

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA



**SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO-
DIESEL PARA ALIMENTAR UNA PLANTA AISLADA DE DESALACIÓN DE
AGUA DE MAR**

JESÚS GUILLERMO REYES GALDAMES

MEMORIA DE TÍTULO PRESENTADA
A LA FACULTAD DE INGENIERÍA
AGRÍCOLA DE LA UNIVERSIDAD DE
CONCEPCIÓN PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
AGRÍCOLA

CHILLÁN - CHILE

2021

AGRADECIMIENTOS

A mis abuelas...

...y al Chuno, la China y la Jacka.



**SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO-
DIESEL PARA ALIMENTAR UNA PLANTA AISLADA DE DESALACIÓN DE
AGUA DE MAR**

Aprobado por:

Gabriel Merino Coria
Licenciado en Física, Dr.
Profesor Asociado

Profesor Guía

David Lara Castells
Ingeniero Civil Eléctrico, Dr.
Profesor Asistente

Profesor Asesor

Rodrigo Borquez
Ingeniero Químico, Dr.
Profesor Titular

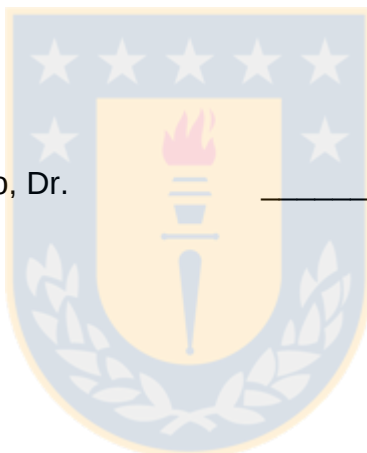
Profesor Asesor

Marcos López Roudergue
Ingeniero Civil Industrial, Mg.
Profesor Asistente

Director de Departamento

María Eugenia González Rodríguez
Ingeniera Agrónoma, Ph.D.
Profesora Asociada

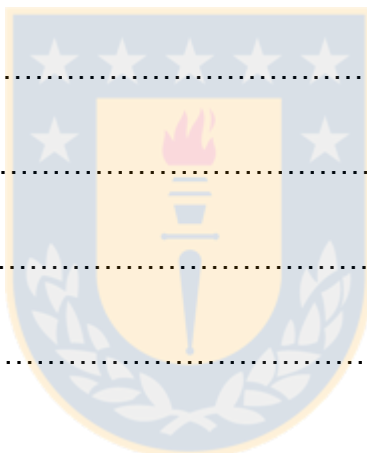
Decana



ÍNDICE DE MATERIAS

	Página
RESUMEN.....	1
SUMMARY.....	3
1. INTRODUCCIÓN.....	5
2. OBJETIVOS.....	8
2.1. Objetivos generales.....	8
2.2. Objetivos específicos.....	8
3. ANTECEDENTES GENERALES.....	9
4. METODOLOGÍA.....	11
3.1. Materiales.....	11
3.1.1. Paneles fotovoltaicos.....	11
3.1.2. Reguladores de carga.....	12
3.1.3. Elementos de control.....	13
3.1.4. Inversor – Cargador.....	14
3.1.5. Banco de baterías.....	16
3.2. Funcionamiento de la planta y modelado.....	19
3.3. Indicadores para evaluación de la operación de la planta...	30

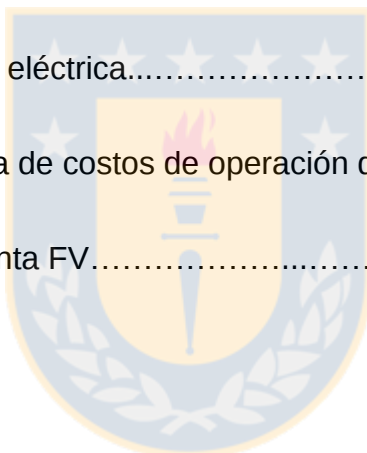
	Página
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	31
4.1 Evaluación del proyecto.....	41
4.1.1. Indicadores económicos de los modos de operación	43
4.1.2. Indicadores ecológicos de los modos de operación...	44
4.1.3. Indicadores sociales de los modos de operación.....	45
4.2. Discusión.....	46
5. CONCLUSIONES.....	51
6. BIBLIOGRAFÍA.....	53
7. ANEXO.....	58



INDICE DE TABLAS

		Página
Tabla 1.	Consumo de la planta para cada etapa.....	19
Tabla 2.	Radiación global diaria media mensual.....	22
Tabla 3.	temperatura horaria media mensual.....	22
Tabla 4.	Energía generada diariamente.....	24
Tabla 5.	Corriente generada por regulador de carga.....	24
Tabla 6.	Resumen de profundidad de descarga y uso generador diésel para ciclos de funcionamiento continuos.....	35
Tabla 7.	Resumen de profundidad de descarga y uso generador diésel según ciclos de funcionamiento parcializados.....	40
Tabla 8.	Costos de inversión y operación y mantenimiento para la planta en los distintos modos de operación.....	44
Tabla 9.	Consumo de Diésel y huella de carbono asociada por cada modo de operación.....	45
Tabla 10.	Costo anual equivalente, cuotas mensuales y precio por m ³ de los distintos modos de operación.....	46

Tabla 11.	Comparación del costo total del m ³ de agua para distintas fuentes de abastecimiento.....	47
Tabla 12.	Comparación costo total por m ³ de agua (actualizada a pesos año 2021.....	47
Tabla 13.	Estructura de costos de operación de la planta alimentada por la red eléctrica.....	48
Tabla 14.	Estructura de costos de operación de la planta alimentada por la planta FV.....	49



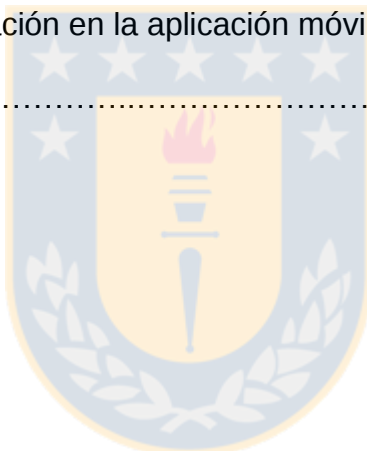
ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Esquema de la planta desaladora.....	9
Figura 2. Esquema unilineal de la planta fotovoltaica-diésel.....	10
Figura 3. A: Curvas de descarga para batería OPZV a distintas fracciones de la capacidad nominal. B: Ciclos de vida versus profundidad de descarga. C: Curvas de I,V y SOC para batería OPZV. D: Curvas de I, V y SOC para una batería OPZV desde el 50%DOD.....	18
Figura 4. Ficha Técnica JA Solar 445 mono 445 Wp SEC.....	23
Figura 5. Código para la corriente de carga.....	25
Figura 6. Modelo en Simulink ® de la planta.....	26
Figura 7. Bloque “Signal Builder” con los consumos de corriente continua de para los distintos modos de operación.....	27
Figura 8. Función para la regulación de la corriente de carga.....	28
Figura 9. Bloque “Battery (table based)” para una celda OPzV 2V...	29
Figura 10. Estados de carga del día medio mensual para 2 ciclos de operación desde las 6:00 horas	32

Figura 11.	Inicio de estados de carga del día medio mensual para un ciclo de operación desde las 9:30.....	33
Figura 12.	Final de estados de carga del día medio mensual para un ciclo de operación desde las 9:30 horas.....	34
Figura 13.	Inicio de estados de carga del día medio mensual al producir 10 m ³ de agua intermedia desde las 7:00 horas.....	36
Figura 14.	Final de estados de carga del día medio mensual al producir 10 m ³ de agua intermedia desde las 7:00 horas.....	37
Figura 15.	Inicio de estados de carga del día medio mensual al producir 5 m ³ de agua intermedia y 10 m ³ de agua producto desde las 8:30 horas.....	38
Figura 16.	Final de estados de carga del día medio mensual al producir 5 m ³ de agua intermedia y 10 m ³ de agua producto desde las 8:30 horas.....	39

En el Anexo

	Página
Figura A1. Configuración en la aplicación para el regulador de carga MPPT.....	58
Figura A2. Configuración en el software ve configure 3 para el inversor cargador.....	59
Figura A3. Configuración en la aplicación móvil para el inversor cargador.....	62



ÍNDICE DE ECUACIONES

		Página
Ecuación 1.	Estado de carga.....	17
Ecuación 2.	Profundidad de descarga.....	17
Ecuación 3.	Temperatura de la celda.....	20
Ecuación 4.	Corriente de corto circuito.....	20
Ecuación 5.	Corriente de máxima potencia.....	20
Ecuación 6.	Voltaje de circuito abierto.....	20
Ecuación 7.	Irradiancia Efectiva.....	20
Ecuación 8.	Voltaje termal de la celda.....	20
Ecuación 9.	Voltaje de máxima potencia.....	20
Ecuación 10.	Potencia de corriente continua.....	20
Ecuación 11.	Modelo de Shepherd mejorado expresado como la transformada inversa de Laplace.....	27
Ecuación 12.	Modelo de Shepherd mejorado expresado.....	27
Ecuación 13.	Costo anual equivalente.....	30
Ecuación 14.	Costo actual neto.....	30

	Página
Ecuación 15. Huella de carbono.....	30
Ecuación 16. Horas de carga (estimación lineal).....	40



SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE SISTEMA HÍBRIDO FOTOVOLTAICO-DIESEL PARA ALIMENTAR UNA PLANTA AISLADA DE DESALACIÓN DE AGUA DE MAR

SIMULATION AND EVALUATION OF A HIBRID PHOTOVOLTAIC-DIESEL SYSTEM TO FEED AN OFF-GRID SEAWATER DESALINATION PLANT

PALABRAS CLAVES:

Energía solar fotovoltaica, desalinización, evaluación económica, huella de carbono, modelación.

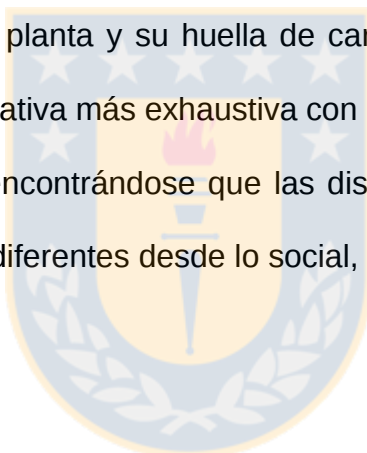
RESUMEN

Se modeló y evaluó para la planta desaladora de agua propuesta por Gutierrez (Gutierrez, 2021) diversos modos de operación, que, en concreto, representan cuántos ciclos de producción de agua dulce (5 m^3 por ciclo) pueden permitirse realizar en un día a través de alimentación eléctrica separada de la red, impulsada por energía fotovoltaica y generación eléctrica-diésel, y la gestión de estos medios para un mejor aprovechamiento de la energía disponible.

Se encontró que, para la locación propuesta, que corresponde a la comuna de Cobquecura, en la zona costera de la Región de Ñuble, en Chile, era viable mantener dos ciclos de producción de la planta entre los meses de septiembre a abril, y un único ciclo de producción en los meses de mayo a agosto, alimentados directamente con energía solar fotovoltaica. Sobre esto se evaluaron alternativas

de operación que implicaban realizar un único ciclo productivo permanentemente, 2 ciclos permanentemente, complementando con la alimentación diésel en los meses de mayo a agosto y 3 ciclos de producción apoyándose en la alimentación diésel durante todo el año.

Cinco alternativas fueron evaluadas económicamente a través del Costo Anual Equivalente al 6% de interés. Además, se calcularon indicadores sociales y ambientales, tales como el valor del metro cúbico de agua, el costo mensual para los beneficiarios de la planta y su huella de carbono, esto con la finalidad de establecer una comparativa más exhaustiva con la distribución de agua a través de camiones aljibes, encontrándose que las distintas formas de operar tienen impactos y beneficios diferentes desde lo social, lo ambiental y lo económico.



SIMULATION AND EVALUATION OF A HIBRID PHOTOVOLTAIC-DIESEL SYSTEM TO FEED AN OFF-GRID SEAWATER DESALINATION PLANT

KEYWORDS:

Photovoltaic solar energy, desalination, economic evaluation, carbon footprint, modeling, diesel generation, lead-acid batteries.

SUMMARY

Various modes of operation were modeled and evaluated for the water desalination plant proposed by Gutierrez 2021, which, in particular, represent how many cycles of fresh water production (5 m³ per cycle) can be allowed to carry out in one day through electricity supply separated from the grid, driven by photovoltaic energy and diesel-electric generation, and the management of these means for better use of available energy.

It was found that, for the proposed location, which corresponds to the Cobquecura commune, in the coastal zone of the Ñuble Region, in Chile, it was feasible to maintain two production cycles of the plant between the months of September to April, and a single production cycle in the months of May to August, powered directly with photovoltaic solar energy. On this, operating alternatives were evaluated that implied carrying out a single production cycle permanently, 2 cycles permanently, complementing with diesel feed in the months of May to August and 3 production cycles relying on diesel feed throughout the year.

Five alternatives were economically evaluated through the Annual Cost Equivalent to 6% interest. In addition, social and environmental indicators were calculated, such as the value of the cubic meter of water, the monthly cost for the beneficiaries of the plant and its carbon footprint, this in order to establish a more exhaustive comparison with the distribution of water to through cistern trucks, finding that the different ways of operating have different impacts and benefits from the social, environmental and economic aspects.



1. INTRODUCCIÓN

La energía fotovoltaica es aquella que aprovecha el efecto fotovoltaico, descrito por primera vez en 1839 por Antoine Becquerel para transformar la luz en energía eléctrica. (Goetzberger et al, 2002), luego llevada a la práctica por primera vez en 1883 con la creación de la primera celda fotovoltaica por parte de Charles Fritts, y finalmente se termina de consolidar en siglo XX, con la demostración teórica y práctica del efecto fotoeléctrico por Einstein.

De ahí en adelante, en sus casi 200 años de desarrollo se ha avanzado considerablemente en la mejora de la eficiencia de las celdas fotovoltaicas (Goetzberger et al, 2002) y en el desarrollo de metodologías confiables para la determinación de la energía generada según las condiciones ambientales.

Desde finales del siglo XX y con la llegada del siglo XXI el incremento en el precio de los combustibles fósiles y los problemas de contaminación derivados de su quema, han provocado la intensificación del aprovechamiento de las energías renovables para producir energía eléctrica (Beltrán et al, 2017), y se resalta el potencial de Chile en esta materia, debido a las ventajas comparativas que le permite su geografía, con un especial énfasis en sus aptitudes para generar energía solar.

Por otra parte, la nanofiltración es la técnica por la cual pueden separarse de la solución, partículas con diámetro de poro inferiores a $0.001\ \mu\text{m}$ (1 nm) (Solís et al, 2017). Las técnicas de filtración existen desde la antigüedad, y en la

actualidad estos dispositivos son cada vez más comunes en el mercado, en su mayoría en usos domésticos como piscinas, pozos, tomas de agua, etc.

Aunado a lo anterior, no puede dejar de mencionarse la problemática del cambio climático y con ello la sequía que se ha provocado en nuestro país, generando una disminución y concentración de las precipitaciones en los meses de invierno, (Lucas, 2020) lo cual ha puesto en jaque el suministro de agua dulce, tanto en ciudades como en localidades rurales apartadas, ofreciéndose como solución mayoritaria hasta el momento la distribución de agua por camiones aljibes. Sin embargo, este método no parece ser una respuesta viable a largo plazo, puesto que no garantiza un suministro constante al depender, por ejemplo, de las condiciones viales e incluso sociales, que pueden entorpecer su logística, y del precio de los combustibles, siendo bastante cuestionados, como un “negociado” de las municipalidades, y por su alto costo e impacto ambiental. Por esto, es que urgen soluciones diferentes, capaces de operar local y remotamente, que garanticen una continuidad e inocuidad en el suministro, con precios más justos, mayores beneficios sociales y menor impacto en el medio circundante.

Para este proyecto en específico, se contempla la instalación de un arreglo fotovoltaico para alimentar una pequeña planta desaladora de agua en Cobquecura (Provincia de Itata, Región de Ñuble, Chile) para funcionar durante todo el año, se modela el comportamiento de la generación y el consumo de energía de la planta a través de la herramienta Simulink® y se evalúan diferentes

alternativas de operación de la planta, considerando igualmente, indicadores ecológicos y sociales, muy necesarios a la hora de establecer comparativas sensatas con otros métodos de abastecimiento del recurso hídrico.



2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Evaluar los modos de funcionamiento para un sistema remoto de desalación de agua salada alimentado con energía solar y un generador Diesel, que opera en la zona de Cobquecura.

2.2. Objetivos específicos

- Desarrollar herramienta de simulación de la operación del sistema.
- Determinar indicadores de costos en base a diferentes opciones de operación.
- Determinar indicadores ecológicos del proyecto en base a la huella de carbono de la operación (consumo de Diésel)
- Determinar indicadores sociales del proyecto en base al costo del m³ agua.

