



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

**TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE: POTENCIAL DE
APLICACIÓN EN LA GRAN MINERÍA DEL COBRE EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MATIAS MAURICIO RAMOS VALLEJOS

PROFESOR GUÍA:
WILLY KRACHT GAJARDO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
MANUEL DIAZ CORNEJO

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
AMTC

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELÉCTRICO
POR: MATIAS MAURICIO RAMOS VALLEJOS
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: WILLY KRACHT GAJARDO

TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE: POTENCIAL DE APLICACIÓN EN LA GRAN MINERÍA DEL COBRE EN CHILE

El presente estudio aborda la problemática de la megasequía en Chile, caracterizada por un déficit de precipitaciones y un aumento de temperaturas, y su impacto en la industria minera que requiere grandes cantidades de agua y energía. En este contexto, se propone evaluar el potencial de la tecnología de paneles solares fotovoltaicos flotantes en tranques de relave de la gran minería del cobre, considerando el ahorro de agua, la generación de energía y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Se selecciona el tranque de relave de Chuquicamata, perteneciente a CODELCO, en la región de Antofagasta, como caso de estudio. Se utilizan datos meteorológicos del año 2016 de una estación cercana a la faena minera. Se realiza una estimación independiente de la energía generada anualmente y la evaporación potencial anual, sin considerar efectos sinérgicos, para obtener una base mínima de potencial para esta tecnología en Chile. La estimación del ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero se basa en la energía generada por los paneles solares, mientras que el análisis económico se fundamenta en datos del Banco Mundial, el tamaño de la planta fotovoltaica y la energía generada. Estas estimaciones se extrapolan a la gran minería del cobre en su conjunto.

Los resultados revelan que en el caso del tranque de relave de Chuquicamata, se podría reducir la evaporación de agua en un 37 %, equivalente al 2,34 % de las extracciones de la faena. Asimismo, se estima que se generarían 68.931 MWh, lo que representa el 4,12 % de la energía consumida por la operación. El proyecto presenta un valor actual neto de 6,41 millones de dólares y se estima una reducción anual del 2,59 % en las emisiones de la faena.

Por lo tanto, la adopción de paneles solares fotovoltaicos flotantes por parte de la gran minería del cobre se muestra como una opción viable y económicamente favorable. Se estima que la implementación de esta tecnología a gran escala podría generar al menos 1.091 GWh/año de energía, reducir anualmente las emisiones en 474.180 toneladas de CO₂ y ahorrar 17,65 millones de metros cúbicos de agua.

After all this time?
Always...

Agradecimientos

Primero que todo agradezco a mi familia por todo el esfuerzo, apañe y cariño que me han entregado en todos estos años. A mi mamá por el apoyo y cariño incondicional, a mi papá por el entendimiento y a mi hermana por mostrarme donde fallo y las formas en que puedo mejorar.

A la Puka en especial, por su fuerza y compañía, amor a toda prueba. Al Sam, Chikiwawo, Lilo y Kali.

A mi familia extendida, Tia Rebe, Bequi, Memo, Dani y Anita, que han apoyado también durante estos años.

A mis compañeros de vida: Matu, Nico, Pulpilyn, Burrito, Dupouy (lo escribí bien, alégrate), Kjal, Fran, Dani Segovia, Dani Lasso, Manuel, Diego, Camilo y zeg. Me han acompañado todo este tiempo, tanto dentro como fuera de la Universidad y han coloreado aún los días más grises. Les amo.

A mis amigos del Eolian, con los que aprendí mucho, reímos, nos enojamos, construimos y soñamos. Yani, Nati, Valentinas, Seba, JP, Javier, Guille, Ale y Diego. A mis excompañeros de taekwondo y al profe, estuvimos juntos muchos años y aprendí el valor del esfuerzo.

A mi profesor guía Willy Kracht por la comprensión, cercanía y comodidad que inspira. A la República Socialista de la Oficina 203, Santi y Carlos. Se extrañan.

Por último, a todas aquellas personas que me han acompañado en algún momento de mi vida y que nuestros caminos ya se han separado.

A todes ustedes me debo. Muchas gracias.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	1
1.2.1. Objetivo general	1
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcances	2
1.4. Estructura del trabajo	3
2. Contexto	4
2.1. Sequía	4
2.1.1. Clima	5
2.2. Gran Minería del Cobre	6
2.3. Proceso minero	6
2.4. Consumo energético	8
2.4.1. Mercado eléctrico chileno	9
2.5. Consumo de agua	10
2.5.1. Consumo de fuentes de agua	10
2.5.2. Uso de agua por proceso minero	11
2.5.3. Tranques de relave	12
3. Marco Teórico	13
3.1. Evaporación	13
3.2. Paneles solares flotantes	13
3.2.1. Ventajas FPV	14
3.2.2. Generación de energía	15
3.2.3. Tipos de paneles solares flotantes	15
3.2.3.1. Tipo de flotador	15
3.2.3.2. Seguimiento	16
3.2.3.3. Enfriamiento	17
3.3. Escenario mundial	18
3.3.1. Escenario nacional	19
3.3.2. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)	19
3.4. Otras soluciones para la reducción de evaporación	20
3.5. Modelo de evaporación	21
3.5.1. Tasa de evaporación	21
3.5.2. Presión de vapor a la temperatura del aire	22
3.5.3. Calor latente de vaporización	22

3.5.4.	Constante psicrométrica	22
3.5.5.	Resistencia aerodinámica	22
3.5.6.	Presión de vapor saturado a temperatura de agua	23
3.5.7.	Curva de vapor de agua para la saturación de temperatura	23
3.5.8.	Radiación neta	23
3.5.9.	Cambio en almacenamiento de calor en el cuerpo de agua	23
3.5.10.	Eficiencia de evaporación	23
3.6.	Modelo de generación fotovoltaica	23
3.6.1.	Cálculo de ángulos solares	24
3.6.2.	Cálculo de ángulos de superficie	25
3.6.3.	Cálculos de radiación	26
3.6.4.	Cálculo de autosombreado	27
3.6.5.	Cálculo de generación	30
4.	Metodología	32
4.1.	Formalización	32
4.2.	Herramientas computacionales	32
4.3.	Selección de tranque de relave	33
4.3.1.	Tranques de relave adecuados	33
4.4.	Cálculo de evaporación	36
4.5.	Modelo de generación fotovoltaica	36
4.6.	Análisis económico	37
4.6.1.	Supuestos	37
4.6.2.	Herramientas de análisis	37
4.6.3.	Sensibilidad	38
4.7.	Impacto en emisiones	39
4.7.1.	Disminución de CO2 emitido	39
4.7.2.	Huella de carbono de instalación	39
4.7.3.	Equivalentes de emisiones GEI	39
5.	Resultados y Análisis	40
5.1.	Resultados	40
5.1.1.	Evaporación	40
5.1.2.	Generación eléctrica de sistema fotovoltaico	41
5.1.3.	Evaluación económica	42
5.1.4.	Gases de efecto invernadero	43
5.1.5.	Estimación del potencial en la Gran Minería del Cobre	43
5.2.	Discusión	43
5.2.1.	Evaporación	43
5.2.2.	Generación fotovoltaica	44
5.2.3.	Análisis económico	44
5.2.4.	Gases de efecto invernadero	45
5.2.5.	Estimación del potencial en la Gran Minería del Cobre	45
6.	Conclusiones y trabajo futuro	47
6.1.	Conclusión	47
6.2.	Trabajo futuro	47

Bibliografía	49
Anexos	52
A. Implementación de modelo de evaporación en MATLAB	52
B. Implementación de modelo de generación fotovoltaica en MATLAB	54

Índice de Tablas

2.1.	Listado de operaciones mineras, empresas controladoras y sus respectivas regiones.	6
4.1.	Tranques de relave y embalses que cumplen con requisitos	34
4.2.	Datos tranque de relave Chuquicamata	34
4.3.	Datos de entrada provenientes de estación meteorológica para cada modelo. . .	36
5.1.	Tabla resultados generación eléctrica fotovoltaica	41
5.2.	Resultados de la evaluación económica del proyecto	42
5.3.	Resultados de evaluación de disminución de emisiones de GEI	43
5.4.	Potencial de uso de tecnología de paneles solares fotovoltaicos flotantes en la Gran Minería del Cobre	43

Índice de Ilustraciones

2.1.	Anomalía de la precipitación total anual en Chile continental respecto al promedio 1961 - 1990[2]	4
2.2.	Mapa de radiación, norte y centro de Chile	5
2.3.	Proceso minero por etapas	7
2.4.	Consumo de energía eléctrica proyectada a futuro en la industria minera	8
2.5.	Proyección de consumo eléctrico a futuro por proceso minero[6]	9
2.6.	Generación eléctrica por fuente en año 2022[7]	10
2.7.	Proyección de demanda de agua según fuente	10
2.8.	Consumo de agua en la industria minera por proceso, fuente COCHILCO[9]	11
2.9.	Tranque de relaves El Mauro, Mina los Pelambres	12
3.1.	Componentes sistema FPV[11]	14
3.2.	Diseño sistema FPV tipo raft	16
3.3.	Diseño sistema FPV tipo pontón.	16
3.4.	Arreglo de paneles solares flotantes con seguimiento vertical en Australia[11]	17
3.5.	Paneles solares de capa delgada en Canadá, enfriamiento pasivo[11]	18
3.6.	Crecimiento de proyectos FPV hasta el año 2018[11]	19
3.7.	Cobertura flotante BarrierBall	20
4.1.	Tranques de Relave pertenecientes a la Gran Minería del Cobre	33
4.2.	Ubicación estación meteorológica y laguna de aguas claras. Distancia correspondiente a 20 km.	35
5.1.	Resultados de modelo de evaporación con y sin cubierta.	40
5.2.	Energía eléctrica generada según modelo. Total anual $68931MWh$	41
5.3.	Análisis de sensibilidad del proyecto. Caso base valor del agua $1,6 USD/m^3$	42

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Desde 2010, Chile enfrenta una megasequía severa, producto del incremento de las temperaturas asociado al fenómeno de La Niña y al cambio climático antropogénico. Esta crisis ha impactado drásticamente la disponibilidad de agua en el país, con una reducción significativa de los caudales de los ríos y niveles históricamente bajos de aguas subterráneas [1]. La industria minera del cobre, crucial para la economía chilena, se encuentra entre las más afectadas. La escasez de agua limita sus operaciones, altamente dependientes de este recurso, lo que pone en riesgo su viabilidad a largo plazo.

El uso de agua reciclada en la minería, aunque común, enfrenta desafíos en un escenario de recursos escasos. La opción de agua de mar, aunque disponible, conlleva procesos de desalinización costosos y de impacto medioambiental incierto. Por otro lado, la evaporación del agua en los tranques de relave, exacerbada por condiciones climáticas extremas, implica una pérdida adicional de recursos valiosos.

En este contexto, los paneles solares fotovoltaicos flotantes se presentan como una solución prometedora. Además de generar energía limpia, reducen la evaporación del agua en los tranques de relave, contribuyendo así a la conservación de este recurso vital. Esta investigación es esencial, ya que sienta las bases para justificar el uso de esta tecnología en Chile, tanto en términos económicos como en la mejora de la disponibilidad de agua. Su evaluación en la Gran Minería del Cobre proporcionará una comprensión integral de sus beneficios y desafíos potenciales.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es realizar una proyección del potencial de uso de la tecnología de paneles solares fotovoltaicos flotantes en la Gran Minería del Cobre, con énfasis en su instalación sobre relaves en Chile.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

1. Estimar el potencial de generación de energía solar sobre tranques de relave en la industria minera del cobre.
2. Evaluar el impacto sobre tasas de evaporación y consumo de agua en los tranques de relave.
3. Realizar análisis económico de solución propuesta.
4. Proyectar impacto sobre huella de carbono.

1.3. Alcances

Este estudio se centrará en evaluar varios aspectos clave. Primero, se llevará a cabo una evaluación de las tasas de evaporación en un tranque de relave específico perteneciente a la empresa CODELCO, en el contexto de la Gran Minería del Cobre en Chile. Se analizará el potencial de reducción de la evaporación al cubrir parcialmente el área del tranque con paneles solares fotovoltaicos flotantes.

Además, se implementará un modelo de generación fotovoltaica para determinar la cantidad de energía eléctrica generada por la cobertura de paneles solares fotovoltaicos flotantes en el tranque de relave.

Se realizará un análisis económico detallado del posible proyecto de instalación de paneles solares fotovoltaicos flotantes en la Gran Minería del Cobre en Chile. Esto incluirá la consideración de costos de inversión, operación y mantenimiento, así como posibles beneficios económicos a largo plazo.

Asimismo, se estimará el impacto potencial de la implementación de esta tecnología en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria minera del cobre en Chile. Esto se logrará mediante proyecciones de la cantidad de energía eléctrica generada y su consecuente sustitución de fuentes de energía más contaminantes.

Por último, se extenderán los resultados obtenidos en la evaluación de la evaporación y generación de energía eléctrica a toda la Gran Minería del Cobre en Chile. Esto proporcionará una estimación del potencial de esta tecnología a nivel nacional.

Es importante destacar que este estudio no incluirá el diseño detallado de la planta de paneles solares fotovoltaicos flotantes, sino que se centrará en una aproximación de los efectos que tendría su implementación en la industria minera del cobre en Chile. Además, se utilizarán datos de la estación meteorológica ubicada en el Aeropuerto de Calama para las estimaciones de los modelos de evaporación y generación de energía, así como datos provenientes del Coordinador Eléctrico Nacional y del Banco Mundial para el análisis económico y de emisiones. Es importante destacar también que este estudio no considerará el efecto sinérgico entre evaporación y generación de energía fotovoltaica, y al realizar la extensión a toda la Gran Minería del Cobre no se considerarán diferencias de altura, latitud, radiación ni ambientales entre las faenas mineras.

1.4. Estructura del trabajo

La estructura del trabajo está conformada por cinco capítulos estructurados de la siguiente manera:

El capítulo 1 corresponde a la introducción de la memoria, la motivación, objetivos general y específicos, alcances y estructura de la memoria.

El capítulo 2 corresponde al marco teórico y en él se expone el contexto actual en el que se inserta la Gran Minería, junto con una breve descripción del proceso minero y sus respectivos consumos. También se explica en que consisten los paneles solares fotovoltaicos flotantes. Al término se expone acerca del estado del arte en cuanto a medidas para evitar la evaporación y tipos de paneles solares fotovoltaicos flotantes.

El capítulo 3 corresponde a la metodología, fórmulas y datos de entrada utilizados en los modelos.

El capítulo 4 muestra los resultados de los modelos y su discusión.

El capítulo 5 resume las conclusiones de la memoria y se proponen sugerencias para investigar el tema tanto fuera como dentro de la Gran Minería del Cobre.

Capítulo 2

Contexto

A continuación se hará revisión de qué es la Gran Minería del Cobre, el proceso minero y sus consumos. Luego se explicará a que corresponde la tecnología de paneles solares fotovoltaicos flotantes (paneles FPV) y sus ventajas. Para finalizar se explicará en qué consisten las emisiones y en qué se encuentra la implementación de la tecnología en el país.

