes modelos de camiones. Sin embargo, gran parte de los BETs fabricados en China comparten el mismo proveedor de baterías, CATL, quien cuenta con más de la mitad del mercado [13].

3.4. Sistema fotovoltaico

La energía solar tiene una posición fuerte dentro de las alternativas de energías renovables. Dentro de ésta, los sistemas fotovoltaicos (PV) permiten generación de electricidad libre de contaminación, que posee una alta durabilidad y confiabilidad debido a su capacidad de conversión de energía sin proceso térmico intermedio [26], sumado a la competitividad económica [27]. Para esto, los sistemas fotovoltaicos utilizan paneles fotovoltaicos, inversores, conexiones eléctricas, protecciones, el soporte mecánico de los paneles fotovoltaicos, y usualmente un sistema SCADA (monitoreo, control y adquisición de datos).

Las principales direcciones de investigación para optimizar los sistemas fotovoltaicos se centran en el diseño mejorado, aumento de la eficiencia, la operación óptima y el mantenimiento adecuado [28]. Algunos de los factores para mejorar la operación son los siguientes:

1. **Materiales utilizados en los paneles PV:** El principal objetivo de mejorar la tecnología de los paneles es captar más energía en la misma área, a un menor precio. Las células fotovoltaicas que conforman el panel solar, pueden ser de silicio monocristalino, policristalino, silicio amorfo o tecnologías de película delgada, siendo las más eficientes las monocristalinas [29]. Un ejemplo de avance es la fabricación de células de silicio de tipo N, las cuales ofrecen una alternativa a las células tipo P (más común) para lograr altas eficiencias de celda, ya que no sufren de degradación

inducida por la luz [30]. Dada la relevancia de escoger paneles PV adecuados, en la sección 3.4.1 se expone una muestra de opciones disponibles en el mercado y se escoge una para el análisis de esta memoria.

2. **Desarrollo de diferentes tipos de inversores:** La función del inversor es convertir la corriente continua obtenida de la energía solar en corriente alterna para la carga. Los sistemas fotovoltaicos pueden ser conectados a la red (on-grid), independientes de la red (off-grid) o híbridos [28]. Los inversores deben cumplir con requisitos técnicos (eficiencia, densidad de potencia, minimización de corriente de fuga), legales (por ejemplo contar con aislación galvánica, y detección de operación anti-isla), buscar una confiabilidad máxima y minimizar el costo de la solución [31]. En la sección 3.4.2 se exponen ejemplos de inversores disponibles en el mercado aplicables para el análisis del capitulo 4, considerando uno de ellos para el posterior estudio.

3. **Método de instalación:** Para aumentar la eficiencia, los paneles fotovoltaicos deben ser instalado de manera que se maximice la exposición directa a la luz solar, este principio es válido tanto para los sistemas fijos, como para los diferentes sistemas móviles que permiten realizar un seguimiento solar.

4. **Determinación del punto de máxima potencia:** Los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) son una solución práctica para asegurar la continuidad en la operación de los sistemas fotovoltaicos, maximizar la producción de el sistema fotovoltaico y superar las características no lineales (por ej. en operación con sombra parcial) bajo todas las circunstancias. Existen diversos métodos, cada uno con sus ventajas y desventajas, que se clasifican dentro de los métodos convencionales y de *soft computing* [32].

5. **Eliminación de acumulaciones de polvo:** Los datos experimentales obtenidos en [33] muestran una disminución entre el 6.2 % y el 18.7 % de la energía generada. Por lo tanto, para optimizar el funcionamiento del sistema PV se deben emplear sistemas de limpieza o mantenciones planificadas para lavar los paneles.

6. **Detección de fallas:** La existencia de determinados defectos en los paneles fotovoltaicos conduce a la disminución de la confiabilidad, eficiencia y durabilidad. Se han estudiado diferentes métodos de detección de fallos, siendo la inspección termográfica la técnica más rápida y económica [28].

7. **Otras formas de optimización:** De acuerdo a [28] para optimizar la operación de un sistema fotovoltaico, se pueden optimizar los consumos de energía con el uso de un sistema SCADA (supervisión, control, y adquisición de datos), disminuir las fluctuaciones de potencia utilizando super-capacitores, entre otras.

3.4.1. Paneles fotovoltaicos

Como se ha mencionado previamente el material utilizado en los paneles es un factor muy relevante a la hora de optimizar la operación de una planta fotovoltaica. Lo más común en el mercado actualmente debido a su mejor relación calidad-precio son las células monocristalina. Dentro de esta, existen variaciones tales como las tecnología bifacial, tipo P, tipo N, etc. Luego, diferentes opciones disponibles en el mercado se presentan en la tabla 3.4, considerando los factores críticos para el diseño de cada uno.

Tabla 3.4: Ejemplo de paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado.

Marca **Modelo**	Canadian Solar HiKu6 Mono PERC 555MS	Longi LR5-72HPH 550M	Futura SUN Velvet PRO FU 480 MVL	Sunpower MAXEON 3 SPR-MAX3-430	Yingli Solar Panda 3.0 PRO 625
Potencia nominal [W]	555	550	532	430	625
Eficiencia modulo [%]	21,6	21,5	22,1	22,7	22,4
Tipo de celda	Monocristalino	Monocristalino	Mono bifacial	Monocristalino [1]	Mono n-type
Degradación 1er año	<2 %	<2 %	<1 %	<2 %	<1 %
Degradación anual	<0,55 %	<0,55 %	<0,4 %	<0,25 %	<0,4 %
Tensión circuito abierto [V]	49,80	49,80	56,53	81,40	55,69
Corriente cortocircuito [A]	14,05	13,98	11,69	6,57	14,33
Tensión en P_{max} [V]	41,90	41,95	47,02	70,40	45,88
Corriente en P_{max} [A]	13,25	13,12	11,33	6,11	13,63
Dimensiones [mm]	2261x1134x30	2256x1133x35	2094x1038x30	1812x1046x40	2465x1134x35
Costo neto por Wp [USD]	0,14-0,17	0,14-0,17	0,15-0,18	0,17-0,20	0,15-0,18

De las opciones presentadas en la tabla 3.4, la más eficiente y con menor tasa de degradación es la que proveen los paneles de Sunpower, y después vienen los paneles de Yingli Solar. De acuerdo al proveedor de los estos últimos paneles mencionados, actualmente la tecnología N-Type, es al rededor de un 6 % más cara que los P-Type (más comunes actualmente), pero, además de ser más eficientes, su durabilidad es mayor, ya que no sufren degradación inducida por luz. Esto último es un factor relevante en la zona donde se ubicará la planta PV, debido a la gran cantidad de radiación solar en Antofagasta [34]. Luego, este será el panel utilizado para los modelos y cálculos requeridos en esta memoria, quedando destacado en gris claro en la tabla 3.4.

3.4.2. Inversores

Los inversores on-grid pueden ser clasificados por su tamaño, siendo pequeña escala desde unos pocos watts hasta decenas de `kW`, luego pasan a mediana escala cuando alcanzan los cientos de `kW`, y finalmente gran escala pueden llegar hasta los `MW`. También se pueden clasificar mediante el arreglo que utilizan, ya sea por módulos-AC (micro-inversores), tipo string, multistring o inversores centralizados [31]. Las características de cada uno de estos arreglos utilizados para los inversores se observan en la tabla 3.5. Topologías internas típicas se encuentran en el apéndice en la figura A.2.

Tabla 3.5: Tipos de inversores on-grid.

Tipo de inversor	Micro-inversor	String	Multistring	Central
Escala	Pequeña	Pequeña-Media	Media	Grande
Potencia por inversor	<350 `W`	<100 `kW`	<500 `kW`	<5 `MW`
Dispositivos usados	Mosfet	Mosfet, IGBT	Mosfet, IGBT	IGBT
Eficiencia MPPT	Más alta	Alta	Alta	Más baja
Eficiencia convertidor	Más baja	Alta	Alta	Más alta
Cantidad etapas mínimas	2	1	2	1

Los inversores tipo string y los multistring, si bien cuentan con potencias que alcanzan hasta los 500 `kW`, también se pueden operar en paralelo, con lo cual se pueden formar plantas PV de potencias hasta los cientos de `MW`. La diferencia entre estos dos tipos de inversores corresponde a que los multistring cuentan con más de una etapa en DC, cada una de las cuales busca el MPTT, y que luego pasan por una etapa DC/AC para poder

[1] Se especifican en la ficha técnica como "112 Maxeon Gen 3 monocristalino", el cual es una tecnología propia de la marca que garantiza mayor eficiencia y menor tasa de degradación

conectarse a la red. En los inversores tipo string la etapa DC es opcional, ya que se puede realizar el MPPT directo en la conversión DC/AC. Para la evaluación de esta memoria, no se considera inversores centrales, y se consideran solo los inversores string y multistring, ya que permiten una mayor flexibilidad para definir con mayor libertad la potencia nominal de la planta PV a diseñar. Además se consideran únicamente inversores de tensión de salida 400 Vac, debido a que es la misma tensión de entrada utilizada por los cargadores DC del mercado. Luego, en la tabla 3.6 se observan diferentes opciones presentes en el mercado. Considerando que los precios son únicamente para tener una referencia, dado que estos pueden variar dependiendo del proveedor, y de la cantidad de inversores a comprar. En esta memoria, para la evaluación del capítulo 4, se utilizará el inversor de SMA, Sunny Tripower Core 2 STP 110, estando destacado en gris claro en la tabla 3.6 .

Tabla 3.6: Ejemplo de inversores tipo string y multistring disponibles en el mercado.

Marca **Modelo**	Fronius Tauro ECO 100-3-D	Huawei SUN2000- 115KTL-M2	SMA Sunny Highpower PEAK 3 100-21	SMA Sunny Tripower CORE 2 STP 110	Sungrow SG110CX
Potencia nominal CA [kW]	100	115	100	110	110
Máximo rendimiento	98,5	98,6	98,8	98,6	98,7
Número de seguidores MPPT	1	10	1	12	9
Máxima tensión entrada [VDC]	1000	1100	1100	1100	1100
Máxima corriente entrada [A]	150	200	180	260	234
Tensión de operación MPPT [V]	580-930	200-1000	590-1000	500-800	200-1000
Tensión nominal salida [VAC]	400	400	400	400	400
Distorsión armónica (THD)	No informada	<3 %	<0,5 %	<3 %	<3 %
Valor neto (CLP)	$6.993.000	$6.722.000	$9.315.000	$6.110.000	$4.900.000

3.4.3. Generación fotovoltaica en la ruta seleccionada

Al seleccionar un punto cualquiera cercano de la ruta evaluada, utilizando el explorador solar chileno, se puede obtener un análisis para conocer la generación fotovoltaica que se tendría en caso de instalar el sistema fotovoltaico. En la tabla 3.7 se resumen los parámetros utilizados, y los resultados obtenidos. Se consideran paneles fijos inclinados en un ángulo igual a la latitud del sitio, apuntando en dirección norte. Las pérdidas se deben principalmente al polvo, pero también se incluyen pérdidas en el cableado, los terminales, posibles imperfecciones, etc.

Tabla 3.7: Parámetros y resultados del explorador solar.

Ubicación	
Región	Antofagasta
Comuna	María Elena
Latitud	22,3083 °S
Longitud	69,7167 °O
Elevación	1262 m
Características del arreglo fotovoltaico	
Configuración	Fijo inclinado
Inclinación	22°
Azimut	0°
Coef. Temperatura	-0.34 %/°C
Eficiencia inversor	96 %
Pérdidas	14 %
Resultados de la generación fotovoltaica	
Factor de planta	22 %
Generación anual por kWp	1,93 MWh
Generación diaria promedio por kWp	5,28 kWh

Los resultados de la generación mensual, y el promedio diario que se puede esperar se detallan en la tabla 3.8. El explorador solar también permite conocer la generación estimada por hora, y mes. Considerando la inclinación de 22° definida, y la baja probabilidad de nubes en la zona, la generación será proporcional a la radiación incidente observada en la figura 3.9.

Tabla 3.8: Resultados mensuales del explorador solar.

Mes	**Generación mensual por kWp instalado** $[\frac{kWh}{kWp}]$	**Generación diaria promedio por kWp instalado** $[\frac{kWh}{kWp}]$
Enero	170,6	5,5
Febrero	155,5	5,6
Marzo	174,3	5,6
Abril	157,8	5,3
Mayo	151,5	4,9
Junio	138,4	4,6
Julio	147,7	4,8
Agosto	160,7	5,2
Septiembre	168,5	5,6
Octubre	180,8	5,8
Noviembre	172,4	5,7
Diciembre	172,8	5,6

De los resultados obtenidos en la tabla 3.8, es posible notar que la generación máxima no es en meses de verano, si no, que se encuentra en octubre. Esto ya que el ángulo de inclinación de los paneles PV, al estar orientados en el mismo ángulo que la latitud del sitio, buscan optimizar la generación durante todo el año. Luego, los rayos solares tienen una componente perpendicular mayor con respecto a los paneles en los meses de primavera, y otoño.

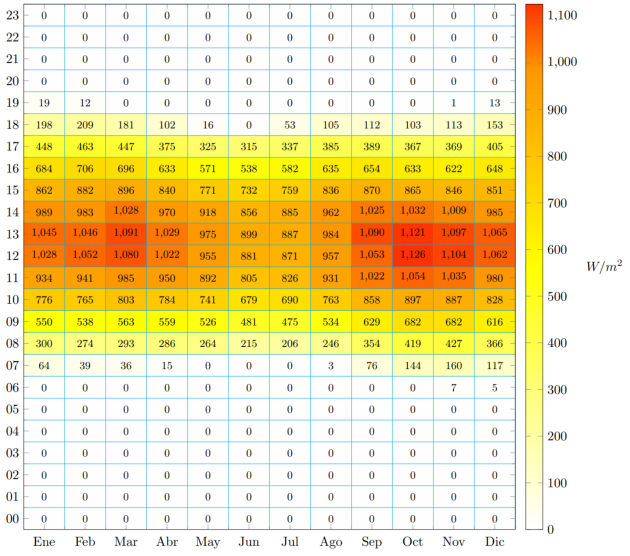


Figura 3.9: Promedio de la radiación incidente para cada hora y mes de la instalación.

Capítulo 4

Evaluación técnica-económica de la solución en AC-Coupling

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 2, se requiere evaluar técnica y económicamente la solución en AC-Coupling. Para esto se sigue el procedimiento del diagrama 4.1. El primer paso que corresponde a la delimitación del proyecto se encuentra desarrollado en los capítulos 2, y 3. Después se requiere definir los casos de estudios, para esto, se considera que los camiones eléctricos deben poder transportar una carga diaria, mayor o igual, que 10 camiones diésel (Éste es un criterio para el estudio, ya que la cantidad de camiones diésel en operación actualmente es mayor). Luego, los casos de estudio son los siguientes:

1. **Caso base:** Corresponde a una flota de 10 camiones diésel cuyo objetivo es transportar el material de SQM por la ruta definida.

2. **Caso 1:** Este es el caso estándar para una evaluación de electromovilidad, donde se utiliza la energía de la red eléctrica para cargar los camiones eléctricos. Considerando que en la ruta seleccionada, no existen estaciones de carga para electromovilidad, se requiere la construcción e inversión de una estación de carga con cargadores rápidos.

3. **Caso 2:** Este caso se basa en utilizar energía fotovoltaica para alimentar las baterías de los camiones eléctricos, y en reducir los tiempos de espera de la recarga mediante el uso del sistema de battery swap. De acuerdo al itinerario de la flota de los camiones se requieren cargas fuera de las horas de sol, lo cual no permitiría utilizar energía PV. Esto es solucionado con el sistema de battery swap, ya que las baterías de reserva se cargarían durante el día. La planta PV debe estar conectada a la red eléctrica, para permitir el funcionamiento de los inversores On-Grid. Esto también permite estar respaldado ante la incertidumbre que puede existir en la generación PV, y en la operación de los camiones (los cuales pueden tener desviaciones respecto a su itinerario). Luego, el sistema empleado corresponde al detallado en la figura 2.4(a), sin considerar la conexión de un BESS.

4. **Caso 3:** Este caso es similar al caso 2, salvo que se considera una estación Off-Grid, que por lo tanto, es independiente de la red eléctrica. Debido a que los inversores del mercado requieren de tensión estable en la barra de conexión AC para poder controlar la tensión de los paneles PV, es imprescindible para este sistema, contar con un BESS con un convertidor AC/DC que estabilice la tensión de la barra. Lo anterior, en conjunto con un sobre-dimensionamiento del sistema fotovoltaico en un 25 % adicional sobre el peor caso (junio), permite operar considerando la incertidumbre

en la generación PV y en la operación de los camiones eléctricos. Así, el sistema empleado corresponde al detallado en la figura 2.4(a), sin considerar conexión a la red eléctrica.