3. ANTECEDENTES GENERALES

Se considera la planta desaladora de agua por nanofiltración propuesta por Gutierrez, (Gutierrez, 2021), que a su vez se basa en la propuesta de Neira (Neira, 2016), compuesta por las bombas de alta y baja presión más la bomba de alimentación, microfiltros y el filtro multicapa, además de los estanques de agua de mar, agua intermedia y agua producto. Para energizarla se propone la planta fotovoltaica, con 3 reguladores de carga que reciben energía desde 3 strings de 4 paneles fotovoltaicos cada uno, un banco de 24 baterías de Plomo ácido en gel de 800 Ah y 2 V, y 3 inversores-cargadores, todos ellos conectados a las barras de corriente continua. Finalmente, la planta de nanofiltración se alimenta desde una conexión trifásica con los inversores y/o el grupo electrógeno diésel. (Figuras 1 y 2).

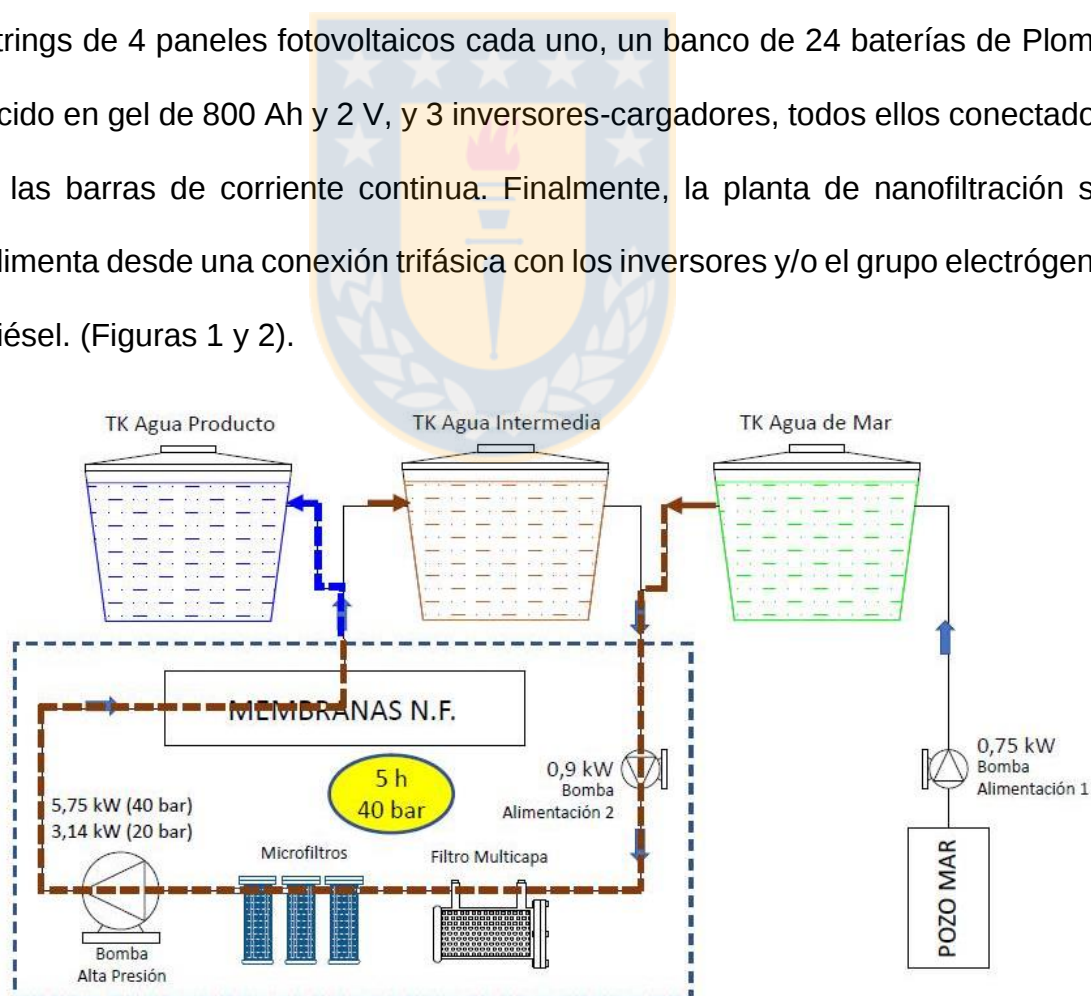


Figura 1. Esquema de la planta desaladora. Fuente: Gutierrez, J. 2021.

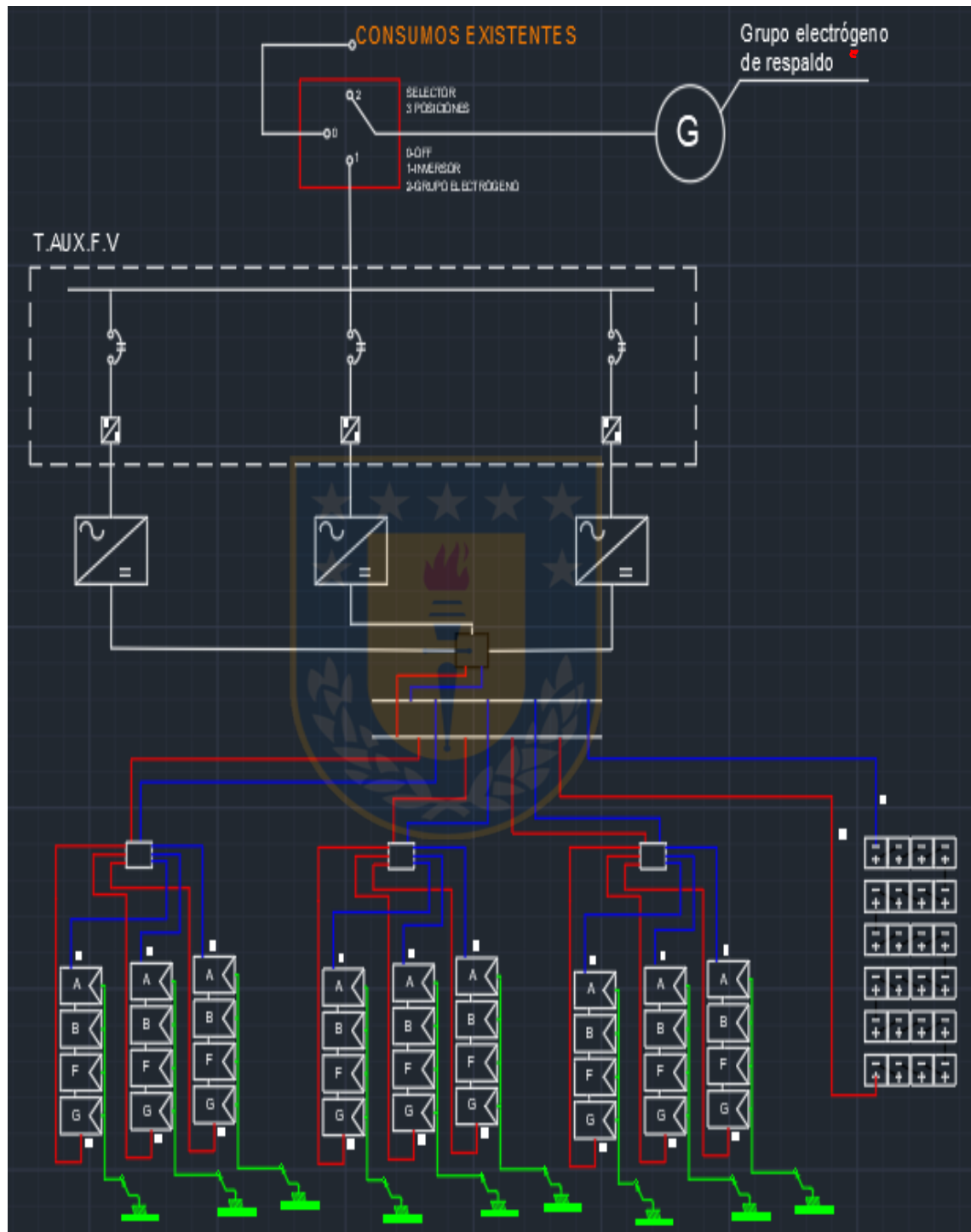


Figura 2. Esquema unilineal de la planta fotovoltaica-diésel. *Fuente:*

Elaboración propia.

4. METODOLOGÍA

4.1. Materiales

La intención es que la planta funcione de la forma más independientemente posible, es por esto, que se ha diseñado de forma que las componentes no requieran mantención (como es el caso de las baterías OPZV) y puedan ser controladas remotamente (ejemplo: controlador de carga).

4.1.1. Paneles fotovoltaicos

El panel, módulo o placa fotovoltaica es un conjunto de células fotovoltaicas de bajo voltaje ordenadas en serie (para producir mayores voltajes) y en paralelo (para producir mayores corrientes) y pueden ser del tipo monocristalino, policristalino o amorfo, esto refiriendo a la estructura del o los elementos semiconductores de las celdas (Sumathi et al, 2015); la efectividad del panel será mayor cuanto más cristalina sea la estructura, pero también lo serán su peso, grosor y costo.

En este proyecto, el modelo de Panel fotovoltaico es el JA Solar Monocristalino 445Wp, que según indica el fabricante en la ficha técnica “es ensamblado con celdas PERC de barras múltiples de alta eficiencia, la configuración de media celda de los módulos ofrece las ventajas de una mayor potencia de salida, un

mejor rendimiento dependiente de la temperatura (coeficientes de temperatura más bajos), un efecto de sombreado reducido en la generación de energía, un menor riesgo de puntos calientes y una mejor tolerancia a las cargas mecánicas” (JA Solar, 2017) que otros modelos de la marca.

Para el proyecto se ha determinado una configuración de 36 paneles, divididos en 3 arreglos, uno por regulador de carga. Cada arreglo tiene 3 strings de 4 paneles, proveyendo así una corriente máxima teórica de 29,55 A y un voltaje máximo teórico de 180,72 V de entrada a cada regulador.

4.1.2. Reguladores de carga

Un controlador o regulador de carga limita la velocidad a la que se agrega o extrae corriente eléctrica a las baterías. Evita la sobrecarga y puede prevenir la sobretensión (que puede reducir el rendimiento o la vida útil de la batería y puede suponer un riesgo para la seguridad). Para proteger la vida útil de la batería, el controlador de carga puede evitar que la batería se descargue por completo o realizar descargas controladas, según la tecnología de la batería. Los controladores de carga solar regulan la potencia o el voltaje de salida de CC de los paneles fotovoltaicos, convirtiéndolo en el voltaje de CC requerido para cargar las baterías; se utilizan principalmente en escenarios fuera de red y cuando el voltaje del arreglo fotovoltaico de entrada es mayor que el voltaje de

salida a las baterías, utilizando el esquema de seguimiento del punto de máxima potencia, el cual maximiza la eficiencia de salida del panel solar fotovoltaico.

En el sistema de carga de la batería, la regulación del voltaje de salida es muy importante ya que cada tipo de batería requiere de un método de carga específico con varios niveles de voltaje y corriente por cada etapa (de carga rápida, flotación y de mantenimiento). Estos procesos de carga mejoran el rendimiento y la vida útil de la batería. Los controladores de carga solar basados en MPPT utilizan técnicas basadas en microcontroladores para calcular la salida de potencia más alta posible en cada momento, es decir, el voltaje será monitoreado y regulado sin pérdida de energía. El controlador reducirá el voltaje y aumentará simultáneamente la corriente, lo que aumentará la eficiencia de transferencia de energía. (Sumathi et al 2015).

4.1.3. Elementos de control

Stringbox Suntime 3 Strings: Disyuntor diferencial al cuál se conectan las strings fotovoltaicas previa entrada al regulador de carga. Puede interrumpir el circuito ante eventuales fallas para proteger los equipos.

Fusible Victron 58V 200A: Conectan el banco de baterías con la carga (Inversores) y previenen daños por altas intensidades de corriente al fundirse el material fusible.

Battery Balancer Victron (equilibrador de baterías): equilibra el estado de la carga de varias cadenas paralelas de baterías conectadas en serie. El Battery Balancer retirará una corriente de hasta 1 A de la batería (o baterías conectadas en paralelo) que tenga la tensión más alta. El diferencial resultante de corriente de carga garantizará que todas las baterías converjan en el mismo estado de carga.

Si fuese necesario, se pueden poner varios equilibradores en paralelo. Una bancada de baterías de 48 V puede equilibrarse con tres Battery Balancer. (Victron Energy, 2020b)

Color Control: El Color Control (CCGX) ofrece un control y monitorización intuitivos de todos los sistemas eléctricos de Victron. La lista de productos Victron que pueden conectarse a él, consiste en: Inversores (Multis y Quattros) cargadores solares MPPT, monitores de batería BMV, Lynx Ion + Derivador, etc.

La monitorización del sistema puede hacerse con el CCGX físico en la instalación o desde cualquier parte del mundo utilizando una conexión a Internet y el portal VRM. El CCGX también permite hacer actualizaciones de firmware y modificar la configuración a distancia. (Victron Energy, 2021)

4.1.4. Inversor – Cargador

Un inversor es un dispositivo electrónico que consta de un oscilador controlando a un transistor, el cual interrumpe la corriente continua entrante y generar una

onda rectangular. Esta onda luego es modulada por un transformador, que suaviza su forma, acercándola a la forma senoidal y produciendo la tensión de salida deseada. En la actualidad, los inversores utilizan formas más avanzadas de transistores o dispositivos similares, como los tiristores, los triac IGBT y MOSFET, además, son capaces de transformar corriente alterna a continua para alimentar bancos de baterías, esto se logra con el uso de diodos y condensadores, que discretizan la onda senoidal y entregan una forma continua.

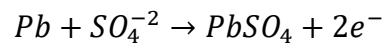
Para la planta propuesta, el inversor a utilizar será el Victron Multiplus 48/5000 230VAC VE.Bus, del cual pueden conectarse tres unidades en una configuración trifásica, y los equipos pueden comunicarse internamente para el correcto funcionamiento de esta. Las siguientes, son características de interés del modo de cargador:

- Arrancar (con una demora preestablecida) cuando se alcance un nivel de carga predeterminado.
- Detener cuando se alcance una tensión de la batería predeterminada, o
- Detener (con un tiempo de demora preestablecido) una vez completada la fase de carga "bulk", y/o
- Detener (con una demora preestablecida) cuando se alcance un nivel de carga predeterminado. (Victron Energy, 2020a)

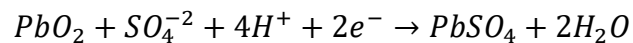
4.1.5. Banco de baterías

El banco de baterías es el corazón del sistema eléctrico, puesto que además de ser el elemento de mayor costo (por lo cual, la vida económica del proyecto dependerá de los ciclos de vida de las celdas), permite entregar una alimentación de energía controlada y *constante* en el tiempo (haciendo un paralelismo con el flujo de energía solar, el cual no es constante). Se constituye de celdas que pueden conectarse en serie y paralelo, y para este proyecto se ha determinado trabajar con un arreglo de 24 celdas en serie, de Plomo-Ácido OPZV de 800 Ah y 2 V nominales.

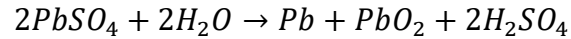
En las baterías de Plomo-Ácido el electrolito es ácido sulfúrico (H₂SO₄) disuelto en agua (H₂O). Además, uno de los electrodos es Plomo (Pb), mientras que el otro es Dióxido de Plomo (PbO₂). Al disolverse en agua, cada molécula de ácido sulfúrico se disocia en un ion sulfato negativo (anión) y dos iones hidrógenos positivos (cationes). (Guembe, 2016). La reacción durante el proceso de descarga en el electrodo de Plomo es



Y para el electrolito de Óxido de Plomo, la reacción en descarga es



Durante el proceso de carga, los electrodos se recomponen siguiendo la siguiente reacción



En este caso el sulfato de los electrodos se transforma en plomo en el electrodo negativo y en óxido de plomo en el positivo.

Se determinó trabajar con baterías OPZV puesto que en ellas el electrolito está fijado a gel sílica, lo cual ralentiza el proceso de vaporización, y hace que las celdas no requieran mantención, (sólo ecualización en periodos más largos) como sí lo es en el caso de las baterías inundadas (OPZS), que requieren agregar agua destilada periódicamente, característica que las hace menos durables. Por otra parte, la vida útil de una batería se determina en ciclos de carga y descarga, y estos mismos se miden de acuerdo con el Estado de Carga (Ecuación 1) y profundidad de descarga (Ecuación 2) (Guembe et al, 2016), SOC% y DOD% respectivamente por sus siglas en inglés.

$$SOC(t)\% = SOC(t_0) + \int_{t_0}^t \frac{idt}{Q} \quad [1]$$

$$DOD\% = 100 - SOC\% \quad [2]$$

La profundidad de descarga de los ciclos determina la vida útil de las baterías, y a su vez, estos ciclos de descarga toman menores tiempos cuanto mayores sean las corrientes de descarga, como se observa en la Figura 3.