2.1. Sequía

El país atraviesa un gran periodo de estrés hídrico que se extiende del año 2010 hasta el presente. Esto considerando que el año 2016 fue el año más calido en desde 1961[1] y ocho de los diez años más calidos se concentran en las ultimas dos décadas.

Las precipitaciones se ven afectadas principalmente por el cambio climatico, teniendo solo en el año 2022 un déficit del 22 % con respecto a años normales, mientras que al 2022 se completan 16 años consecutivos con precipitaciones bajo el promedio.

Esto resulta en una disminución de la disponibilidad de aguas continentales para su uso en consumo humano, industrial y agrícola, a medida que el aumento de temperaturas incrementa la evaporación, exacerbando la situación[1].

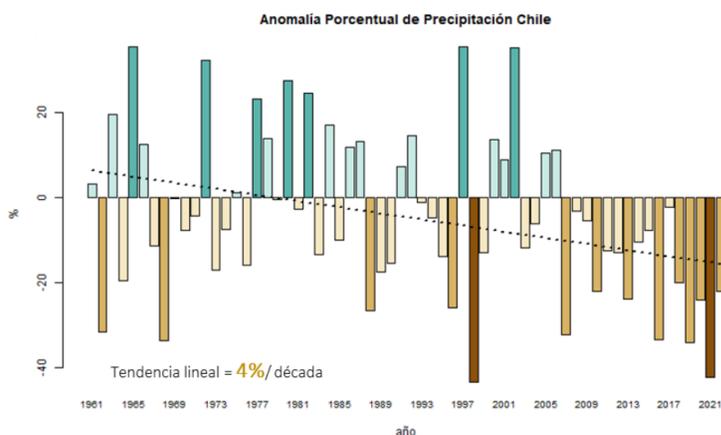


Figura 2.1: Anomalía de la precipitación total anual en Chile continental respecto al promedio 1961 - 1990[2]

2.1.1. Clima

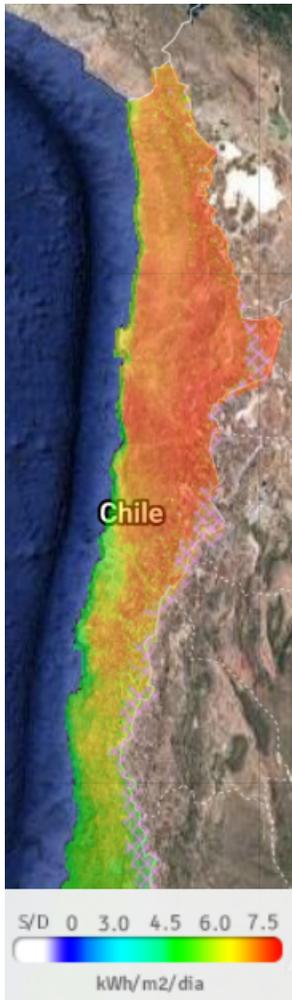


Figura 2.2: Mapa de radiación, norte y centro de Chile

Las operaciones mineras se encuentran principalmente en climas desérticos fríos (BWk en la clasificación climática de Köppen), clima alpino seco (EB en la clasificación climática de Köppen) y solo una excepción a esto, que corresponde a la mina El Teniente con un clima mediterráneo con influencia oceánica (CSb)[3].

El clima desértico frío se caracteriza por poseer una temperatura media anual menor a los 18°C y precipitaciones inferiores a los 200 mm. Sus veranos e inviernos son usualmente secos, con temperaturas que fluctúan entre los -25°C en la noche y 25°C a 50°C durante el día.

El clima alpino seco es un clima de altura, frío y seco con precipitaciones menores a los 450 mm anuales. No cuenta con ríos ni lagos permanentes, mientras que el frío de montaña no permite el crecimiento de árboles y la temperatura media mensual no excede los 10°C .

El clima mediterráneo con influencia oceánica se caracteriza por poseer veranos suaves y secos e inviernos lluviosos. Esta entre el clima oceánico y mediterráneo típico.

La radiación solar promedio anual va desde un máximo de $7.38 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ en la zona de Collahuasi, mientras que el mínimo al año 2016 se registra en la zona de El Teniente, con un promedio diario de radiación de $5.5 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. [4]

2.2. Gran Minería del Cobre

La Gran Minería del Cobre en Chile corresponde a aquellas empresas mineras que produzcan más de 75.000 toneladas métricas anuales de cobre en todas sus formas. Hasta el año 2022 son 12 empresas las que pertenecen a esta categoría, controlando éstas a 25 operaciones[5].

A continuación se presentan las operaciones mineras ordenadas de norte a sur.

Tabla 2.1: Listado de operaciones mineras, empresas controladoras y sus respectivas regiones.

Operación minera	Controlador	Región
Cerro Colorado	BHP	I
Collahuasi	Anglo American plc y Glencore	I
Quebrada Blanca	Teck	I
El Abra	Freeport McM	II
Radomiro Tomic	Codelco	II
Chuquicamata	Codelco	II
Ministro Hales	Codelco	II
Spence	BHP	II
Sierra Gorda	KGHM International Ltd	II
Centinela	Antofagasta Minerals	II
Gaby	Codelco	II
Mantos Blancos	Capstone Copper	II
Zaldívar	Barrick Gold y Antofagasta Minerals	II
Escondida	BHP	II
Antucoya	Antofagasta Minerals	II
Michilla	Antofagasta Minerals	II
Lomas Bayas	Glencore	II
Salvador	Codelco	III
Candelaria	LundinMining	III
Caserones	SCM Minera Lumina Copper Chile	III
Los Pelambres	Antofagasta Minerals	IV
Andacollo	Teck	IV
Andina	Codelco	V
Los Bronces	Anglo American plc	V
El Teniente	Codelco	VI

2.3. Proceso minero

Existen diferentes maneras de obtener cobre a partir del mineral, cada cual dependiendo de la mineralogía de la roca de la cual se extrae.

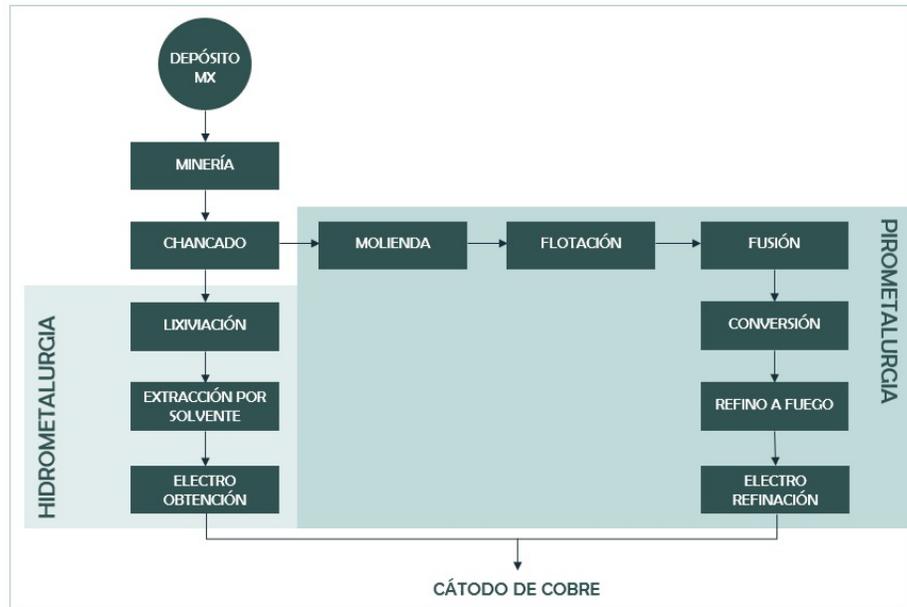


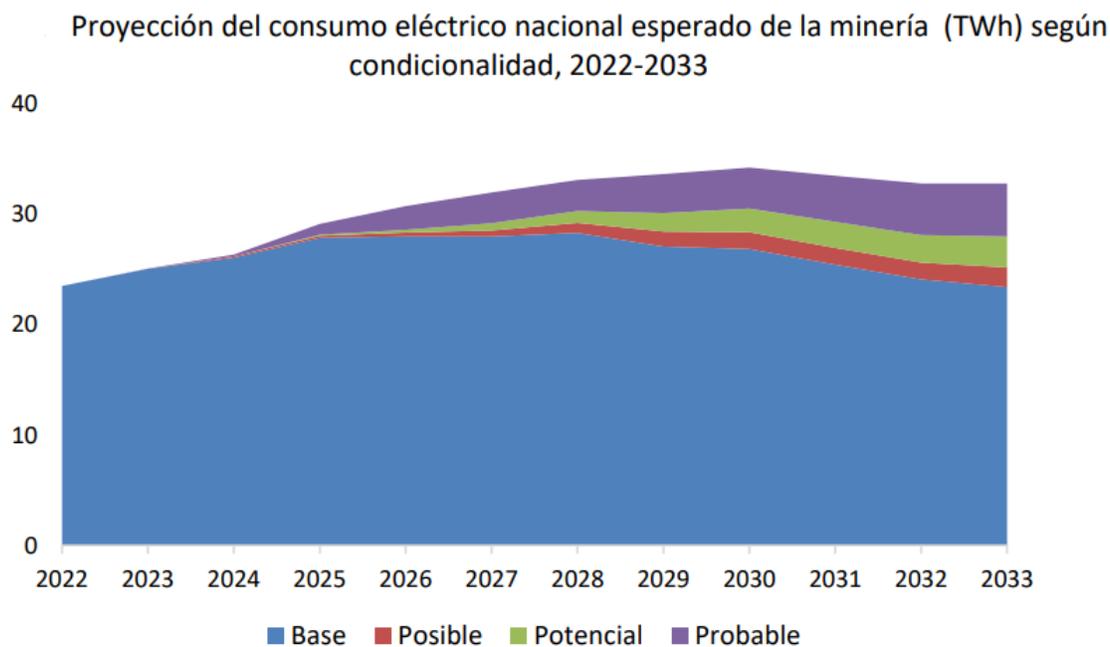
Figura 2.3: Proceso minero por etapas

En Chile se extrae cobre sulfurado y óxidos de cobre. Los pasos del proceso minero como se observa en la figura 2.3 corresponden a:

- Extracción: Este proceso corresponde a los métodos de extracción del mineral desde el suelo. La tronadura forma parte de ellas y corresponde a la fragmentación de la roca a causa de la detonación de explosivos.
- Chancado: Corresponde al proceso en el cuál se reduce el tamaño de los fragmentos de roca mediante trituración hasta llegar a un tamaño determinado. Desde ahí el proceso puede pasar a Lixiviación o Molienda dependiendo de la mineralogía.
- Molienda: Es el proceso que disminuye el tamaño del mineral a menos de 100 micrones. Para realizarla se agrega agua y reactivos y se lleva a molinos de bolas.
- Flotación: Proceso que permite obtener concentrado de cobre a partir del mineral que proviene del proceso de Molienda. Para esto se inyecta aire en forma de burbujas en celdas de flotación, lo que genera que el cobre se adhiera a dichas burbujas. Estas se acumulan en la superficie y rebasan hacia canaletas especiales donde se recolectan. Luego el concentrado de cobre es filtrado y secado.
- Fundición: Proceso que engloba los subprocesos de fusión, conversión, refinación y electrorefinación. Separa el cobre de otros minerales e impurezas mediante hornos obteniendo así cobre de alta pureza.
- Lixiviación, extracción por solvente y electro-obtención: Proceso en el cual se disuelve el cobre en ácido sulfúrico para después ser recuperado mediante electrólisis.

Los residuos generados en los procesos pasan por piscinas de espesamiento con el fin de recuperar agua de las pulpas generadas en el proceso de concentración. Después del espesamiento, los lodos resultantes se envían al tranque de relave para su deposición permanente.

2.4. Consumo energético



Fuente: COCHILCO

Figura 2.4: Consumo de energía eléctrica proyectada a futuro en la industria minera

Según los datos reportados por COCHILCO, durante el año 2022 se consumieron 23,79 TWh por parte de la industria minera, equivalente al 32 % del consumo eléctrico nacional. Como se puede observar en la figura 2.4, para el año 2033 se prevee un consumo de 32,78 TWh. Este aumento está dado por la entrada en operación de nuevos proyectos mineros, un mayor consumo de energía durante la concentración del mineral dado por leyes decrecientes y un mayor uso de agua de mar y agua desalada. Para lograr esto se requiere 1346 MW adicionales de capacidad instalada.[6]

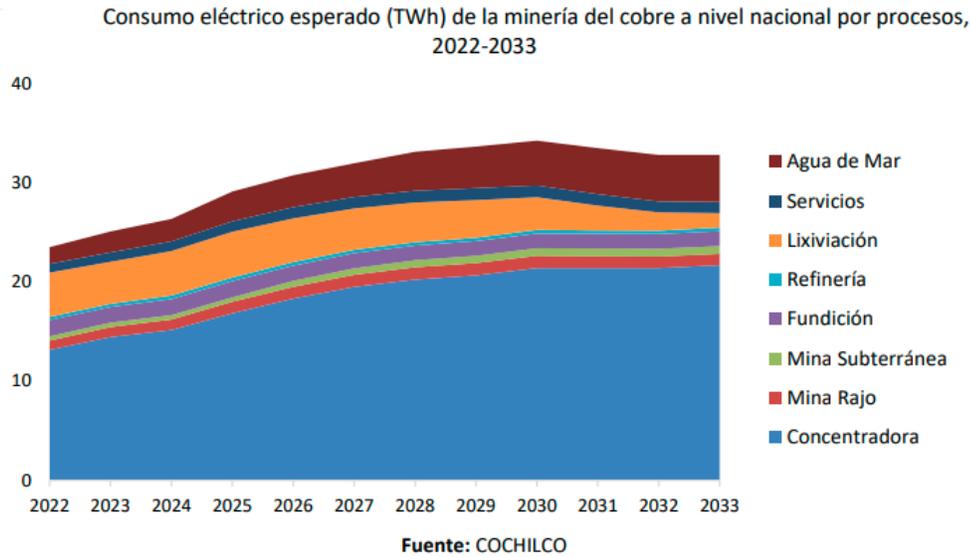


Figura 2.5: Proyección de consumo eléctrico a futuro por proceso minero[6]

Según los datos de consumo energético por proceso, al año 2022 la mayor parte de la energía fue consumida por el proceso de concentración, seguir por el proceso de lixiviación. Al año 2033 se estima que los procesos que más consumo de energía demandarán, serán la concentración del mineral y el uso de agua de mar, este último correspondiente a bombeo y desalinización. El aumento del consumo de energía del proceso de concentración está principalmente por la entrada de nuevas faenas mineras que extraen sulfuros y una baja de ley del mineral.

2.4.1. Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno se conforma por tres sectores distintos: generación, transmisión y distribución de energía.