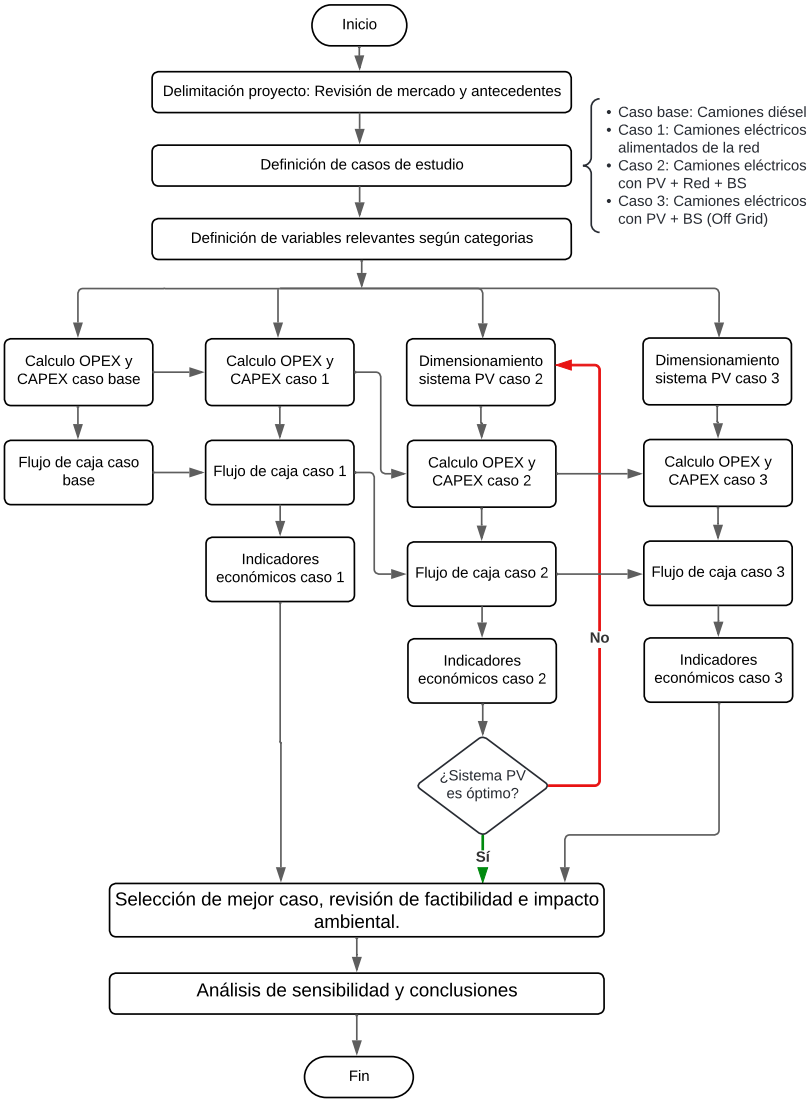


Figura 4.1: Diagrama evaluación técnica económica solución en AC-Coupling.

4.1. Definición de variables relevantes según categorías

Para realizar una evaluación adecuada de los diferentes casos de estudio, se requiere identificar las variables relevantes que afectan la operación, y el resultado económico de cada caso de estudio. Estas variables, con el valor utilizado en esta evaluación, y la fuente de la información, se detallan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Variables relevantes según categorías

Parámetro	Valor	Unidad	Fuente
Variable en el tiempo			
Valor neto litro diésel	840	CLP	Estimación 2024
Precio energía	185	USD/MWh	Estimación zona
Tipo de cambio	940	CLP/USD	Valor 2024/09
Definición de la ruta			
N° km ruta ida+vuelta	166	km	Dato SQM
Frecuencia viaje por día	1	-	Dato SQM
Frecuencia viaje por noche	2	-	Dato SQM
Duración horas ruta ida+vuelta	4,5	Horas	Dato SQM
N° días al año que se sigue ruta	360	dias	Estimación
Definición de la evaluación			
Tasa de descuento evaluación	8,8 %	%	Criterio evaluación
Tasa de impuestos	27 %	%	Valor Chile 2024
Cantidad camiones diésel a reemplazar	10	Camiones	Caso base de referencia
Costo hora hombre de camionero	$ 14.000	CLP	Estimación $2400 USD/mes costo empresa
Costo de penalización contaminación	33	USD/ton	Estimación
Datos camión diésel			
Costo camión diésel	$115.000	USD	Cotización camión en operación
Rendimiento camión diésel	2,8	km/L	Ficha técnica
Mantenimiento camión diésel	35	CLP/km	Estimación
Vida útil camión diésel	7	Años	Estimado 7 años, igual a la depreciación
Años depreciación camión diésel	7	Años	7 años según SII
Factor de emisión diésel de CO2	2,67	kg/litro	Estimación
Datos camión eléctrico evaluado			
Costo camión eléctrico	$230.000	USD	Cotización camión similar marca Foton.
Consumo camión con freno regenerativo	200	kWh	Dato SQM
Rendimiento camión eléctrico ruta	0,83	km/kWh	Calculado con consumo ruta
Mantenimiento camión eléctrico	12	CLP/km	1/3 camión diésel.
Vida útil camión eléctrico	10,0	Años	Estimación
Años depreciación camión eléctrico	3	Años	Dato SII vehículo eléctrico
Energía disponible batería camión	282	kWh	Ficha técnica camión
Costo batería camión eléctrico	$60.000	USD	Estimación fabricante
Porcentaje útil de la batería	80 %	%	Ficha técnica camión
Ciclos de vida de la batería	4000	Ciclos	Ficha técnica CATL
Años depreciación baterias	3	Años	Dato SII
Capacidad carga BET vs diésel	84 %	%	Dato SQM
Infraestructura de carga eléctrica			
Eficiencia carga desde la red eléctrica	90 %	%	Estimación en base a pérdidas.
Precio infraestructura eléctrica por MW	$500.000	USD/MW	Estimación
Factor de emisión red eléctrica de CO2	0,83	kg/kWh	Dato coordinador eléctrico
Costo estación de carga	$500.000	USD	Estimación en conjunto con SQM
Años depreciación infraestructura de carga	20	Años	Estimación, según datos SII
Precio cargador rápido	$30.000	USD	Estimación para caso 1
Potencia del cargador rápido	150	kW	Caso 1 requiere carga rápida
Precio cargador lento	$10.000	USD	Estimación para caso 2
Infraestructura battery swap			
Costo hora hombre de encargado battery swap	$ 8.356	CLP	Estimación $1600 USD/mes costo empresa.
Cantidad de baterías de reserva	2	Baterías	Depende del itinerario
Precio sistema battery swap	$500.000	USD	Estimación en conjunto con SQM
Años depreciación sistema battery swap	20	Años	Estimación, según datos SII
Infraestructura fotovoltaica			
Costo overnight de sistema PV por kW	640	USD/kW	Estimación basada en cálculos
Años depreciación sistema PV	10	Años	10 años según SII
Vida útil de sistema PV	25	Años	Vida útil es mayor a depreciación
Eficiencia carga desde sistema PV	92 %	%	Calculo según fichas técnicas
OPEX sistema PV respecto a CAPEX	1,0 %	%	Estimación

4.2. Cálculos de costos de operación e inversión

Para obtener los costos de operación (OPEX) y los costos de inversión (CAPEX), se requieren realizar cálculos previos para relacionar las variables. Estos se encuentran resumidos en la tabla A.1 del apéndice. Además, para los casos 2 y 3 se requiere dimensionar el sistema fotovoltaico, lo cual se realiza en la siguiente subsección.

4.2.1. Dimensionamiento sistema fotovoltaico

La potencia del sistema fotovoltaico se dimensiona en base al consumo estimado, y la generación estimada. Luego, se utiliza la ecuación (4.1) para obtener la potencia peak requerida.

$$P_{\text{PV}} = \frac{E_{\text{día, BET}} \cdot \text{BET}_{eq}}{G_{\text{día}}} \tag{4.1}$$

Con:

- P_{PV} = Potencia peak requerida en paneles PV para el sistema fotovoltaico [kWp].
- $E_{\text{día, BET}}$ = Energía PV requerida por camión al día, considerando eficiencia de carga (obtenida en A.1) [kWh].
- BET_{eq} = N° BETs equivalentes flota diésel (obtenido en A.1) [-].
- $G_{\text{día}}$ = Generación diaria por kWp instalado (obtenible de la tabla 3.8) $[\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}]$.

Considerando que $G_{\text{día}}$ depende del mes, se tienen cuatro escenarios:

1. Dimensionar en base al mes de mayor generación para no tener vertimiento (esto significa un costo nivelado de energía, o LCOE, menor). Esto es en octubre, luego, $P_{\text{PV, min}} = 1.342\,\text{kWp}$.
2. Dimensionar en base al mes de menor generación para disminuir al máximo el uso de la energía de la red. Esto significa dimensionar para el mes de junio, luego se cumple que $P_{\text{PV, max}} = 1696\,\text{kWp}$.
3. Dimensionar el sistema PV para un punto intermedio entre $P_{\text{PV, min}}$ y $P_{\text{PV, max}}$.
4. Sobredimensionar el sistema PV sobre $P_{\text{PV, max}}$.

Para el caso 3 se requiere suministrar la energía para los camiones de forma 100 % solar, considerando que existe incertidumbre en la generación y operación, se opera en el escenario 4, sobre-dimensionando el sistema PV en un 25 %. Así se requiere una potencia PV de 2.120 kWp. Mientras, que para el caso 2, se requiere un análisis mayor para decidir cual escenario es el que conviene implementar, para definir la potencia PV a instalar.

4.2.2. Resultados OPEX y CAPEX

Con la información obtenida hasta el momento, es posible calcular el OPEX y CAPEX del caso base, 1, y 3, lo cuales se detallan en la tabla 4.2. Aquí es necesario mencionar, que

para el caso 2, los valores utilizados se basan en un dimensionamiento óptimo del sistema PV, lo cual se detallará en la sección 4.4. Pero, para poder realizar un dimensionamiento óptimo, se requiere basar la decisión en indicadores económicos, y para esto es necesario realizar un flujo de caja del proyecto, lo cual se realiza en la sección 4.3.

Considerando los resultados de la tabla 4.2, es el caso 2 el que se profundizará el estudio. Esto considerando que el primer caso queda descartado para los análisis posteriores debido a que tiene un mayor costo de operación que el caso base. Existen varios factores que explican este resultado, pero el principal, es que el costo de energía en la zona donde se encuentra la ruta es elevado. Tampoco se profundizará en el caso 3, debido a que tiene un costo de inversión mayor que el caso 2. Esto, ya que el costo de instalar un BESS, y sobredimensionar el sistema PV, es mayor que la inversión para la conexión de la red eléctrica. Sin embargo, en caso de que a futuro este proyecto se quiera implementar, y que tras definir el lugar para la instalación, se obtenga que el costo de conectarse a la red eléctrica supera el costo de inversión del BESS, y del sobre-dimensionamiento PV, entonces, el caso 3 sería nuevamente atractivo. Luego, para el caso 3 es cuando la alternativa de DC-Coupling, o la propuesta del capítulo 5 son aún más atractivas.

Tabla 4.2: OPEX y CAPEX de los diferentes casos.

Item	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Costo combustible por viaje [CLP]	$ 49.800	$ 38.644	$ -	$ -
Costo mantenimiento por viaje [CLP]	$ 5.810	$ 1.992	$ 1.992	$ 1.992
Costo del camionero por viaje [CLP]	$ 63.000	$ 63.000	$ 63.000	$ 63.000
Costo anual contaminación/camión [CLP]	$ 5.303.064	$ 6.179.184	$ -	$ -
OPEX anual por camión [CLP]	$ 133.401.864	$ 118.106.544	$ 70.191.360	$ 70.191.360
OPEX anual por camión [USD]	$ 141.917	$ 125.645	$ 74.672	$ 74.672
OPEX anual flota [USD]	$ 1.419.169	$ 1.507.743	$ 896.060	$ 896.060
OPEX estación carga [USD]	$ -	$ 77.867	$ 155.733	$ 155.733
OPEX sistema PV [USD]	$ -	$ -	$ 11.098	$ 13.872
OPEX Anual [USD]	$ 1.419.169	$ 1.585.610	$ 1.062.891	$ 1.065.666
Inversión flota camiones [USD]	$ 1.150.000	$ 2.760.000	$ 2.760.000	$ 2.760.000
Inversión subestación red eléctrica [USD]	$ -	$ 1.000.000	$ 300.000	$ -
Inversión estación carga [USD]	$ -	$ 500.000	$ 500.000	$ 500.000
Inversión cargadores [USD]	$ -	$ 360.000	$ 240.000	$ 240.000
Inversión sistema PV [USD]	$ -	$ -	$ 1.109.786	$ 1.387.232
Inversión baterías adicionales [USD]	$ -	$ -	$ 1.200.000	$ 1.200.000
Inversión sistema battery swap [USD]	$ -	$ -	$500.000	$500.000
Inversión BESS [USD]	$ -	$ -	$ -	$ 600.000
CAPEX [USD]	$ 1.150.000	$ 4.620.000	$ 6.609.786	$ 7.187.232

4.3. Flujos de caja e indicadores económicos

Debido a que para la operación de SQM es esencial el transporte de los materiales mineros con las flotas de camiones diésel, el implementar los camiones eléctricos (en especifico el caso 2) se evalúa en forma de mejora sobre el case base. De acuerdo a lo observado en la tabla 4.2, el caso 2 tiene un OPEX menor que el case base, luego, se consideran como ingreso los ahorros operacionales que se tienen a través de los años. Debido a que la inversión con respecto al caso base es significativamente mayor, y cada uno de los elementos requeridos, cuenta con vida útil, y periodos de depreciación que varían caso a caso, se

requiere el desarrollo de un flujo de caja para una evaluación adecuada.

La forma de construir el flujo de caja del caso 2, tiene que ser tal que, se pueda dejar todo parametrizado en función de las variables de entrada de la tabla 4.1. Luego, mediante el uso de excel, se logra que los flujo de caja se construyan de forma automática en función de las variables. Para explicar como se realiza esto, primero es necesario considerar el procedimiento detallado en el diagrama 4.1. Este sirve para visualizar que el caso 2, se puede construir en base al flujo de caja del caso base, y del caso 1. Esto, ya que, sobre estos flujos de caja iniciales, el caso 2 se evalúa como mejora, produciendo ahorros operacionales a costa de un mayor costo de inversión. Luego, se construyen sub-flujos de caja, para cada uno de los elementos que se encuentran destacados en gris en la tabla 4.3. Con este procedimiento, se obtiene el flujo de caja del caso 2 detallado en la tabla 4.4.

Para construir cada flujo de caja se llevó a cabo un análisis de 10 años, considerando el dinero en términos reales (sin inflación), usando una tasa de interés del 8.8 %, un impuesto a la renta del 27 %, y depreciación lineal. Se considera valor residual cero al final de la vida útil de cada equipo, debido a que esto es el peor caso. Mientras que para el valor de desecho en el décimo año, se utilizan los métodos contable, comercial, o económico, eligiendo para cada caso, el método que más se adapte.

Tabla 4.3: Sub-flujos de caja, con parámetros de entrada, para construir el caso 2.

Caso base diésel	
Inversión año 0 (Capex) [USD]	$ 1.150.000
OPEX Flota [USD]	$ 1.419.169
Años depreciación diésel (lineal)	7
Vida util camión diésel	7
Método valor desecho	Comercial
Camión eléctrico alimentado desde la red	
Inversión año 0 (Capex) [USD]	$ 2.760.000
OPEX Flota alimentada desde la red [USD]	$ 1.507.743
Años depreciación eléctrico (lineal)	3,0
Vida util camión eléctrico	10
Método valor desecho	Comercial
Infraestructura de carga + red eléctrica	
Inversión año 0 (Capex) [USD]	$ 1.040.000
Años depreciación (lineal) sistema carga	20,0
Método valor desecho	Contable
Baterias de reserva	
Inversión año 0 (Capex) [USD]	$ 1.200.000
Años depreciación (lineal) baterías	3
Vida util baterias	16
Método valor desecho	Comercial
Planta PV: Se ahorra el costo de la energía de la red	
Inversión año 0 sistema PV (Capex) [USD]	$ 1.098.462
OPEX FLOTA [USD] alimentado desde la red	$ 1.507.743
OPEX FLOTA [USD] alimentado desde sistema PV	$ 896.060
Años depreciación (lineal) sistema PV	10
Vida util de sistema PV	25
Flujo generación PV con impuesto	$ 438.510
OPEX sistema PV	$ 10.985
Reserva para reposición	$ 26.363
Método valor desecho	Económico
Infraestructura Battery Swap	
Inversión año 0 infraestructura battery swap [USD]	$ 500.000
Años depreciación (lineal) sistema carga con BS	20
OPEX Battery swap	$ 155.733
Método valor desecho	Contable

Tabla 4.4: Flujo de caja caso 2

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (+)	$ -	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683	$ 611.683
Egresos (-)	$ -	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292	$ 255.292
EBITDA	$ -	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391	$ 356.391
Depreciación (-)	$ -	$ 1.342.561	$ 1.342.561	$ 1.342.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561
Interes credito (-)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Utilidad antes de impuesto	$ -	$ -986.170	$ -986.170	$ -986.170	$ 333.830	$ 333.830	$ 333.830	$ 333.830	$ 333.830	$ 333.830	$ 333.830
Impuesto (-)	$ -	$ -266.266	$ -266.266	$ -266.266	$ 90.134	$ 90.134	$ 90.134	$ 90.134	$ 90.134	$ 90.134	$ 90.134
Utilidad despues de impuesto	$ -	$ -719.904	$ -719.904	$ -719.904	$ 243.696	$ 243.696	$ 243.696	$ 243.696	$ 243.696	$ 243.696	$ 243.696
Depreciación (+)	$ -	$ 1.342.561	$ 1.342.561	$ 1.342.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561	$ 22.561
Activos inversión (-)	$ 5.448.462	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -1.150.000	$ -	$ -	$ 2.760.000
Valor desecho proyecto (+)	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ 8.006.344
Flujo de caja neto	$ -5.448.462	$ 622.657	$ 622.657	$ 622.657	$ 266.257	$ 266.257	$ 266.257	$ 1.416.257	$ 266.257	$ 266.257	$ 5.512.601
Flujo acumulado	$ -5.448.462	$ -4.825.806	$ -4.203.149	$ -3.580.492	$ -3.314.236	$ -3.047.979	$ -2.781.722	$ -1.365.466	$ -1.099.209	$ -832.952	$ 4.679.649

Luego, con el flujo de caja representado en la tabla 4.4, es posible obtener las métricas de evaluación económicas resumidas en la tabla 4.5. A partir de estas, es posible notar que el proyecto tiene un VAN positivo, con un TIR levemente superior a la tasa de evaluación utilizada de 8,8 %. Pero el año de recuperación del dinero es en un periodo bastante elevado, siendo superior a los 10 años. Considerando que existen una gran cantidad de variables que afectan estos resultados, es que en la sección 4.6, se realizará un análisis de sensibilidad con respecto a las variables más influyentes.