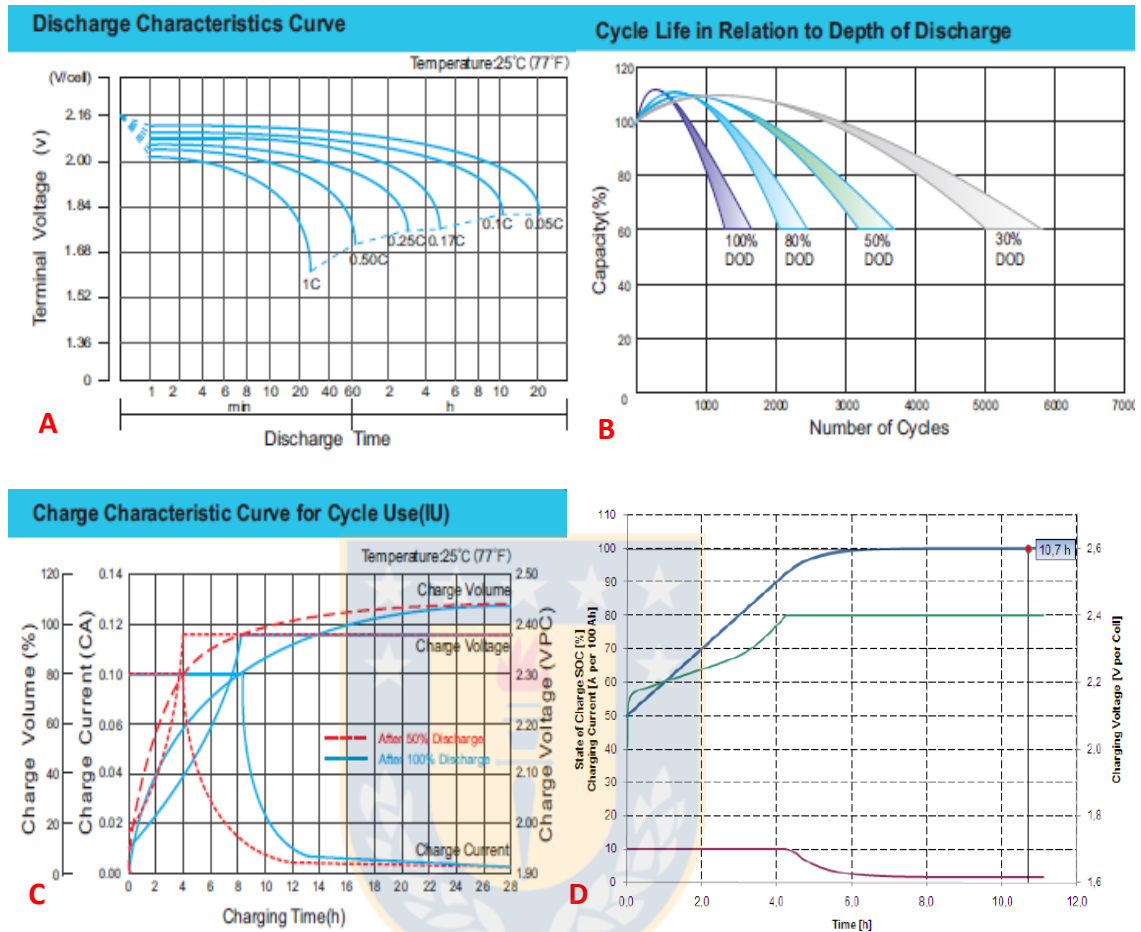


Figura 3. A: Curvas de descarga para batería OPZV a distintas fracciones de la capacidad nominal. B: Ciclos de vida versus profundidad de descarga. C: Curvas de I,V y SOC para batería OPZV. D: Curvas de I, V y SOC para una batería OPZV desde el 50%DOD. *Fuente: Ritar; Hoppecke, manuales de baterías OPZv 800Ah y 2V.*

4.2. Funcionamiento de la planta y modelado

Se pretende alimentar un sistema de bombas trifásicas de dos etapas: la primera de 5 horas con un consumo de 7,61 kW, y la segunda de 1,5 horas con un consumo de 5 kW.

Tabla 1. Consumo de la planta para cada etapa. *Fuente: Gutierrez, J. 2021*

Demanda diaria de energía Etapa 1 "Agua Intermedia"							
		Pot. uni	Pot. total	voltaje	corriente	uso/día	demanda energética
Artefactos	Uni.	(W)	(W)	(V)	(A)	(Hrs)	kWh
BB-AP NF 40 bar 4 m³/h	1	5750	5,75	380	15,1	5	28,75
BB-Alimentación 1	1	750	0,75	220	3,4	5	3,75
BB Alimentación 2	1	900	0,9	220	4,1	5	4,5
Iluminación	6	15	0,09	220	0,1	5	0,45
Monitoreo e inversores	3	30	0,09	220	0,1	5	0,45
Bombas dosificadoras	2	15	0,03	220	0,1	5	0,15
		Potencia total (kW):		Demanda de energía etapa 1 (kWh):		38,05	
Demanda diaria de energía Etapa 2 "Agua Producto"							
		Pot. Uni.	Pot. total	voltaje	corriente	uso/día	demanda energética
Artefactos	Uni.	(W)	(W)	(V)	(A)	(Hrs)	(kWh)
BB-AP NF 20 bar 4 m³/h	1	3140	3,14	380	0,0	1,5	4,71
BB-Alimentación 1	1	750	0,75	220	0,0	1,5	1,13
BB Alimentación 2	1	900	0,9	220	0,0	1,5	1,35
Iluminación	6	15	0,09	220	0,0	1,5	0,14
Monitoreo e inversores	3	30	0,09	220	0,0	1,5	0,14
Bombas dosificadoras	2	15	0,03	220	0,0	1,5	0,05
		Potencia total (kW):		Demanda de energía etapa 2 (kWh):		7,52	

Para la determinación de la energía generada (voltajes e intensidades de corriente) se sigue el modelo de Sandia (King et al, 2016), (Ecuaciones 4 a la 10) con la consideración de la temperatura en la celda propuesta por Markvart (Ecuación 3) (Markvart, 2000), ante la imposibilidad de obtener datos en terrero sobre la conductividad térmica del panel (este trabajo se realiza previo a la compra e implementación de las componentes del sistema) de acuerdo con los datos que entrega el Explorador Solar del ministerio de Energía de Chile (Molina, 2017).

$$T_c = T_a + \frac{G}{1000} * \frac{NOTC-20}{0.8} \quad [3]$$

$$I_{sc} = I_{sc \text{ panel}} * \frac{G}{1000} * (1 + \alpha_{I_{sc}}(T_c - T_0)) \quad [4]$$

$$I_{mp} = I_{mp \text{ panel}} * \frac{I_{sc}}{I_{sc \text{ panel}}} \quad [5]$$

$$V_{oc} = V_{oc \text{ panel}} + N_s * \Delta T_c * \ln(E_e) + \beta_{V_{oc}}(T_c - T_0) \quad [6]$$

$$E_e = \frac{I_{sc}}{I_{sc \text{ panel}}(1 + \alpha_{I_{sc}}(T_c - T_0))} \quad [7]$$

$$\Delta T_c = \frac{n * k * (T_c + 273.15)}{q} \quad [8]$$

$$V_{mp} = V_{mp \text{ panel}} * \frac{V_{oc}}{V_{mp \text{ panel}}} \quad [9]$$

$$P_{DC} = V_{mp} * I_{mp} \quad [10]$$

Además de la radiación solar en el lugar (Tabla 2) y la temperatura ambiente (Tabla 3) (G y T_a respectivamente), el modelo requiere de las constantes α_{Isc} y β_{Voc} que dependen del modelo de panel fotovoltaico y se muestran en la Figura 4 (ficha técnica), como coeficientes de temperatura para corriente de corto circuito y voltaje de circuito abierto. Además de esto, de la ficha técnica se obtienen también los voltajes nominales de circuito abierto ($V_{oc\ panel}$) y máxima potencia ($V_{mp\ panel}$) y las corrientes nominales de circuito cerrado ($I_{sc\ panel}$) y máxima potencia ($I_{mp\ panel}$). Para el parámetro de Voltaje termal de la Celda (ΔT_c) las constantes n , k y q corresponden al número de diodos del panel (3, también en la ficha técnica) a la constante de Boltzmann ($1,38066 \cdot 10^{-23}$ J/K) y a la carga elemental (o del protón, de $1,60218 \cdot 10^{-19}$ C) respectivamente.

T_c refiere a la temperatura de las celdas, $NOTC$ es la temperatura nominal de operación de las celdas, que para el caso es 25 °C, a esta misma temperatura también se le denota como T_0 ; E_e es la irradiancia efectiva y N_s el número de celdas en serie del panel, que para este caso son 72.

Tabla 2. Radiación global diaria media mensual. *Fuente: Explorador solar.*

hora	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
6:00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02
7:00	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,07	0,09	0,08
8:00	0,23	0,19	0,17	0,13	0,31	0,00	0,00	0,07	0,17	0,25	0,29	0,27
9:00	0,45	0,40	0,37	0,32	0,22	0,19	0,18	0,24	0,36	0,45	0,50	0,48
10:00	0,65	0,61	0,57	0,49	0,35	0,32	0,31	0,38	0,53	0,62	0,69	0,68
11:00	0,83	0,79	0,75	0,63	0,44	0,41	0,41	0,49	0,67	0,75	0,84	0,85
12:00	0,95	0,92	0,86	0,70	0,52	0,48	0,47	0,54	0,74	0,84	0,93	0,95
13:00	0,99	0,99	0,92	0,74	0,55	0,51	0,48	0,58	0,75	0,85	0,95	0,97
14:00	0,94	0,95	0,88	0,71	0,52	0,49	0,46	0,55	0,71	0,79	0,88	0,92
15:00	0,84	0,85	0,78	0,61	0,45	0,45	0,42	0,50	0,61	0,67	0,75	0,80
16:00	0,68	0,69	0,63	0,48	0,33	0,34	0,33	0,38	0,46	0,52	0,57	0,62
17:00	0,47	0,47	0,41	0,29	0,24	0,21	0,27	0,24	0,28	0,31	0,36	0,41
18:00	0,24	0,25	0,20	0,10	0,00	0,00	0,00	0,07	0,13	0,13	0,15	0,20
19:00	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,02	0,03
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Los valores se presentan en kW/m²

Tabla 3. Temperatura horaria media mensual. *Fuente: Explorador solar*

Hora	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
6:00	13,2	12,9	11,8	10,0	8,9	8,4	7,6	7,8	7,6	8,7	10,3	12,0
7:00	14,3	13,6	12,2	9,9	8,8	8,3	7,5	7,6	7,7	9,5	11,4	13,1
8:00	15,7	15,0	13,4	10,7	9,1	8,3	7,6	8,0	8,7	10,8	13,0	14,6
9:00	17,0	16,4	15,0	12,1	10,1	9,0	8,2	8,8	10,2	12,2	14,3	15,8
10:00	17,9	17,6	16,5	13,6	11,3	9,9	9,2	10,0	11,6	13,4	15,4	16,7
11:00	18,7	18,6	17,6	14,8	12,4	10,9	10,2	11,1	12,6	14,3	16,2	17,5
12:00	19,5	19,4	18,6	15,7	13,1	11,6	11,0	11,9	13,3	14,9	16,8	18,1
13:00	20,3	20,1	19,3	16,3	13,5	12,0	11,4	12,3	13,7	15,3	17,2	18,6
14:00	20,8	20,7	19,6	16,6	13,7	12,2	11,7	12,5	14,0	15,6	17,6	19,1
15:00	21,4	20,9	19,6	16,6	13,7	12,3	11,7	12,5	14,1	15,5	17,8	19,4
16:00	21,1	20,9	19,3	16,3	13,5	12,1	11,5	12,3	13,9	15,2	17,5	19,4
17:00	20,6	20,4	18,8	15,8	13,0	11,4	10,9	11,8	13,5	14,9	17,1	18,9
18:00	19,8	19,7	18,1	15,0	12,2	10,8	10,2	11,0	12,8	14,4	16,5	18,3
19:00	19,0	18,7	17,1	14,2	11,7	10,3	9,7	10,4	11,9	13,5	15,7	17,4
20:00	18,0	17,7	16,3	13,6	11,3	10,0	9,3	9,9	11,3	12,7	14,7	16,5

Los valores se presentan en °C

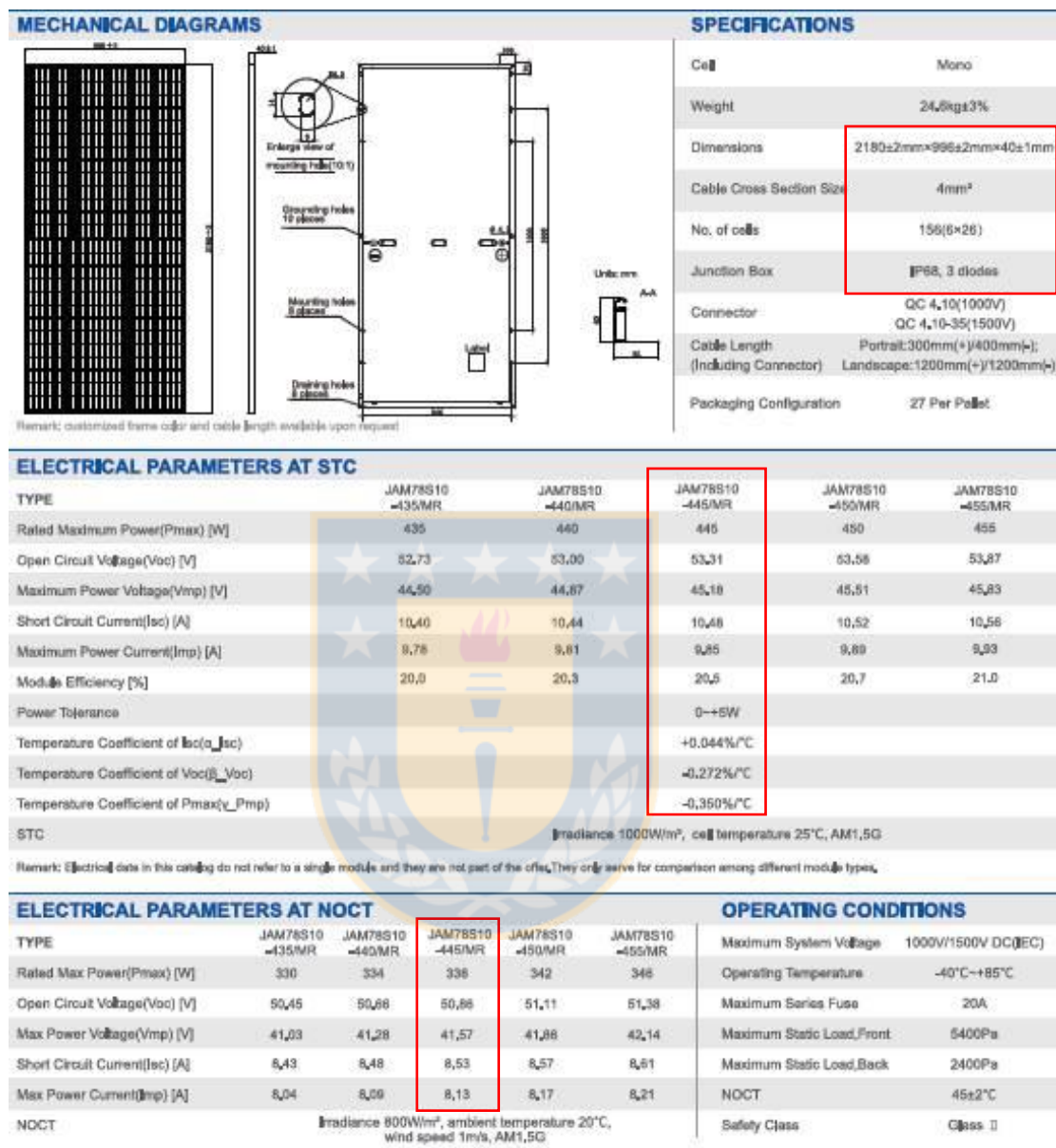
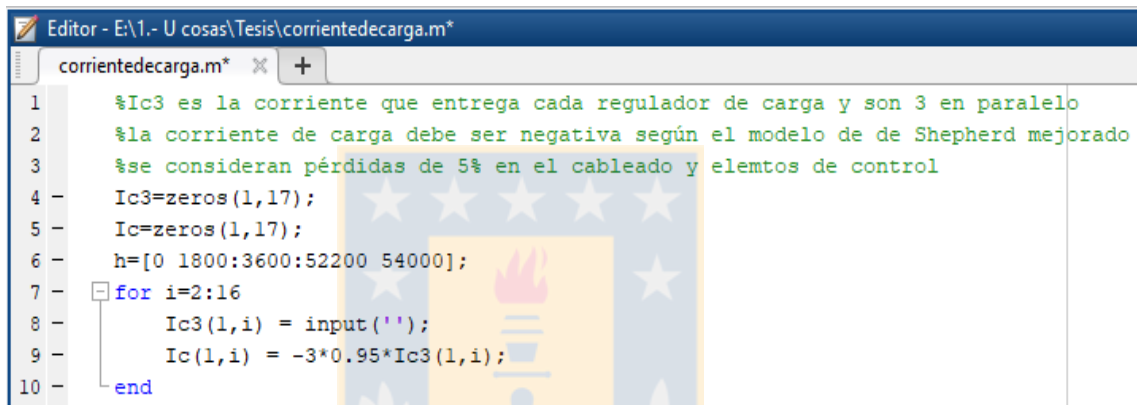


Figura 4. Ficha Técnica JA Solar 445 mono 445 Wp SEC. *Fuente: JA Solar.*

Se han encerrado en recuadros rojos, aquellas constantes que demanda el modelo de Sandia para determinar la generación de energía, como lo son los coeficientes de temperatura y el número de diodos. Con estos datos se determina la energía generada en el día medio mensual (Tabla 4).