En el sector de generación, se encuentran los productores de energía eléctrica, que emplean diversas tecnologías. Esta área se divide en dos tipos principales: renovables (como la eólica, hidroeléctrica y solar) y no renovables (representadas por las termoeléctricas, que utilizan recursos como el carbón, gas natural o petróleo).

La transmisión tiene como propósito el desplazamiento de energía a niveles de voltaje elevados, moviéndola de un punto a otro en el sistema eléctrico. Este segmento está regulado para garantizar un suministro eficiente y seguro.

Por último, la distribución se encarga de llevar la energía a niveles de voltaje más bajos y en escalas más pequeñas, llegando finalmente a los usuarios finales, como hogares, empresas e industrias.

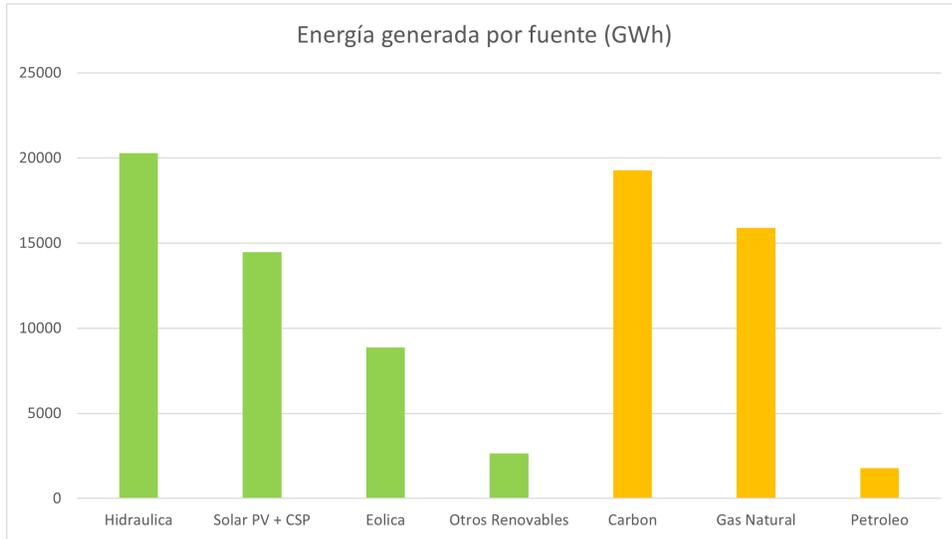


Figura 2.6: Generación eléctrica por fuente en año 2022[7]

Con respecto al segmento Generación, en Chile las energías renovables equivalen al 56 % del total generado durante el año 2022, mientras que el segmento no convencional (excluyendo segmento hidroeléctrico) corresponde al 28 % de la energía total. El valor estándar de emisiones de gases de efecto invernadero correspondió a $0,242 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ durante el año 2022[8].

2.5. Consumo de agua

2.5.1. Consumo de fuentes de agua

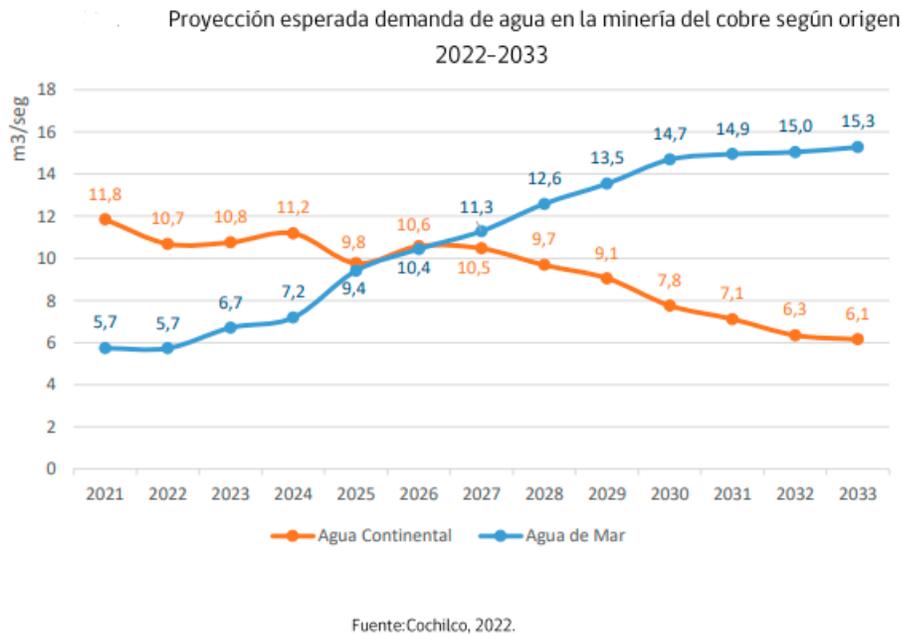


Figura 2.7: Proyección de demanda de agua según fuente

El uso del agua por parte de la Gran Minería del Cobre es intensivo, sin embargo corresponde solo a un 3% del consumo total de aguas continentales en Chile. El agua utilizada puede provenir de tres fuentes diferentes. La mayor parte viene desde las aguas recirculadas, las cuales después del proceso de flotación y separación sólido líquido se envían a tranques de relaves o se consumen inmediatamente en un nuevo ciclo del proceso.

La segunda fuente importante corresponde a las aguas continentales, entre las cuales se encuentran ríos, napas subterráneas y precipitaciones. Estas son precisamente las que durante el periodo de sequía comienzan a escasear, disminuyendo las reservas de aguas recirculadas y amenazando así la continuidad del proceso minero.

La tercera fuente corresponde al agua de mar, la cuál puede ser ocupada directamente, ajustando el proceso de flotación y modificando la infraestructura para resistir la corrosión, así como puede tratada en plantas desalinizadoras y transportada hacia las plantas de flotación.

El proceso de desalinización y bombeo de agua es muy intensivo en energía eléctrica, sobre todo porque en Chile la mayor parte de las operaciones mineras se encuentra en altura. Se espera aumente la utilización de agua de mar debido a la extensión de la sequía, por lo cual hay varios proyectos de nuevas plantas desalinizadoras dentro de los próximos diez años. Uno de los problemas que presentaría este aumento es que el impacto de la desalinización en el medio ambiente está poco estudiado y por ende a gran escala podría causar efectos no deseados en la biosfera marina.

2.5.2. Uso de agua por proceso minero

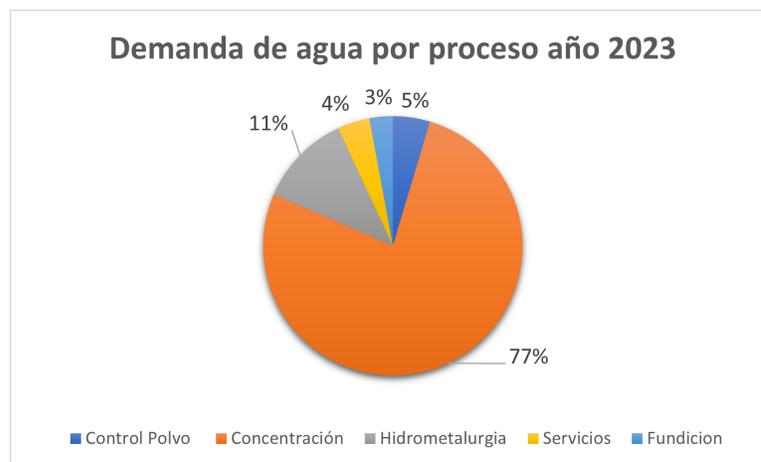


Figura 2.8: Consumo de agua en la industria minera por proceso, fuente COCHILCO[9]

Dividiendo el uso de agua por procesos, el mayor consumo se encuentra en la etapa de concentración del mineral con alrededor de un 77% del total, mientras que el procesos de lixiviación correspondería al siguiente proceso. Se espera que las operaciones de lixiviación disminuyan considerablemente en los próximos diez años, mientras que se necesitará flotar mayor cantidad de mineral para mantener la producción debido al constante decrecimiento

en la ley del mineral del cobre.[9]

2.5.3. Tranques de relave

Un tranque de relaves es el lugar donde se depositan los lodos generados por la actividad minera, los cuales contienen agua en su composición. Durante los procesos mineros que implican la extracción y concentración de minerales, se generan grandes cantidades de desechos de roca y sedimentos, conocidos como relaves.

Estos relaves, en forma de pulpa, se depositan en los tranques para contener y gestionar estos residuos de manera segura. En este espacio, los minerales se sedimentan mientras que el agua retenida comienza a separarse y acumularse en una laguna. Esta agua tiene la posibilidad de ser reciclada y utilizada nuevamente en el proceso minero.



Figura 2.9: Tranque de relaves El Mauro, Mina los Pelambres

Las mayores pérdidas de agua del proceso minero se dan por evaporación en la laguna (3%), evaporación en playas activas(20%), retención (58%) y resaturación (18%). [10]

Capítulo 3

Marco Teórico

3.1. Evaporación

La evaporación implica la transformación del agua de su estado líquido a gaseoso y está influenciada por varios factores determinantes de su velocidad.

La humedad relativa del aire próximo a la superficie refleja la concentración de partículas cercanas al líquido. A mayor concentración, se necesita más energía para que una partícula escape y se convierta en gas.

El viento afecta la concentración de partículas cerca de la superficie del líquido; a mayor velocidad del viento, menor concentración cercana y, por ende, mayor evaporación.

Las partículas disueltas en el líquido juegan un papel crucial: cuantas más haya, menor será la evaporación, ya que se reduce la energía libre de las moléculas del solvente.

Las fuerzas intermoleculares también intervienen; un aumento en estas fuerzas implica más energía necesaria para que una partícula escape.

La temperatura y la presión ambiental son determinantes: un aumento de temperatura incrementa la energía de las partículas, mientras que una mayor presión requiere más energía para que estas escapen de la superficie.

Por último, el área superficial del líquido influye directamente en la evaporación, ya que una mayor área expone más partículas al ambiente.

3.2. Paneles solares flotantes

El sistema de paneles solares fotovoltaicos flotante (FPV) funciona de manera análoga a su par terrestre, con la diferencia de las estructuras que componen la instalación.

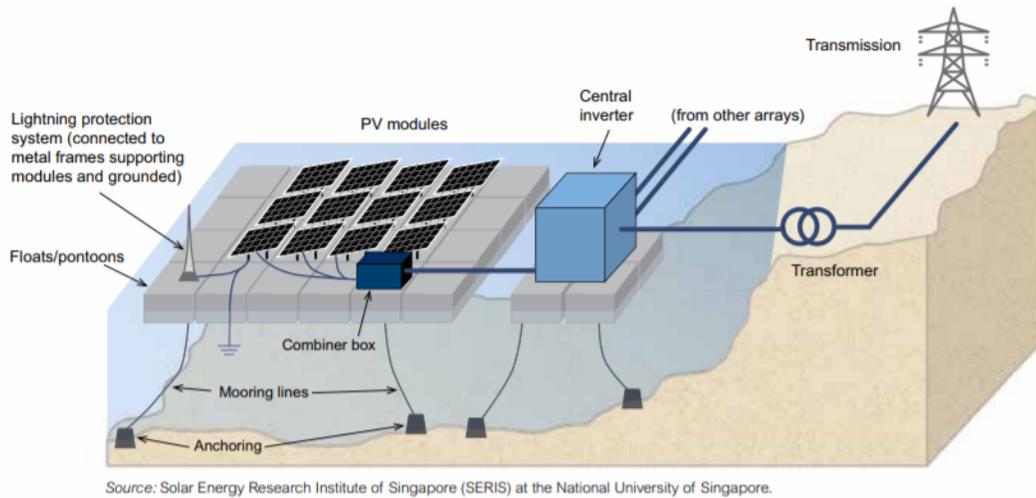


Figura 3.1: Componentes sistema FPV[11]

En una instalación terrestre se necesitan dos sistemas principales. El primer sistema es el de los paneles solares fotovoltaicos el cual es encargado de generar la energía eléctrica, mientras que el segundo componente necesario es la estructura que debe dar soporte para las condiciones óptimas de operación y resistencia contra las condiciones climáticas.

En un sistema FPV la estructura también es encargada de proveer flotabilidad a los paneles flotantes, ser lo suficientemente flexible como para poder adaptarse a las condiciones del reservorio hídrico en el que se encuentra y generar las condiciones necesarias para su mantenimiento por parte de los operarios.

Es necesario el uso de un cable submarino para conectarse a la red eléctrica en caso de que el sistema esté alejado de la orilla, mientras que también es necesario un sistema de anclaje que permita que el sistema FPV funcione con variaciones de la cota del reservorio y que impida que la estructura flotante esté a la deriva, disminuyendo daños.[12]

3.2.1. Ventajas FPV

Los sistemas FPV tienen varias ventajas técnicas estudiadas y posibles sobre su similar terrestre. Dentro de estas se encuentran[13]:

- El enfriamiento evaporativo en cables y módulos PV aumenta la eficiencia del sistema.
- La estructura flotante reduce la evaporación de la superficie libre del agua.
- La estructura flotante reduce la formación de olas y por ende disminuye la erosión causada por estas.
- Si el sistema FPV está instalado en el reservorio de una estructura conectada eléctricamente no se requiere la inversión adicional en transmisión. Esto es particularmente verdad en los tranques de relave puesto que el material depositado se seca con hidrociclones.
- La reflectividad del agua aumenta la incidencia de radiación sobre el sistema, y por ende aumenta la generación de energía.

- El sistema FPV reduciría el crecimiento de algas en el reservorio.
- El sistema FPV no requiere el uso de suelo, por ende tendría una ventaja económica.

Es necesario indicar que los últimos dos puntos no serían de relevancia puesto que el crecimiento de algas en tranques de relave ya es limitado y que no hay una escasez de suelo en las zonas cercanas a las operaciones de la Gran Minería.

3.2.2. Generación de energía

Los paneles fotovoltaicos generan energía al ser expuestos a radiación solar. La radiación incidente en forma de fotones es absorbida por el material (usualmente cristales de silicio dopado) lo que genera la excitación y movimiento de electrones, lo cual induce un potencial eléctrico. A esto se le llama el efecto fotoeléctrico.

3.2.3. Tipos de paneles solares flotantes

Existen distintos tipos de tecnologías en cuanto a la instalación y operación de los sistemas FPV. Los parámetros de diseño van desde la latitud en la que se encuentra el proyecto, pasando por la profundidad del reservorio y la finalidad con la cual se instala el sistema, ya sea reducir la evaporación o generar energía eléctrica.[14]

3.2.3.1. Tipo de flotador

Para lograr la flotabilidad de la estructura existen dos diseños principales, el estilo *raft* o *pure-float*, y el estilo de pontón con una estructura de soporte metálica.[15]

El estilo *raft* consiste una plataforma modular que soporta los paneles fotovoltaicos directamente. Sus ventajas son que es fácil de armar e instalar, al ser modular es escalable, requerimiento mínimo de piezas metálicas y la plataforma que se crea es flexible.