Tabla 4.5: Métricas de evaluación económicas para el caso 2

Métricas evaluación	Diésel vs caso 2
Valor presente neto (VAN)	$ 75.224 USD
Tasa interna retorno (TIR)	9,0 %
Año recuperación	> 10

4.4. Dimensionamiento óptimo caso 2

Para justificar la potencia fotovoltaica se consideran dos factores principales: La potencia instalada tiene que ser consistente con que la rentabilidad del proyecto completo se maximice, y que la planta fotovoltaica a construir cuente con un diseño simple y estandarizado para facilitar la operación y construcción del sistema fotovoltaico, luego para lograr esto, se considera un arreglo fotovoltaico igual para todos los inversores.

Para conocer el comportamiento de la rentabilidad del proyecto en función de la potencia PV instalada, se utilizó un macro en excel, que calcula para diferentes puntos de potencia PV a instalar, el VAN y el LCOE (costo nivelado de la energía) a 10 años. Estos indicadores obtenidos se grafican en función de la potencia instalada (P_{PV}) partido por $P_{\mathrm{PV,\,min}}$. Recordar que este último termino corresponde a la potencia mínima a instalar para no tener vertimiento y es obtenido en la sección 4.4. Luego, el resultado obtenido se muestra en la figura 4.2. En este se observa que el VAN máximo se obtiene en un punto intermedio entre $P_{\mathrm{PV,\,min}}$ y $P_{\mathrm{PV,\,max}}$. Además, se observa que conviene fuertemente tener una potencia instalada sobre $P_{\mathrm{PV,\,min}}$, y que la rentabilidad del proyecto va disminuyendo gradualmente al sobrepasar $P_{\mathrm{PV,\,max}}$. También es posible concluir que el LCOE mínimo no es el punto donde se maximice la rentabilidad del proyecto. Cabe mencionar que para considerar un mejor modelo, el sistema PV tiene un costo fijo, y otro variable que depende de la potencia instalada. Así, a medida que aumenta la potencia instalada es menor el costo por kW del sistema PV, pero tras superar $P_{\mathrm{PV,\,min}}$, el costo del sistema PV aumenta, pero la generación producida no varía de la misma forma, debido a que existe vertimiento.

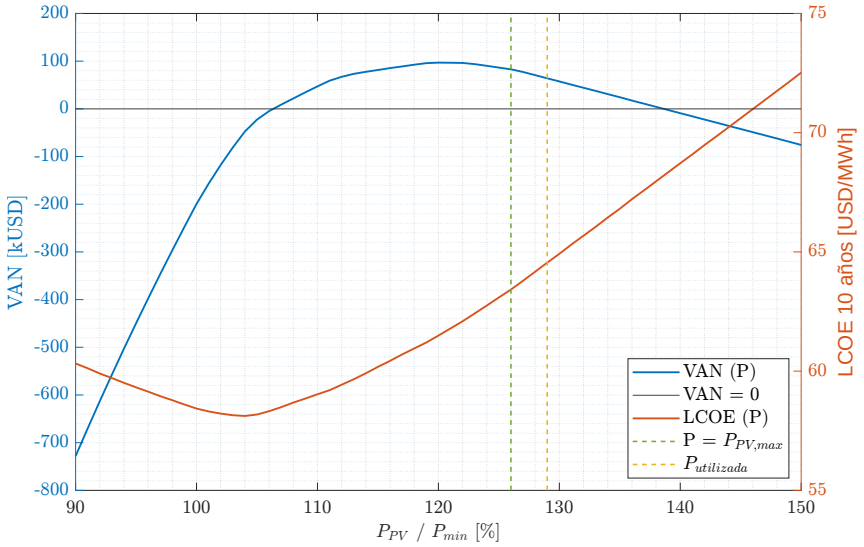


Figura 4.2: VAN y LCOE (a 10 años) con respecto a la potencia PV a instalar.

4.5. Revisión de factibilidad e impacto del caso 2

Considerando la sección anterior es mejor tener una potencia PV instalada más cercana a $P_{\text{PV, max}}$ que a $P_{\text{PV, min}}$. Luego, considerando que existe una degradación de los paneles PV a través de los años, que disminuiría la potencia máxima que se puede generar, y que se requiere un arreglo fotovoltaico (o array) igual para todos los inversores, se decidió dimensionar la planta PV según la tabla 4.6. Para esto se consideró el inversor SMA tripower CORE 2 cuyas características fueron resumidas en la tabla 3.6, al igual que los paneles Yingli Solar Panda 3.0 de 625 W seleccionados en la sección 3.4.1. La generación mensual es representada en la figura 4.3. De acuerdo al análisis mensual realizado, toda la energía generada es consumida por las baterías, y en los meses de mayor generación, existe vertimiento. Entonces, considerando que toda la energía para movilizar los camiones provienen de una fuente renovable, las emisiones de la flota de camiones diésel son evitadas, las cuales son equivalentes a 1.710 toneladas de CO_2 anuales.

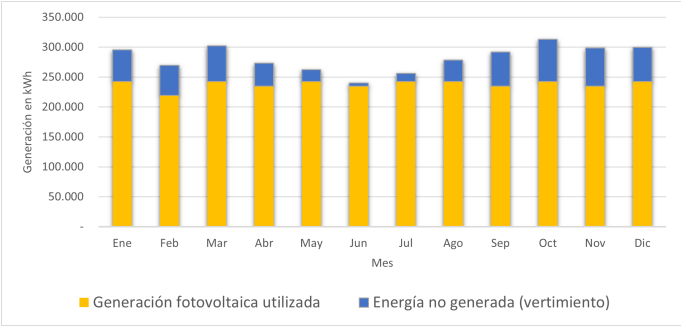


Figura 4.3: Generación fotovoltaica mensual.

Tabla 4.6: Características planta PV con inversores SMA tripower CORE 2

Características de la planta PV	
N° de inversores	11
Potencia máxima salida AC planta PV	1.210 kW
Potencia peak planta PV	1.732,5 kW
P_{PV}/P_{min}	129 %
Costo nivelado de la energía	
LCOE 10 años	65,2 USD/MWh
LCOE 15 años	52,9 USD/MWh
LCOE 20 años	47,4 USD/MWh
LCOE 25 años	44,4 USD/MWh
Características por inversor	
Potencia máxima salida AC por inversor	110.000 W
Potencia peak PV por inversor	157.500 W
N° paneles por inversor	252
N° paneles serie formando un string	18
N° strings en paralelo formando un array	14
VOC máxima PV	1.002 V
Tensión MPP PV sin limitar	826 V
Tensión MPP PV con límite inversor	800 V
Corriente cortocircuito PV	201 A
Corriente máxima array con tensión MPP	138 A

Debido a que el análisis previo se realizó con estimaciones mensuales, surge la interrogante de si es que en un análisis diario se cumple que toda la generación diaria se puede utilizar para cargar baterías. Para esto es necesario considerar el itinerario de trabajo de los camiones, la generación por hora esperada, y la carga (y SOC) que dispondría cada batería. Esto se realiza en el peor caso, que consiste en Junio, obteniendo los resultados de la figura 4.4. Para construir lo anterior, se toman en cuenta los siguientes puntos:

- Se considera un itinerario de trabajo simplificado, de acuerdo a información entregada por SQM.
- Se utilizan los datos de generación por día y hora obtenidos del explorador solar, dividida por la cantidad de camiones eléctricos.
- Se cuenta con tres baterías por camión, la que viene incluida de fábrica, más 2 baterías de reserva.
- El camión siempre cuenta con una batería instalada, lo cual se destaca con color gris en la figura 4.4.
- Se tienen siempre conectadas 2 baterías a los 2 cargadores EV disponibles por camión.
- Se considera el SOC que alcanzan las baterías la final de la ruta de 29,1 %, calculado de acuerdo a la energía utilizada para completar ida y vuelta. Esto es válido para el primer año de análisis. Luego, en años posteriores el SOC final puede ser menor con el uso de las baterías, pero la energía utilizada sería similar.

- La estrategia de carga las baterías consiste en priorizar la carga de la primera batería conectada, utilizando energía solar, a menos que de acuerdo a la hora límite que se cuenta para tener la batería 100 % cargada, se prevea que la batería no se cargará completamente si no se consume energía de la red eléctrica.

Considerando el resultado obtenido con el itinerario se observa que para el peor caso (basado en aproximaciones que día a día pueden variar), se lograría utilizar aproximadamente 98 % de energía solar, vertiendo un 4 % de la energía.

Hora	Itinerario	Irradiancia [W/m²]	Generación hora [kWh]	Energía carga 1 [kWh]	Energía carga 2 [kWh]	Energía carga 3 [kWh]	Energía adicional [kWh]	SOC batería 1 fin hora	SOC batería 2 fin hora	SOC batería 3 fin hora
0	Carga producto 1	0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
1		0	0	0	0	0	0	80,0%	100,0%	71,9%
2	Descarga Puerto 1	0	0	0	0	0	0	60,0%	100,0%	71,9%
3		0	0	0	0	0	0	40,0%	100,0%	71,9%
4	Fin viaje 1	0	0	0	0	0	0	29,1%	100,0%	71,9%
5	Carga producto 2	0	0	0,0	0	0	0	29,1%	100,0%	71,9%
6		0	0	0,0	0	0	0	29,1%	80,0%	71,9%
7	Descarga Puerto 2	0	0	0,0	0	0	0	29,1%	60,0%	71,9%
8		215	22,4	0,0	0	36,1	-13,7	29,1%	40,0%	83,7%
9	Fin viaje 2	481	50,1	0,1	0	50,0	0,0	29,1%	29,1%	100,0%
10	Carga producto 3	679	70,7	50,0	20,7	0	0,0	45,4%	35,8%	100,0%
11		805	83,8	50,0	33,8	0	0,0	61,7%	46,8%	80,0%
12	Descarga Puerto 3	881	91,7	50,0	41,7	0	0,0	78,0%	60,4%	60,0%
13		899	93,6	50,0	43,6	0	0,0	94,4%	74,6%	40,0%
14	Fin viaje 3	856	89,1	17,3	50,0	0	21,8	100,0%	91,0%	29,1%
15		732	76,2	0	27,7	48,5	0,0	100,0%	100,0%	44,9%
16		538	56,0	0	0,0	50,0	6,0	100,0%	100,0%	61,2%
17		315	32,8	0	0,0	32,8	0,0	100,0%	100,0%	71,9%
18		0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
19		0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
20		0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
21		0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
22		0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
23		0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
24		0	0	0	0	0	0	100,0%	100,0%	71,9%
Suma		6401	666,1	217,4	217,4	217,4	14,0			

Figura 4.4: Itinerario de trabajo, generación, carga y SOC de las baterías por camión.

4.6. Análisis de sensibilidad

Considerando la gran cantidad de variables que se tienen en este proyecto, es necesario distinguir cuales tienen un mayor impacto, y de que forma afectan la rentabilidad total. Para esto se realiza el análisis de sensibilidad utilizando como base el TIR con respecto a las variables que son más influyentes y que podrían variar con el tiempo, sin modificar el itinerario actual de SQM. Para esto, se considera que la variable más influyente en el resultado, por ser la con mayor probabilidad de ir disminuyendo en el tiempo es el costo del camión eléctrico. Así, se utiliza como eje horizontal de la tabla el costo de inversión del camión eléctrico partido el del camión diésel. Luego, otras variables relevantes se hacen variar en el eje vertical de la tabla.

Para interpretar los resultados de la tabla se destacó el valor original de las variables en negro, y se utilizó una escala de colores. Esta se tiene un color amarillo cuando el TIR se iguala a la tasa de interés con la que se evaluó el proyecto de 8,8 %. A medida que el proyecto tiene un peor resultado económico se torna más rojo, y mientras más rentable es se va tornando más azul.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que las variables más influyentes son la cantidad de camiones a reemplazar, y la capacidad de carga del BET vs diésel. La primera variable anterior se explica ya que para que funcione el proyecto se requiere invertir en la compra y la operación de la infraestructura de carga necesaria para la operación (estación

de carga + battery swap + opex estación). Esto considerando, que de acuerdo a un tiempo medio estimado de un camión en la estación de battery swap, se podrían abastecer más de 20 camiones al día. Con respecto a la segunda variable, la capacidad de carga es tan influyente, debido a que el objetivo de los camiones es transportar material, y si es que un camión diésel transporta más material, entonces se requieren más de un camión eléctrico para reemplazarlo. Incluso, se obtiene que conviene invertir en BETs de mayor costo, si estos tienen una capacidad de carga de materiales mayor.

		CAPEX BET / Diésel					
		1,00	1,25	1,50	1,75	**2,00**	2,25
Camiones diésel a reemplazar	5	7,2%	6,5%	5,9%	5,3%	4,7%	4,2%
	10	12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	**9,0%**	8,2%
	15	15,0%	13,7%	12,6%	11,5%	10,6%	9,7%
	20	16,5%	15,1%	13,8%	12,7%	11,6%	10,7%
	25	17,3%	15,8%	14,4%	13,2%	12,1%	11,2%
	30	18,0%	16,4%	15,0%	13,7%	12,6%	11,6%
Precio litro diesel [CLP]	780	12,1%	11,0%	10,1%	9,2%	8,4%	7,7%
	810	12,4%	11,4%	10,4%	9,5%	8,7%	7,9%
	840	12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	**9,0%**	8,2%
	870	13,1%	12,0%	11,0%	10,1%	9,3%	8,5%
	900	13,5%	12,3%	11,3%	10,4%	9,6%	8,8%
Inversión Infraestructura carga [MUSD]	2,00	11,3%	10,4%	9,5%	8,7%	8,0%	7,3%
	1,75	12,0%	11,0%	10,1%	9,3%	8,5%	7,8%
	1,52	12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	**9,0%**	8,2%
	1,25	13,6%	12,5%	11,4%	10,4%	9,5%	8,7%
	1,00	14,6%	13,3%	12,1%	11,1%	10,1%	9,3%
Vida util BEV [años]	6	11,2%	9,8%	8,6%	7,5%	6,5%	5,5%
	8	12,2%	11,0%	10,0%	9,0%	8,1%	7,3%
	10	12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	**9,0%**	8,2%
	12	13,1%	12,1%	11,1%	10,3%	9,6%	8,9%
	14	13,3%	12,3%	11,4%	10,7%	9,9%	9,3%
Costo batería BEV [kUSD]	65	12,5%	11,5%	10,5%	9,6%	8,8%	8,1%
	60	12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	**9,0%**	8,2%
	55	13,1%	12,0%	10,9%	10,0%	9,2%	8,4%
	50	13,4%	12,2%	11,2%	10,2%	9,4%	8,6%
	45	13,7%	12,5%	11,4%	10,5%	9,6%	8,7%
Capacidad carga BEV vs diésel	75%	11,3%	10,3%	9,3%	8,5%	7,7%	7,0%
	84%	12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	**9,0%**	8,2%
	90%	14,5%	13,3%	12,3%	11,4%	10,5%	9,7%
	100%	16,0%	14,8%	13,8%	12,8%	11,9%	11,0%
	110%	18,2%	17,0%	15,8%	14,8%	13,8%	13,0%
Costo sistema PV [USD/kW]	750	12,0%	11,0%	10,1%	9,2%	8,4%	7,7%
	700	12,4%	11,3%	10,4%	9,5%	8,7%	7,9%
	640	12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	**9,0%**	8,2%
	600	13,1%	12,0%	11,0%	10,0%	9,2%	8,4%
	550	13,5%	12,3%	11,3%	10,3%	9,5%	8,7%

Figura 4.5: Sensibilidad del TIR con respecto a las variables más influyentes.

4.7. Conclusiones de la evaluación

A partir de la evaluación técnica y económica de la solución de AC-Coupling para alimentar baterías de camiones eléctricos mediante un sistema fotovoltaico, existe una gran cantidad de conclusiones a las que se puede llegar, pero dentro de los puntos más relevantes se encuentran:

- Debido al alto costo actual de la energía eléctrica en la zona donde se encuentra la ruta, no es rentable reemplazar la flota de camiones diésel por camiones eléctricos alimentados desde la red eléctrica.

- La evaluación económica a 10 años de reemplazar una flota de 10 camiones diésel por una cantidad de camiones eléctricos que puedan transportar una equivalente en la ruta seleccionada (en este caso 12 BETs), considerando una estación de battery swap, y alimentación desde sistema PV, entregó un TIR de 9 %. Esto es ligeramente mayor a la tasa de evaluación utilizada de 8,8 %, lo cual significa un VAN positivo.