Luego, cada columna en la Tabla 5, se toma como valor de entrada al ejecutar el código que se presenta en la Figura 5, el cual genera en el espacio de trabajo de Matlab ® los vectores de tiempo y de corriente de carga que representan 15 horas del día, lo cual es la mayor cantidad de horas de luz en el año para la zona de Cobquecura.



```

1  %Ic3 es la corriente que entrega cada regulador de carga y son 3 en paralelo
2  %la corriente de carga debe ser negativa según el modelo de de Shepherd mejorado
3  %se consideran pérdidas de 5% en el cableado y elementos de control
4  Ic3=zeros(1,17);
5  Ic=zeros(1,17);
6  h=[0 1800:3600:52200 54000];
7  for i=2:16
8      Ic3(1,i) = input('');
9      Ic(1,i) = -3*0.95*Ic3(1,i);
10 end

```

Figura 5. Código para la corriente de carga. *Fuente: Elaboración propia.*

Estos vectores de tiempo y corriente de carga pueden interpretarse como una señal de entrada en Simulink ® a través de un bloque fuente “Repeating Sequence Interpolated” y ser ingresados en el modelo de batería de Simulink ® como una corriente a través del bloque “Controlled Current Source” el tiempo se interpreta en segundos: entre las 6 y las 21 horas (15 horas) hay 54000 s y se añade un bloque “Delay” para que la interpolación se vaya ejecutando a la par del tiempo.

De este mismo modo, la corriente continua que consume la planta es estimada a través de la potencia que demandan los procesos dividida por un voltaje de

salida de 49 V, el cual representa un voltaje de descarga típico (para un estado de carga del 50%). Esta señal se genera en el bloque “Signal Builder” (Figura 8).

Además de lo anterior, en el bloque “MATLAB Function” (Figura 9) se simula el rol que desempeñaría el regulador de carga para efectos de cuando la corriente supera el valor máximo de carga para las baterías y para cuando se termina el estado de carga rápida y comienza el estado de flotación ($SOC\% \geq 80\%$).

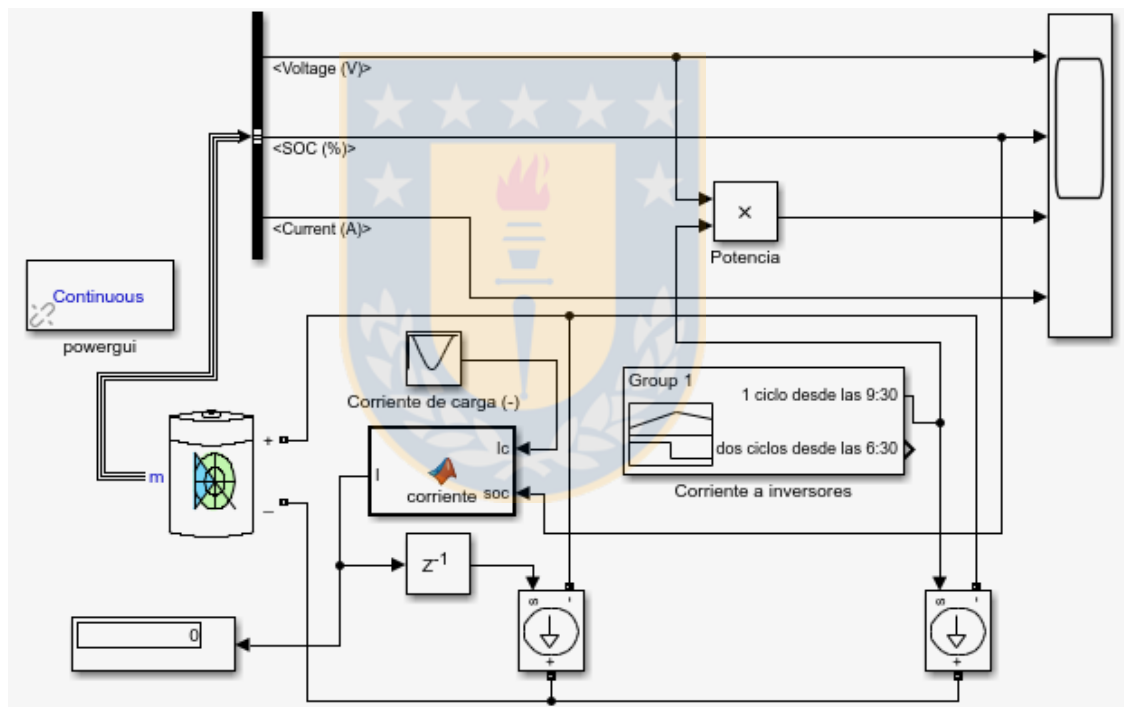


Figura 6: Modelo en Simulink ® de la planta *Fuente: Elaboración propia.*

El modelo que representa el estado de carga de la batería (SOC por sus siglas en inglés) es el de Shepherd mejorado (Pereira 2016) o genérico (Tremblay 2007) (Ecuaciones 11 y 12). Este modelo está implementado dentro del bloque “Battery (table based)” en Simulink ® (Figura 10).

$$E = E_0 - K \frac{Q}{Q - it} + L^{-1} \left(\frac{\exp(s)}{\text{sel}(s)} \right) \left(\frac{1}{s} \right) \quad [11]$$

$$E = E_0 - K \frac{Q}{Q - it} + A \exp(-B * it) \quad [12]$$

Donde E representa el voltaje de circuito abierto en la batería, y E_0 el voltaje nominal de esta. K es la constante de polarización, Q es la carga máxima de la batería, i la intensidad de corriente que circula, y t el tiempo.

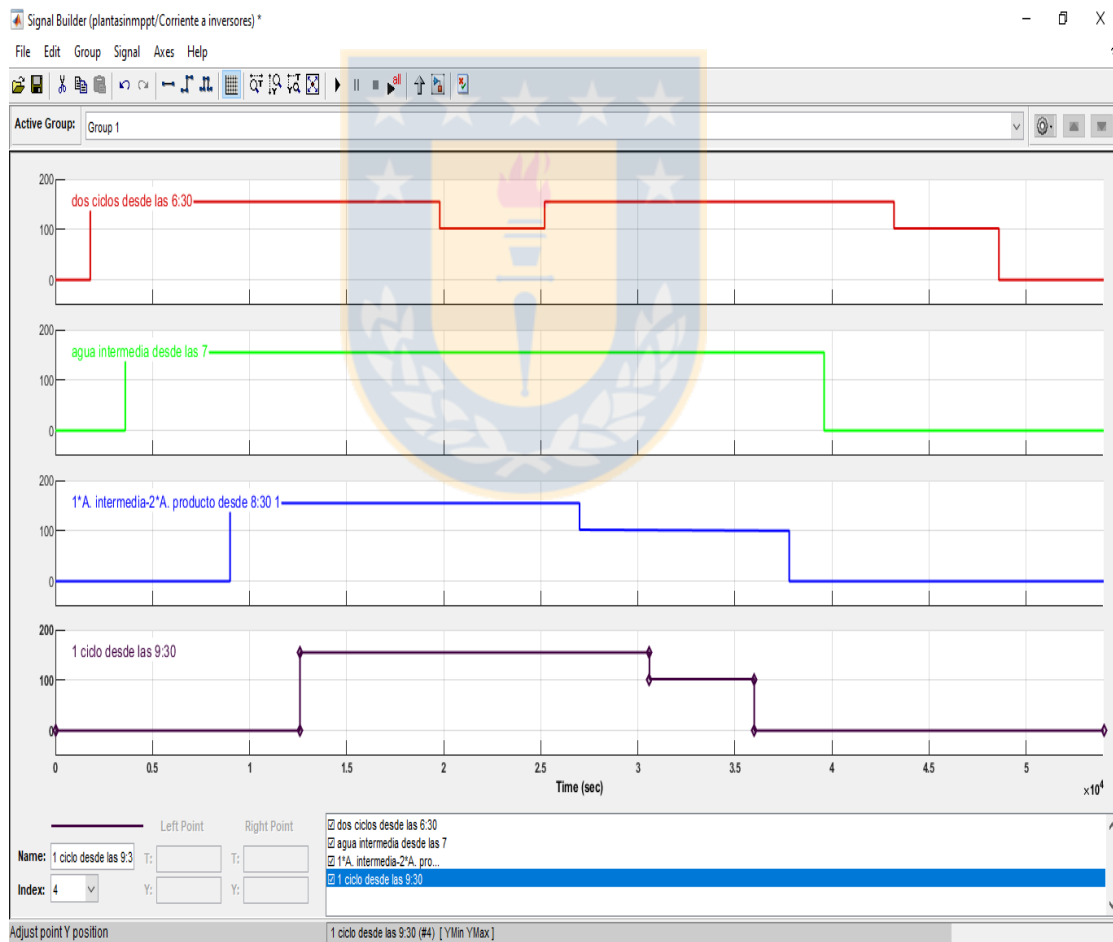
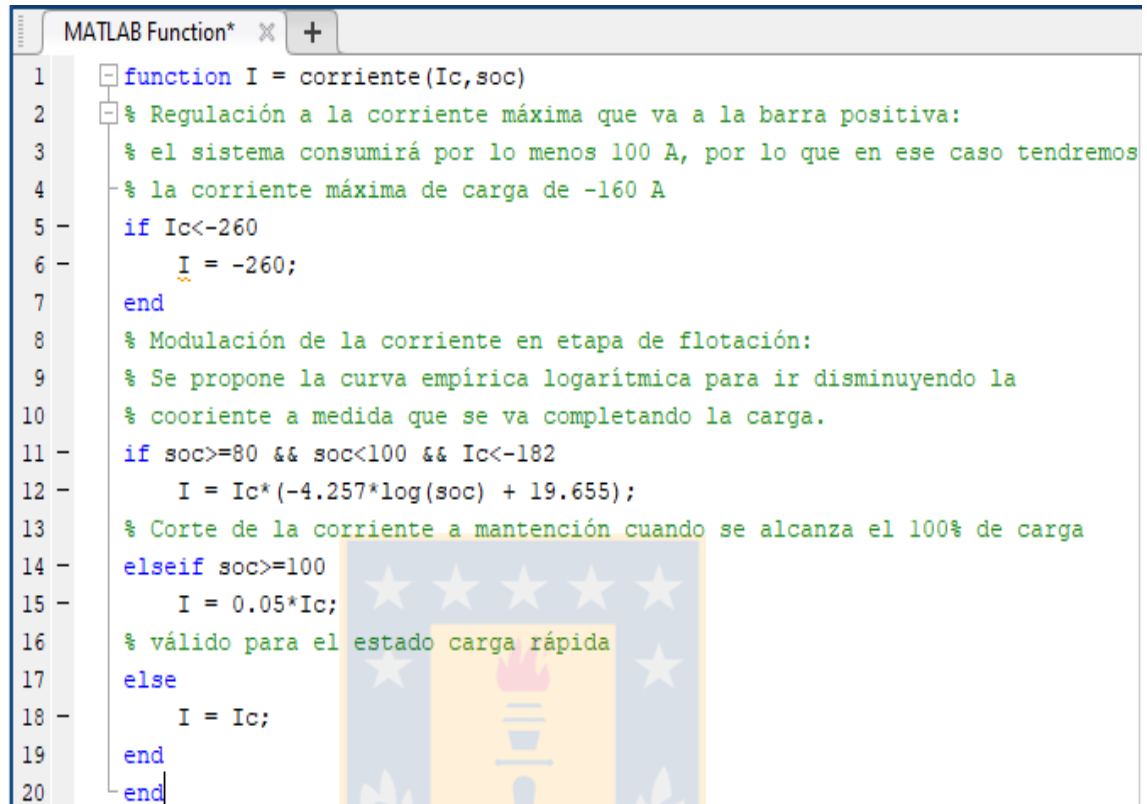


Figura 7. Bloque “Signal Builder” con los consumos de corriente continua de para los distintos modos de operación. *Fuente: Elaboración propia.*



```

1  function I = corriente(Ic,soc)
2  % Regulación a la corriente máxima que va a la barra positiva:
3  % el sistema consumirá por lo menos 100 A, por lo que en ese caso tendremos
4  % la corriente máxima de carga de -160 A
5  if Ic<-260
6      I = -260;
7  end
8  % Modulación de la corriente en etapa de flotación:
9  % Se propone la curva empírica logarítmica para ir disminuyendo la
10 % corriente a medida que se va completando la carga.
11 if soc>=80 && soc<100 && Ic<-182
12     I = Ic*(-4.257*log(soc) + 19.655);
13 % Corte de la corriente a mantención cuando se alcanza el 100% de carga
14 elseif soc>=100
15     I = 0.05*Ic;
16 % válido para el estado carga rápida
17 else
18     I = Ic;
19 end
20 end

```

Figura 8. Función para la regulación de la corriente de carga. *Fuente:*
Elaboración propia

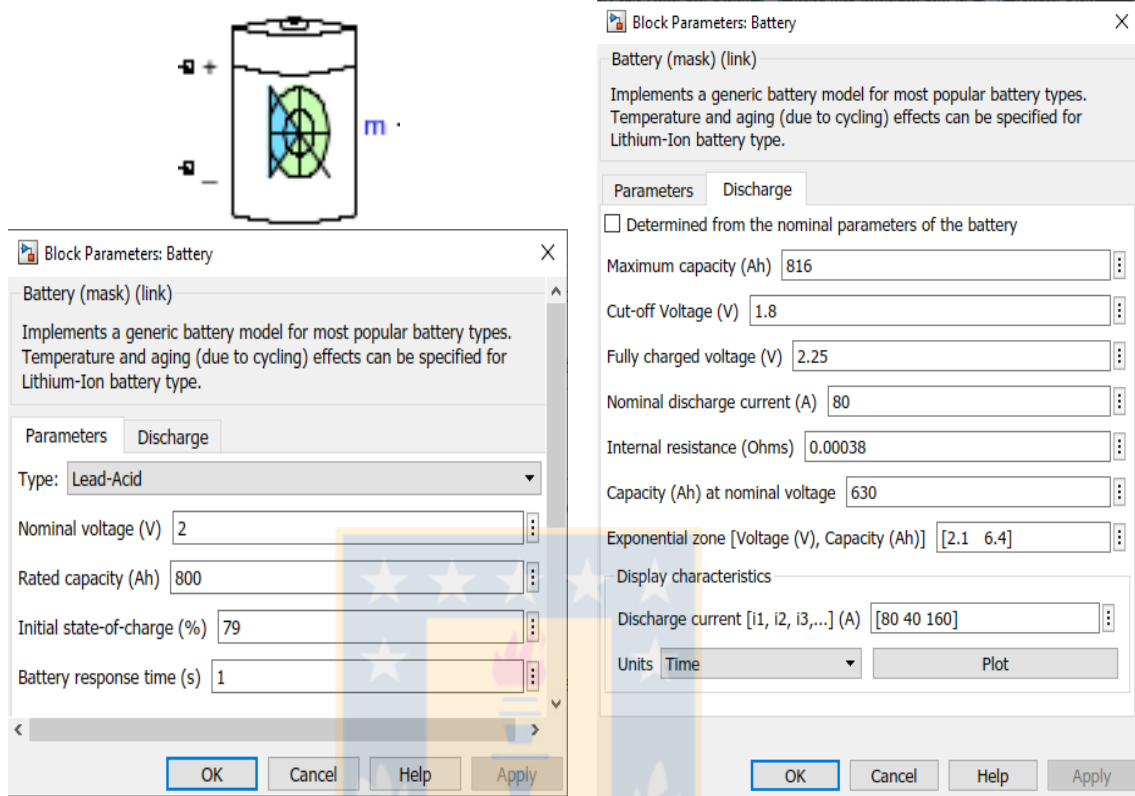


Figura 9. Bloque “Battery (table based)” para una celda OPzV 2V. *Fuente: Elaboración propia.*

Como el banco de baterías consta de 24 celdas, para el bloque del modelo se han multiplicado los valores de voltaje por 24.

Al ejecutar el modelo, se visualiza a través del bloque “Scope” el estado de carga (SOC% en el eje de las ordenadas) en el tiempo (en el eje de las abscisas) y con la información que de aquí se extrae tomar decisiones sobre la operación de la planta y de cuando complementar con un generador diésel.