Entre sus desventajas se encuentra que los módulos se encuentran muy cerca de la superficie del agua lo cual genera un ambiente de alta humedad y disminuye el efecto evaporativo. Tampoco es eficiente transportarlas a largas distancias debido a su baja densidad y gran volumen, por ende es posible que necesiten ser moldeadas relativamente cercano a su instalación.

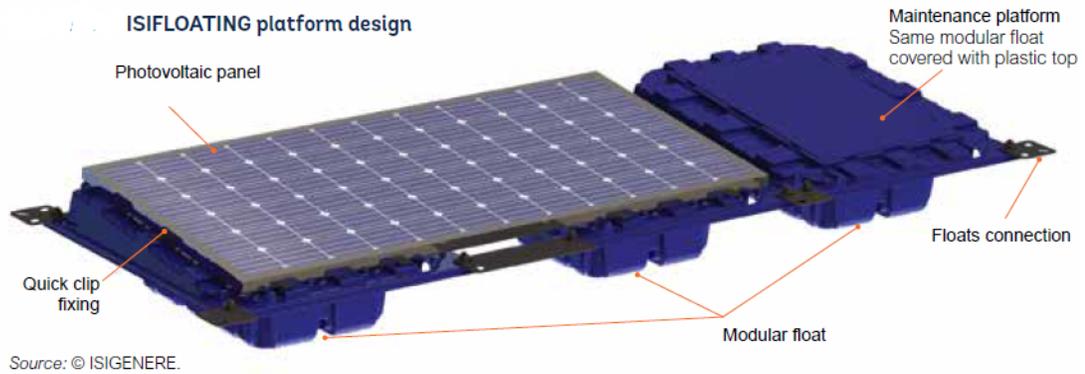


Figura 3.2: Diseño sistema FPV tipo raft

El estilo pontón se diferencia del anterior en que es una gran estructura cuyo propósito es proporcionar la flotabilidad necesaria al sistema. Sus ventajas son que es simple, flotadores fáciles de fabricar y tiene un menor movimiento entre sus componentes, lo que disminuye el desgaste.

Entre sus desventajas se encuentra que esta falta de flexibilidad puede llevar a que se concentren los esfuerzos en una sola zona, potencialmente dañándola. También es más difícil de instalar y mantener.



Figura 3.3: Diseño sistema FPV tipo pontón.

3.2.3.2. Seguimiento

Un arreglo de paneles fotovoltaicos puede tener un sistema de seguimiento solar, lo cual permite orientar los paneles de tal manera que la radiación solar directa sea lo más normal a la superficie posible. Esto aumenta la energía generada por los paneles, pero tiene la desventaja de que son sistemas más complejos y que requieren del uso de energía para realizar los movimientos.

En el caso de un sistema FPV, el seguimiento del sol se puede lograr girando la estructura completa en torno al eje vertical, lo cual es fácil de realizar debido a la baja resistencia al movimiento del agua.

Existen algunas plantas que presentan concentradores en conjunto con el seguimiento solar, sin embargo tienen un alto costo de capital y mantenimiento, mientras que su tamaño es limitado. Los concentradores solares también presentan problemas puesto que el constante movimiento de las aguas genera que estos no trabajen de la manera más eficiente al moverse el punto de concentración.



Figura 3.4: Arreglo de paneles solares flotantes con seguimiento vertical en Australia[11]

3.2.3.3. Enfriamiento

Existen dos categorías de enfriamiento: pasivo y activo. Dentro del enfriamiento pasivo se encuentra el que se realiza mediante el aire (y por ende por efecto evaporativo también), mientras si se encuentra en contacto con el agua se puede realizar enfriamiento pasivo transfiriendo calor al agua debajo.

Así mismo, existen sistemas experimentales en los cuales los paneles PV se encuentran bajo el agua o flotando directamente sobre el líquido, sin embargo estos presentan posibles problemas de seguridad para los operarios, dificultando el mantenimiento.



Source: © MIRARCO Mining Innovation.

Figura 3.5: Paneles solares de capa delgada en Canadá, enfriamiento pasivo[11]

Existe también el enfriamiento activo, donde una vez se alcanzada una temperatura umbral se rocía agua sobre los paneles solares con el objetivo de bajar su temperatura mediante la evaporación. Este método aumenta la eficiencia de los paneles a costa de la evaporación de agua, por lo tanto no es deseable para un proyecto que busque ahorrar el uso de ésta.[15]

3.3. Escenario mundial

Se estima que al año 2022 los proyectos eléctricos con sistemas FPV alcanzaron los 3 GWp, mientras que se proyectan alrededor de 44 GWp para el año 2031. China, India, Indonesia, Corea del Sur y Singapur lideran la instalación de esta tecnología, impulsados principalmente por la escasez de suelo y la necesidad de generación de energía.

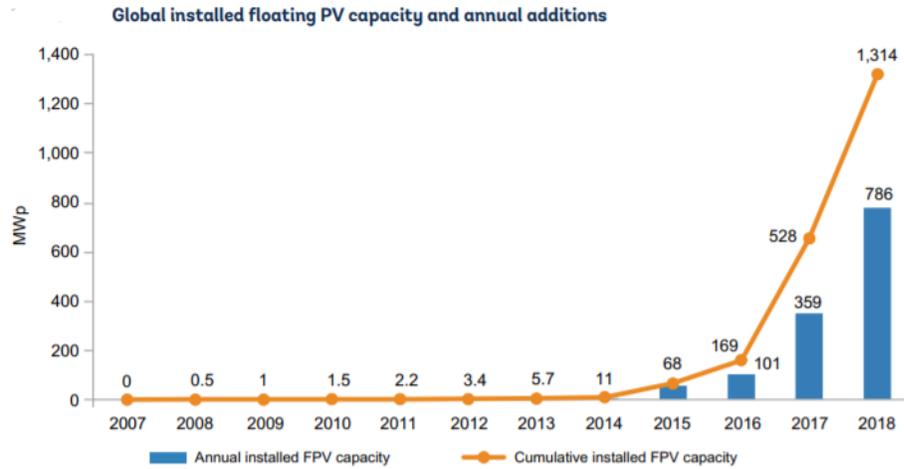


Figura 3.6: Crecimiento de proyectos FPV hasta el año 2018[11]

Con respecto a los costos de capital, en el año 2018 el precio por potencia de un sistema FPV varió de los 0.8-1.2 \$/Wp, en comparación con los 0.2 \$/Wp aproximados de un sistema PV convencional. Esta diferencia de precio se explica por la necesidad de estructuras adicionales.

Por otro lado, el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) estimó que el costo adicional proyectado de instalar esta tecnología corresponde a 0,26 USD/Wp, mientras que el costo base es de 1,06 USD/Wp en una instalación convencional.

Se espera que el precio disminuya, ya que la tecnología se encuentra en su infancia y se espera que las economías de escala empujen más aún el precio a la baja.[15]

3.3.1. Escenario nacional

Hasta el año 2023 existen solo tres instalaciones relevantes con esta tecnología en Chile, con solo uno de ellos instalado sobre tranques de relave.

El primer proyecto corresponde a una isla flotante tipo pontón en el tranque de relave Las Tórtolas, perteneciente a minera Anglo American, con una potencia instalada de 86 kWp.[16]

El segundo proyecto corresponde a una instalación flotante tipo pontón en el tranque de la agrícola Hortifrut, con 152 kWp instalados en Putaendo[17].

El tercer proyecto fue inaugurado el año 2023, en un tranque de regadío de la agrícola Verfrut y cuenta con 1090 kWp instalados. Es de tipo pontón[18].

3.3.2. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Los gases de efecto invernadero corresponden a gases que absorben y emiten energía radiativa dentro del espectro infrarrojo.

Los principales gases corresponden a vapor de agua (H_2O), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido de nitrógeno (N_2O) y ozono (O_3). En conjunto son responsables de que el planeta Tierra tenga una temperatura relativamente elevada.

Dentro de estos el CO_2 corresponde al gas más relevante relacionado a emisiones de carácter

antropogénicas.

Existen dos tipos de categorías de emisiones de GEI:

- Emisiones directas: corresponden a emisiones relacionadas con la combustión directa de cualquier combustible fósil, o causadas por una acción directa que resulte en una disminución de absorción de CO_2 por parte del ecosistema.
- Emisiones indirectas: Son las emisiones asociadas con el consumo de combustible empleado para producir energía.

Los sistemas fotovoltaicos disminuyen la emisión de CO_2 causada por la quema de combustibles fósiles para generar energía eléctrica, debido a que generan energía sin combustión, es decir, disminuyen las emisiones indirectas de GEI.

3.4. Otras soluciones para la reducción de evaporación

Existen otras maneras de reducir la evaporación de un reservorio, las cuales pueden ser mecánicas, biológicas, químicas, etc. La más utilizada corresponde a implementar una barrera mecánica que impida que la radiación llegue al agua y al mismo tiempo cubrir la superficie libre para evitar la evaporación natural.

La cobertura suspendida es una cubierta que se cuelga horizontalmente sobre el reservorio de agua mediante cables y postes que la sostienen. La segunda manera es mediante una cobertura flotante, la cual es sostenida por la misma agua del reservorio y puede ser modular o coberturas planares. Ambos tipos de cobertura están diseñados para pequeños reservorios, debiendo ser mantenidos en sus sitio con redes de sujeción.



Figura 3.7: Cobertura flotante BarrierBall

Ambos tipos de coberturas tienen un gran potencial de reducción de evaporación debido a la disminución del ingreso de energía. Su eficiencia, integridad estructural y la facilidad de instalación se ven afectadas por las variables medioambientales del reservorio, mientras que

a medida que aumenta el área de este aumenta la dificultad de instalación. Las coberturas tienen un alto costo de inversión, lo cual lo hace poco atractivo incluso siendo que su potencial de ahorro de agua es alto.[19]

Los paneles fotovoltaicos flotantes corresponden a una solución del tipo mecánica flotante, que además genera energía eléctrica. Esto hace que sea más atractiva que las alternativas anteriores puesto que tendría un retorno dado por su generación anual y no solo por el precio sombra del agua. [20]

3.5. Modelo de evaporación

El siguiente modelo utiliza las siguientes variables de entrada para realizar la simulación:

- t : Temperatura promedio del día (C).
- t_{max} : Temperatura máxima del día (C).
- t_{min} : Temperatura mínima del día (C).
- K_d : Radiación incidente total del día ($MJm^{-2}d^{-1}$).
- J : Día juliano
- RH_{max} : Humedad relativa máxima del día (%).
- RH_{min} : Humedad relativa mínima del día. (%)
- U_{10} : Velocidad media del viento a 10 metros (ms^{-1}).

3.5.1. Tasa de evaporación

Para calcular las pérdidas por evaporación del tranque sin sistema FPV se utilizará la siguiente ecuación propuesta por el trabajo de McJannet, Webster, Stenson & Sherman[21].

$$R_{evap} = \frac{1}{\lambda} * \left(\frac{\Delta_w(Q^* - N) + 86400\rho_a C_a(e_w^* - e_a)/r_a}{\Delta_w + \gamma} \right) \quad (3.1)$$

Donde

- R_{evap} corresponde a la tasa de evaporación en mm/día.
- λ ($MJkg^{-1}$) es el calor latente de vaporización.
- Δ_w ($kPa^{\circ}C^{-1}$) es la pendiente de la curva de vapor de agua para la saturación de temperatura.
- Q^* ($MJm^{-2}d^{-1}$) corresponde a la radiación neta.
- N ($MJm^{-2}d^{-1}$) corresponde al cambio en almacenamiento de calor en el cuerpo de agua.
- ρ_a ($1.2kgm^{-3}$) corresponde a la densidad del aire

- C_a ($0.001013M Jkg^{-1}K^{-1}$) es el calor específico del aire.
- e_w^* (kPa) corresponde a la presión saturada a temperatura de agua.
- e_a (kPa) corresponde a la presión de vapor a la temperatura del aire.
- r_a (sm^{-1}) corresponde a la resistencia aerodinámica.
- γ ($kPa^\circ C^{-1}$) corresponde a la constante psicrométrica.

3.5.2. Presión de vapor a la temperatura del aire

Se calcula mediante la fórmula [22]

$$e_a = \frac{e_{min}^\circ * \frac{RH_{max}}{100} + e_{max}^\circ * \frac{RH_{min}}{100}}{2} \quad (3.2)$$

siendo e_{min}° y e_{max}° la presión de vapor de saturación a la temperatura mínima y máxima diaria respectivamente, que se calculan de la siguiente fórmula:

$$e_t^\circ = 0.6108 * e^{\frac{12.27*t}{t+237.3}} \quad (3.3)$$

3.5.3. Calor latente de vaporización

El calor latente de vaporización del agua se calcula utilizando la siguiente fórmula

$$\lambda = 2.501 - t * 2.361 * 10^{-3} \quad (3.4)$$

donde t corresponde a la temperatura promedio del día.

3.5.4. Constante psicrométrica

Se calcula utilizando la siguiente fórmula

$$\gamma = \frac{C_a * 100}{0.622 * \lambda} \quad (3.5)$$

y C_a tiene el valor de $0.001013M Jkg^{-1}K^{-1}$.

3.5.5. Resistencia aerodinámica

La resistencia aerodinámica r_a se calcula usando la siguiente ecuación

$$r_a = \frac{\rho_a C_a}{\gamma \left(\frac{f(u)}{86400} \right)} \quad (3.6)$$

donde ρ_a corresponde a la densidad del aire y $f(u)$ es la función del viento que se calcula para velocidades del viento a 10 metros sobre la superficie tal que

$$f(u) = \left(\frac{5}{A} \right)^{0.05} (3.80 + 1.57 * U_{10}) \quad (3.7)$$

Donde A es el área total de la superficie de la laguna del tranque de relave.

3.5.6. Presión de vapor saturado a temperatura de agua

La presión saturada a temperatura del agua se calcula utilizando en la ecuación 3.3 la temperatura del agua t_w .

$$t_w = t_e + (t_{w0} - t_e) * e^{\frac{-1}{\tau}} \quad (3.8)$$

siendo t_e la temperatura de equilibrio del agua, t_{w0} la temperatura de agua inicial y τ la constante de tiempo del calor en el cuerpo de agua.

3.5.7. Curva de vapor de agua para la saturación de temperatura

Para determinar la pendiente de la curva de vapor de agua para la saturación de temperatura se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta_w = 4098 * \frac{e^{\circ t_w}}{(t_w + 273)^2} \quad (3.9)$$

3.5.8. Radiación neta

$$Q^* = K_d * (1 - \alpha) + (L_d + L_u) \quad (3.10)$$

Siendo α el albedo del agua, L_d la radiación incidente de onda larga y L_u la radiación de onda larga saliente.

3.5.9. Cambio en almacenamiento de calor en el cuerpo de agua

$$N = \rho_w * C_w * Z * (t_w - t_{w0}) \quad (3.11)$$

Siendo Z la profundidad del tranque.