- Reemplazar 10 camiones diésel por BETs alimentados con energía PV, permitiría evitar la emisión de 1.710 toneladas de CO_2 anuales.

- La evaluación económica del proyecto depende fuertemente de una gran cantidad de variables que podrían cambiar en un futuro. En la figura 4.5, se consideran las variables más influyentes en el resultado. Una gran cantidad de estas probablemente tenderán a moverse a puntos que mejoren el resultado del proyecto. Esto puede deberse a mejoras en las tecnologías (por ej. aumento en capacidad de transporte de carga), por la disminución de los precios de los BETs, de las baterías, del sistema PV, entre otras.

- El resultado del proyecto evaluado también depende de variables que se pueden manejar de forma interna, ya sea con modificaciones en el itinerario, o aumentando la cantidad de camiones a reemplazar.

- Con respecto al sistema fotovoltaico requerido para alimentar las baterías se obtuvo que, dado el elevado costo de la energía, es más conveniente verter energía, que dimensionar el sistema de forma justa para los meses de mayor generación. En este caso el vertimiento corresponde a un 15,5 % del total de energía generada.

- El resultado anterior conlleva que existen aún más opciones para optimizar el sistema PV que no fueron evaluados en esta memoria: Se podría elevar la inclinación de los paneles a instalar para que la radiación impacte de forma más directa en los meses de invierno. Esto significa una menor generación los otros meses, por lo cual se tiene que realizar de forma cautelosa. También, se consideró que las pérdidas por polvos eran constantes, pero los paneles PV pueden ser limpiados antes de los meses más críticos (junio y julio), permitiendo así, instalar una potencia peak menor.

- Con respecto al costo del sistema PV, se consideró un costo bajo por kW instalado de aproximadamente 640 USD/kW, esto es debido a que este valor no considera el costo de infraestructura eléctrica para inyectar energía a la red, ni se requiere de una sala especial para los equipos y operación. Esto, ya que se puede habilitar un espacio dentro de la estación de carga. También se consideró que la cantidad de inversores es seleccionada de acuerdo a la potencia peak que se tendría de consumo (en este caso está dada por 24 cargadores de 50 `kW`, considerando que se utilizan 2 por cada BET), y no de acuerdo a la potencia peak PV.

Capítulo 5

Modelo propuesto: Cargador solar EV DC/DC

Para cargar las baterías de una flota de EV (*electric vehicles*) con energía PV, existen las opciones de sistemas de cargas vistos en el capítulo 2. Estas alternativas se evalúan en la tabla comparativa 5.1, donde se consideró una columna adicional para describir las cualidades del modelo que se propone de cargador solar DC/DC para electromovilidad. El modelo propuesto, observado en la figura 5.1, ofrece una mayor eficiencia (96,5 % de acuerdo a resultados simulados), con una topología interna más sencilla que la contra parte en AC (debido a menor cantidad de componentes, lo cual resulta en un menor costo), y que combina las ventajas del cargador solar disponible en el mercado con el modelo de DC/Coupling, a costa de un control más complejo. Este permite una conexión sencilla de los paneles PV y la batería de EV, contando además con terminales disponibles para realizar acoplamiento en DC. Esto último es relevante, ya que se pueden obtener topologías como la de la figura 5.2, donde es posible evitar el vertimiento, permite crear micro-redes inteligentes DC, y cargas programadas maximizando el uso de la energía solar.

Aunque el cargador propuesto cuenta con ventajas notables, también presentaría un alto riesgo de implementación en la industria al no ser una solución comercial, por lo tanto, no será evaluado de forma económica. Luego, este capítulo se enfoca en el funcionamiento y las características técnicas del cargador propuesto. Luego, para probar el modelo planteado, los resultados de simulación en PLECs de diferentes escenarios posibles para el cargador propuesto, se expondrán en el capítulo posterior.

Tabla 5.1: Tabla comparativa soluciones para carga de baterías EV con sistemas PV.

Característica	AC/Coupling	DC/Coupling estandar	Cargador solar mercado	Modelo propuesto cargador solar EV DC/DC
Elementos principales	Paneles PV, inversor, cargador EV AC/DC y conexión red (o BESS)	Paneles PV, regulador carga, cargador EV DC/DC y BESS (o red con AC/DC)	Paneles PV y cargador solar EV	Paneles PV y modelo propuesto cargador solar EV
Disponibilidad en mercado	Si	Limitada	Si	No
Límites potencia cargador	350 kW*	90 kW*	30 kW*	110 kW*
Límite potencia PV	No	No	30 kW*	No
Complejidad topología interna	Alta	Media	Baja	Media
Complejidad control	Alto	Medio	Baja	Alto
Eficiencia máxima	93 %	94 %	95 %	96,5 %
Compatibilidad red electrica	Completa	Con inversor o rectificador	No	Con inversor o rectificador
Funcionamiento OFF-Grid	Requiere de BESS	Requiere de BESS	Si	Si
Compatibilidad con BESS	Con cargador BESS	Con cargador BESS	No	Con cargador BESS
Carga conjunto baterías	Si, con control central	Si, con control central	No	Si, con control central
Flujo bidireccional batería EV	Con cargador EV bidireccional	Si	No	Si
Escalabilidad	Alta	Alta	Baja	Alta
Tensión cableado	>380Vac, o <1500Vdc	<1500Vdc	300-800Vdc*	<1500Vdc
Riesgo implementación	Bajo	Medio, solución nueva	Medio, solución nueva	Alto, no existe en mercado

*Es posible un aumento importante de estos valores a futuro.

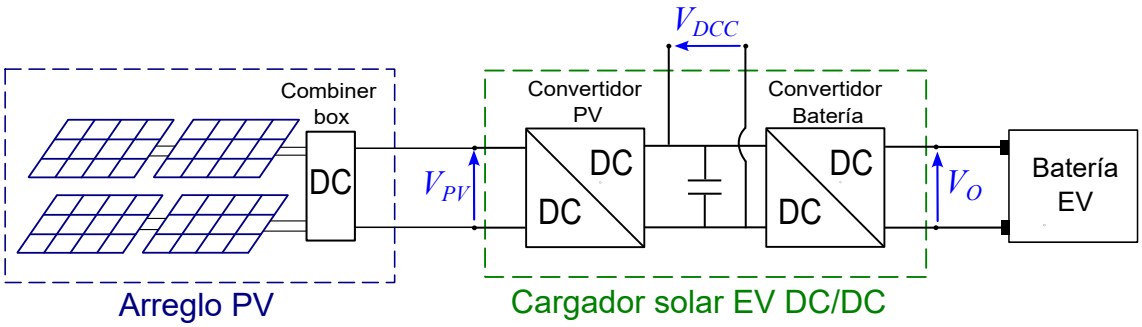


Figura 5.1: Cargador solar EV DC/DC.

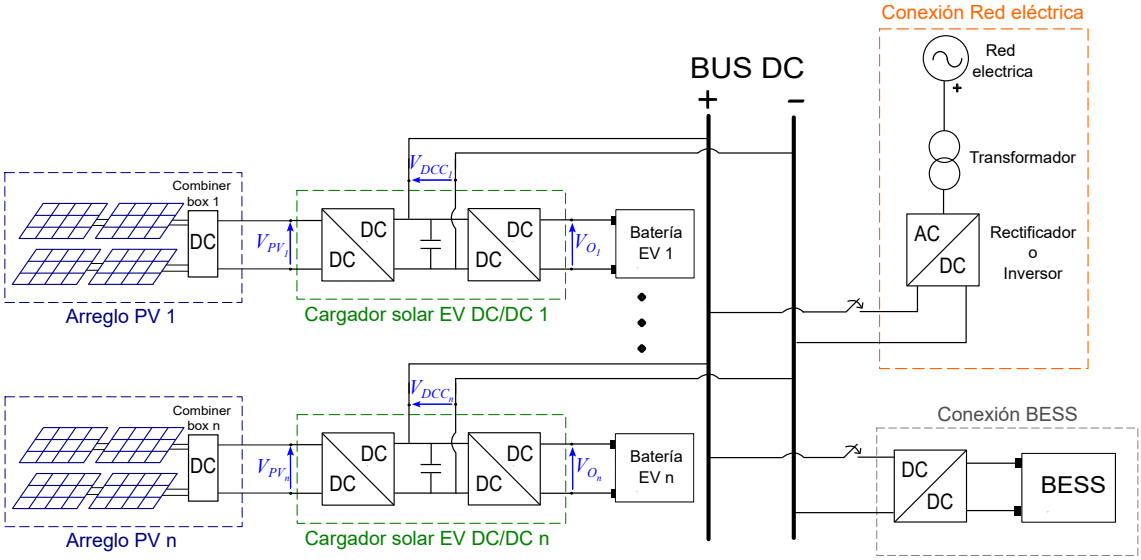


Figura 5.2: Cargador solar EV DC/DC acoplamiento en DC.

5.1. Funcionamiento del cargador propuesto

El esquema de la figura 5.3, muestra el detalle interno del cargador solar EV DC/DC propuesto. El cargador tiene tres secciones principales:

1. Convertidor PV Buck-Boost: Se utiliza una topología Buck-Boost no inversora, esto debido a la versatilidad para poder trabajar a niveles superiores o inferiores de la tensión de los panel solares (V_{PV}) con respecto al bus DC. La señal de control de S_1, se encarga de ajustar el ciclo de trabajo de los IGBTs para maximizar la potencia solar (control MPPT) o mantener la potencia constante en una referencia.

2. Convertidor batería Buck-Boost bidireccional: Este convertidor de dos cuadrantes regula el flujo de energía desde el DC-Link (V_{DC}, tensión menor) a la batería (V_0, tensión mayor), o viceversa. Se trabaja en un modo a la vez, ya sea controlando S_2 como boost para cargar la batería controlando la potencia inyectada, o con S_3 trabajando como buck para controlar la tensión del DC-Link.

3. Acoplamiento en DC: El switch S_4 permite el acoplamiento en DC del cargador solar. Para esto se controla la tensión del DC-Link, V_{DC}, para igualar la tensión medida en bornes de acoplamiento (V_{DCC}), y permitir la conexión.

Además, se cuenta con el relé de sobre-corriente, S_5, para limitar la corriente de cortocircuito

entre la batería y C_2. El interruptor S_6 sirve para conectar y desconectar la batería del cargador.

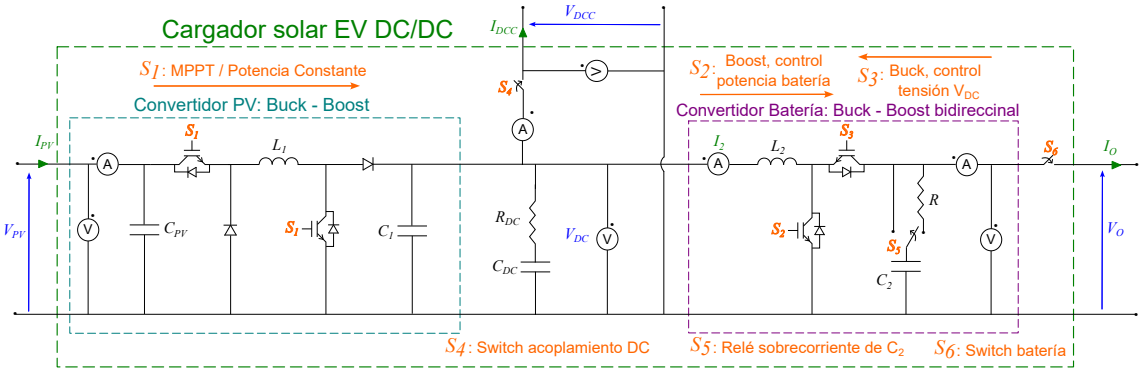


Figura 5.3: Cargador solar EV DC/DC detalle interno.

Para los flujos de potencia en el cargador solar EV DC/DC, se cumple la relación (5.1). Luego, para controlar la potencia del acoplamiento DC, se debe controlar la potencia del convertidor PV, y del convertidor batería.

$$P_{PV} = P_{DC} + P_B \tag{5.1}$$

Con:

- P_{PV}: Potencia del arreglo fotovoltaico al DC-Link, controlada por el convertidor PV.
- P_{DC}: Potencia del acoplamiento DC al DC-Link.
- P_B: Potencia desde el DC-Link a la batería, controlada por el convertidor batería.

5.2. Características del cargador propuesto en el contexto del proyecto

Para realizar una comparación con la solución propuesta en el capítulo 4, se requiere un cargador que tenga características similares a las que se utilizarían en la solución de AC-Coupling. Para esto se utilizan elementos disponibles comercialmente que permitirían construir el cargador de 5.3, donde el principal elemento son los IGBTs Infineon de 1200 V y 100 A, lo cual permite tener un cargador con las especificaciones técnicas de la tabla 5.3. Para los inductores y capacitancias se obtienen los parámetros teóricos para ambos convertidores, con los procedimiento detallados en [35] y [36], considerando una frecuencia de conmutación de 20 kHz, ripple máximos de tensión de 1 % y de corriente del 10 % para condiciones nominales. Luego, se utilizan elementos con valores de capacitancia e inductancia, mayor o igual a los calculados, que estén disponibles comercialmente, buscando utilizar la mayor cantidad de componentes iguales (Por esto se usa $C_{PV} = C_1 = C_2$). Así se obtienen los valores expuestos en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Inductores y capacitores

Componente	Valor teórico	Valor comercial	Corriente nominal	Tensión nominal	Resistencia	Fabricante	Codigo
C_{PV}	22 e-6	66 μF	-	1100 V	4 mΩ	TDK	B32320I0306K000
L_1	2,2 e-3	2,5 mH	100 A	-	8 mΩ	Hammond	195E100
C_1	6,2 e-6	66 μF	-	1100 V	4 mΩ	TDK	B32320I0306K000
C_{DC}	0,5 e-3	1 mF	-	1100 V	1 mΩ	TDK	B25690C1308K103
L_2	2 e-3	2,5 mH	100 A	-	8 mΩ	Hammond	195E100
C_2	50 e-6	66 μF	-	1100 V	4 mΩ	TDK	B32320I0306K000
R	100	100 Ω	100 A	1100 V	100 Ω	-	-

Tabla 5.3: Especificaciones técnicas del cargador propuesto para el proyecto evaluado.

Especificaciones interfaz cargador baterías	
Potencia máxima de carga	50 kW - 110 kW
Corriente DC máxima	100 A
Rango tensión de la batería	500 - 1100 V
Química de la batería	Litio-fierrofosfato (LFP)
Especificaciones conexión paneles PV	
Numero de seguidores MPP	1
Máxima corriente de entrada DC	100 A
Rango tensión de entrada DC	500 - 1100 V
Máxima potencia del generador PV	80 - 90 kWp
Especificaciones de acoplamiento DC	
Corriente máxima del acoplamiento DC	100 A
Tensión de acoplamiento DC controlado	500 - 1100 V
Tensión acoplamiento AC rectificador no controlado	360 - 400 V_{LL}
Tensión acoplamiento AC inversor o rect. controlado	>360 V_{LL}
Especificaciones IGBT utilizado	
Marca	Infineon
Modelo	IKQ100N120CS7
Tensión colector emisor V_{CE}	1200 V
Corriente colector nominal	100 A

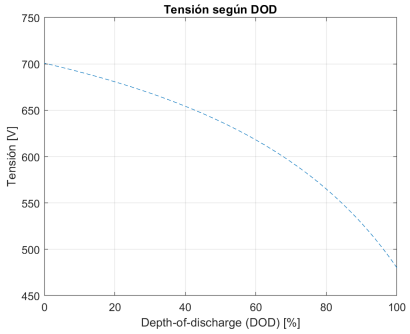
5.3. Modelo baterías

Considerando la información entregada por el fabricante de las baterías descritas en la sección 3.2.2, se utiliza el procedimiento expuesto en [37] para modelar la batería. Se utiliza (5.2) para calcular la tensión en circuito abierto en función del estado de carga (SOC) de la batería. Con esto se obtiene la curva de tensión según profundidad de la descarga (DOD) expuesta en la figura 5.4(a). Esta se utiliza con el modelo Thevenin de la figura 5.4(b), con la resistencia interna y resistencia de descarga propia en $R_{int} = 0{,}021\,\Omega$ y $R_{sd} \to \infty$, respectivamente. Cabe mencionar que la curva obtenida de tensión vs DOD sirve como aproximación práctica para el modelo de la batería debido a la sencillez del modelo, pero no representa el comportamiento real de esta.

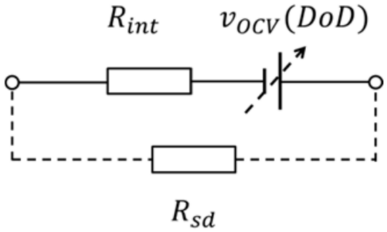
$$V_{OCV}(x) = V_{cha}\left[1 - \left(\frac{V_{cha} - V_{dis}}{V_{cha}}\right)\left(\frac{\alpha(1-x)}{1-(1-\alpha)(1-x)}\right)\right] \text{ V} \tag{5.2}$$

Con:

- x [-] : Razón de la capacidad disponible actual dividida por la capacidad nominal total.
- $V_{cha} = 700{,}8$ V : Tensión de la batería completamente cargada.
- $V_{dis} = 480$ V : Tensión de la batería completamente descargada.
- $\alpha = 0{,}4$: Constante seleccionada según procedimiento de la referencia.



(a) Tensión vs DOD.