4.3. Indicadores para evaluación de la operación de la planta

La evaluación de la operación de la planta se realiza a través de indicadores económicos, ambientales y sociales. El indicador económico seleccionado es el Costo Anual Equivalente (Ecuación 13) al 6% de interés (Interés de la Tasa Social de Descuento) (Ministerio de Desarrollo Social y Familia, 2021) y luego, con esto se determina una mensualidad y un valor para el m³ de agua producto, estos últimos se consideran un indicador social. El indicador ambiental seleccionado es la huella de carbono (HC) del consumo de diésel de la operación (Ecuación 15), y con esto se calcula una huella de carbono para el m³ de agua producida y para el consumidor.

$$CAE(i) = CAN(i) \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad [13]$$

$$CAN(i) = I_0 + \sum \frac{C_t}{(1+i)^n} \quad [14]$$

$$HC (g CO_2) = Consumo (L) * Equivalentes \left(\frac{g CO_2}{L} \right) \quad [15]$$

Donde I_0 es la inversión inicial, i la tasa de interés, n el instante dentro del periodo, y C_t los costos en el periodo.

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se define un ciclo de operación de la planta como la producción de 5 m³ de agua intermedia y luego de esta, agua producto (6,5 h de funcionamiento). Este ciclo de operación consume una energía de 45,55 kW-h, como puede desprenderse de la Tabla 1. Así también, desde la Tabla 4, se observa que la producción diaria de energía, siempre es mayor que la energía requerida por un ciclo de producción, además, debe adicionarse a esto la energía almacenada en las baterías, es por esto que se determinó modelar para cada mes del año la producción de 10 m³ de agua (Figura 10), lo que implica dos ciclos de funcionamiento de la planta por día, encontrándose que, para los meses desde septiembre a abril, era posible realizar esta operación, de forma continua, comenzando a las 6:30 horas y concluyendo a las 19:30 horas, produciendo dos ciclos de descarga de hasta el 54% DOD en abril.

En los gráficos el tiempo se cuenta en horas desde las 6 am en el eje de las abscisas, es decir, $t=0=6$ am; $t=15=21$ h. Lo que se desea es que los ciclos de descarga no superen el 50%+5 DOD (50%-5 SOC), y este será el parámetro para determinar las horas de recarga que necesitase el banco de baterías desde un generador diésel en las horas de la noche.

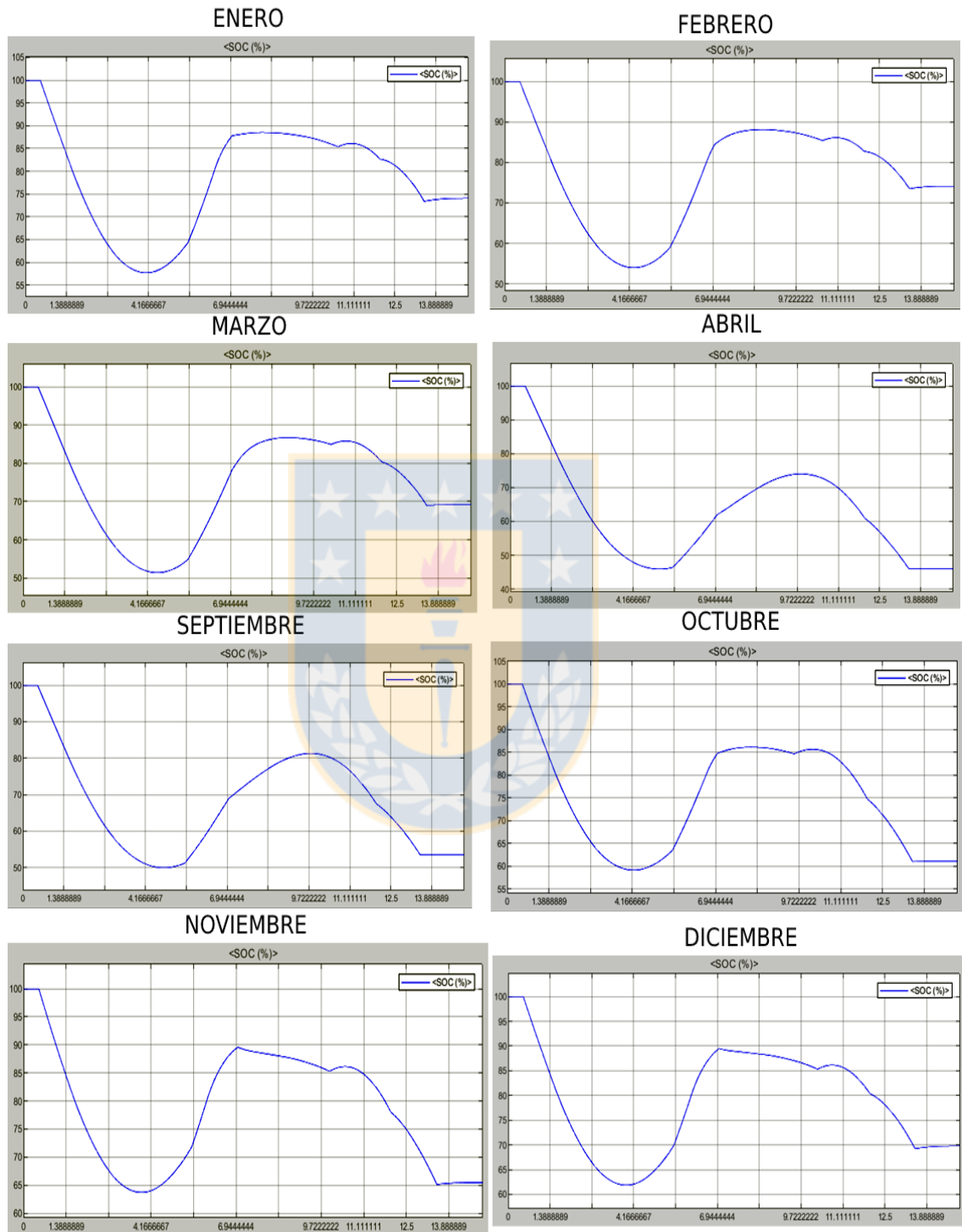


Figura 10. Estados de carga del día medio mensual para 2 ciclos de operación desde las 6:00 horas. *Fuente: Elaboración propia.*

Para los meses de septiembre a abril, será necesario recargar diariamente (aunque durante la noche) el banco de baterías con un generador diésel.

Para los meses de mayo a agosto la energía almacenada en las baterías más la energía producida durante el día no serán capaces de mantener dos ciclos de producción, al modelar se observó que el intentar esto descargaría completamente las baterías antes de completar el segundo ciclo (por ello no se incluyen estos meses en las Figuras 10). Dada esta realidad, se modeló para un único ciclo de operación de la planta, comenzando a las 9:30 horas y finalizando a las 16, produciendo solamente 5 m³ de agua al día y generándose procesos de descarga que rondaban el 80% SOC (20% DOD). (Figuras 11 y 12).

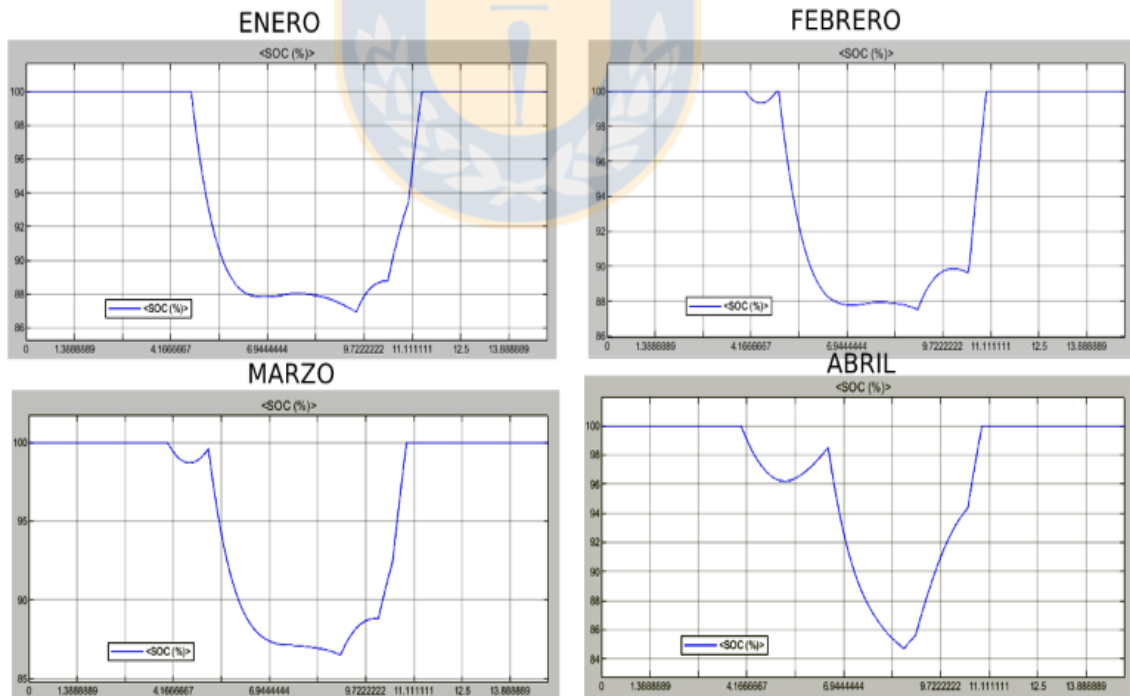


Figura 11. Inicio de estados de carga del día medio mensual para un ciclo de operación desde las 9:30 horas. *Fuente: Elaboración propia.*

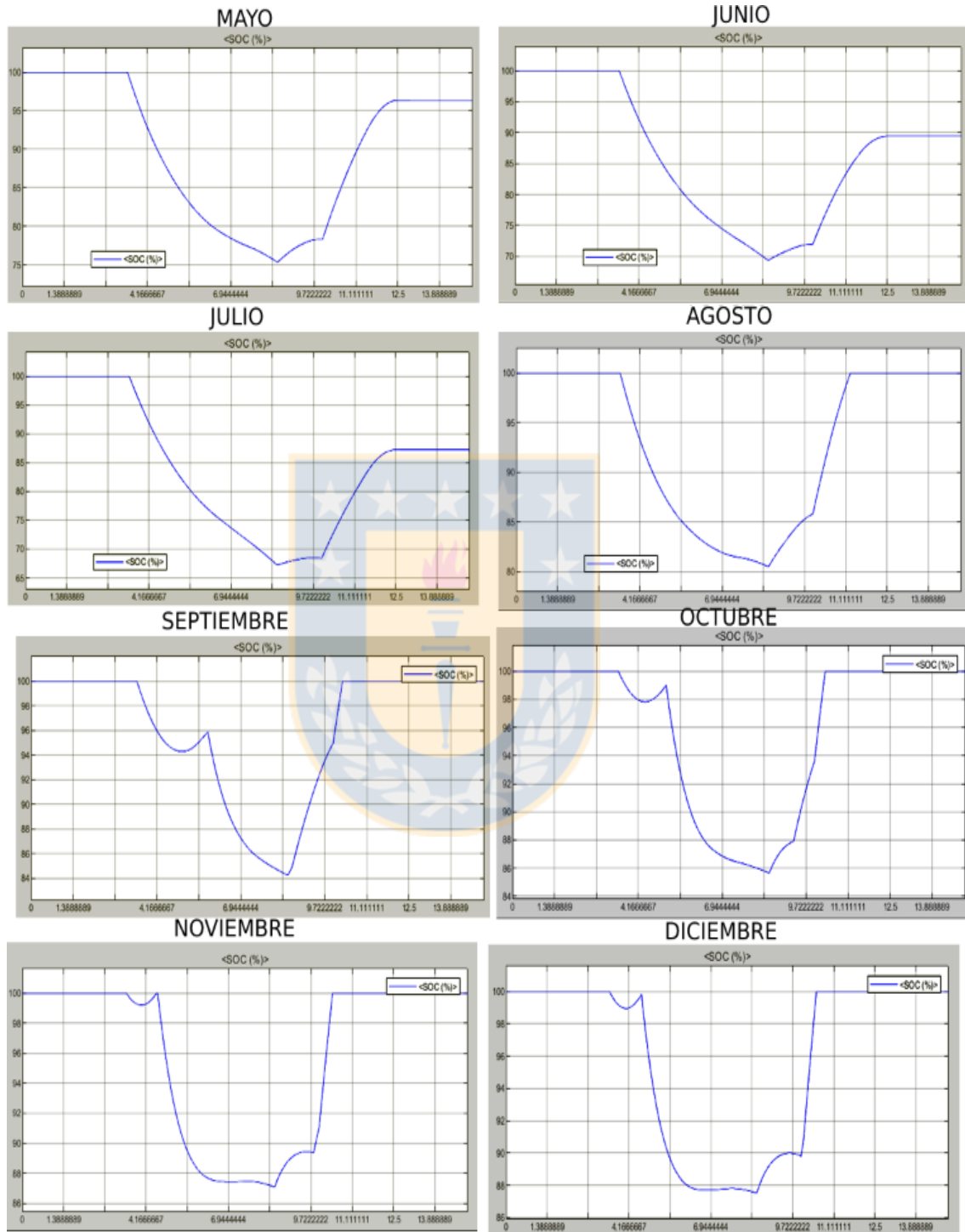


Figura 12. Final de estados de carga del día medio mensual para un ciclo de operación desde las 9:30 horas. *Fuente: Elaboración propia.*

Desde lo modelado, se observa que en los meses de agosto hasta marzo no sería necesario recargar las baterías con un generador Diesel, en cambio, para los meses de mayo, junio y julio, se haría necesario recargar cada 6 días, 2 días y a diario respectivamente, esto para mantener un estado de carga sobre 50% permanentemente y optimizar el uso del generador. Los días a los cuales debe hacerse la recarga con el generador diésel se determinaron sumando la profundidad de descarga final de la batería y la profundidad de descarga diaria máxima, siguiendo el criterio de no descargar las baterías bajo el $50 \pm 5\%$ SOC, con el fin de prolongar la vida útil de las baterías y prevenir caídas del sistema.

Tabla 6. Resumen de profundidad de descarga y uso generador diésel para ciclos de funcionamiento continuos. *Fuente: Elaboración propia.*

mes	2 ciclos de operación				1 ciclo de operación			
	DOD Máx. (%)	DOD final 2° ciclo (%)	capacidad a recargar (Ah)	uso diario del gen. diésel (h)	DOD Máx. %	DOD final %	capacidad a recargar (Ah)	uso diario del gen. diésel (h)
Ene.	42	26	212	1,6	13	0	0	0
Feb.	46	27	220	1,7	13	0	0	0
Mar.	48	31	253	2	14	0	0	0
Abr.	54	54	441	3,4	15	0	0	0
May.	-	-	-	-	25	4	33	0,6
Jun.	-	-	-	-	30	11	90	1
Jul.	-	-	-	-	33	13	107	1,2
Ago.	-	-	-	-	20	0	0	0
Sep.	50	47	384	3	16	0	0	0
Oct.	41	39	318	2,5	15	0	0	0
Nov.	36	34	278	2,1	15	0	0	0
Dic.	38	30	245	1,9	13	0	0	0

Se consideró además, la parcialización de los procesos, es decir, alimentar únicamente la producción de agua intermedia con la planta fotovoltaica y baterías, abasteciendo el consumo de energía de la producción de agua producto directamente desde un generador diésel (Figuras 13 y 14), con esta opción, la descarga se mantiene sobre el 50% DOD desde septiembre a abril, sin embargo, desde mayo a agosto, se alcanzan valores en torno al 90% DOD, volviéndose inaplicable durante estos meses por el impacto que tiene esto en la vida útil de las baterías. La hora de partida para este caso es a las 7:00 horas y la hora de finalización es a las 17:00 horas.