3.5.10. Eficiencia de evaporación

Se define la eficiencia de evaporación como[20]

$$EF_{evap} = A_{cubierta}^{2/3} \quad (3.12)$$

Por lo tanto, la nueva tasa de evaporación con la cubierta corresponde a:

$$R_{new, evap} = R_{evap} * EF_{evap} \quad (3.13)$$

3.6. Modelo de generación fotovoltaica

Para determinar la energía generada por la planta fotovoltaica utiliza el modelo de NREL[23] que tiene los siguientes pasos:

1. Cálculo de ángulos solares
2. Cálculos de reflexión

3. Cálculos de temperatura
4. Cálculos de inversor y pérdidas
5. Cálculos de energía generada

Y donde las variables de entrada son:

- t_{utc} : Hora de la simulación en formato UTC.
- t_a : Temperatura del aire seco en ese momento del día (C).
- U_{10} : Velocidad media del viento a 10 metros en ese momento del día (ms^{-1}).
- I : Radiación instantánea total (W/m^2).

3.6.1. Cálculo de ángulos solares

Los ángulos solares corresponden al ángulo de altitud α , ángulo de declinación δ y ángulo del zenith Z .

El primer paso es calcular la longitud media $mnl ong$ expresada en grados y la anomalía media $mnanom$ expresada en radianes.

$$mnl ong = 280.46 + 0.9856474 * d_j \quad (3.14)$$

$$mnanom = \frac{\pi}{180} * (357.528 + 0.9856003 * d_j) \quad (3.15)$$

donde d_j corresponde al día juliano. luego se calculan la longitud y oblicuidad de la eclíptica ($eclong$ y $obleq$ respectivamente), ambas en radianes:

$$eclong = \frac{\pi}{180} [mnl ong + 1.915 * \sin(mnanom) + 0.02 * \sin(2 * mnanom)] \quad (3.16)$$

$$obleq = \frac{\pi}{180} (23.439 - 0.0000004 * d_j) \quad (3.17)$$

Con esto se puede obtener la ascensión recta (ra) y el ángulo de declinación solar (δ), ambos en radianes.

$$ra = \begin{cases} \arctan \left[\frac{\cos(obleq) * \sin(eclong)}{\cos(eclong)} \right] + \pi & \text{si } \cos(eclong) < 0 \\ \arctan \left[\frac{\cos(obleq) * \sin(eclong)}{\cos(eclong)} \right] + 2\pi & \text{si } \cos(obleq) * \sin(eclong) < 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

$$\delta = \arcsin[\sin(obleq) * \sin(eclong)] \quad (3.19)$$

Luego se calcula el tiempo sidéreo de Greenwich $gmst$ y el tiempo sidéreo local $lmst$ en horas.

$$gmst = 6.697375 + 0.0657098242 * julian + t_{utc} \quad (3.20)$$

$$lmst = gmst + \frac{lon}{15} \quad (3.21)$$

donde lon corresponde a la longitud en la que se encuentra el relave minero.

El ángulo horario HA en radianes corresponde a:

$$b = \frac{\pi}{12} * lmsl - ra$$

$$HA = \begin{cases} b + 2\pi & \text{si } b < -\pi \\ b - 2\pi & \text{si } b > \pi \\ b & \text{si } -\pi \leq b \leq \pi \end{cases} \quad (3.22)$$

El ángulo de altitud solar α_0 en radianes es:

$$a = \sin(\delta) * \sin\left(\frac{\pi * lat}{180}\right) + \cos(\delta) * \cos\left(\frac{\pi * lat}{180}\right) * \cos(HA)$$

$$\alpha_0 = \begin{cases} \arcsin(a) & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \\ \pi/2 & \text{si } a > 1 \\ -\pi/2 & \text{si } a < -1 \end{cases} \quad (3.23)$$

El ángulo de altitud solar α corregido por refracción se calcula de la siguiente ecuación:

$$r = \begin{cases} 3.51561(0.1594 + 0.0196\alpha_0 + 0.00002\alpha_0^2)(+0.505\alpha_0 + 0.0845\alpha_0^2)^{-1} & \text{si } \alpha_0 > -0.56 \\ 0.56 & \text{si } \alpha_0 \leq -0.56 \end{cases}$$

$$\alpha = \begin{cases} \pi/2 & \text{si } \alpha_0 + r > 90 \\ \frac{\pi}{180}(\alpha_0 + r) & \text{si } \alpha_0 + r \leq 90 \end{cases} \quad (3.24)$$

El ángulo zenital en radianes corresponde entonces a

$$Z = \frac{\pi}{2} - \alpha \quad (3.25)$$

Mientras que el ángulo azimutal γ se calcula de las siguientes ecuaciones:

$$a = \frac{\sin(\alpha_0) \sin\left(\frac{\pi}{180}lat\right) - \sin(\delta)}{\cos(\alpha_0) \cos\left(\frac{\pi}{180}lat\right)}$$

$$b = \begin{cases} \arccos(a) & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \\ \pi & \text{si } \cos(\alpha_0) = 0, \text{ o si } a < -1 \\ 0 & \text{si } a > 1 \end{cases} \quad (3.26)$$

$$\gamma = \begin{cases} b & \text{si } HA < -\pi \\ \pi - b & \text{si } -\pi \leq HA \leq 0, \text{ o si } HA \geq \pi \\ \pi + b & \text{si } 0 < HA < \pi \end{cases}$$

3.6.2. Cálculo de ángulos de superficie

El ángulo de incidencia AOI del sol se define como el ángulo entre la irradiancia directa y una línea normal a la superficie del panel. Está en función de los ángulos azimutal γ proveniente de la ecuación 3.26 y zenital Z proveniente de la ecuación 3.25, así como también

del azimutal γ_s e inclinación β_s del panel descritos en los supuestos.

$$a = \sin(Z) \cos(\gamma - \gamma_s) \sin(\beta_s) + \cos(Z) \cos(\beta_s)$$

$$AOI = \begin{cases} \pi & \text{si } a < -1 \\ 0 & \text{si } a > 1 \\ \arccos(a) & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \end{cases} \quad (3.27)$$

3.6.3. Cálculos de radiación

Para calcular la radiación directa, difusa y reflejada (I_b , I_d , I_r) es necesario calcular la radiación directa y difusa horizontal (E_b , E_d) desde la radiación total horizontal I . Primero se calcula la radiación solar total sobre la atmósfera H :

$$G_{on} = 1367 \left[1 + 0.033 \cos \left(2\pi \frac{doy}{365} \right) \right]$$

$$H = \begin{cases} G_{on} \cos(Z) & \text{si } 0 < Z < \pi/2 \\ G_{on} & \text{si } Z = 0 \\ 0 & \text{si } Z < 0, \text{ o si } Z > \pi/2 \end{cases} \quad (3.28)$$

Con *doy* correspondiente al día del año que se está evaluando.

Para determinar la componente difusa y directa de la radiación total horizontal se utiliza el modelo de descomposición de Spencer[24].

Se define el índice de claridad como:

$$M_t = \frac{I}{H} \quad (3.29)$$

Se define entonces la radiación difusa horizontal E_d como:

$$a_3 = 0.94 + 0.0118|lat|$$

$$b_3 = 1.185 + 0.0135|lat|$$

$$E_d = \begin{cases} (a_3 - 0.35b_3)I & \text{si } M_t \leq 0.35 \\ (a_3 - M_t * b_3)I & \text{si } 0.35 < M_t \leq 0.75 \\ (a_3 - 0.75b_3)I & \text{si } M_t > 0.75 \end{cases} \quad (3.30)$$

Y se obtiene la radiación directa horizontal desde:

$$E_b = I - E_d \quad (3.31)$$

Y la radiación directa incidente al plano del panel I_b corresponde a:

$$I_b = E_b \cos(AOI) \quad (3.32)$$

Para el cálculo de la radiación difusa incidente en la superficie I_d se utilizará el modelo de Pérez[25].

Se definen los parámetros a y b tal que:

$$\begin{aligned} a &= \max(0, \cos(AOI)) \\ b &= \max(\cos(85^\circ), \cos(Z)) \end{aligned} \quad (3.33)$$

La masa de aire óptica absoluta AM_0 se calcula como:

$$AM_0 = [\cos(b) + 0.15(93.9^\circ - Z)^{-1.253}]^{-1} \quad (3.34)$$

Se calcula la claridad del cielo ε y Δ como

$$\varepsilon = \frac{(E_d + E_b)/E_d + \kappa Z^3}{1 + \kappa Z^3} \quad (3.35)$$

$$\Delta = E_d \frac{AM_0}{1367} \quad (3.36)$$

con $\kappa = 5.534 \times 10^{-6}$ y el ángulo zenital Z en grados.

Los coeficientes F_1 y F_2 son funciones de la claridad del cielo que describen el brillo circumsolar y del horizonte.

$$\begin{aligned} F_1 &= \max[0, (f_{11}(\varepsilon) + \Delta f_{12}(\varepsilon) + Z f_{13}(\varepsilon))] \\ F_2 &= f_{21}(\varepsilon) + \Delta f_{22}(\varepsilon) + Z f_{23}(\varepsilon) \end{aligned} \quad (3.37)$$

Los coeficientes f_{11} , f_{12} , f_{13} , f_{21} , f_{22} y f_{23} se encuentran la tabla x en el anexo.

Se tiene entonces que los componentes isotrópicos, circumsolares y del horizonte de la radiación difusa son:

$$\begin{aligned} D_i &= E_d(1 - F_1) \frac{1 + \cos(\beta_s)}{2} & D_i &= \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \\ D_c &= E_d F_1 \frac{a}{b} & \text{si } 0^\circ \leq Z \leq 87.5^\circ & D_c = & 0 \text{ si } 87.5^\circ < Z < 90^\circ \\ D_h &= E_d F_2 \sin(\beta_s) & D_h &= & 0 \end{aligned}$$

Por tanto la radiación difusa incidente corresponde a:

$$I_d = D_i + D_c + D_h \quad (3.38)$$

La radiación reflejada por el suelo se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$I_r = \rho(E_b \cos(Z) + E_d) \frac{(1 - \cos(\beta_s))}{2} \quad (3.39)$$

con ρ correspondiente al albedo de la arena. La radiación nominal en el plano del panel fotovoltaico corresponde a:

$$I_n = I_b + I_d + I_r \quad (3.40)$$

3.6.4. Cálculo de autosombreado

Para el cálculo del autosombreado entre paneles se utilizará el modelo no lineal propuesto por Deline 2013[26].

El largo de un lado de una hilera de paneles corresponde a $B = W_{pan}$. La distancia entre los bordes inferiores de las filas contiguas corresponde a:

$$R = \frac{B}{CGR} \quad (3.41)$$

Con GCR definido en los supuestos del modelo. El ángulo de enmascaramiento de sombra se define como:

$$\Psi = \arctan \frac{B \sin(\beta_s)}{R - B \cos(\beta_s)} \quad (3.42)$$

La reducción de irradiancia difusa está en función de de la inclinación de la superficie β_s , ángulo de enmascaramiento Ψ , radiación difusa horizontal E_d , radiación difusa en el plano de incidencia I_d y del numero de filas presente en el arreglo de paneles N_{row} .

$$G_{sky,red} = I_d - E_d(1 - \cos^2(\frac{\Psi}{2})) \frac{N_{row} - 1}{N_{row}} \quad (3.43)$$

Por lo tanto el factor de sombreadamiento de radiación difusa corresponde a:

$$S_{dss} = \frac{G_{sky,red}}{I_d} \quad (3.44)$$

El largo de terreno que refleja radiación hacia los paneles corresponde a

$$Y = R - B \left(\frac{\sin(180 - \alpha - \beta_s)}{\sin(\alpha)} \right) \quad (3.45)$$

El factor de visibilidad de la primera fila de paneles F_1 , y los componentes de radiación directa y difusa reflejada, F_2 y F_3 respectivamente son:

$$\begin{aligned} F_1 &= \rho \sin^2\left(\frac{\beta_s}{2}\right) \\ F_2 &= \frac{\rho}{2} \left(1 + \frac{Y}{B} - \sqrt{\frac{Y^2}{B^2} - \frac{2Y}{B} \cos(180 - \beta_s) + 1} \right) \\ F_3 &= \frac{\rho}{2} \left(1 + \frac{R}{B} - \sqrt{\frac{R^2}{B^2} - \frac{2R}{B} \cos(180 - \beta_s) + 1} \right) \end{aligned} \quad (3.46)$$

Y se tiene que la radiación reflejada reducida incidente en la superficie del panel corresponde a:

$$G_{gnd,red} = \left(\frac{F_1 + F_2(N_{row} - 1)}{N_{row}} \right) E_b + \left(\frac{F_1 + F_3(N_{row} - 1)}{N_{row}} \right) E_d \quad (3.47)$$

Por lo tanto el factor de sombreadamiento de la radiación reflejada corresponde a:

$$S_{rss} = \begin{cases} \frac{G_{gnd,red}}{F_1 * I} & \text{si } F_1 * I > 0 \\ 1 & \text{si } F_1 * I \leq 0 \end{cases} \quad (3.48)$$

Para determinar el sombreadamiento de la radiación directa incidente al plano de los paneles se necesita determinar las zonas sombreadas del arreglo de paneles.

Para un arreglo de paneles su porción sombreada corresponde a:

$$\begin{aligned} P_y &= B \left(\cos \beta_s + \cos \gamma \frac{\sin \beta_s}{\tan(90 - Z)} \right) \\ P_x &= B \sin(\beta_s) \left(\frac{\sin \gamma}{\tan(90 - Z)} \right) \end{aligned} \quad (3.49)$$

Y el desplazamiento de sombra g corresponde a:

$$\begin{aligned} g &= R \frac{P_x}{P_y} \\ g &= \begin{cases} |g| & \text{si } g < 0 \\ 0 & \text{si } P_y = 0 \\ B & \text{si } g > B \end{cases} \end{aligned} \quad (3.50)$$

Con lo que la altura de sombra H_s queda como:

$$\begin{aligned} H_s &= B \left(1 - \frac{R}{P_y} \right) \\ H_s &= \begin{cases} 0 & \text{si } P_y = 0 \\ |H_s| & \text{si } g < 0 \\ B & \text{si } H_s > B \end{cases} \end{aligned} \quad (3.51)$$

Cuando hay autosombreado, X corresponde a la fracción de cada fila de paneles solares que está sombreada, mientras que S corresponde a la fracción de módulos en el lado de fila que se encuentra sombreado.

$$X = \left(\frac{H_s}{W_{pan}} \right) \frac{R - 1}{R} \quad (3.52)$$

$$S = \begin{cases} \left(\frac{H_s * d}{3W_{pan}} \right) \left(1 - \left[\frac{g}{L_{pan}} \right] M_{bot}^{-1} \right) & \text{si } H_s \leq W_{pan} \\ 1 & \text{si } H_s > W_{pan} \end{cases} \quad (3.53)$$

La razón entre la radiación difusa incidente al plano de los paneles solares y la radiación total incidente al plano es:

$$R_{dt} = \frac{G_{sky,red} + G_{gnd,red}}{G_{sky,red} + G_{gnd,red} + I_b} \quad (3.54)$$

Mientras que el factor de llenado F_{fill} es:

$$F_{fill} = \frac{P_{mp0}}{V_{oc0} * I_{sc0}} \quad (3.55)$$

Dónde P_{mp0} corresponde a la máxima potencia del panel solar, V_{oc0} corresponde al voltaje de circuito abierto de la celda e I_{sc0} corresponde a la corriente de cortocircuito.