(b) Modelo thevenin [37].

Figura 5.4: Modelo utilizado para la batería.

5.4. Modelo paneles fotovoltaicos

Para el modelo de los paneles fotovoltaicos se utilizan los datos del fabricante de los paneles Yingli Solar Panda 3.0 PRO 625, de acuerdo a lo descrito en la sección 3.4.1. Para la simulación en PLECs se sigue el procedimiento descrito en la referencia [38], donde se plantea el modelo de la figura 5.5. Los valores utilizados para un panel fotovoltaico se describen en la tabla 5.4. Además se exponen las características del arreglo (o *array)* PV utilizado, donde, considerando las especificaciones del cargador propuesto, se utiliza un total de 108 paneles en el *array*, con 6 *strings* en paralelo, donde cada *string* cuenta con 18 paneles en serie.

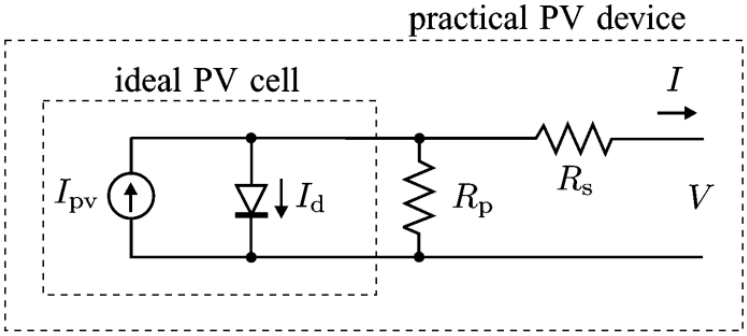
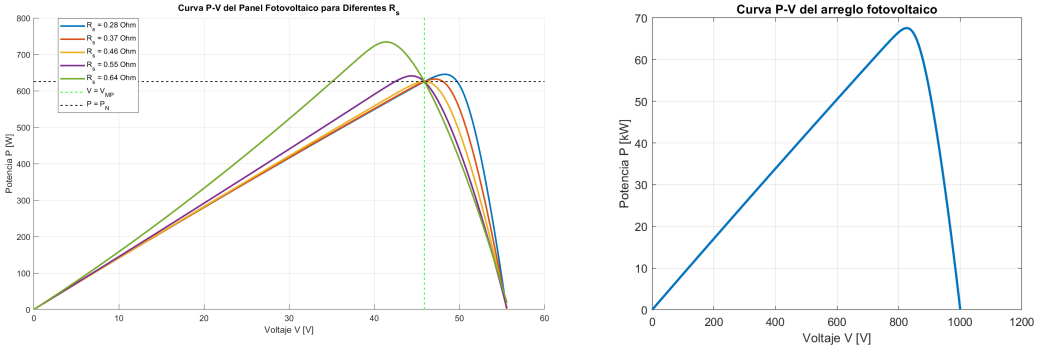


Figura 5.5: Modelo panel fotovoltaico.

Tabla 5.4: Datos utilizados para los paneles PV y el arreglo PV.

Parámetro	**Valor (Panel)**	**Valor (Arreglo PV)**
N° paneles en *strings*	-	18
N° *strings* en *array*	-	6
N° total paneles PV	-	108
Imp	13,63 A	81,78 A
Vmp	45,88 V	825,84 V
Pmax,m	625 W	67.500 W
Isc	14,33 A	85,98 A
Voc	55,59 V	1000,6 V
a	1,3	-
R_p	126,04 Ω	-
R_s	0,463 Ω	-
K_V	-0,1566 [V/K]	-
K_I	0,0064 [A/K]	-

Ya que no se cuenta con los valores de resistencia serie y paralelo en la ficha del fabricante se requirió hacer uso del procedimiento iterativo descrito en [38]. El resultado de este procedimiento se graficó en la figura 5.6(a), donde se muestra que existe un único valor de R_s que permite que el MPP sea igual a los datos que entrega la ficha del fabricante. En la figura 5.6(b), se grafica la curva de tensión versus potencia del arreglo PV utilizando las ecuaciones de [38]. Esta es una curva relevante, ya que permite entender que al controlar la tensión de entrada del arreglo PV, se puede controlar la potencia entregada por los paneles PV (esto ya que la corriente es función de la tensión en bornes, irradiancia y temperatura).



(a) Curvas diferentes valores de R_s.

(b) Curva arreglo fotovoltaico.

Figura 5.6: Curva tensión-potencia (P-V) relevantes.

5.5. Control del convertidor PV

El control del convertidor PV se basa en manejar la potencia que entrega el arreglo fotovoltaico, a través de la modificación de la tensión de entrada (V_s), la cual, cuando la tensión de salida (V_o) es constante y el convertidor boost opera en zona de conducción continua, depende del ciclo de trabajo de los IGBTs (D), de acuerdo a la relación 5.3. Esto permite moverse en diferentes puntos de la curva 5.6(b).

$$\frac{V_o}{V_s} = \frac{D}{1-D} \tag{5.3}$$

El control realiza el seguimiento del MPP, o una referencia establecida. Para el MPPT se utiliza el método más habitual que corresponde al de perturbar y observar, debido a su simplicidad y facilidad para la implementación, requiriendo únicamente la medición de corriente y potencia [32]. Para fijar la referencia en un valor constante se utiliza la variable P_{max}, haciendo uso de un esquema similar al de perturbar y observar, donde además se considera una perturbación de 1/5 con respecto a la utilizada en el funcionamiento en MPPT cuando $P_{max} > 0$, para así reducir la oscilación en torno a la referencia. Así, el algoritmo implementado se detalla en la figura 5.7.

5.6. Control del convertidor batería

El control del convertidor batería se basa en los siguientes tres puntos para el funcionamiento, por orden de prioridad:

1. Para que el control del convertidor PV funcione de forma adecuada, se requiere una tensión estable en el DC-Link. Luego la principal prioridad del control del convertidor batería es mantener una tensión mayor o igual a un límite definido en el DC-Link. Para esto se consideran 500 V con una tolerancia del 1 %. Luego, se requiere el funcionamiento en modo buck, donde se utiliza una pequeña cantidad de energía de la batería para cargar a C_2.
2. En caso de que el cargador solar EV DC/DC cumpla el punto 1, no se encuentre acoplado en DC, y la batería no este completamente cargada, entonces se fija el ciclo de trabajo S_2 en cero, de forma que la tensión del DC-Link sea estabilizada por la batería EV y que el convertidor PV sea quien cargue la batería. En este estado de operación las pérdidas por conmutación del convertidor batería son nulas, y las pérdidas por conducción son únicamente las del diodo del IGBT comandado por S_3.
3. En caso de que el cargador este acoplado en DC, con una tensión menor en el DC-link que en la batería, para cargar la batería EV se opera en modo boost siguiendo una referencia de potencia, la cual puede ser de un valor constante, o igual a la potencia fotovoltaica disponible.

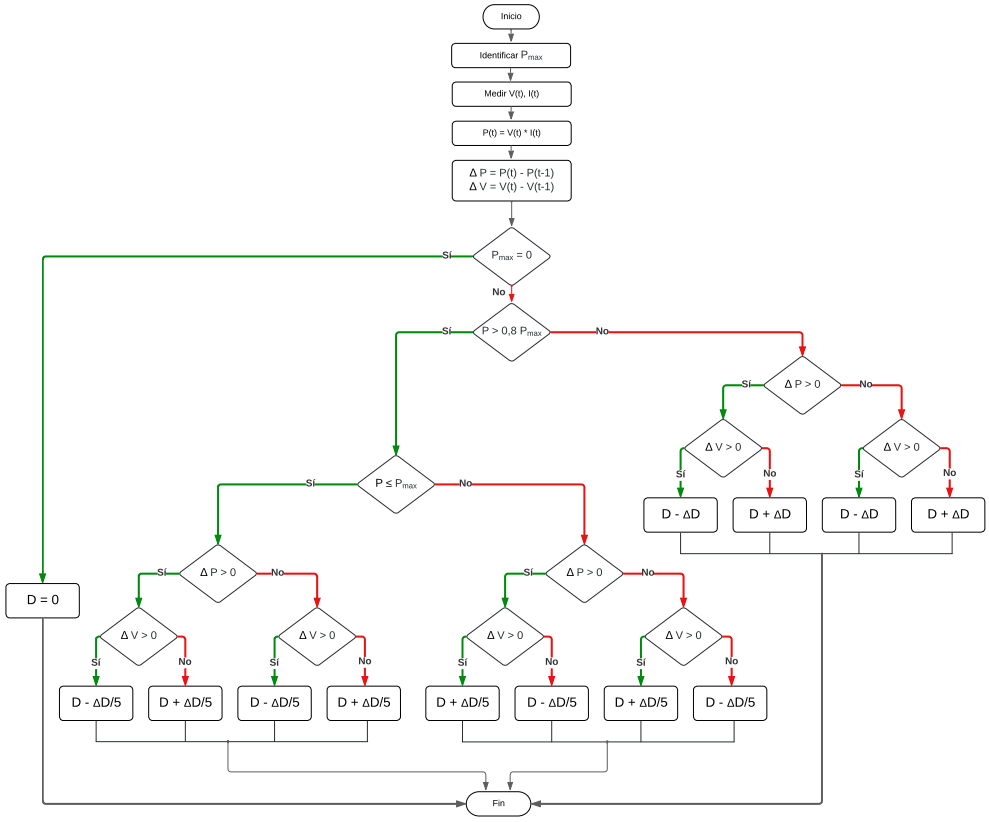


Figura 5.7: Algoritmo convertidor PV: MPPT y potencia constante.

5.6.1. Control de tensión en modo Buck

Para controlar la tensión del DC-Link se utiliza el esquema de la figura 5.8, el cual corresponde a un controlador PI de tensión que entrega la referencia a un controlador PI de corriente que permite obtener el ciclo de trabajo S_3 mediante una modulación por ancho de pulsos (PWM).

Se utilizan controladores PI gracias a la respuesta que se logra al eliminar el error de estado estacionario, y al rechazo de las perturbaciones ($\eta_1 y \eta_2$). Para sintonizar los controladores PI es necesario conocer la planta que se desea controlar. Esta es obtenida a partir del modelo promediado del convertidor buck. En el caso de la corriente se tiene la planta $H(s)$ representada en (5.4), mientras que para ajustar el PI de tensión se tiene que considerar la planta $F(s)$ de acuerdo a (5.5). Para ambos controladores se utiliza el método de óptimo simétrico, debido a que se cuenta con una planta con un integrador [39]. Los valores de los parámetros utilizados en los controladores, y los obtenidos en las plantas, y retardos se resumen en la tabla 5.5. El PWM se modeló como una función de primer orden con una constante de tiempo igual a $\tau_d = \frac{1,5}{f_s}$, donde la frecuencia de conmutación utilizada es $f_s = 20$ `kHz`.

Cabe mencionar que las corriente I_2 y I_o se consideran de derecha a izquierda, a diferencia de la referencia original de 5.3. Sin embargo, no se utiliza el signo negativo en las expresiones, ni en el diagrama para simplificar la notación.

$$\frac{dI_2}{dt} = \frac{V_o}{L2} \cdot D_{S3} - \frac{V_{DC}}{L2} \implies H(s) = \frac{I_2}{D_{S3}} = \frac{V_o}{L_2 \cdot s} \tag{5.4}$$

$$\frac{dV_o}{dt} = \frac{I_o - I_2}{C_2} \implies F(s) = \frac{V_o}{I_2} = \frac{1}{C_2 \cdot s} \tag{5.5}$$

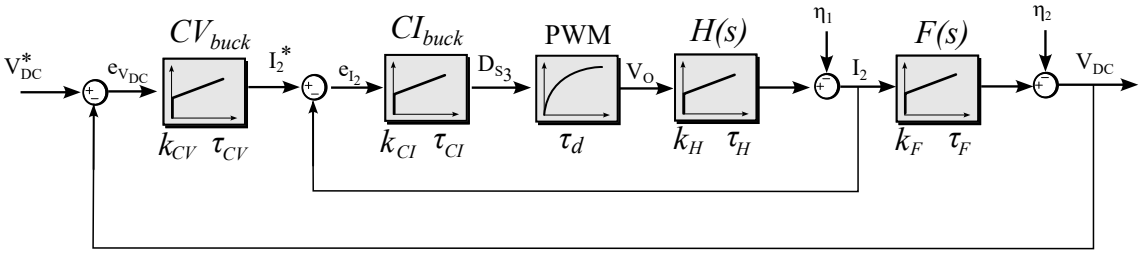


Figura 5.8: Diagrama de bloques convertidor batería en modo buck.

5.6.2. Control de potencia en modo Boost

Para controlar la potencia que se inyecta a la batería se utiliza esquema de la figura 5.9. En este se cuenta con un lazo abierto donde entra la referencia de potencia, la cual al ser dividida por la corriente medida I_o, y tras un bloque de saturación, permite obtener la referencia de tensión que se requiere para el controlador PI de tensión. Este, a su vez entrega la referencia al controlador PI de corriente que permite obtener el ciclo de trabajo S_2 mediante un PWM.

En estos controladores, al igual que para el caso de la sección anterior se utilizan controladores PI. Para la sintonización se recurre a la planta del convertidor boost. En el caso de la corriente se tiene $G(s)$ representada en (5.6), donde se incluye además en el diagrama la perturbación η_3. Mientras que para la tensión se considera $E(s)$ de acuerdo a (5.7). Se utiliza el método de óptimo simétrico, y el de óptimo del modulo [39] para la corriente y tensión respectivamente. Nuevamente el PWM se modela como función de primer orden, la cual depende de la frecuencia de conmutación de 20 kHz.

Es necesario mencionar, que para obtener un control adecuado de potencia, se tuvo que utilizar un filtro después del control de tensión, debido a que las constantes de tiempo de los controladores de corriente y tensión obtenidas con los ajustes óptimos eran muy cercanas entre si, lo que resultaba en un control de potencia que operaba de forma inadecuada. Otra forma de resolver esto sería disminuir el ancho de banda del controlador boost, realizando un ajuste con un método manual, o con una sintonización a través de Matlab, lo cual no requeriría el uso del filtro τ_f.

$$\frac{dI_2}{dt} = \frac{V_{DC} - V_o(1 - D_{S_2})}{L_2} \implies G(s) = \frac{I_2}{D_{S2}} = \frac{V_o}{L_2 \cdot s} \tag{5.6}$$

$$\frac{dV_o}{dt} = \frac{I_2(1 - D_{S_2}) - \frac{V_o}{R_{eq}}}{C_2} \implies E(s) = \frac{V_o}{I_2} = \frac{(1 - D_{S_2})R_{eq}}{R_{eq}C_2 \cdot s + 1} \tag{5.7}$$

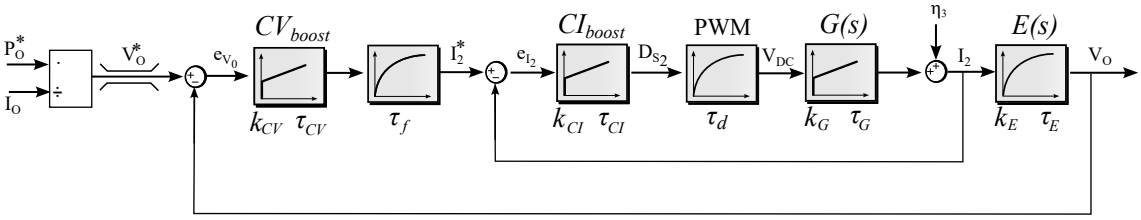


Figura 5.9: Diagrama de bloques convertidor batería en modo boost.

5.6.3. Parámetros utilizados de los controladores PI

Los parámetros y valores utilizados para el ajuste de los controladores de corriente y tensión, en modo de operación buck y boost, se resumen en la tabla 5.5.

Tabla 5.5: Valores utilizados para la sintonización del convertidor batería.

Variable		**C. Corriente Modo Buck**	**C. Tensión Modo Buck**	**C. Corriente Modo Boost**	**C. Tensión Modo Boost**
Método sincronización		O.S.	O.S.	O.S.	O.M.
Ganancia planta	k_p [-]	2,0E+09	1,4E+06	1,6E+02	1,6E+02
Cte. Tiempo planta	τ_p [s]	3,0E-04	1,2E-03	2,0E-04	3,4E-04
Retardo	τ_d [s]	7,5E-05	3,0E-04	5,0E-05	2,0E-04
Ganancia controlador	k_c [-]	2,0E+09	1,4E+06	3,0E-02	6,0E-02
Cte. Tiempo controlador	τ_c [s]	3,0E-04	1,2E-03	2,0E-04	3,4E-04
Cte. Integral controlador	k_{ci} [-]	6,8E+12	1,2E+09	1,6E+02	1,6E+02
Cte. Tiempo filtro	τ_f [s]	0	0	0	2,0E-04
Límite superior saturación		1 [-]	50 A	1 [-]	100 A
Límite inferior saturación		0	0	0	0

Capítulo 6

Resultados de la simulación

6.1. Prueba 1: Operación aislada e inicialización

La primera prueba del cargador solar EV DC/DC es cuando se encuentra operando de forma aislada, contando con una conexión igual a la de la figura 5.1. El objetivo de esta prueba es revisar el comportamiento inicial del cargador propuesto ante la conexión de una batería EV, y luego visualizar el comportamiento de los convertidores ante cambios en la irradiancia. Para esto se siguen los eventos de la tabla 6.1.

Tabla 6.1: Secuencia de eventos prueba 1.