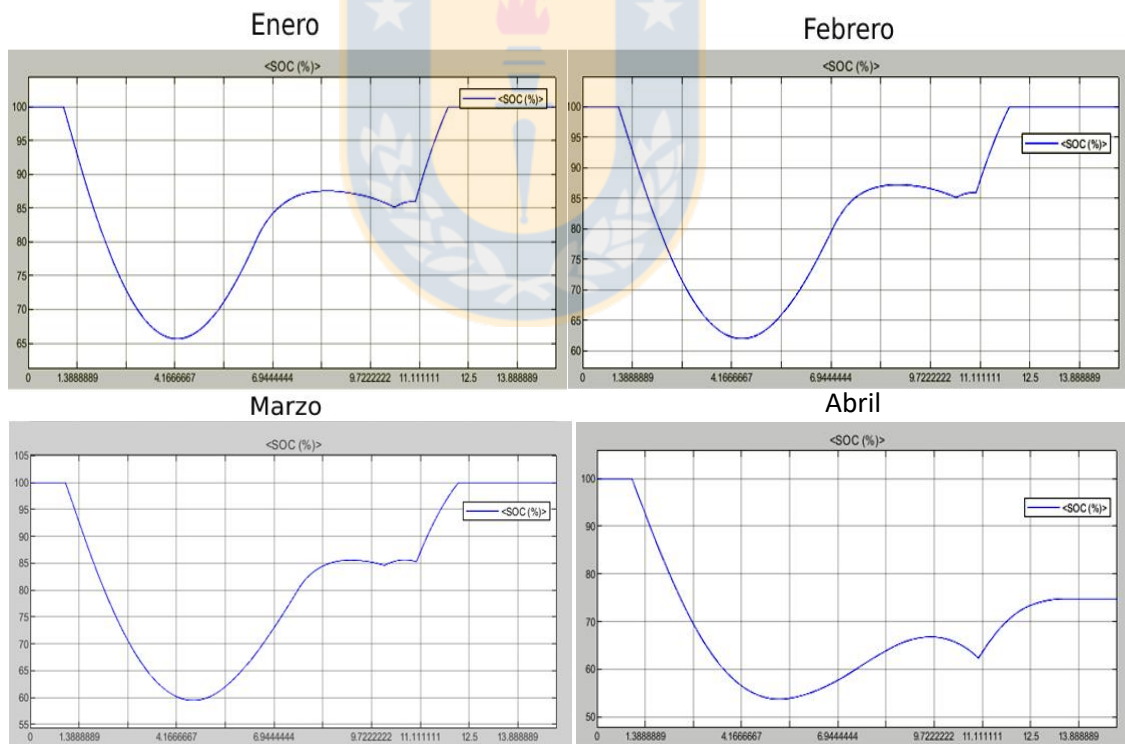


Figura 13. Inicio de Estados de carga del día medio mensual al producir 10 m^3 de agua intermedia desde las 7:00 horas. *Fuente: Elaboración propia.*

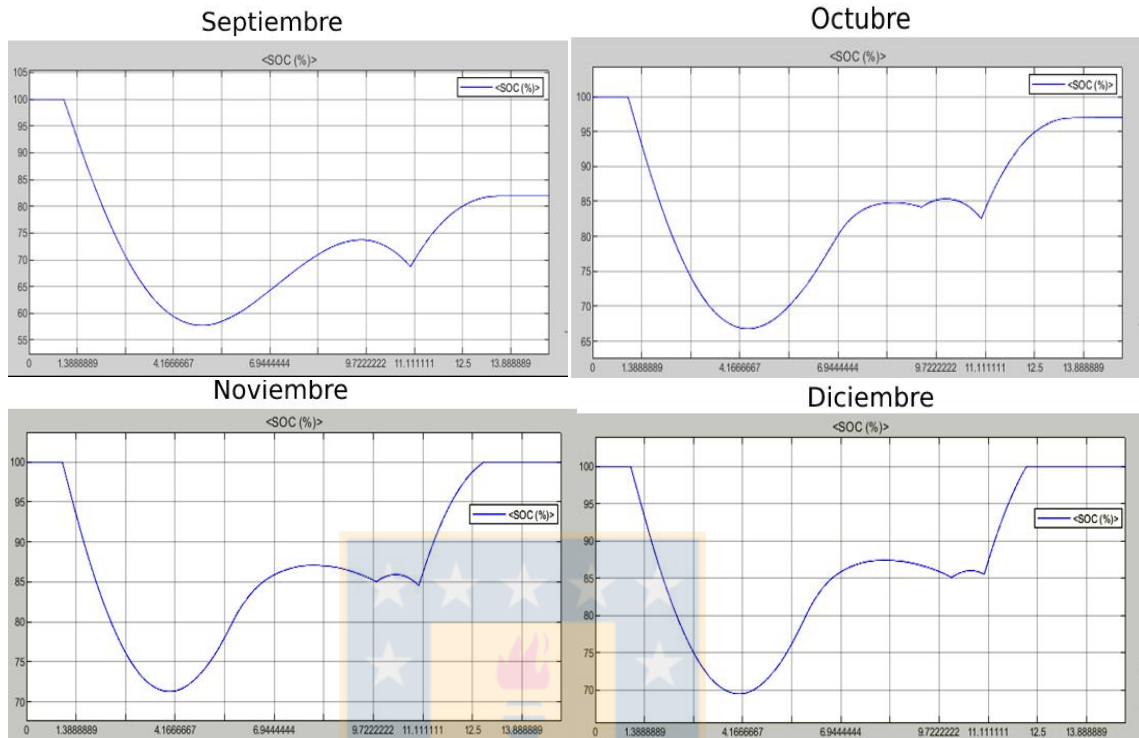


Figura 14. Final de estados de carga del día medio mensual al producir 10 m^3 de agua intermedia desde las 7:00 horas. *Fuente: Elaboración propia.*

A la luz de estos resultados, se volvió evidente considerar también de la opción de alimentar el primer ciclo de producción de agua intermedia con un generador diésel, y el segundo y los dos ciclos de producción de agua producto con la energía solar y de baterías. Con esta última opción, que hace operar con la planta fotovoltaica desde las 8:30 a las 16:30, en ningún mes del año las profundidades de descarga alcanzan siquiera el 50%, y sólo se requiere de recarga de las baterías en los meses de mayo a agosto (Figuras 15 y 16). Los resultados de ambos modos de operación se muestran en la Tabla 7.

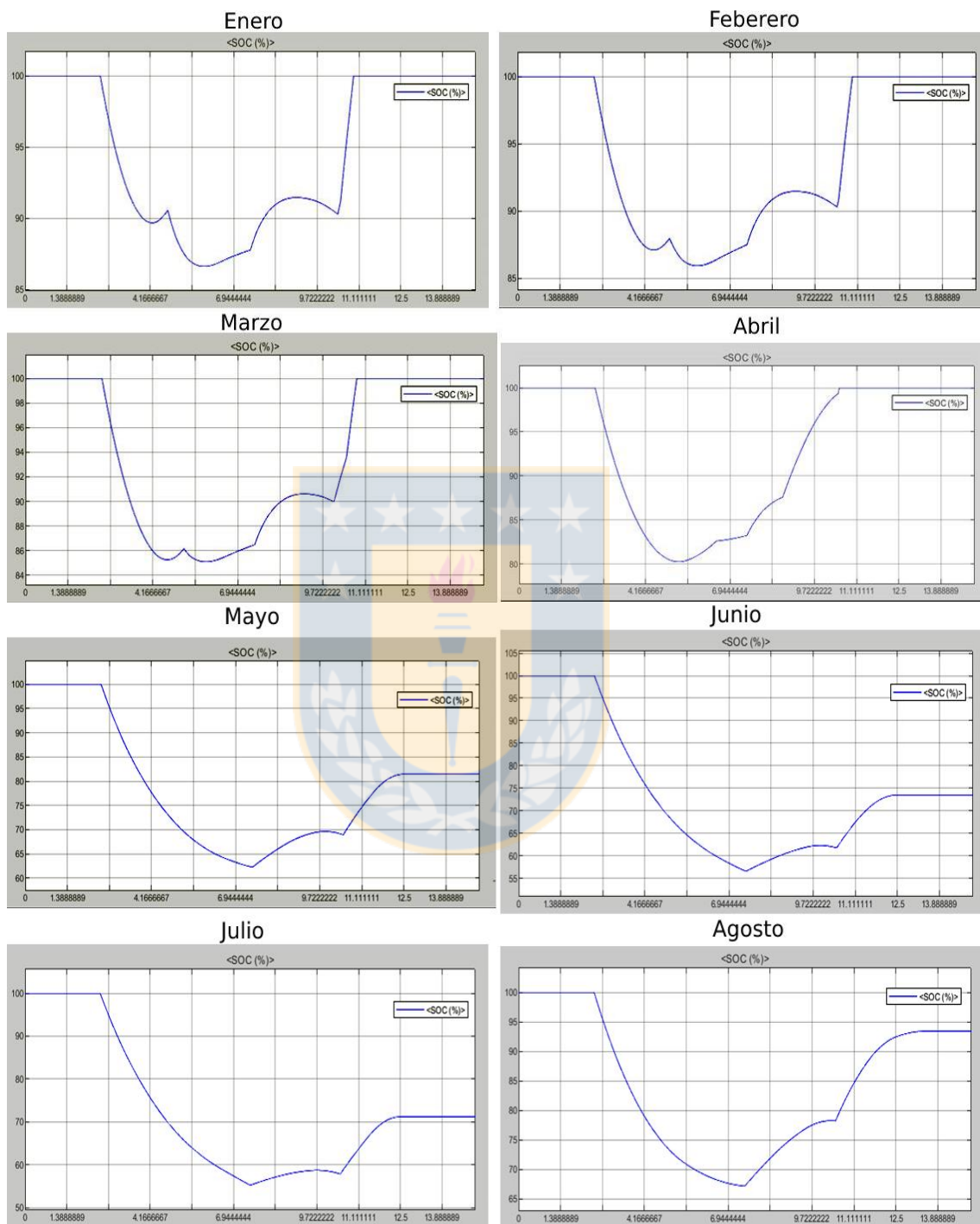


Figura 15. Inicio de estados de carga del día medio mensual al producir 5 m^3 de agua intermedia y 10 m^3 de agua producto desde las 8:30 horas.

Fuente: Elaboración propia.

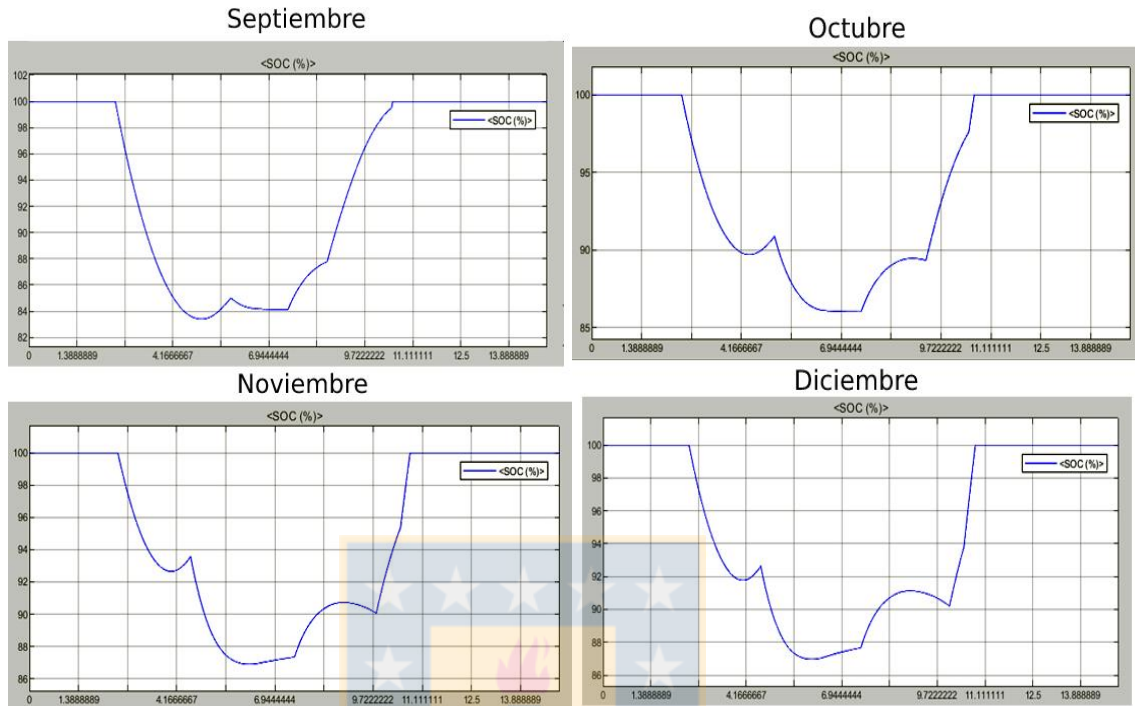


Figura 16. Final de Estados de carga del día medio mensual al producir 5 m³ de agua intermedia y 10 m³ de agua producto desde las 8:30 horas.
Fuente: Elaboración propia.

Además de los escenarios ya presentados, se modelaron muchos otros más, así como también los ya mostrados comenzando a distintas horas de la mañana, encontrándose que los anteriormente presentados generaban un menor consumo de diésel, tanto para mantener el funcionamiento de la planta como en horas de recarga necesarias al final del día, optimizando el uso de la energía fotovoltaica y alargando la vida útil de las baterías.

Tabla 7. Resumen de profundidad de descarga y uso generador diésel para ciclos de funcionamiento parcializados. *Fuente: Elaboración propia.*

2 partidas de agua intermedia					1 partida de agua intermedia + 2 partidas de agua producto			
Mes	DOD máx. %	DOD final %	capacidad a recargar (Ah)	Uso diario del gen. diésel (h)	DOD máx. %	DOD final %	capacidad a recargar (Ah)	Uso diario del gen. diésel (h)
Ene.	35	0	0	3	14	0	-	5
Feb.	38	0	0	3	14	0	-	5
Mar.	40	0	0	3	15	0	-	5
Abr.	46	26	212	3 + 2,2 de carga	20	0	-	5
May.	-	-	-	-	38	18	147	5 + 1,2 de carga
Jun.	-	-	-	-	44	26	212	5 + 1,7 de carga
Jul.	-	-	-	-	45	28	229	5 + 1,8 de carga
Ago.	-	-	-	-	33	7	57	5 + 0,5 de carga
Sep.	43	23	188	3 + 2 de carga	17	0	-	5
Oct.	33	4	33	3 + 0,6 de carga	14	0	-	5
Nov.	28	0	0	3	13	0	-	5
Dic.	31	0	0	3	13	0	-	5

Las horas de carga se determinaron de acuerdo con la ecuación 16, para la cual, basta conocer la corriente de carga que pueden entregar los modelos de generadores diésel y la carga máxima de las baterías que es de 816 Ah.

$$\text{horas de carga} = \frac{\text{carga máxima baterías} * \text{DOD final del día}}{\text{corriente de carga}} \quad [16]$$

Aunado a lo anterior, se señala que los generadores diésel seleccionados, son los modelos GO80DE3 de la marca Kolvok, el cual puede entregar una corriente de carga de 100 A, y que puede abastecer por si mismo los consumos energéticos en la producción de agua producto (6,5kW de potencia máxima) y el TK-GS11000 de la marca Toyaki, el cual puede entregar una corriente de carga de 130 A y mantener en funcionamiento toda la planta (8 kW de potencia activa máxima)

5.1 Evaluación del proyecto

Desde los ensayos realizados se desprenden 5 modos de operación de la planta a evaluar:

- 1.- un ciclo de operación alimentado íntegramente por la planta FV y el banco de baterías. (vida útil 16 años)
- 2.- dos ciclos de operación en los cuales, una partida de agua intermedia sea alimentada por el grupo generador diesel, y las restantes partidas de agua intermedia y agua producto alimentadas por la planta FV y el banco de baterías. (vida útil 16 años)
- 3.- dos ciclos de operación con las dos partidas de agua intermedia alimentadas por la planta FV + baterías y el agua producto alimentada por el generador diésel

para los meses de septiembre a abril. En los meses de mayo a agosto se opera como en el modo 2. (vida útil 8 años)

4.- dos ciclos de operación alimentados íntegramente con planta FV + baterías en los meses de septiembre a abril y un ciclo de operación alimentado con planta FV + baterías en los meses de mayo a agosto, con el restante abastecido con generador diésel. (vida útil 8 años)

5.- tres ciclos de producción. Se añade al modo 3 un tercer ciclo completamente alimentado por el generador diésel. (vida útil 8 años)

Para determinar el volumen de agua que debe ser entregado por persona, se considera lo dicho en el Punto 11° del dictamen causa Rol 72.198-2020 de la corte suprema

“el Estado de Chile, a través del Ministerio del Interior y Seguridad Pública y los demás órganos competentes debe asegurar la provisión de, a lo menos, 100 litros diarios por persona...”

Esta es la base de la evaluación del proyecto, dividir la cantidad de agua que puede producirse en un día (cada ciclo de operación puede producir 5 m³ de agua) en porciones de 100 L, y con esto determinar la cantidad de beneficiarios que este podría abarcar como máximo.

Para los modos de operación 2, 3, 4 y 5 es necesario un generador Diésel que pueda alimentar a toda la planta desconectada del arreglo fotovoltaico, por ende,

este debe ser capaz de entregar la totalidad de la potencia demandada. Para esto se eligió el generador trifásico Toyaki Insonoro 10kVA – 8kW TK-GS11000. Adicionalmente, para el caso de sólo ser necesario un generador que recargue el banco de baterías en las horas de la noche se eligió el generador Kolvok 6,5 kW GO80DE3).

Las horas diarias de uso de los generadores pueden recogerse desde las Tablas 5 y 6, siendo la columna “1 ciclo de operación” en la Tabla 5 el modo 1, y la columna “2 ciclos de operación” el modo 4 y el modo 5, donde se añaden 6,5 horas de funcionamiento del generador en los meses de mayo a agosto y todo el año respectivamente. De la tabla 6 la columna “2 partidas de agua intermedia” representa al modo 3, y la columna “1 partida de agua intermedia + 2 partidas de agua producto” representa al modo 2.

El valor del petróleo se considera en 743 CLP/L y los valores de equipos, instalación y mantención y operación los determinados por Neira (Neira, 2016) actualizados según la inflación y dentro de los costos de operación y mantención, se incluyen los aditivos para el agua y la paga a un operario por dos horas diarias.