La ecuación de pérdida DC por concepto de autosombreado requiere tres coeficientes:

$$\begin{aligned}
C_1 &= (109 * F_{fill} - 54.3) e^{-4.5X} \\
C_2 &= -6X^2 + 5X + 0.28 \\
C_3 &= \max [(-0.05R_{dt} - 0.01) X + (0.85F_{fill} - 0.7) R_{dt} - 0.0855F_{fill} + 0.05, R_{dt} - 1]
\end{aligned} \tag{3.56}$$

Y los factores de pérdida son:

$$\begin{aligned}
F_{dc1} &= 1 - C_1 S^2 - C_2 S \\
F_{dc2} &= \begin{cases} \frac{X - S(1 + 1.5V_{mp}^{-1})}{X} & \text{si } X > 0 \\ 0 & \text{si } X = 0 \end{cases} \\
F_{dc3} &= C_3 (S - 1) + R_{dt}
\end{aligned} \tag{3.57}$$

Por lo tanto el factor de pérdida DC relacionado al autosombreado corresponde a:

$$F_{dcss} = X \max (F_{dc1}, F_{dc2}, F_{dc3}) + (1 - X) \tag{3.58}$$

3.6.5. Cálculo de generación

Para el cálculo de generación fotovoltaica se ocupa el modelo de Sandia[27], dado que nos permite utilizar un modelo que permite relacionar velocidad del viento con la temperatura de la celda fotovoltaica.

Se calcula la temperatura de la parte posterior de la celda T_m

$$T_m = I_n e^{-3,56 - 0,075v_w} + T_a \tag{3.59}$$

Donde I_n corresponde a la irradiación efectiva sobre la celda, v_w corresponde a la velocidad del viento y T_a corresponde a la temperatura del aire.

La temperatura de la celda T_c es entonces

$$T_c = T_m + 3 * \frac{I_n}{1000} \tag{3.60}$$

Se calcula la corriente de cortocircuito I_{sc}

$$I_{sc} = I_{sc,ref} * \left(\frac{I_n}{1000}\right) * [1 + \alpha_{sc,ref}(T_c - 25)] \tag{3.61}$$

Donde $I_{sc,ref}$ corresponde a la corriente de cortocircuito nominal del panel y $\alpha_{sc,ref}$ corresponde al coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito.

La corriente de máxima potencia corresponde a

$$I_{mp} = I_{mp,ref} * \frac{I_{sc}}{I_{sc,ref}} \tag{3.62}$$

Donde $I_{mp,ref}$ es la corriente de máxima potencia nominal del panel. Luego se calcula el coeficiente de temperatura ΔT_c

$$\Delta T_c = 1,7234 * 10^{-4} * (T_c + 273,15) \tag{3.63}$$

Se calcula el voltaje de circuito abierto V_{oc}

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + \Delta T_c * \log(I_n) + \beta_{oc}(T_c - 25) \quad (3.64)$$

Donde $V_{oc,ref}$ corresponde al voltaje nominal de circuito abierto y β_{oc} corresponde al coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto.

Con esto, se calcula el voltaje de máxima potencia V_{mp}

$$V_{mp} = V_{mp,ref} * \frac{V_{oc}}{V_{oc,ref}} \quad (3.65)$$

Donde $V_{mp,ref}$ corresponde al voltaje de máxima potencia nominal del panel.

Por último, se calcula la potencia del panel en el instante evaluado como la multiplicación del voltaje y corriente de máxima potencia calculada para el panel.

$$P_{DC} = V_{mp} * I_{mp} \quad (3.66)$$

Para obtener la energía del panel en el intervalo de tiempo evaluado se multiplica la potencia por el equivalente a horas del intervalo.

Capítulo 4

Metodología

4.1. Formalización

Para abordar el problema y cumplir el objetivo de la memoria se estimará la evaporación de un tranque de relaves minero con y sin cubierta, mientras que se utilizará un modelo de generación de energía de paneles solares para determinar el potencial de generación en el área cubierta.

Con estas estimaciones se realiza un análisis económico y de reducción de GEI. Una vez listo esto se procede a extender los resultados al resto de los tranques de relave importantes pertenecientes a la Gran Minería del Cobre.

1. Selección tranques de relaves relevantes y ubicación en mapa.
2. Determinación área de laguna de aguas claras.
3. Seleccionar tranque de relave representativo con estación meteorológica cercana
4. Descarga y tratamiento de datos meteorológicos
5. Estimación de disminución de evaporación y generación eléctrica
6. Evaluación económica de proyecto de paneles FPV
7. Cálculo de disminución de emisión de GEI
8. Extensión al territorio nacional.

4.2. Herramientas computacionales

En esta memoria se utilizaron dos programas computacionales para la extracción y tratamiento de datos, implementación del modelo y posterior evaluación económica.

- MATLAB: Es un software de programación y cálculo numérico que posee un entorno de desarrollo integrado. Este programa permite la manipulación de matrices, lectura de archivos de datos y desarrollo e implementación de algoritmos.

- Google Earth: Es un programa computacional que reproduce una representación en 3D de la Tierra basandose en imágenes y datos satelitales. Se pueden medir áreas de la superficie, tiene datos de alturas y también permite ver distintas imágenes satelitales a través del paso del tiempo.

4.3. Selección de tranque de relave

4.3.1. Tranques de relave adecuados

Para determinar el tranque de relave a utilizar se obtuvo la lista de relaves y embalses mineros desde el Catastro de Depósitos de Relaves en Chile, documento generado por el Servicio Nacional de Geología y Minería [28].

De la lista se eligieron relaves que estuviesen activos y su tamaño fuese al menos 30 millones de toneladas (equivalente al 1% del tamaño del relave más grande, Laguna Seca, propiedad de Escondida). Una vez realizado esto se procedió a ingresar los datos de coordenadas al programa Google Earth.

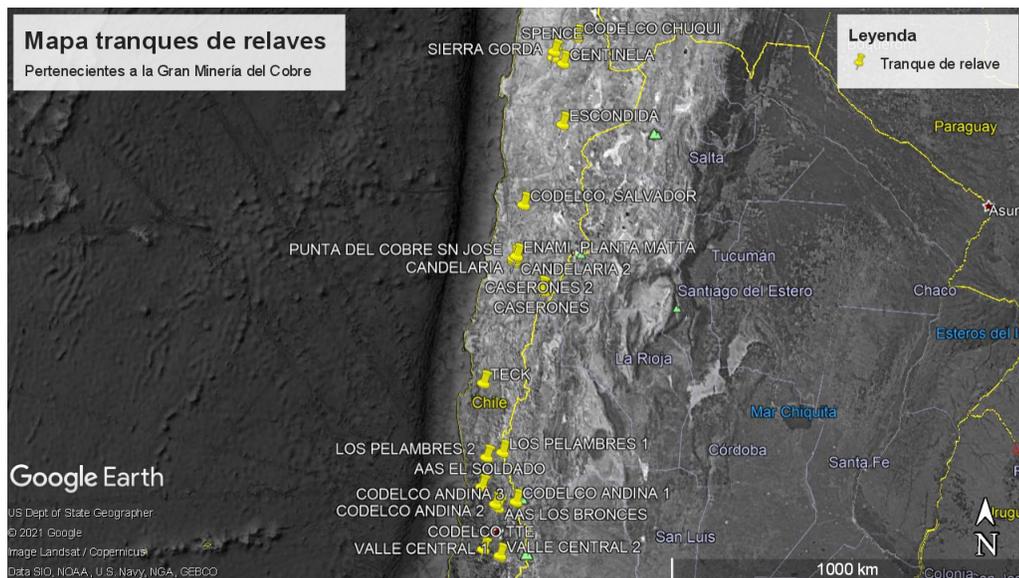


Figura 4.1: Tranques de Relave pertenecientes a la Gran Minería del Cobre

Una vez realizada la georeferenciación, se procedió a medir el área de las lagunas de aguas claras que cada relave contenía, con el objetivo de seleccionar aquellas que tuviesen al menos un 0.5% del área de la laguna más grande.

Tabla 4.1: Tranques de relave y embalses que cumplen con requisitos

EMPRESA	FAENA	REGION	NOMBRE INSTALACION	Altura (msnm)	Area (km^2)
CODELCO	SALVADOR	III	PAMPA AUSTRAL	927	0,87
CODELCO	ANDINA	V	LOS LEONES	2130	0,26
MINERA VALLE CENTRAL S.A.	EL TENIENTE	VI	CAUQUENES	683	1,71
CIA. MINERA DOÑA INES DE COLLAHUASI	COLLAHUASI	I	PAMPA PABELLON	4158	1,54
MINERA ESCONDIDA LTDA.	ESCONDIDA	II	LAGUNA SECA	2920	0,91
CODELCO	CHUQUICAMATA	II	TALABRE	2460	0,97
MINERA LUMINA COPPER CHILE LTDA.	CASERONES	III	ARENAS EL TAMBO	2860	0,25
MINERA LOS PELAMBRES	FAENA LOS PELAMBRES	IV	LOS QUILLAYES	820	2,36
CODELCO	EL TENIENTE	RM	CAREN	200	3,65
ANGLO AMERICAN SUR S.A.	LOS BRONCES	RM	LAS TORTOLAS	720	0,1
SCM SIERRA GORDA	PROYECTO SIERRA GORDA	II	SIERRA GORDA	1680	2,5
CIA. CONTRACTUAL MINERA CANDELARIA	CANDELARIA	III	LOS DIQUES	760	0,24

Mediante el Portal de Servicios Climáticos pertenecientes a la Dirección Meteorológica de Chile se accede al Catastro Nacional de Estaciones Meteorológicas y se seleccionan aquellas estaciones que tengan al menos un año completo de mediciones de radiación.

Con estos datos georeferencian en Google Earth y se escoge la estación *ElLoa, CalamaAd.* con código nacional 220002. Esto es porque corresponde a la estación más cercana a un tranque de relave perteneciente a la tabla 4.1. Se escoge entonces el tranque de relave de la división Chuquicamata.

Tabla 4.2: Datos tranque de relave Chuquicamata

Latitud	-22,37°
Longitud	-68,78°
Area	0.97 km^2
Altura	2460 msnm

La división Chuquicamata:

- Emitió 1.155.199 toneladas de CO_2 en el año 2020.[29]
- Consumió 16.695 GWh durante el año 2019.[30]
- Extrajo 47.619.360 m^3 de agua fresca en 2016.[31]
- Tasa de procesamiento de mineral propuesta: 140.000 toneladas por día.[32]

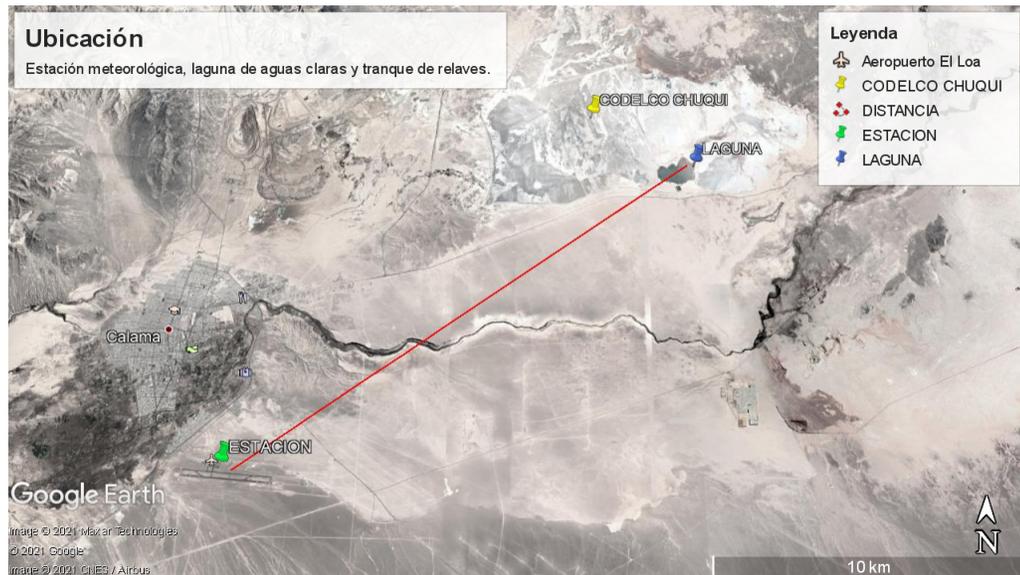


Figura 4.2: Ubicación estación meteorológica y laguna de aguas claras. Distancia corresponde a 20 km.

Los datos de la estación meteorológica que se obtienen son:

- Radiación Solar Global Acumulada: Corresponde a la radiación total incidente sobre un plano horizontal medida durante el día. Considera radiación directa y difusa.
- Radiación Solar Global Instantánea: Es la radiación instantánea total medida sobre el plano horizontal en un momento del día determinado. Considera radiación directa y difusa.
- AnualTs: Corresponde a los derivados de las mediciones de temperatura durante el año. Los datos que se extraen son temperatura promedio, mínima y máxima para cada día.
- Humedad Relativa del Aire: Humedad que contienen una masa de aire en relación a la máxima humedad absoluta que puede contener dicha masa a esa temperatura. Se extrae la mínima y máxima humedad relativa.
- Viento a 10m de Altura: Viento medio medido a diez metros de altura, se extrae el promedio del día.
- Temperatura del Aire Seco: Temperatura del aire medida por un termómetro normal que no toma en cuenta viento ni humedad relativa.

Estos datos se utilizarán como input para el modelo de evaporación y para el modelo de generación fotovoltaica. La tabla 4.3 indica cuales se utilizan:

Tabla 4.3: Datos de entrada provenientes de estación meteorológica para cada modelo.

Input modelo evaporación	Input modelo de generación
Radiación Solar Global Acumulada AnualTs	Radiación Solar Global Instantánea
Humedad Relativa del Aire	Viento a 10m de Altura
Viento a 10m de altura	Temperatura del Aire seco

4.4. Cálculo de evaporación

Para el modelo de evaporación se utilizarán supuestos que permitirán simplificar el análisis y proveer el peor escenario posible.

Se asume que los paneles fotovoltaicos se comportan como una cubierta normal, por lo tanto no se disminuye la radiación incidente a la masa de agua. En la realidad, parte de la energía incidente a los paneles se convierte en energía eléctrica, mientras que el resto se absorbe y convierte en calor o se refleja hacia el ambiente.

Por otro lado, se asume para propósitos de la simulación que la temperatura de equilibrio del agua al comienzo de la simulación corresponde a la temperatura de equilibrio de un ciclo anterior de simulación. Es decir se realizan simulaciones recursivas para determinar la temperatura de equilibrio a comienzos del año.