Tiempo [s]	Eventos
0	Irradiancia en 50 % de la nominal. Referencia de carga de la batería seteado en un máximo de 50 kW. Generación PV en cero. Capacitores e inductores descargados. Acoplamiento en DC desconectado. $S_1 = S_2 = S_3 = S_4 = S_5 = 0$. Se conecta la batería EV con un SOC de 20 %.
0^+	Capacitor C_2 se carga serie con R_{C_2} con la tensión de la batería EV.
0,1	S_4 cambia a estado 1, se cortocircuita C_2, el cual se encuentra cargado. Convertidor batería funcionando como buck en control de tensión. $V_{DC} = 0$, entonces se realiza control de tensión.
0,12	$V_{DC} = 500$ V. Operación desacoplada, se fija $S_2 = 0$. Comienza algoritmo MPPT del convertidor lado PV.
1,3	Se alcanza el punto de máxima potencia de arreglo PV. La tensión V_{DC} se estabiliza en torno a la tensión de la batería.
3	La irradiancia aumenta linealmente en 25 %/s hasta el valor nominal.
5	Se alcanza irradiancia nominal. La potencia de carga supera lo máximo configurado. Algoritmo lado PV busca fijar la potencia en lo seteado: 50 kW.
5,6	La potencia PV y la de carga se estabiliza en torno a los 50 kW.
8	La irradiancia cambia abruptamente al 30 % de la nominal.
10	Fin de la simulación.

En la figura 6.1, se observan las variables relevantes obtenidas a partir de la simulación, mientras que en la figura 6.2, se observan los ciclos de trabajo de los convertidores. En primera instancia se cumple el comportamiento deseado del convertidor batería en modo buck, el cual controla la

tensión del bus DC en tan solo 10 ms, lo que significa que la energía de la batería EV requerida para cargar a C_{DC} es muy baja. En el apéndice en la figura A.3 se observa el ciclo de trabajo del controlador boost entre los segundos 0,1 y 0,13.

Luego se cumple que a medida que el convertidor PV aumenta su ciclo de trabajo buscando el MPPT, el convertidor batería se comporta de la forma deseada descrita en la sección 5.6, interviniendo únicamente para controlar la tensión del bus DC para oscilaciones que bajen de los 495 V (debido al 1 % de tolerancia), con D_{buck} en cero. De esta forma, la tensión del bus DC aumenta a medida que se incrementa la generación PV, hasta que V_{DC} llega a ser estabilizada con la tensión de la batería EV. El convertidor batería deja de realizar control, por lo que tiene únicamente pérdidas por conducción y no de conmutación.

A continuación se realiza distintos cambios en la irradiancia, para probar el comportamiento del convertidor PV, el cual se comporta de forma adecuada, logrando el seguimiento del MPP. También se visualiza el comportamiento cuando se supera la potencia máxima definida de carga de 50 kW, lo cual es corregido mediante el ajuste del D_{PV}, superando lo máximo durante un poco más de un segundo, para luego estacionarse en el valor configurado.

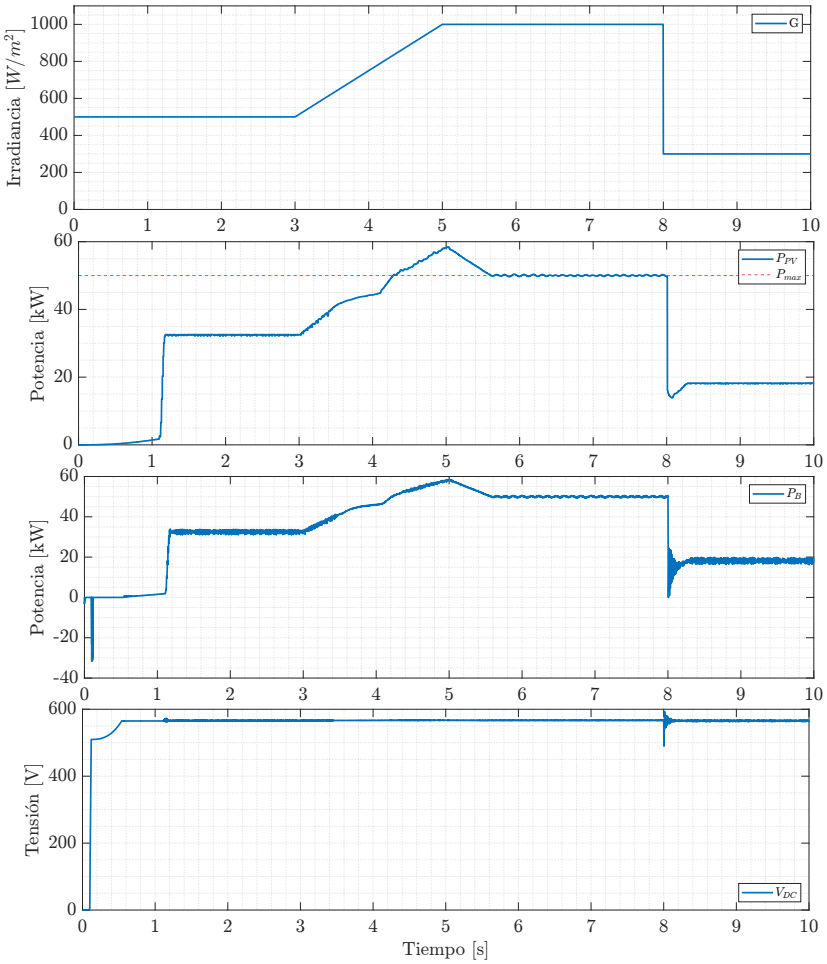


Figura 6.1: Prueba 1: Irradiancia, potencia PV, potencia batería y tensión bus DC.

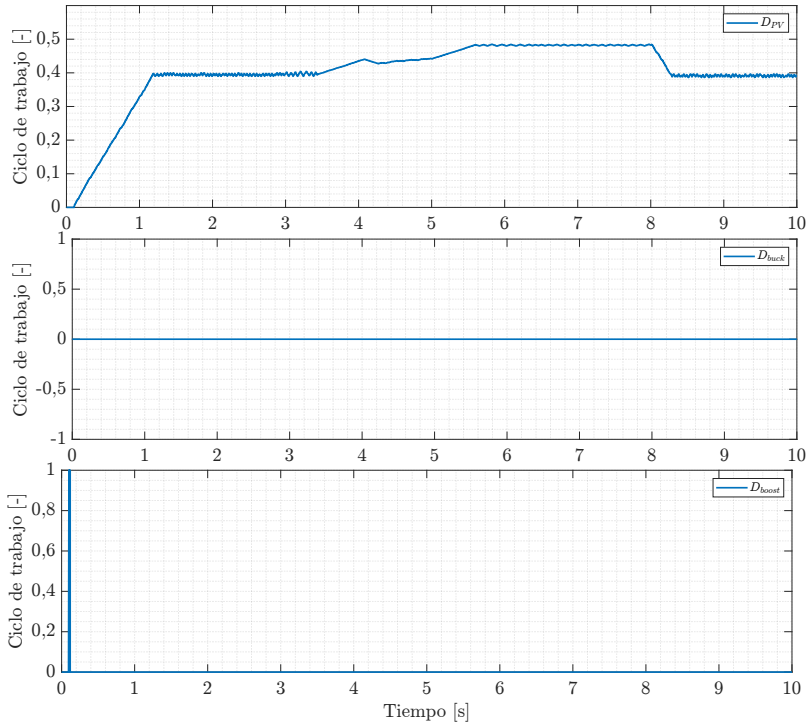


Figura 6.2: Prueba 1: Ciclos de trabajo de convertidores PV, convertidor batería buck y convertidor batería boost.

6.2. Prueba 2: Carga en el tiempo con acoplamiento DC con BESS y red eléctrica mediante rectificador no controlado

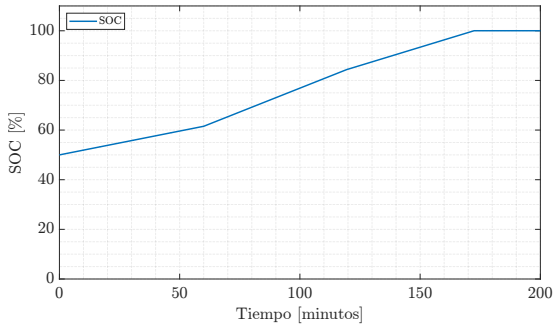
La segunda prueba del cargador propuesto es para visualizar una carga en el tiempo, considerando que se encuentra operando de acoplado en DC con un BESS y con la red eléctrica mediante un rectificador trifásico no controlado. De esta forma se pueden observar los flujos de potencia entre los diferentes elementos, considerando para esto los eventos de la tabla 6.2.

Tabla 6.2: Secuencia de eventos prueba 2.

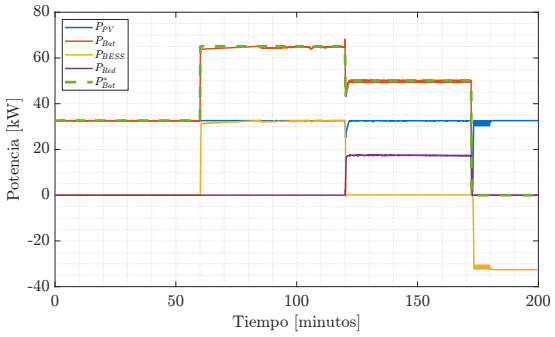
Tiempo [min]	Eventos
0	Irradiancia constante en 50 % de la nominal. Batería EV conectada en un SOC de 50 %. Funcionamiento en estado estacionario del cargador solar EV DC/DC. Acoplamiento en DC conectado a un BESS. Referencia de potencia de carga en consumo solar. Tensión en DC-Link levemente inferior a la tensión de la batería EV. S_1 en MPPT, $S_2 = S_3 = S_4 = 0$, $S_5 = 1$.
60	Referencia de potencia en carga batería EV con 65 kW. Apoyo de BESS a la potencia PV, aporte de 32,5 kW.
120	BESS deja de entregar potencia. Referencia de potencia en carga batería EV con 50 kW. Red eléctrica entra a apoyar con 17,5 kW.
172	Batería EV completamente cargada. Energía solar se utiliza para cargar el BESS.
200	Fin de la simulación.

En la figura 6.3, se observa el SOC de la batería, la cual se fue cargando con pendientes que varían dependiendo de la potencia inyectada a la batería. El control de la potencia inyectada es realizado teniendo en cuenta la relación (5.1). Entonces, ya que la potencia PV es fija, el convertidor batería es quien se encarga de ajustar la potencia que se extrae de la red. Esto también sería posible con el BESS, pero en este caso se considero que el BESS cuenta con un convertidor controlado, por lo que ajustando la tensión de este, se logra inyectar la potencia deseada a la batería. Es importante notar que el límite de potencia que se puede transferir a la batería, que está limitado por corriente, depende de la menor tensión entre el DC-Link y la batería (y ya que se tiene un convertidor buck-boost de dos cuadrantes, la tensión de la batería debe ser siempre mayor a la del DC-Link para controlar la tensión con el ciclo de trabajo). En el caso del acoplamiento con la red trifásica mediante el rectificador no controlado, se tiene un valor medio en torno a los 510 `V` en el DC-Link, por lo que la potencia que se puede inyectar a la batería EV esta en torno a los 51 `kV`.

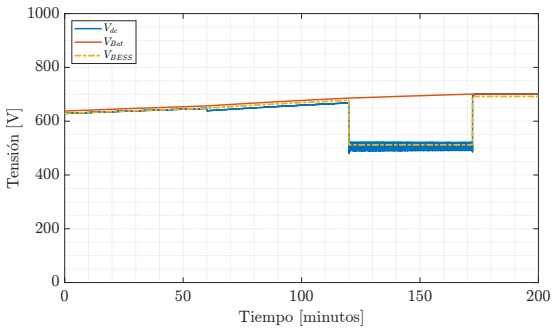
Con la secuencia realizada se concluye que es posible aumentar, sobre lo que permite la generación solar, la potencia de carga de la batería EV con un BESS o con la red eléctrica. Donde, en este caso se utilizó un rectificador no controlado (que por lo tanto, sería más barato que un inversor). También se debe destacar que al momento de tener la batería EV completamente cargada, la energía PV se puede utilizar a través del acoplamiento DC, lo cual en este ejemplo, se utiliza para cargar el BESS.



(a) Estado de carga de la batería.



(b) Potencias.



(c) Tensiones.

Figura 6.3: Resultados obtenidos de la prueba 2.

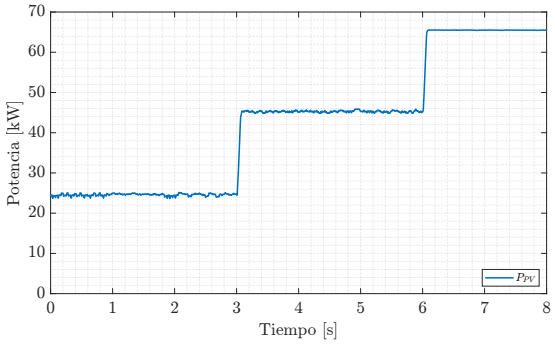
6.3. Prueba 3: Eficiencia

La tercera prueba del cargador propuesto es para obtener la eficiencia en estado estacionario bajo diferentes puntos de operación PV. Para esto se consideran los eventos de la tabla 6.3.

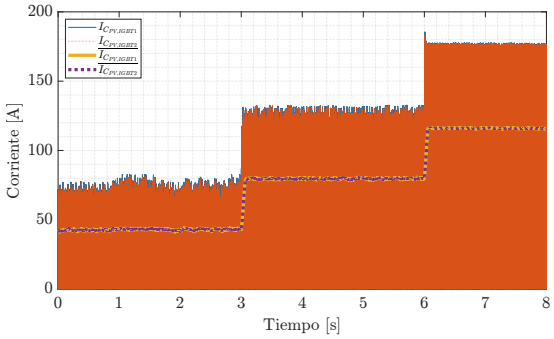
Tabla 6.3: Secuencia de eventos prueba 3.

Tiempo [s]	Eventos
0	Irradiancia en 40 % de la nominal. Batería EV conectada en un SOC de 80 %. Funcionamiento en estado estacionario del cargador solar EV DC/DC. Referencia de carga de la batería seteado hasta corriente máxima. S_1 en MPPT, $S_2 = S_3 = S_4 = 0$, $S_5 = 1$. Acoplamiento en DC desconectado.
3,0	Aumento de la irradiancia de forma abrupta hasta el 70 % de la nominal.
6,0	Aumento de la irradiancia de forma abrupta hasta el 100 % de la nominal.
8,0	Fin de la simulación.

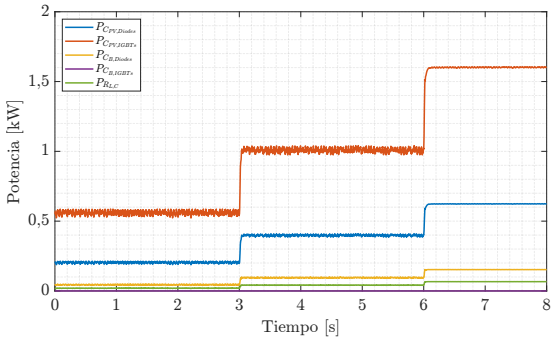
De los resultados obtenidos, graficados en la figura 6.4, se puede notar que la eficiencia se mantiene superior al 96 % para los 3 puntos de operación, siendo la eficiencia máxima del 96,5 %. Para obtener este resultado se obtienen las pérdidas en los semiconductores, y las pérdidas resistivas de inductores y capacitores. Se puede notar que las pérdidas resistivas son muy bajas comparadas con las pérdidas en semiconductores. Luego, no es necesario utilizar modelos más complejos, para modelar las otras fuentes de pérdidas que poseen los inductores y capacitores, ya que las pérdidas se concentran principalmente en los IGBTs y diodos.



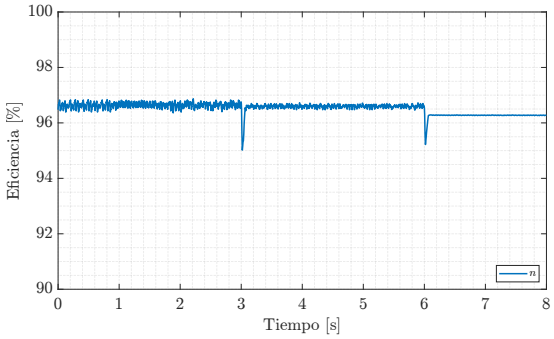
(a) Potencia fotovoltaica



(b) Corrientes IGBTs convertidor PV.



(c) pérdidas.



(d) Eficiencia.

Figura 6.4: Resultados obtenidos de la prueba 3.

Se confirma que las pérdidas en el convertidor baterías están en el torno del 7 % de las pérdidas totales, las cuales corresponden a pérdidas por conducción de los diodos. Se entiende entonces, que la mayor parte de las pérdidas provienen del convertidor PV. Considerando que las corrientes en el convertidor PV son las de la figura 6.4(b), es posible notar que los valores peak alcanzados superan

en gran medida el valor medio de la corriente. Esto no se logro corregir cambiando la frecuencia de conmutación, por lo que para lograr un funcionamiento adecuado del sistema considerando las restricciones térmicas, se requirió utilizar dos IGBTs con las especificaciones iniciales presentadas en la tabla 5.3. Esto es únicamente una solución para efectos prácticos de la simulación, ya que en la realidad, lo mejor sería utilizar un IGBT con una capacidad de corriente mayor. Dado que las perdidas dependen del valor instantáneo de la corriente al cuadrado, entonces el contar con peak de corrientes que superan el valor medio hasta en un 70 %, significa un aumento de las pérdidas significativo, que podría ser evitado utilizando un convertidor más eficiente, como lo es el convertidor buck, a costa de una tener una menor flexibilidad con el rango de tensión de entrada PV.