5.1.1. Indicadores económicos de los modos de operación

Desde la evaluación económica (Tabla 8), desprende que la opción más barata de ser construida y operada, en términos netos es la del modo 1, pero esta

además es la opción que menos personas beneficia (50), por lo cual, este primer indicador no es en sí mismo un criterio absoluto de decisión.

Tabla 8. Costos de inversión y operación y mantenimiento para la planta en los distintos modos de operación.. *Fuente: Elaboración propia.*

	Modo 1 (5 m ³)	Modo 2 (10 m ³)	Modo 3 (10 m ³)	Modo 4 (10 m ³)	Modo 5 (15 m ³)
costos equipos eléctricos y traslado	27.956	27.956	27.956	27.956	27.956
Equipamiento planta nanofiltración	41.233	41.233	41.233	41.233	41.233
Instalación planta PV	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Obras captación agua de mar	811	811	811	811	811
Generador	1.380	2.590	1.380	2.590	2.590
aceite inicial	20	20	20	20	20
Inversión Inicial	74.400	74.610	74.400	74.610	74.610
Operación y mantención planta	835	940	940	940	1.044
Aceite	20	40	40	40	60
Diésel	64	3.098	2.568	994	5.945
Costos fijos + costos variables	919	4.078	3.547	1.973	7.049
reinversión en baterías (año 8)	0	0	8.586	8.586	8.586
CAE (6%)	9.737	18.364	18.170	14.051	27.721

Los montos se expresan en miles de pesos chilenos del 2021.

5.1.2. Indicadores ecológicos de los modos de operación

Para determinar la huella de carbono, se multiplica el consumo de diésel del modo de operación por su equivalente en g de CO₂, el cual es de 2,7 gCO₂/L

(EPA 2010), luego se divide en el volumen de agua producidos. Estos resultados se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Consumo de Diésel y huella de carbono asociada por cada modo de operación. *Fuente: Elaboración propia.*

	modo 1	modo 2	modo 3	modo 4	modo 5
litros de diésel/año	85,80	4170,08	3456,29	1337,33	8001,95
g CO ₂ /año	231,66	11259,20	9331,97	3610,80	21605,25
g CO ₂ /m ³	0,13	3,08	2,56	0,99	3,95
g CO ₂ /persona al año	4,63	112,59	93,32	36,11	144,04

Este indicador muestra que el modo de operación más limpio en todas las categorías es el modo 1, y los más contaminantes son el 2 y el 5, siendo este último, el con la mayor huella neta (gCO₂/año), prácticamente doblando al modo 2 (ratio=1,92), pero que, al dividirla por el número de usuarios totales, la ratio entre ambos modos se reduce a 1,11.

5.1.3. Indicadores sociales de los modos de operación

Para determinar una mensualidad para el usuario, se divide el costo anual equivalente en los doce meses del año, y luego en el número de beneficiarios totales de la planta según su modo de operación. Los resultados se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Costo anual equivalente, cuotas mensuales y precio por m³ de los distintos modos de operación. *Fuente: Elaboración propia.*

	Modo 1 (5 m ³)	Modo 2 (10 m ³)	Modo 3 (10 m ³)	Modo 4 (10 m ³)	Modo 5 (15 m ³)
CAE (6%)	\$9.736.631	\$18.364.031	\$18.170.389	\$14.050.680	\$22.720.897
Beneficiarios	50	100	100	100	150
Mensualidad	\$16.227	\$15.303	\$15.142	\$11.709	\$15.400
Precio m ³	\$5.335	\$5.031	\$4.978	\$3.850	\$5.063

Los valores del CAE, Mensualidad y precio m³ están expresados en CLP del 2021.

La opción que abarata más los costos por usuario y por m³ es el modo 4, luego de esta le sigue el modo 3, posteriormente la opción 2 (todas ellas abasteciendo a 100 personas). La opción 5 que puede beneficiar a más personas (150), ocupa el cuarto lugar y finalmente la opción 1 resultó ser la más cara por persona, al ser la que a menos beneficia (50).

5.2. Discusión

Para tener una referencia en los costos y la competitividad de la planta desaladora frente a otras opciones, se toma como referencia el trabajo de Sarria (Sarria et al. 2015) quien señala como caso exitoso en la distribución de agua por camiones aljibes a lo hecho en la costa sur de Iquique para las caletas de Punta Gruesa, Chanavaya, Río Seco, y Chipana, y lo compara con las opciones de agua generada por atrapanieblas y por planta desaladora. (Tabla 11).

Tabla 11. Comparación del costo total del m³ de agua para distintas fuentes de abastecimiento. *Fuente: Sarria et al, 2015.*

Caleta	Camiones	Atrapanieblas	Planta desalinizadora
Punta Gruesa	\$1023	\$3813	\$29997
Chanavaya	\$1785	\$2544	\$13104
Río Seco	\$1947	\$1739	\$8645
Chipana	\$2511	\$2742	\$18534

Corrigiendo de acuerdo con la inflación media desde 2015 hasta 2021: 3,093% anual (Triami Media, 2021), obtendremos que los valores de la tabla 11 cambian a los mostrados en la Tabla 12.

Tabla 12. Comparación costo total por m³ de agua (actualizada a pesos año 2021) *Fuente: Sarria et al, 2015.*

Caleta	Camiones	Atrapanieblas	Planta Desalinizadora
Punta Gruesa	\$1228	\$4718	\$37120
Chanavaya	\$2209	\$3148	\$16216
Río Seco	\$2409	\$2152	\$10698
Chipana	\$3107	\$3393	\$22935

Se puede argumentar desde esta tabla y de los valores obtenidos para el m³ de agua bajo las 5 opciones de operación de la planta, el abastecer la planta desaladora con energía solar, genera un beneficio económico evidente, disminuyendo abismalmente el valor del m³ en todos los casos, a pesar de que en este estudio no se consideró la distribución, como sí hiciera Sarria, 2015, puesto que la planta propuesta es pequeña y se propone como una solución

localizada, con un operario entregando el agua a los beneficiarios, siendo así un avance efectivo en el abaratamiento del método.

En un segundo análisis, si se considera que la inversión en la planta desaladora es financiada en su totalidad con fondos públicos, la estructura de costos cambia, y sólo cabría analizar los costos de operación de la planta que incluyen aditivos, operario, y energización de esta. Se compara entonces, qué pasaría si la planta estuviera conectada a la red eléctrica, consumiendo 9,125 kWh por m³ de agua producida (de tabla 1) considerando el valor de la Tarifa Trifásica Industrial Única, de 304,6 CLP/kWh, funcionando continuamente produciendo 24 m³ diariamente y con los volúmenes de producción de los modos de operación definidos para la alimentación fotovoltaica + diésel.

Tabla 13. Estructura de costos de operación de la planta alimentada por la red eléctrica. *Fuente: Elaboración propia.*

	Produciendo 5 m ³	Produciendo 10 m ³	Produciendo 15 m ³	Optimizado 24 m ³
Operación y mantención planta	\$ 834.825	\$ 939.650	\$ 1.044.475	\$ 1.233.160
Consumo Electricidad	\$ 5.072.542	\$ 10.145.084	\$ 15.217.626	\$ 24.348.201
Costos fijos + costos variables	\$ 5.907.367	\$ 11.084.734	\$ 16.262.101	\$ 25.581.361
precio m3	\$ 3.237	\$ 3.037	\$ 2.970	\$ 2.920

Este costo de operación optimizado se compara con los costos de operación por concepto de energización de la planta con energía fotovoltaica y diésel de todos

los modos de operación antes señalados, considerando la inversión inicial y reinversión en el año 8 en los modos 3, 4 y 5.

Tabla 14. Estructura de costos de operación de la planta alimentada por planta FV. Fuente: Elaboración propia.

	Opción 1 (5 m ³)	Opción 2 (10 m ³)	Opción 3 (10 m ³)	Opción 4 (10 m ³)	Opción 5 (15 m ³)
Costos equipos eléctricos y traslado	27.956.432	27.956.432	27.956.432	27.956.432	27.956.432
Instalación planta PV	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Generador	1.379.890	2.590.000	1.379.890	2.590.000	2.590.000
Aceite inicial	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Reinversión en baterías (año 8)			8.586.400	8.586.400	8.586.400
Operación y mantención planta	834.825	939.650	939.650	939.650	1.044.475
Aceite	20.000	40.000	40.000	40.000	60.000
Diésel	63.749	3.098.366	2.568.020	993.638	5.945.445
Costo m³	\$ 3.055	\$ 3.891	\$ 3.838	\$ 2.710	\$ 4.303

Los precios se señalan en CLP del 2021

Se observa que únicamente el modo de operación 4 alcanza un valor para el m³ menor al que se tendría con la planta conectada a la red eléctrica. Esto se debe a que el volumen de producción se ve limitado por el necesario resguardo que se debe hacer de las baterías, y la alta inversión que implica un sistema Off Grid. Sin embargo, de todas formas, los precios están en un rango competitivo y se pueden considerar como una opción viable

Finalmente, al considerar además las huellas de carbono de la operación, con las 4 opciones propuestas para la operación de la planta, un camión aljibes de 30 m³ de capacidad, que diariamente recorra 132 km en su faena (un viaje de 61 km ida y vuelta), asumiendo una media de consumo de 3 km/L diésel (Webfleet Solutions, 2019), generará una huella de carbono de 3,96 g CO₂/m³ de agua, superior a la huella de la opción de operación 5 de la planta (3,95 g CO₂/m³ agua), entregando finalmente un agua “más contaminante”, y esto, aún sin considerar la huella de carbono de la producción (potabilización) de esta agua.



6. CONCLUSIONES

Se desarrolló una herramienta de simulación eficaz, capaz de representar el comportamiento de los ciclos de carga y descarga de las baterías considerando la generación y consumo de energía en las plantas fotovoltaica y desaladora respectivamente.

Esto devela su importancia cuando se evidencia que son las baterías el punto crítico en cualquier sistema de generación para autoconsumo aislado de la red, razón por la cual se vuelve prioritario el poder anticiparse a su funcionamiento, y determinar así su vida útil y puntos de operación para poder satisfacer las necesidades en el tiempo.

Una vez concretada esta herramienta de simulación, y determinada la profundidad de descarga permisible para la vida útil deseada, se modelaron diversas formas de operar, descubriéndose que las aquí presentadas, eran las que mejor cumplían este objetivo, y por esto, merecedoras de ser evaluadas y comparadas con las alternativas existentes para el aprovisionamiento de agua, encontrándose que el modo 1 de operación, generaba la menor huella de carbono y costo neto, sin embargo, beneficiando a la menor cantidad de personas, generando que tuviera el mayor costo por m³, y por ende por usuario.

El modo 4 generó el mínimo valor por m³ de agua, siendo incluso más económico que con una alimentación de red y duplicó la cantidad de beneficiarios, generando la segunda menor huella de carbono global y por m³. Es por esto que

puede decirse que es el más conveniente, del punto de vista económico, ecológico y social.

El modo 3 aumentó la huella de carbono y costos netos y por m^3 , para el mismo volumen de producción diario que el modo 4. Esto debido a que generaba una mayor profundidad de descarga, y por ende acortaba la vida útil de las baterías a la mitad, teniendo estas que ser reemplazadas, impactando este costo sensiblemente en la evaluación. El modo 2 fue el segundo más contaminante y presentó el valor mediano para el m^3 de agua.

Finalmente, el modo 5, que triplicaba el volumen de agua producida respecto al modo 1, generaba los mayores costos y huella de carbono neta, el que triplicara el número de usuarios no le bastó para amortiguar estos impactos. Otra desventaja comparativa es necesitar la reposición del banco de baterías en el año 8, para alcanzar la vida útil de 16 años visualizada para la planta.

En conclusión, es válido señalar que mientras más avancen y se masifiquen las opciones de generación de energía localizadas, se podrán generar procesos productivos cada vez más eficientes y competitivos para la producción de agua dulce domiciliaria, capaces de solucionar localmente las problemáticas sociales que han derivado del cambio climático, y con la certeza de que estas mismas soluciones, no vienen a añadir un contaminante adicional, sino que ayudan a aliviar la carga sobre los servicios ecosistémicos, generando así, beneficios socioambientales directos, y un desarrollo más limpio, circular y descentralizado.

7. BIBLIOGRAFÍA

1. Beltrán-Telles, A., M. Morera-Hernández, F.E. López-Monteagudo y R. Villela-Varela. 2017. Prospectiva de las energías eólica y solar fotovoltaica en la producción de energía eléctrica. *Ciencia UAT* 11(2): 105-117.
2. Corte Suprema. 2021. Rol N°72.198-2020, de 18 de enero de 2021: Reconocimiento del derecho humano al agua [en línea]. Poder Judicial, Chile. <https://www.pjud.cl/prensa-y-comunicaciones/docs/download/7571>. [Consulta: 16 mayo 2021].
3. EPA (USA). 2010. Part II: Light-duty vehicle greenhouse gas emission standards and corporate average fuel economy standards; final rule. *Fed. Reg.* 75(88): 25324-25728.
4. Goetzberger, A., C.M. Hebling and H.-W. Schock. 2003. Photovoltaic materials, history, status and outlook. *Mater. Sci. Eng. R Rep.* 40(1): 1-46.
5. Guembe, J., I. San Martín y J.M. Pascual. 2016. Cálculo del estado de carga en baterías de plomo-ácido: diseño y validación experimental. Trabajo de fin de grado, Ingeniería en Tecnologías Industriales. Universidad Pública de Navarra, E.T.S. de Ingeniería Industrial, Informática y de Telecomunicación. Pamplona, España.

6. Gutiérrez, J.A. 2021. Efectos de la configuración de sistemas de generación eléctrica híbridos *off-grid*, en la disponibilidad, seguridad y estabilidad de suministro eléctrico en plantas desalinizadoras con tecnología de nanofiltración. Anteproyecto de tesis doctoral, Doctorado en Recursos Hídricos y Energía para la Agricultura. Universidad de Concepción, Dirección de Postgrado, Facultad de Ingeniería Agrícola. Chillán, Chile.
7. HOPPECKE. 2013. Installation, commissioning and operating instructions for valve-regulated stationary lead-acid batteries [en línea]. HOPPECKE Batterien GmbH & Co. KG, Germany. <https://www.hoppecke.com/fileadmin/Redakteur/Hoppecke-Main/Products-Import/vrl_manual_en.pdf>. [Consulta: 08 abril 2021].
8. JA Solar. 2020. Mono 455W MBB Half-Cell PERC Module JAM79S10 435-455/MR Series [en línea]. JA Solar Technology Co., China. <<https://www.jasolar.com/uploadfile/2020/0508/20200508101149946.pdf>>. [Consulta: 16 abril 2021].
9. King, B.H., C.W. Hansen, D. Riley, C.D. Robinson and L. Pratt. 2016. Procedure to determine coefficients for the Sandia Array Performance Model (SAPM). Sandia National Laboratories. Albuquerque, USA.
10. Lucas, A. 2018. Más de una década de cambio climático en Chile: Análisis de las políticas domésticas. Bol. Mex. Der. Comp. 51(153): 587-625.
11. Markvart, T. 2000. Solar electricity. (2nd. ed.). Wiley. Chichester, UK.

12. Ministerio de Desarrollo Social. 2012 Criterios de decisión en la evaluación de proyectos [en línea]. Slideplayer.es Inc., España. <<https://slideplayer.es/slide/10471514/>>. [Consulta: 05 mayo 2021].
13. Ministerio de Desarrollo Social y Familia. 2021. Precios sociales 2021. Ministerio de Desarrollo Social y Familia. Santiago, Chile.
14. Molina, A., F. Martínez. 2017. Modelo de generación fotovoltaica. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Santiago, Chile.
15. Neira, G.J. 2016. Alternativas de funcionamiento en planta de nanofiltración de aguas salobres. Informe de memoria de título, Ingeniero Civil Químico. Universidad de Concepción, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Química. Concepción, Chile.
16. Pereira, N. M. 2016. Simulação de regimes de carga e descarga em baterias. Dissertação, Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação. Lisboa, Portugal.
17. Ritar. 2019. OPzV2-800 (2V800Ah) [en línea]. Ritar International Group, China. <<https://www.ritarpower.com/uploads/ueditor/spec/OPzV2-800.pdf>>. [Consulta: 13 abril 2021].
18. Sapisa, 2021. Tarifas de Electricidad [En línea]. Sapisa SpA. Chile. <<https://www.sasipa.cl/tarifas-e/>>. [Consulta: 9 de Noviembre de 2021]

19. Sarria, R., M., Standen y N. Vilaza. 2015. Evaluación social de alternativas de abastecimiento de agua potable a la costa sur de Iquique. Seminario de título, Ingeniero Comercial, mención Economía. Universidad de Chile, Facultad de Economía y Negocios, Escuela de Economía y Administración. Santiago, Chile.
20. Solís, C.A., C.A. Vélez, y J.S. Ramírez-Navas. 2017. Tecnología de membranas: ultrafiltración. *Entre Ciencia e Ingeniería*. 11(22): 26-36
21. Sumathi, S., L. Ashok Kumar and P. Surekha. 2015. Solar PV and wind energy conversion systems: an introduction to theory, modeling with MATLAB/SIMULINK, and the role of soft computing techniques. Springer International Publishing. Cham, Switzerland.
22. Victron Energy. 2020a. Manual: Manual Multiplus (con firmware xxxx400 o superior). Victron Energy B.V. Almere, The Netherlands.
23. Victron Energy. 2020b. Manual: SmartSolar charge controllers. Victron Energy B.V. Almere, The Netherlands.
24. Victron Energy. 2021. Color Control GX manual. Victron Energy B.V. Almere, The Netherlands.
25. Tremblay, O., L.-A. Dessaint and A.-I. Dekkiche. 2007. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In: Vehicle power and propulsion conference. September 09-12, 2007. Institute of Electrical and Electronics Engineers. Arlington, USA.