Por parámetros de diseño de relave, se asume que la profundidad promedio de este corresponde a 1.5 metros, siendo este muy variable dada la forma de construcción de los relaves en pendiente. También se asume una cobertura máxima de la mitad de la superficie de la laguna de aguas claras del relave, dado que se necesita que las estructuras estén flotando.

Por último, la estimación de reducción de evaporación no considera los efectos del viento en su cálculo, dado que es muy dependiente del tipo de estructura que se utilice para la instalación de los paneles, su orientación, el tamaño y diseño de las juntas de la plataforma y la dirección del viento predominante.

4.5. Modelo de generación fotovoltaica

Para el modelo de generación fotovoltaica, se consideran los siguientes supuestos para la simulación y dimensionamiento de la planta.

Se utilizan paneles solares Suntech STP250-20/Wd[33], los cuales son paneles monocristalinos de alta eficiencia con una potencia de 250 watts y un área de 1,6 metros cuadrados. Además, se emplea una estructura tipo pontón para simplificar el cálculo y dimensionamiento de la planta.

La planta solar flotante se instala sobre un área cuadrada equivalente a la mitad de la superficie de la laguna de aguas claras del relave que se está evaluando, con el objetivo de evitar que los posibles cambios estacionales en la profundidad y el área de la laguna afecten la estructura.

Se considera un factor de cobertura del suelo (CGR) para los paneles de 0,6, lo que resulta en un número total de 188.090 paneles solares y una potencia nominal de la planta fotovoltaica de 47 MWp.

Los ángulos óptimos de la planta se calculan según su latitud y tecnología a utilizar. En

este caso, el ángulo de inclinación (β_s) de los paneles solares es de 20 grados, mientras que el ángulo azimutal (γ_s) es de 0 grados.

No se considera ningún efecto evaporativo sobre la generación fotovoltaica, ya que se busca presentar el peor caso posible.

4.6. Análisis económico

El análisis económico se llevará a cabo considerando tres escenarios distintos, cada uno con valores diferentes para el costo del agua no evaporada. En el contexto de aguas continentales, se considera un valor de 1,6 USD por metro cúbico, mientras que para el uso de agua de mar se establece en 5 USD por metro cúbico según [34]. Por último, se empleará el precio sombra del agua en la industria de metales no ferrosos en Chile, equivalente a 31 USD por metro cúbico según Vasquez-Lavin et al., 2020[35]. Este último valor representa un escenario extremo en el cual la disponibilidad de agua limita la capacidad de producción de minerales.

4.6.1. Supuestos

- Los ingresos por energía se valorizan a un 80 % del Precio Medio de Mercado del mes de septiembre del año 2023 [36], equivalente a 93,49 USD/MWh. Esto para proveer una base del valor de la energía que consume CODELCO, quienes por el tamaño de su operación tienen contratos de suministro de largo plazo.
- El costo de inversión es equivalente a 1.5 USD/Wp, mientras el costo de operación anual corresponde al 1 % del costo de inversión.
- Los ingresos por transporte de energía se calculan utilizando el valor de 0,0132066 USD por MWh no transportado[37]. Esto corresponde a lo que se le debe pagar al sistema de transmisión eléctrico por cada MWh que se consume por concepto de transporte de la energía.
- No existe una reducción de pago por potencia, ya que se asume que el consumo de la faena minera es constante. [37] Esto corresponde a que los paneles fotovoltaicos no generan energía durante la noche. Este pago está asociado a la potencia máxima contratada por el consumidor.
- La degradación de los paneles solares es lineal y corresponde a un 0,7 % anual[11].
- La tasa de interés a evaluar será de un 10 %, correspondiente a la propuesta por la COCHILCO para CODELCO[38].
- Se evalúa el proyecto a 20 años, esto aún cuando la mayoría de proyectos revisados utiliza un horizonte de 25 años[38].

4.6.2. Herramientas de análisis

Para realizar el análisis económico de la propuesta es necesario definir ingresos y costos del proyecto. En el caso de los ingresos se consideran tres:

- A_{Gx} : Corresponden al ahorro que tiene la faena minera al no tener que comprar esa energía.

- A_{Tx} : Corresponde al ahorro que tiene la faena minera por el concepto de no transporte de la energía hacia el lugar. Está valorizada según lo regulado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- A_A : Corresponde al ahorro que tiene la faena minera por el precio sombra del agua que no se evapora.

Por ende se definen los ingresos en el año n como:

$$I_n = (1 - n * d/100) * (A_{Gx} + A_{Tx}) + A_A \quad (4.1)$$

donde d corresponde a la degradación de los paneles solares.

Los costos del proyecto están dados por:

- Costos de inversión C_i (CAPEX): Corresponden a los costos incurridos por la instalación y puesta en marcha del proyecto. Se utiliza un costo unitario de $0,8USD/Wp$.
- Costos de operación y mantenimiento C_{OM} (OPEX). Se utiliza un costo anual equivalente al $0,8\%$ del CAPEX[11].

Para realizar el análisis económico de la planta FPV se miden diferentes indicadores, tal como el -Valor actual neto:

$$VAN = -C_i + \sum_{t=1}^n \frac{I_n - C_{OM}}{(1+r)^t} \quad (4.2)$$

r corresponde a la tasa de descuento del proyecto. Si el VAN es mayor a 0, el proyecto generó ganancias al término de su vida útil.

La tasa interna de retorno (TIR) corresponde a la tasa en la cuál el VAN del proyecto se hace cero.

$$-C_i + \sum_{t=1}^n \frac{I_n - C_{OM}}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (4.3)$$

Si la TIR es mayor a la tasa de descuento en la que se evalúa el proyecto, es rentable. Mientras más alta, más rentable el proyecto.

El periodo de Payback corresponde a la cantidad de tiempo (en este caso años) en la cuál el proyecto comenzará a generar ganancia para el inversionista. Es decir, corresponde al periodo en el cual el VAN pasa a ser positivo.

Para evaluar la rentabilidad del proyecto se calcula el retorno sobre la inversión (ROI), definido como:

$$ROI = \frac{(\sum_{t=1}^n I_n - C_{OM}) - CAPEX}{CAPEX} \quad (4.4)$$

Esto permite evaluar si el proyecto generará ingresos netos en base a la inversión realizada, sin embargo no toma en cuenta el tiempo en el cual se hará el retorno.

4.6.3. Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una técnica que se utiliza para evaluar como los cambios en ciertas variables afectan los resultados del proyecto.

En este caso se realiza una estimación general de los cambios que traería la variación porcentual de las variables del proyecto para después realizar un análisis más profundo de aquellas que resulten afectar de mayor manera al resultado mediante tablas de sensibilidad.

4.7. Impacto en emisiones

4.7.1. Disminución de CO2 emitido

Esta disminución se puede estimar calculando la cantidad de gases de efecto invernadero que emite un sistema eléctrico que utiliza combustibles fósiles en su matriz de generación cuando genera la misma cantidad de energía que una planta fotovoltaica[39]. Se tiene que:

$$G_t = E_s * 10^{-3} * G * (1 + \beta) \quad (4.5)$$

donde G_t es el ahorro de emisiones ($tCO_2/año$), E_s es la energía generada por el sistema FPV en un año ($MWh/año$), G corresponde al valor estandar de emision de gases de efecto invernadero ($tCO_2/año$), mientras que β es la pérdida promedio de energía debido a transmisión y distribución eléctrica. Esto es independiente a si la empresa tiene contratos que aseguren un 100 % de energías renovables, ya que es muy difícil distinguir la real proveniencia de la energía consumida.

4.7.2. Huella de carbono de instalación

La emisión por área instalada de dióxido de carbono asociada a la fabricación de los componentes del sistema fotovoltaico flotante y su transporte e instalación ha sido estimada alrededor de $137.73 \text{ kgCO}_2/m^2$ para una planta fotovoltaica en España.[40]

4.7.3. Equivalentes de emisiones GEI

Para cuantificar y ejemplificar la reducción de emisiones que resultaría de la implementación del sistema fotovoltaico flotante, se emplean diferentes equivalencias relacionadas con sumideros o fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero.

En una primera comparación, se evalúa la cantidad de carbono capturado por una hectárea de árboles plantados en áreas de restauración del paisaje forestal. Esta cifra oscila entre 4,5 y 40,7 toneladas de CO_2 por año durante los primeros 20 años [41]. Este amplio rango está dado por diferentes factores, entre los cuales principalmente se encuentran la latitud y la especie de bosque plantado.

En una segunda comparación, se considera el equivalente a las emisiones promedio de un vehículo liviano particular que utiliza gasolina como combustible. En Chile, el parque vehicular de este tipo consta de 3.878.306 vehículos, con emisiones promedio de 3,077 toneladas de CO_2 por año [42].

Finalmente, se toman en cuenta las emisiones promedio de un hogar chileno, considerando las emisiones anuales derivadas de la combustión interna y el consumo promedio de energía eléctrica. Las emisiones por combustión equivalen a 2,25 toneladas de CO_2 por año[43], mientras que las asociadas al consumo de energía eléctrica corresponden a 0,529 toneladas de CO_2 por año[44].

Capítulo 5

Resultados y Análisis

A continuación se presentan los resultados y análisis de las estimaciones realizadas al aplicar la metodología descrita en el capítulo anterior.

5.1. Resultados

5.1.1. Evaporación

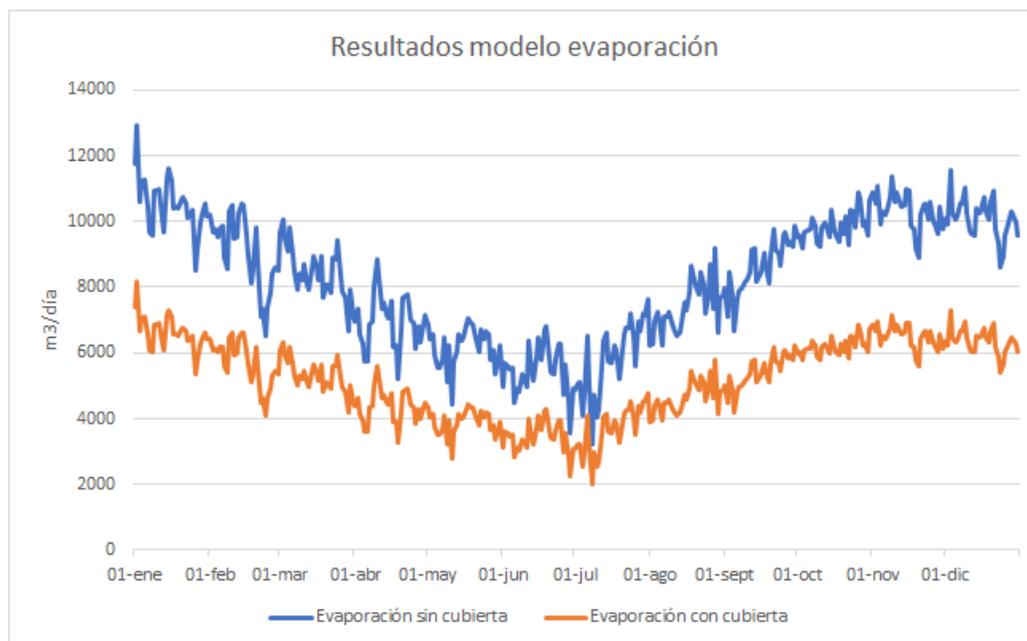


Figura 5.1: Resultados de modelo de evaporación con y sin cubierta.

Evaporación ($m^3/año$)	Ev. con cubierta ($m^3/año$)	Diferencia ($m^3/año$)	Porcentaje
3.012.092	1.897.499	1.114.593	-37 %

El agua adicional disponible corresponde a un 2,34% de las extracciones de agua fresca que realiza la división Chuquicamata, lo que es consistente con el porcentaje de pérdidas

que representa la evaporación. Considerando que para procesar una tonelada de mineral se necesitan $0.52m^3$, el ahorro de agua corresponde a 2,14 millones de toneladas de mineral procesado, o a 15,31 días de producción.

5.1.2. Generación eléctrica de sistema fotovoltaico

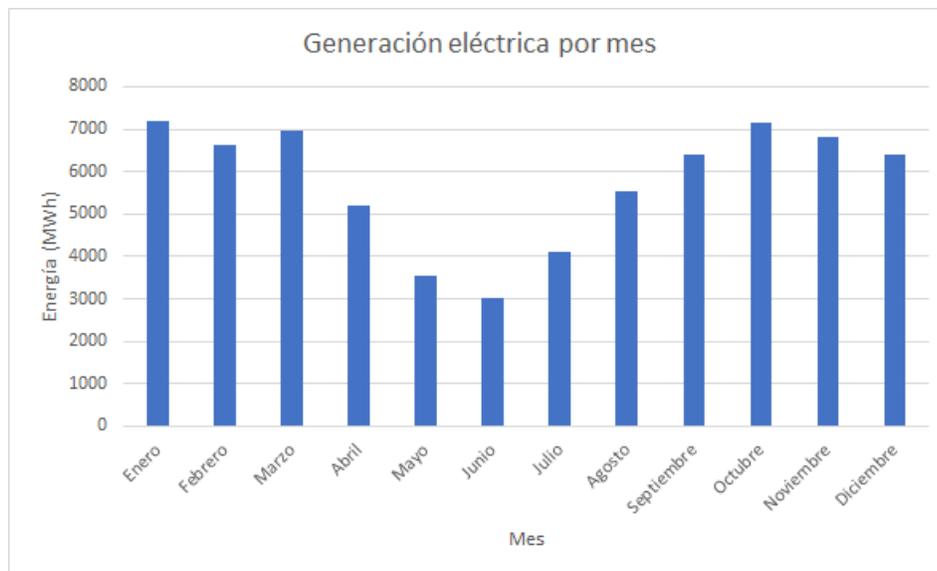


Figura 5.2: Energía eléctrica generada según modelo. Total anual $68931MWh$

Tabla 5.1: Tabla resultados generación eléctrica fotovoltaica

Mes	Energía (MWh)
Enero	7.179
Febrero	6.621
Marzo	6.974
Abril	5.203
Mayo	3.547
Junio	2.999
Julio	4.095
Agosto	5.531
Septiembre	6.417
Octubre	7.143
Noviembre	6.802
Diciembre	6.419
Total	68.931

La energía generada corresponde al 4,12% de la energía eléctrica consumida por la operación Chuquicamata durante el año 2019.