6.4. Prueba 4: Acoplamiento y funcionamiento de tres cargadores solares EV DC/DC

La cuarta prueba del cargador propuesto es para demostrar algunas de las posibilidades que permitiría un control global de los cargadores al operar de forma acoplada, considerando para esto tres cargadores operando bajo los eventos de la tabla 6.3.

Tabla 6.4: Secuencia de eventos prueba 4.

Tiempo [s]	Eventos
0	Irradiancia constante en 50 % de la nominal. Funcionamiento en estado estacionario de los cargadores solares EV DC/DC. Baterías 1, 2 y 3 en un SOC de 90 %, 60 % y 30 %, respectivamente. Referencia de potencia de carga en consumo solar. Cargadores solares EV DC/DC desacoplados.
2	Se define como orden prioridad de carga las baterías 1, 2 y 3 con energía solar. Se requiere acoplar cargadores solares. Referencia de tensión DC-Link cargadores 1 y 2 igual a cargador 3 (menor tensión). Para reducir tensión DC-Link 1 y 2 se usa $P_{PV,max} = 0$.
2,1	Se igualan las tensiones del DC-Link de los cargadores. Se acoplan los tres cargadores mediante el bus DC. $P^*_{B_1}$ en potencia solar de carga máxima. $P^*_{B_2}$ en potencia solar total menos P^*_1. $P^*_{B_3} = 0$.
2,7	Generación PV vuelve al MPPT. La tensión del bus DC es estabilizada por V_{B_3}.
7	Se desconecta la batería 3.
10	Fin de la simulación.

Esta prueba se realizó desde la perspectiva que los cargadores se pueden operar con un control centralizado inteligente, que permita optimizar el uso de la energía solar, pero a la vez cumplir con los requerimientos de carga de las baterías. Esto considerando que se puede tener cargas programadas, o intervenciones de un operador. Luego, en los primeros dos segundos, las baterías se estaban cargando previamente con energía solar, trabajando con los convertidores desacoplados. Esto para aumentar la eficiencia, ya que los convertidores lado batería no se encuentran conmutando.

Después del segundo 2, se tiene una perturbación del programa, un operador (o una carga programada), requiere que la batería 1 se cargue rápidamente, dejando como prioridad secundaria la batería 2, mientras que la batería 3 debe utilizar el resto de la energía. Luego, para utilizar toda la energía solar disponible, se requiere acoplar los cargadores, permitiendo el paso de la energía PV hacía las baterías prioritarias. Debido a que la batería 3, es la con menor tensión, se requiere que los cargadores 1 y 2 disminuyan la tensión del DC-Link para poder acoplarse todas a la misma barra, para lo cual los convertidores PV tienen que llevar su ciclo de trabajo a cero. Se observa en la figura 6.6, que la tensión del DC-Link entre el segundo 2, y 2,1 se estabiliza en un punto común (el cual incluye un 1 % de tolerancia en la referencia). Luego, tras el acoplamiento comienzan oscilaciones

en la tensión, y en las potencias observadas en la figura 6.5. Esto es un periodo transitorio mientras los convertidores PV comienzan a buscar el MPP, y la tensión del bus DC logre ser estabilizada por la tensión de la batería 3. En el apéndice (fig. A.4 y A.5) se observa un zoom de lo que ocurre entre el segundo 1,95 y el 3.

Finalmente, en el segundo 7 se observa otra característica que podría programarse para mejorar el desempeño de global del sistema. Debido a que la generación PV no alcanza para cargar la batería 1 y 2 en los puntos máximos permitido por los límites de corriente del convertidor lado batería, entonces, la batería 3 se desconecta. Esto permite que ahora la tensión del bus DC sea estabilizada por la batería 2, la cual tiene una tensión mayor a la de la batería 3. Lo que conlleva a que la batería 1 ahora puede tener una carga más rápida, a la vez que se disminuyen las pérdidas totales del sistema. Cabe mencionar, que para este caso un algoritmo podría actuar ante esta situación, o esta podría ser prevista, por ejemplo, utilizando sensores de irradiancia.

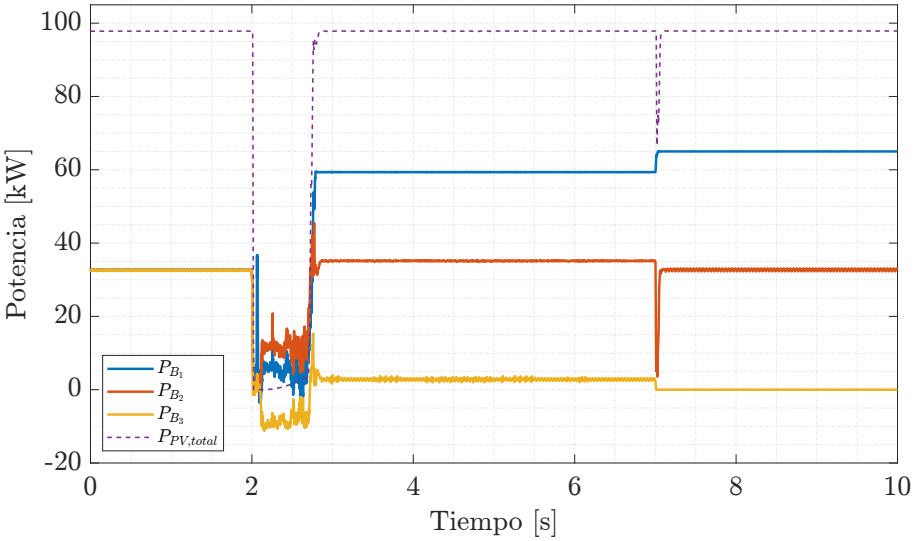


Figura 6.5: Prueba 4: Potencias.

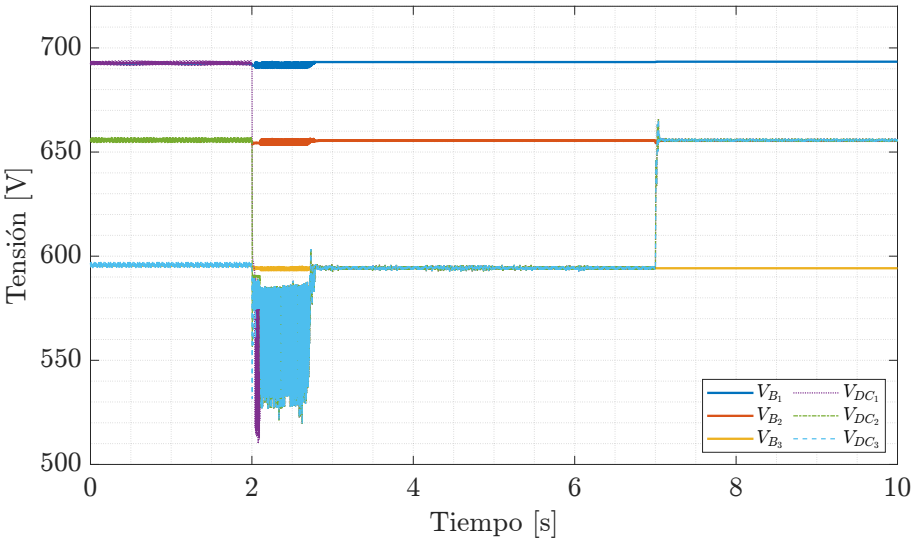


Figura 6.6: Prueba 4: Tensiones.

Capítulo 7

Conclusiones

La viabilidad económica de un proyecto de electromovilidad depende de una gran cantidad de variables. Por esta razón, este proyecto se delimitó a una ruta específica, en la cual se cuenta con información empírica utilizando un tracto-camión eléctrico marca Maxus, el cual se puede comparar directamente con los camiones diésel que se encuentran actualmente en operación. Debido al alto costo de la energía actual en la zona, no es conveniente reemplazar camiones diésel por los camiones eléctricos evaluados alimentándolos de la red eléctrica. Sin embargo, si se utiliza un sistema de *battery swap*, con el cual se pueden cargar las baterías durante el día con energía fotovoltaica, el proyecto puede generar un resultado con un VAN positivo.

Considerando lo descrito en el párrafo anterior, se evaluó la operación de 12 camiones eléctricos, los cuales permiten transportar una carga igual o mayor que 10 camiones diésel. Se consideraron los costos de operación e inversión de la infraestructura de carga, el sistema de *battery swap*, y el sistema fotovoltaico. A pesar de que la inversión es significativamente mayor, el proyecto cuenta con una TIR del 9 %. Sin embargo, cuenta con un retorno de la inversión elevado, sobre los 10 años. Este resultado depende de una gran cantidad de variables, por lo que realizando un análisis de sensibilidad, se obtiene que el resultado es fuertemente afectado por el costo del camión eléctrico, la cantidad de camiones evaluados, la capacidad de carga de material, entre otros factores. Considerando que cada vez los precios en electromovilidad disminuyen, a la vez que mejoran las tecnologías (por ejemplo, permitiendo un mejor rendimiento, o capacidad de carga de material), entonces este proyecto podría llegar a ser aún más rentable.

En el proyecto evaluado, una parte clave es el uso de energía fotovoltaica. Entonces, realizando un dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico se llega a mejores resultados. De acuerdo al análisis realizado para buscar un dimensionamiento óptimo del sistema PV, se obtuvo que para este proyecto es más conveniente el verter energía, que dimensionar el sistema de forma justa. En esta evaluación se utilizó la solución más presente en el mercado actual para cargar las baterías EV con una planta PV, la cual es mediante el acoplamiento en AC, lo que requiere la conversión DC/AC/DC para la carga de las baterías con energía solar. Luego, este sistema cuenta con una eficiencia menor que el utilizar un DC-Coupling.

Al revisar lo existente en el mercado, existen muy pocas opciones en carga DC/DC para electromovilidad. También al observar lo presente en la literatura, los esquemas de carga en DC/DC consideran como necesario el uso de un BESS para la estabilización de tensión. Sin embargo, ya que el objetivo es cargar baterías para la electromovilidad, en esta memoria se planteó la posibilidad de utilizar las mismas baterías que se desean cargar para estabilizar el bus DC. Luego, para considerar una solución más comercial, se plantea el cargador como una caja con tres entradas: fotovoltaica, acoplamiento DC y batería EV. Además de la simplicidad con la que se podrían armar soluciones de gran escala con estos cargadores, la topología interna de los cargadores es más sencilla que la que se encuentra en soluciones AC, debido a que se cuenta con una cantidad menor de componentes. Esto permite vislumbrar que además de permitir una operación más eficiente, una solución como esta podría tener un costo de inversión menor.

En la simulación del cargador EV DC/DC propuesto se cumplió con todas las pruebas planteadas. Este logra funcionar tras la conexión inicial de la batería, operar de forma aislada siguiendo el MPP y operando a potencia constante, logra una operación acoplada con BESS, red eléctrica, y otros cargadores EV DC/DC. Con la topología utilizada, se logró una eficiencia de hasta 96.5 %. Sin embargo, utilizando un convertidor buck, sería posible alcanzar eficiencias aún mayores, a costa de permitir rangos de tensiones más ajustados. Además, también queda revisar la posibilidad de utilizar un convertidor Buck-Boost de cuatro cuadrantes para el convertidor lado batería para permitir una mayor flexibilidad, permitiendo eliminar el convertidor requerido en caso de acoplar con un BESS. Y por supuesto, también queda la tarea de realizar un prototipo real del cargador.

Apéndice A

Apéndice

Parámetro	Valor	Unidad	Cálculo realizado
Cálculos generales			
N° viajes por día	3	Viajes	Frecuencia_viajes_día + Frecuencia_viajes_noche
N° viajes por camión al año	1.080	Viajes	N°_viajes_por_día · N°_días_año_que_se_sigue_ruta
Total km al año por camión	179.280	km/año	N°_viajes_por_camión_al_año · N°_km_ruta_ida+vuelta
Caso base camiones diésel			
Consumo de litros de diésel al año, camión diésel	64.029	Litros	Total_km_año_por_camión / rendimiento_diésel
Toneladas de CO2 por camión diésel anual	171	Ton	Consumo_litros_diésel_al_año · Factor_de_emisión_diésel_CO2
Toneladas de CO2 por flota camión diésel anual	1.710	Ton	Ton_CO2_por_camión_diésel_anual · N°_flota
Costo por toneladas de CO2 anual por camión diésel	$5.642	USD	Ton_CO2_flota_diésel_anual · Costo_contaminación
Cálculos generales camiones eléctricos			
N° BEV equivalentes flota diésel	12	Camiones	N°_camión_diésel / Capacidad_carga_BEV_vs_diésel
Energía disponible del camión	225,6	kWh	Baterías se protegen bajo el 80 % DOD
Ciclos de vida utilizado por viaje	0,71	Ciclos	Consumo_camión / energía_batería_camión
N° viajes realizables en vida útil batería	5.640	Viajes	Ciclos_de_vida_utilizado_por_viaje / Ciclos_vida_batería
Caso 1			
Potencia mínima de carga	2.000	kW	N°_BEV_equivalentes · P_carga_rapida / eficiencia_carga_red
Costo infraestructura eléctrica	$1.000.000	USD	P_min_carga_caso_1·Costo_infraestructura_eléctrica_MW
Costo cargadores rápidos BEV	$360.000	USD	N°_BEV_equivalentes · costo_cargador
Vida útil batería BEV	5,2	Años	N°_viajes_vida_útil_batería / N°_viajes_camión_año
Consumo red eléctrica kWh por día y camión	667	kWh	N°_viajes_por_día · Consumo_camión / eficiencia_carga_red
Consumo red eléctrica kWh por año y camión	240.000	kWh	Consumo_red_kWh_día_y_camión · N°_días_año_ruta
Toneladas de CO2 por camión eléctrico carga red	199,2	Ton	Consumo_kWh_año_y_camión · Factor_emisión_red_CO2 / 1000
Toneladas de CO2 por flota camión eléctrico carga red	2.390	Ton	Toneladas_CO2_eléctrico_carga_red · N°_BEV_equivalentes
Costo por toneladas de CO2 anual por camión eléctrico	$6.573,6	USD	Costo por contaminación al año de SQM por camión eléctrico
Caso 2			
Potencia cargador eléctrico valor comercial	50	kW	Para carga en 4 horas
N° baterías y cargadores reserva por camión	2	Cargadores	Para 3 viajes/día según itinerario
Costo cargadores lentos BEV	$240.000	USD	N°_BEV_equivalentes ·costo_cargador_lento·N°_reservas
Potencia inversores para abastecer 100 % carga	1.200	kW	Cargadores·N°_reservas·P_cargador
Potencia red para abastecer 50 % carga	600	kW	Cargadores·N°_reservas·P_cargador/2
Costo de infraestructura eléctrica	$300.000	USD	P_50 %_carga·Costo_infraestructura_eléctrica_MW
Vida útil de cada batería en años	15,7	Años	Vida_util_batería_caso_1 · (1 + N°_viajes_día)
Energía PV requerida por camión al día	652,2	kWh	N°_viajes_día · energía_viaje / eficiencia_carga_PV

Tabla A.1: Cálculos necesarios para las evaluaciones

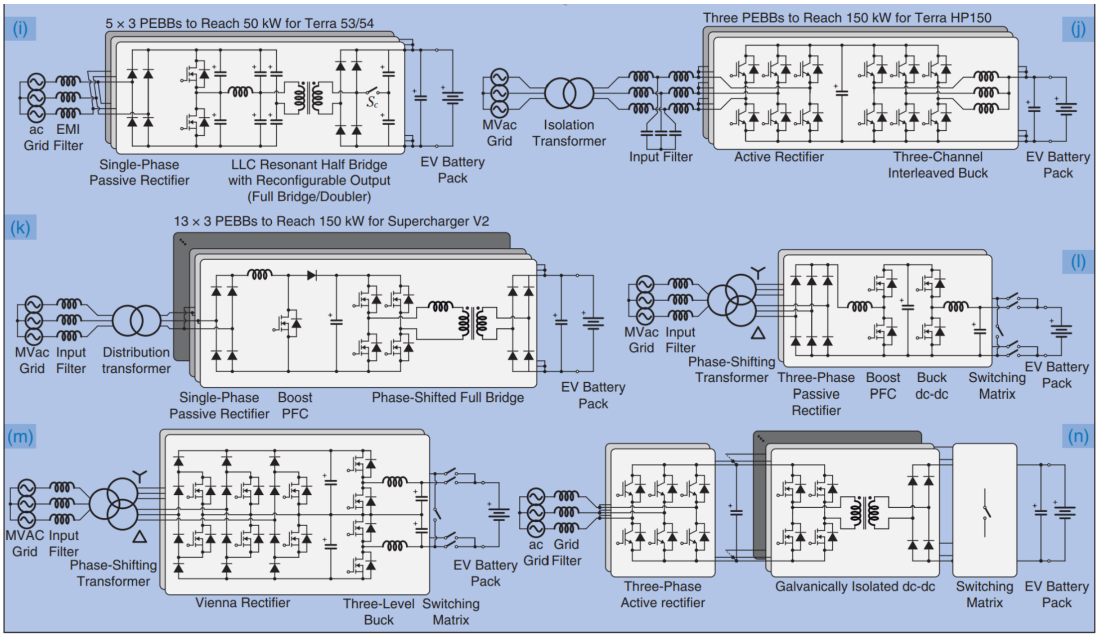


Figura A.1: Topología interna cargadores rápidos DC [23].