26. Triami Media. 2021. Inflación histórica Chile – Inflación IPC [en línea]. Unión Europea. <<https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/chile/inflacion-historica/ipc-inflacion-chile.aspx>>. [Consulta: 05 mayo 2021].
27. Webfleet Solutions. 2019. ¿Conoces el consumo de diésel de un camión por km? [en línea]. Webfleet Solutions. <https://www.webfleet.com/es_es/webfleet/blog/conoces-el-consumo-de-diesel-de-un-camion-por-km/>. [Consulta: 05 mayo 2021].



8. ANEXO

← Ajustes		← Ajustes	
Tensión de la batería	48V ▼	Carga inicial	
Corriente máxima de carga	83A	Compensación de la tensión de re-carga inicial	2.40V
Cargador activado	☒	Absorción	
Preajuste de la batería	Definido por el usuario ▼	Duración de la absorción	Adaptativa
Modo experto	☒	Tiempo máximo de absorción	15 h 0 m
Tensiones de carga		Corriente de cola	8.0A
Tensión de absorción	57.60V	Ecualización	
Tensión de flotación	55.20V	Porcentaje de corriente de ecualización	10%
Tensión de ecualización	64.80V	Ecualización automática	Cada 30 días
Carga inicial		Modo de parada de la ecualización	Tiempo fijo ▼
Compensación de la tensión de re-carga inicial	2.40V	Duración de la ecualización	1 h 0 m
Absorción		Ecualización manual	INICIAR AHORA
Duración de la absorción	Adaptativa	Compensación de la tensión	
Tiempo máximo de absorción	15 h 0 m	Compensación por temperatura	-72.00mV/°C
Corriente de cola	8.0A	Límites de la batería	
Ecualización		Corte por baja temperatura	Desactivado
PRODUCTO DEMOSTRACIÓN		PRODUCTO DEMOSTRACIÓN	

Figura A1. Configuración en la aplicación para el regulador de carga MPPT.

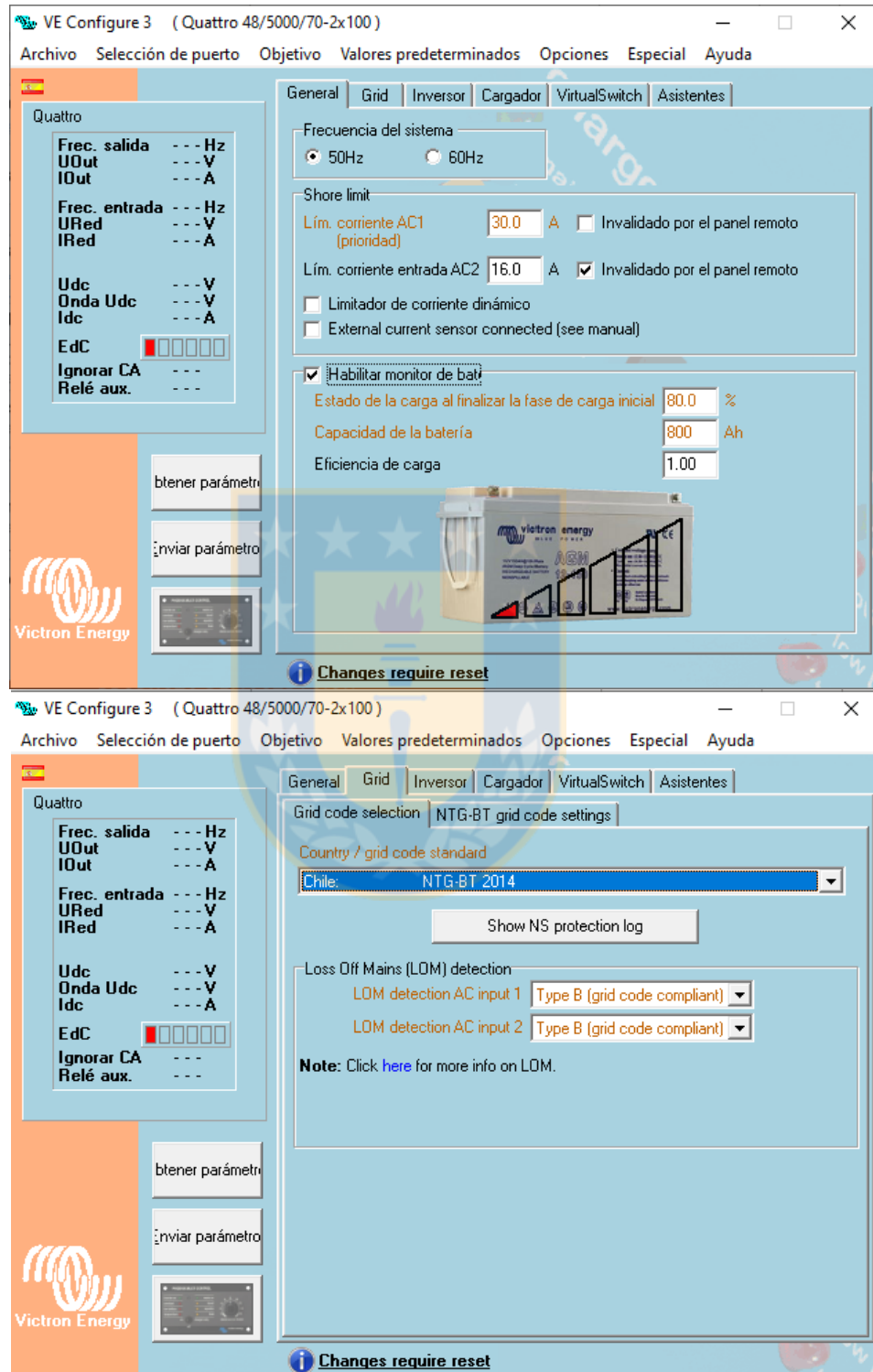


Figura A2a. Configuración en el software ve configure 3 para el inversor cargador

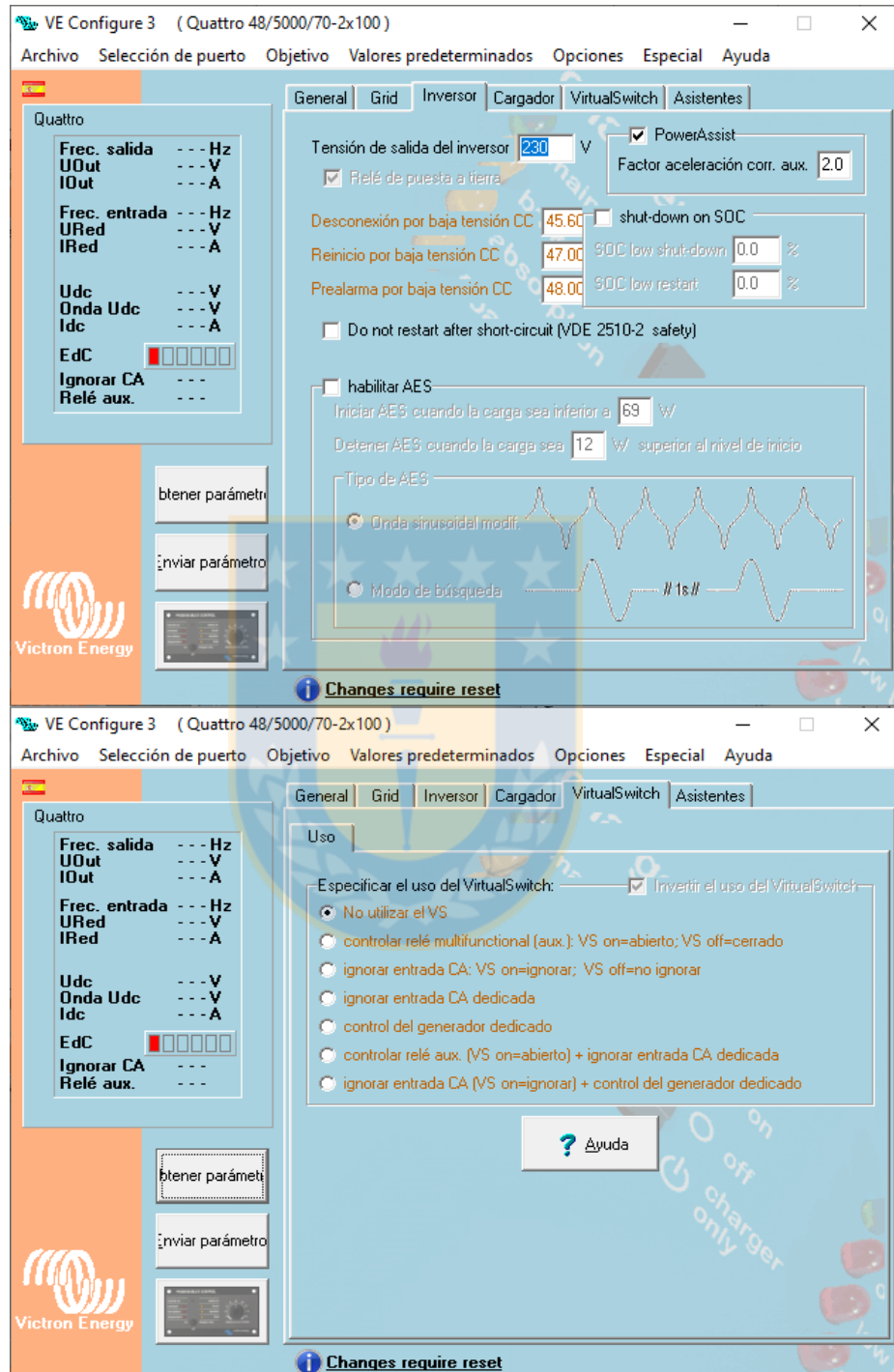


Figura A2b (continuación). Configuración en el software ve configure 3 para el inversor cargador.

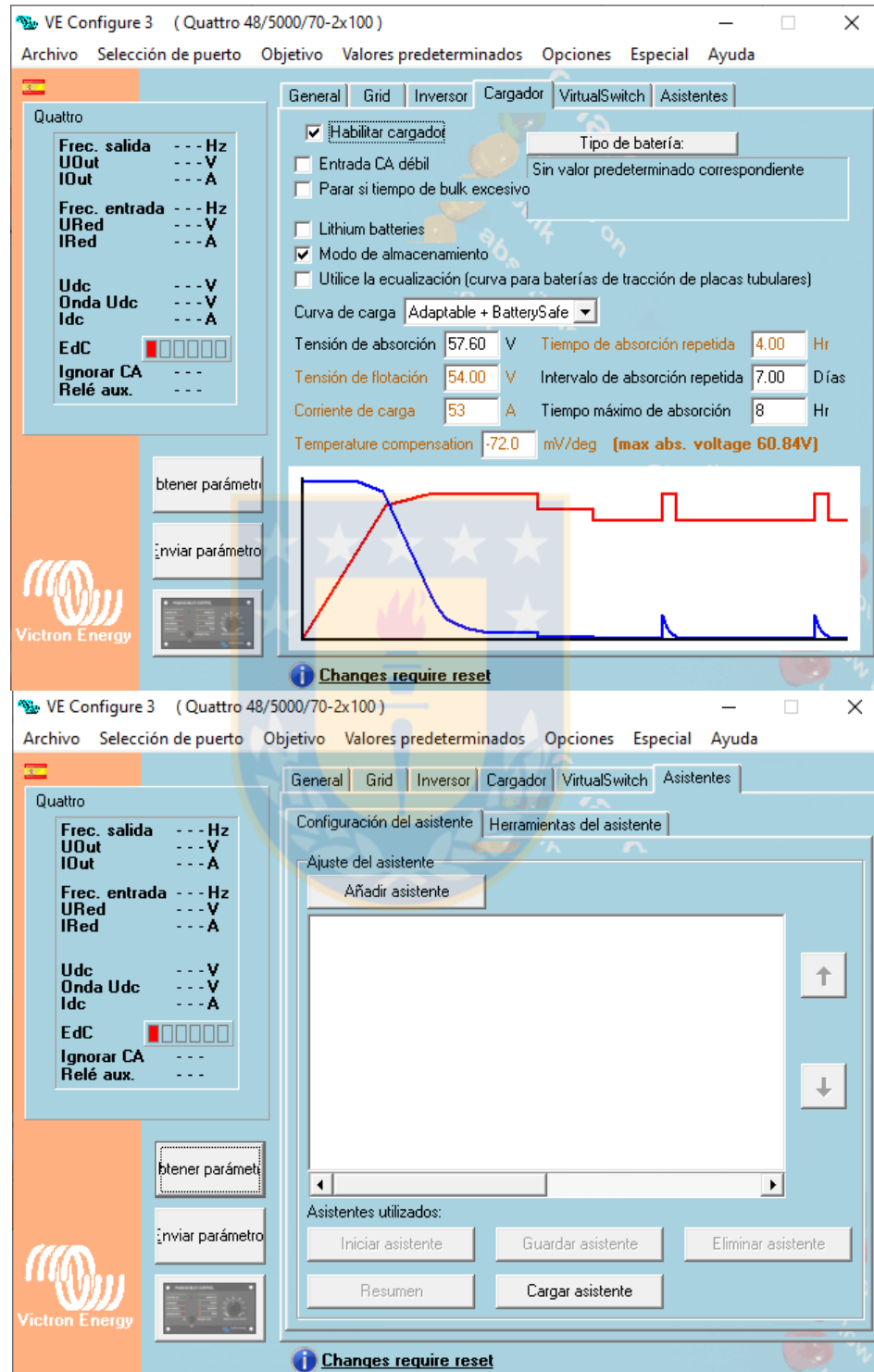


Figura A2c (final). Configuración en el software ve configure 3 para el inversor cargador.

← General	← Red
Frecuencia del sistema 50 Hz ▼	Aceptar rango amplio de frecuencias de entrada (45-65 Hz) ☒ Cuando está activado, todas las frecuencias de entrada de CA entre 45 y 65 Hz se aceptan como válidas
Límite de corriente de entrada de CA1 50.0A	Función UPS (SAI) ☒ Transferencia rápida cuando se detiene la red o el generador. Es posible que haya que desactivarlo con generadores.
Límite de corriente anulado por remoto ☐	
Límite de corriente dinámico ☒ Evita una caída de tensión de CA en caso de un aumento de carga repentino. Más...	Desconexión tensión baja de CA 180V La entrada de CA se desactivará cuando la tensión caiga por debajo de este nivel
Activar el monitor de la batería ☒	Conexión tensión baja de CA 187V Tensión a la que la entrada de CA se activará tras una desconexión por tensión baja de CA
Capacidad de la batería 800Ah	Conexión tensión alta de CA 265V Tensión a la que la entrada de CA se activará tras una desconexión por tensión alta de CA
Estado de carga cuando ha terminado la carga inicial 1.0%	Desconexión tensión alta de CA 270V La entrada de CA se desactivará cuando la tensión suba por encima de este nivel
Eficiencia de la carga 1.00	Código estándar de país / red eléctrica Este ajuste no es compatible con VictronConnect todavía, utilice VEConfigure para configurarlo.
PRODUCTO DEMOSTRACIÓN	

Figura A3a. Configuración en la aplicación móvil para el inversor cargador.



Figura A3b (continuación). Configuración en la aplicación móvil para el inversor cargador.

←

Inversor

Tensión de salida del inversor

230V

Relé de puesta a tierra

More info...

Baja entrada de CC - desconexión

El inversor se apagará cuando la tensión de CC caiga por debajo de este nivel!

45.60V

Reinicio baja entrada de CC

Tensión a la que el inversor se reiniciará tras una desconexión por tensión baja de CC

47.00V

Pre-alarma baja entrada de CC

Nivel al que se inicia la indicación de pre-alarma de batería baja

48.00V

Desconexión por SOC bajo

39.5%

40.0%

AES

Ahorra energía de la batería cuando no hay ninguna carga conectada al inversor (o es muy baja). Más...

Iniciar AES cuando la carga sea inferior a

1W

Detener AES cuando la carga sea superior a

2W

Tipo de AES

Descripción de los tipos de AES.

Modo búsqueda

▼

PowerAssist

Si la carga supera el límite de corriente de entrada de CA, use el inversor de ayuda. Más...

Factor de aceleración de la corriente de la corriente auxiliar

Factor que se aplica al límite de corriente de entrada de CA cuando se desconoce la corriente auxiliar que se necesita Más...

2.0

PRODUCTO DEMOSTRACIÓN

Figura A3c (final). Configuración en la aplicación móvil para el inversor cargador.