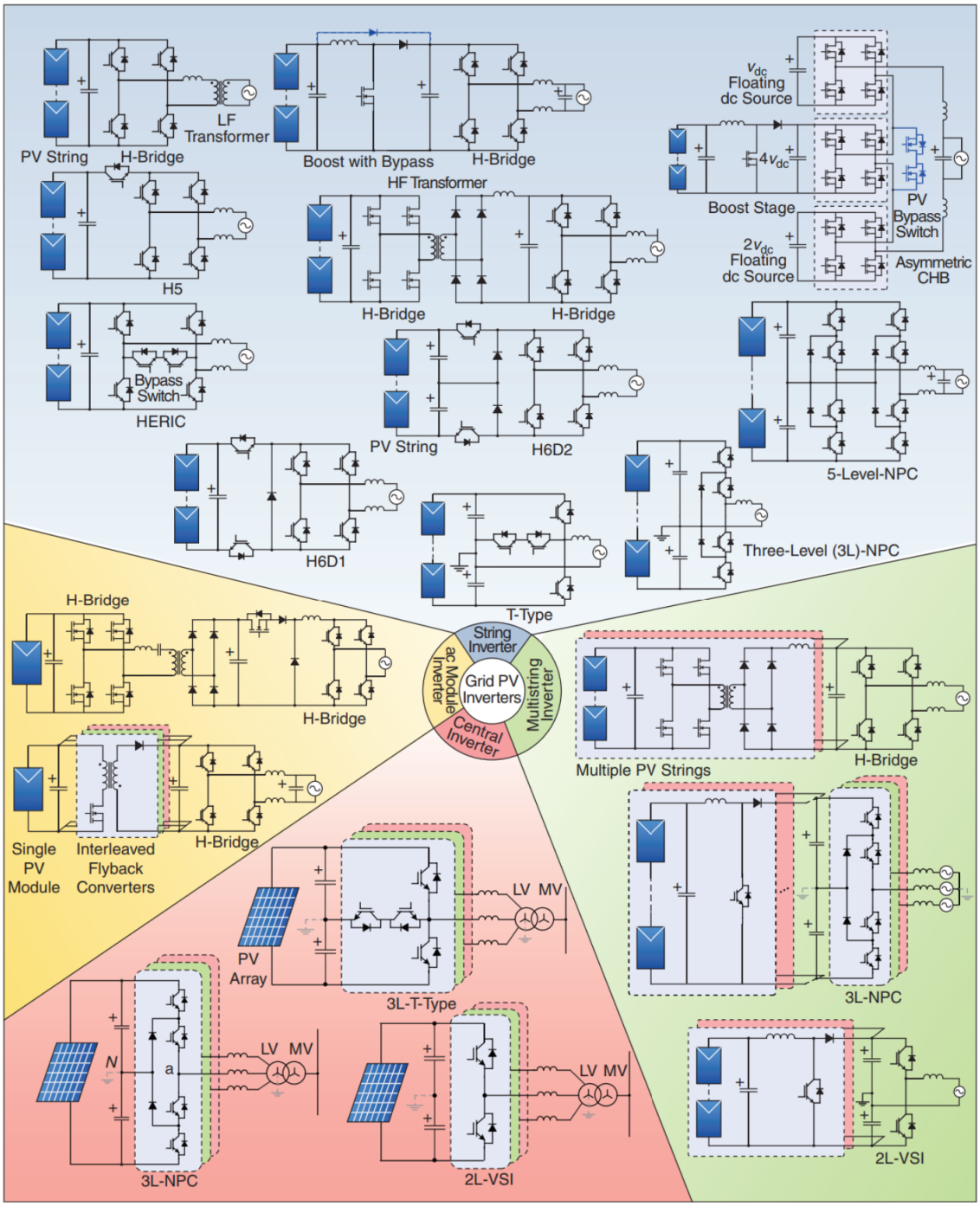


Figura A.2: Topología interna inversores PV [40].

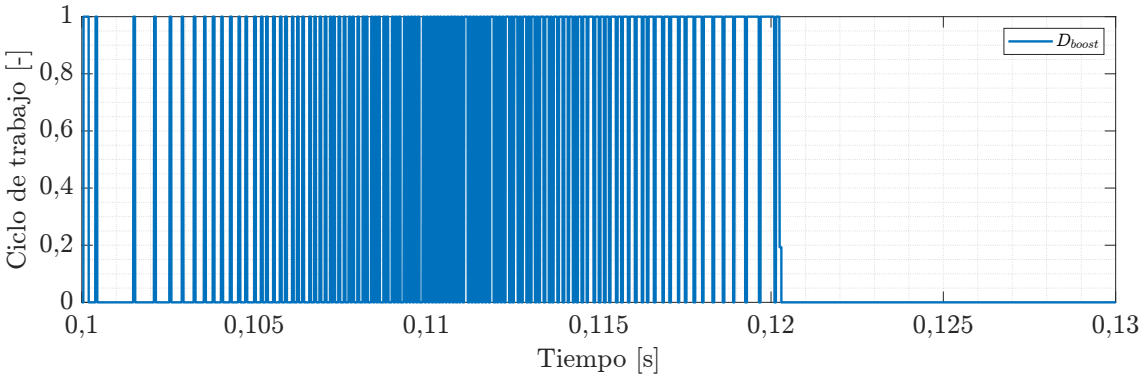


Figura A.3: Prueba 1: Ciclo de trabajo del convertidor batería en modo boost.

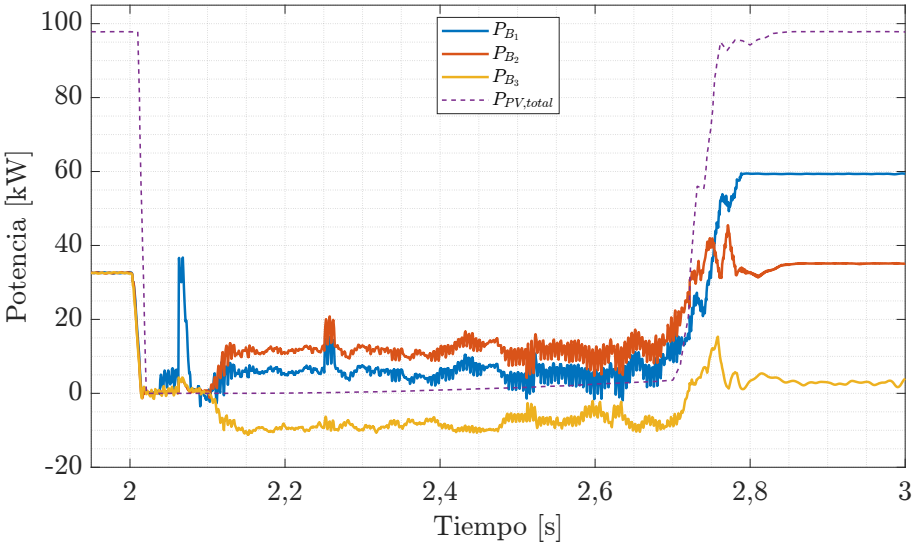


Figura A.4: Prueba 4: Zoom potencias segundo 1,95 a 3.

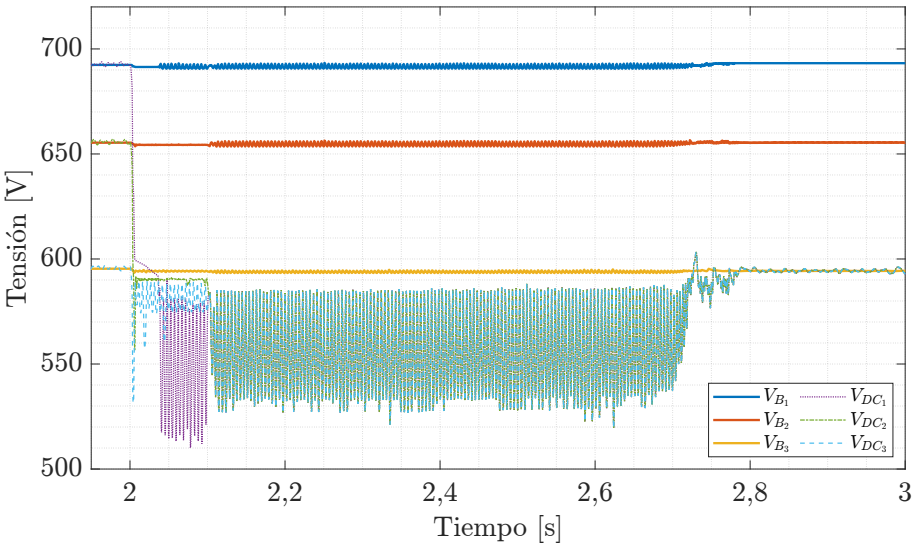


Figura A.5: Prueba 4: Zoom tensiones segundo 1,95 a 3.

Bibliografía

[1] Ministerio de Energía. *Carbono neutralidad en el sector energía; proyección de consumo energético nacional*. http://www.fermentas.com/techinfo/nucleicacids/maplambda.htm. 2020.

[2] Ministerio de Energía. *Estrategia nacional de electromovilidad*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_nacional_de_electromovilidad_2021_0.pdf. Oct. de 2021.

[3] Sociedad Química y Minera de Chile S.A. *Página principal*. https://www.sqm.com/. Nov. de 2023.

[4] J. Larminie y J. Lowry. *Electric Vehicle Technology Explained*. NewYork: Wiley, 2003.

[5] Murat Yilmaz y Philip T. Krein. "Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles". En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 28.5 (2013), págs. 2151-2169.

[6] G. Decock. "Feasibility Study on the Decarbonisation of Transport and the Role of Carbon-Neutral Fuels Therein". En: *Transport & Environment* (2020).

[7] P. L. X. L. Xiaoyuan Wu. "Study on Operating Cost Economy of Battery-Swapping Heavy-Duty Truck in China"'. En: *World Electric Vehicle Journal* (sep. de 2021), págs. 144-156.

[8] SQM. *Presentan a la comunidad de Tocopilla primer camión 100 % eléctrico que operará entre las faenas de SQM*. https://www.sqm.com/noticia/presentan-a-la-comunidad-de-tocopilla-primer-camion-100-electrico-que-operara-entre-las-faenas-de-sqm/. Ago. de 2022.

[9] B. Revathi, Arun Ramesh, S. Sivanandhan, T.B. Isha, Vaishakh Prakash y Saisuriyaa G. "Solar Charger for Electric Vehicles". En: *2018 International Conference on Emerging Trends and Innovations In Engineering And Technological Research (ICETIETR)*. 2018, págs. 1-4. DOI: 10.1109/ICETIETR.2018.8529129.

[10] B Preetha Yesheswini, S Jai Iswarya, Bontha Amani, Punnya Prakash y M R Sindhu. "Solar PV Charging Station for Electric Vehicles". En: *2020 International Conference for Emerging Technology (INCET)*. 2020, págs. 1-7. DOI: 10.1109/INCET49848.2020.9154187.

[11] Ampernext. *Ampernext products*. https://www.ampernext.com/products/.

[12] International Energy Agency (IEA). "Global EV Outlook 2023". En: (abr. de 2023).

[13] Shiyue Mao. "Zero-emission bus and truck market in China: A 2021 update". En: *2023 INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION* (ene. de 2023).

[14] Volvo. *Volvo FH main page*. https://www.volvotrucks.cl/es-cl/trucks/trucks/volvo-fh/volvo-fh-electric.html. 2020.

[15] Andes Motors. *Maxus H6 490*. https://www.andesmotor.cl/documents/2169509/3719005/Maxus_FT+H6490-Web.pdf/e688a144-e3aa-aa5a-847a-07ece2e7450a?t=1647963482127. 2024.

[16] Nikola. *Nikola TRE BEV main page*. https://www.nikolamotor.com/the-nikola-tre-bev-reinventing-short-haul-transportation/.

[17] BYD. *BYD ETH8 main page*. https://bydtrucks.com/eth8.html.

[18] Tesla. *Tesla Semi main page*. https://www.tesla.com/semi.

[19] SQM. *Enel X y SQM traen a Chile el primer camión eléctrico que operará en la gran minería*. https://www.sqmlithium.com/enel-x-y-sqm-traen-a-chile-el-primer-camion-electrico-minero/.

[20] CATL. *CATL Brochure 2022*. https://www.catl.com/es/uploads/1/file/public/202209/20220916214141_gr6eyva66j.pdf. Sep. de 2022.

[21] CATL. *Product specification CATL 228Ah Cell*. https://batteryfinds.com/wp-content/uploads/2022/01/CATL-3.2V-228Ah-Lithium-Iron-PhosphateLiFePO4-LFP-Battery-Cells-Datasheet.pdf. Sep. de 2022.

[22] Ministerio de energía. *Modos de carga para vehículos eléctricos*. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/6.Modosdecarga5f56f22073f3a.pdf.

[23] Sebastian Rivera, Samir Kouro, Sergio Vazquez, Stefan M. Goetz, Ricardo Lizana y Enrique Romero-Cadaval. "Electric Vehicle Charging Infrastructure: From Grid to Battery". En: *IEEE Industrial Electronics Magazine* 15.2 (2021), págs. 37-51. DOI: 10.1109/MIE.2020.3039039.

[24] David Smith, Burak Ozpineci, Ronald L. Graves, P. T. Jones, Jason Lustbader, Kenneth Kelly, Kevin Walkowicz, Alicia Birky, Grant Payne, Cory Sigler y Jeff Mosbacher. "Medium- and Heavy-Duty Vehicle Electrification: An Assessment of Technology and Knowledge Gaps". En: (feb. de 2020). URL: https://www.osti.gov/biblio/1615213.

[25] Andrew Burnham. "Enabling fast charging – Infrastructure and economic considerations". En: *Journal of Power Sources* 367 (2017), págs. 237-249.

[26] Md Faysal Nayan y S.M.Safayet Ullah. "Modelling of solar cell characteristics considering the effect of electrical and environmental parameters". En: *2015 3rd International Conference on Green Energy and Technology (ICGET)*. 2015, págs. 1-6.

[27] A. Pino, F.J.P. Lucena y J.G. Macho. "Economic analysis for solar energy integration in a microbrewery". En: *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. 2019, págs. 1-6.

[28] Petru Valentin Rosu, Adrian-Traian Plesca, Georgel Gabor y Gabriel Chiriac. "Optimizing the Operation of Photovoltaic Panel Systems". En: *2020 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE)*. 2020, págs. 318-321.

[29] Md Faysal Nayan, S. M. Safayet Ullah y S. N. Saif. "Comparative analysis of PV module efficiency for different types of silicon materials considering the effects of environmental parameters". En: *2016 3rd International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT)*. 2016, págs. 1-6.

[30] Ulrich Jager, Dominik Suwito, Jan Benick y et al. "A sample laser based process for the formation of a IBSF for n-type silicon solar cells". En: *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*. Valencia, Spain, 2010, págs. 1386-1390.

[31] Samir Kouro, Jose I. Leon, Dimitri Vinnikov y Leopoldo G. Franquelo. "Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology". En: *IEEE Industrial Electronics Magazine* 9.1 (2015), págs. 47-61.

[32] Ali Jawad Alrubaie, Ameer Al-Khaykan, R. Q. Malik, Suhair Hussein Talib, Mohammed Imran Mousa y Ashraq Mohammed Kadhim. "Review on MPPT Techniques in Solar System". En: *2022 8th International Engineering Conference on Sustainable Technology and Development (IEC)*. 2022, págs. 123-128.

[33] M. Saindan, A.G. Albaali, E. Alasis y J.K. Kaldellis. "Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment". En: *Renewable Energy* 92 (2016), págs. 499-505.

[34] Marco Rivera y Patrick Wheeler. "An Overview of Solar Energy in Chile". En: *2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2021, págs. 1990-1994.

[35] Daniel W. Hart. *Power electronics / Daniel W. Hart.* eng. New York: McGraw-Hill, 2011 - 2011. ISBN: 9780073380674.

[36] Tole Sutikno, Rizky Ajie Aprilianto y Hendril Purnama. "Application of non-isolated bidirectional DC-DC converters for renewable and sustainable energy systems: a review". En: *Clean Energy* 7 (mar. de 2023), págs. 293-311. DOI: 10.1093/ce/zkac070.

[37] Jorge Barreras, Erik Schaltz, Søren Andreasen y Tomasz Minko. "Datasheet-based modeling of Li-Ion batteries". En: *Datasheet-based modeling of Li-Ion batteries*. Oct. de 2012, págs. 830-835. ISBN: 978-1-4673-0953-0. DOI: 10.1109/VPPC.2012.6422730.

[38] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli y Ernesto Ruppert Filho. "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays". En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 24.5 (2009), págs. 1198-1208. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2013862.

[39] Friedrich Fröhr y Fritz Orttenburger. *Introducción al control electrónico*. Marcombo, 1986.

[40] Samir Kouro, Jose Leon, Dmitri Vinnikov y Leopoldo Franquelo. "Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology". En: *IEEE Industrial Electronics Magazine* 9 (mar. de 2015), págs. 47-61. DOI: 10.1109/MIE.2014.2376976.