5.1.3. Evaluación económica

Tabla 5.2: Resultados de la evaluación económica del proyecto

Valor agua (USD/m^3)	1,6	5	31
Ingresos por energía ($USD/año$)	6.444.772	6.444.772	6.444.772
Ahorro agua ($USD/año$)	1.784.788	5.577.464	34.580.282
Ingresos por transporte ($USD/año$)	910.356	910.356	910.356
CAPEX (USD)	70.533.750	70.533.750	70.533.750
OPEX ($USD/año$)	705.337	705.337	705.337
VAN (USD)	6.418.168	42.500.034	318.420.185
TIR (%)	11,52	19,95	140
Payback (años)	14,5	6,8	1,9
ROI (%)	9,1	60,3	451,4

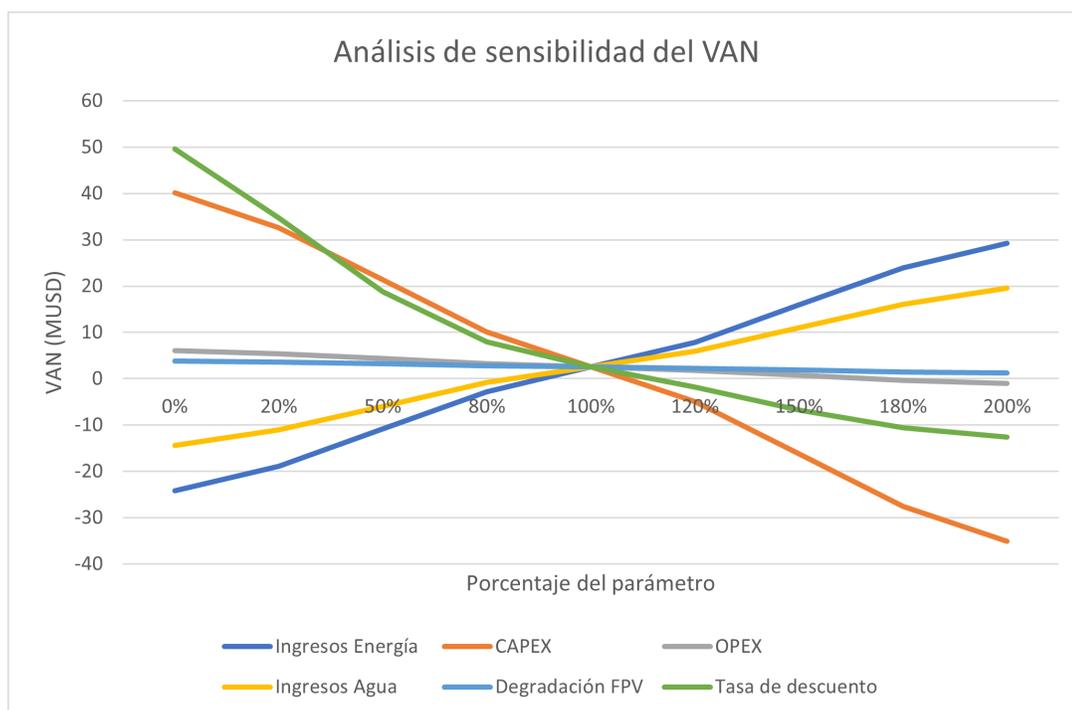


Figura 5.3: Análisis de sensibilidad del proyecto. Caso base valor del agua $1,6 USD/m^3$

5.1.4. Gases de efecto invernadero

Tabla 5.3: Resultados de evaluación de disminución de emisiones de GEI

Emisiones instalación (tCO_2)	66.799
Ahorro de emisiones ($tCO_2/año$)	29.945
Equivalente en vehículos livianos a gasolina	9.731
Equivalente hogares	10.775
Equivalente bosque (km^2)	7,35 a 66,54
% de emisiones en Chuquicamata	2,59

5.1.5. Estimación del potencial en la Gran Minería del Cobre

La generación eléctrica, disminución de evaporación y disminución de emisiones de CO_2 por kilómetro cuadrado de laguna de aguas claras es:

Energía	Agua no evaporada	Disminución de emisiones
71.062 MWh/km^2	1.149.065 m^3/km^2	30.871 tCO_2/km^2

Extendiendo al área potencial total identificada (15,36 km^2) correspondiente a lagunas de aguas claras pertenecientes a la Gran Minería del Cobre:

Tabla 5.4: Potencial de uso de tecnología de paneles solares fotovoltaicos flotantes en la Gran Minería del Cobre

Potencial de generación de energía	1.091,5 GWh
Potencial de disminución de emisiones	474.180 tCO_2
Potencial de disminución de evaporación	17.649.638 m^3

Esta extensión es una primera estimación del potencial, dado que no se consideran efectos sinérgicos entre paneles y agua, se realizó una estimación de la disminución de evaporación conservadora, que no considera los efectos de la disminución del viento. Por otro lado, cada tranque de relave y operación minera considerada en esta evaluación tienen condiciones particulares, por lo tanto no será lo mismo la evaporación y radiación en el Teniente (Región de O'Higgins, 200 msnm), como en Collahuasi (Región de Tarapacá, 4158 msnm).

5.2. Discusión

5.2.1. Evaporación

La figura 5.1 muestra que al cubrir la mitad del área disponible de la laguna de aguas claras se produce una reducción considerable en la evaporación del tranque de relave completo. Esto tiene una importancia significativa, sobre todo considerando que el método utilizado

para estimar esta reducción no tiene en cuenta el efecto evaporativo causado por el viento.

Además, el modelo utilizado para calcular la reducción de evaporación no considera que parte de la energía incidente en la cubierta (en este caso, los paneles FPV) se convierte en energía eléctrica, lo cual reduce la energía real incidente sobre el cuerpo de agua.

Por lo tanto, el valor del 37 % de reducción de evaporación representa un límite mínimo. La reducción real de la evaporación puede ser igual o incluso mayor a este valor.

5.2.2. Generación fotovoltaica

La figura 5.2 ilustra claramente que la generación de energía sigue el comportamiento esperado a lo largo del año, con sus máximos en verano y sus mínimos en invierno. Sin embargo, se observa una disminución

Al igual que en el análisis de evaporación, en este caso, el cálculo de generación de energía no tiene en cuenta el efecto evaporativo que la masa de agua tiene sobre los paneles solares. Por lo tanto, en condiciones reales de operación, se espera que la generación de energía sea mayor de lo estimado inicialmente.

Por último, es importante destacar que la cantidad de energía estimada desempeñaría un papel crucial en el consumo de la operación minera de Chuquicamata, teniendo en cuenta que el arreglo fotovoltaico solo genera energía durante aproximadamente la mitad del tiempo y en un área relativamente pequeña.

5.2.3. Análisis económico

Los tres escenarios se evaluaron considerando una tasa de descuento más alta de lo recomendado para evaluar proyectos de energía renovables, mientras que la generación de energía y la reducción de evaporación se calcularon en su cota mínima.

A pesar de estas condiciones conservadoras, en el caso del agua continental el Valor Actual Neto *VAN* resultó positivo y la Tasa Interna de Retorno *TIR* superó la tasa de descuento. Esto indica que incluso en el peor escenario estimado, el proyecto es rentable.

El período de recuperación de la inversión (payback) también es menor que la vida útil del proyecto, y el coeficiente de rendimiento del arreglo se encuentra dentro de los rangos esperados para una planta fotovoltaica convencional.

Al evaluar la tendencia de la industria, que es el incorporar agua de mar a sus procesos, el proyecto se hace aún más rentable que en el caso de aguas continentales. Además, en situaciones extremas donde una operación minera carece por completo de acceso al agua, los beneficios del proyecto son considerablemente elevados.

Con respecto a la figura 5.3, se observa que el *VAN* del proyecto es altamente sensible a las variaciones en los costos de capital (CAPEX), la tasa de interés, los ingresos por energía

y los ingresos por agua.

En el caso del CAPEX y la tasa de interés, las variaciones son negativas, lo que indica que para que el proyecto sea más rentable, tanto el CAPEX o la tasa de interés deben disminuir. Se espera que el CAPEX de los paneles FPV disminuya debido a mejoras en las técnicas de fabricación, mayor eficiencia y economías de escala. En cuanto a la tasa de interés, se anticipa que será mucho menor en el contexto del proyecto.

Por otro lado, las variaciones son positivas en el caso de los ingresos por energía y agua. Estos ingresos aumentarán si el precio del agua o de la energía aumenta, o si se reduce la evaporación del agua y se incrementa la generación de energía. Todas estas situaciones son probables, especialmente si el valor promedio del agua consumida aumenta debido al mayor de uso de agua de mar.

Por último, se puede verificar que en caso de que el valor del agua no sea un factor (equivalente a no tener ingresos por el agua no evaporada) el VAN del proyecto es negativo y no sería recomendable realizar el proyecto.

5.2.4. Gases de efecto invernadero

Según los datos presentados en la tabla 5.3, se observa que el proyecto comienza a tener un balance neto negativo de emisiones de CO_2 a partir del tercer año de operación. Esto significa que el proyecto reduce las emisiones de CO_2 de manera efectiva, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático.

Además, se observa que el proyecto es más eficiente en términos de uso del espacio en comparación con un bosque plantado con el propósito de disminuir la huella de carbono mediante la captura de CO_2 . Esto se debe a que el proyecto no solo tiene un impacto positivo en la reducción de emisiones de CO_2 , sino que también genera energía y reduce la evaporación, aprovechando un espacio que de otra manera no estaría siendo utilizado.

Estos factores hacen que el proyecto sea aún más atractivo, ya que combina múltiples beneficios en un solo enfoque. No solo contribuye a la mitigación del cambio climático, sino que también genera energía renovable y utiliza de manera eficiente el espacio disponible. Esto resalta la importancia y el atractivo de esta iniciativa desde una perspectiva medioambiental y económica.

5.2.5. Estimación del potencial en la Gran Minería del Cobre

A partir de los cálculos realizados en la tabla 5.4, se puede concluir que existe un potencial significativo para la instalación de esta tecnología en Chile.

Es importante tener en cuenta que este potencial está sujeto a variaciones debido a las circunstancias específicas de cada operación. Sin embargo, es relevante destacar que los cálculos se realizaron utilizando una estimación conservadora de disminución de evaporación y no consideran posibles efectos sinérgicos.

Por lo tanto, es muy probable que el potencial real de esta tecnología sea mucho mayor de lo estimado, considerando que la mayoría de las faenas están ubicadas en zonas de clima desértico y clima alpino seco. Esto sugiere que su implementación podría tener un impacto aún más positivo y beneficioso en términos de reducción de evaporación y generación de energía en las operaciones mineras en Chile.

En el peor escenario, solo algunas operaciones mineras, como la que se analiza en este documento, serían elegibles para implementar esta tecnología. Los factores decisivos incluyen las condiciones meteorológicas, las características físicas del relave minero, el costo de la energía, el valor del agua y la inversión requerida para la instalación de la planta fotovoltaica flotante. Acerca de esto, llama la atención que haya solo una planta solar fotovoltaica flotante en la gran minería. Esto podría explicarse porque el VAN es negativo en caso de no tener ingresos por agua, dado que los costos de inversión son elevados, sobre todo en comparación a la alternativa de instalar dichos paneles en tierra firme.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusión

Este estudio ha examinado el potencial de implementar paneles solares fotovoltaicos flotantes en la Gran Minería del Cobre, centrándose en aspectos clave como la generación de energía, la reducción de la evaporación del agua, el análisis económico y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Mediante un análisis detallado de la instalación de una central flotante en el tranque de relaves de la faena minera de Chuquicamata, se ha demostrado una disminución potencial del 37% en la evaporación del agua, utilizando un modelo diario basado en variables climáticas. Además, se ha evaluado la cantidad de energía eléctrica generada y se ha realizado un análisis económico exhaustivo, considerando el valor del agua, los costos de capital y los costos de operación y mantenimiento.

Los resultados obtenidos han confirmado que la implementación de estas centrales fotovoltaicas flotantes en la Gran Minería del Cobre es factible y conlleva múltiples beneficios. Además de generar energía para el autoconsumo de las faenas mineras, se reduce la presión sobre los recursos hídricos y se logra una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de energía eléctrica en la industria minera.

Asimismo, al ampliar el análisis a la totalidad de las lagunas de aguas claras en la Gran Minería del Cobre, se ha evidenciado la viabilidad de construir y operar centrales fotovoltaicas con el triple objetivo de generar energía para el autoconsumo de las faenas mineras, reducir la presión sobre los recursos hídricos y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

6.2. Trabajo futuro

Como trabajo futuro, se propone la extensión del análisis del potencial de generación y reducción de evaporación a todo el territorio chileno. Este estudio se ha enfocado exclusivamente en la Gran Minería del Cobre, por lo que sería relevante evaluar el potencial de instalación de paneles solares fotovoltaicos flotantes en represas, embalses, lagunas e incluso en puntos estratégicos de la costa chilena. Esto permitiría identificar nuevas oportunidades de implementación y maximizar los beneficios de esta tecnología en todo el país.

Además, se sugiere realizar un análisis detallado de las condiciones óptimas para la instalación de esta tecnología en relaves mineros. Esto implica considerar factores como la profundidad y la forma del relave, con el fin de determinar las ubicaciones más adecuadas para la implementación de paneles solares fotovoltaicos flotantes. Asimismo, sería necesario investigar sobre las estructuras flotantes óptimas y los materiales adecuados que garanticen la resistencia a las condiciones ambientales a las que estarían expuestas. De esta manera, se podrían minimizar tanto la evaporación de agua como los impactos ambientales, al tiempo que se asegura la vida útil del proyecto.

Estas propuestas de trabajo futuro ampliarían el alcance y la aplicabilidad de la tecnología de paneles solares fotovoltaicos flotantes en Chile, brindando nuevas oportunidades para la generación de energía renovable, la conservación de recursos hídricos y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Bibliografía

- [1] DGAC, “Reporte Climático año 2019”, 2019.
- [2] DGAC, Reporte anual de la evolución del clima en Chile. 2022.
- [3] Kottek, M., Grieser, J., Beck, C., Rudolf, B., y Rubel, F., “World map of the Köppen-Geiger climate classification updated”, *Meteorologische Zeitschrift*, vol. 15, no. 3, pp. 259–263, 2006, [doi:10.1127/0941-2948/2006/0130](https://doi.org/10.1127/0941-2948/2006/0130).
- [4] Molina, A., Falvey, M., y Rondanelli, R., “A solar radiation database for Chile”, *Scientific Reports*, vol. 7, no. 1, pp. 1–11, 2017, [doi:10.1038/s41598-017-13761-x](https://doi.org/10.1038/s41598-017-13761-x).
- [5] Comisión Chilena del Cobre, C., “Proyección de la producción de cobre en Chile 2019 – 2030”, 2019.
- [6] Comisión Chilena del Cobre, C., “Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2019-2030”, 2019.
- [7] “Generación eléctrica en Chile”, 2024, <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.
- [8] CNE, “ANUARIO ESTADÍSTICO DE ENERGÍA 2022”, 2022.
- [9] Comisión Chilena del Cobre, C., “Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2022-2033”, 2023.
- [10] EXPANDE, “DESAFÍO: Reducción de pérdidas de agua por retención, resaturación, infiltración y/o evaporación en el depósito de relaves”, 2019, <https://expandemineria.cl/desafio/reduccion-de-perdidas-de-agua-por-retencion-resaturacion-infiltracion-y-o-evaporacion-en-el-deposito-de-relaves/>.
- [11] World Bank, “Where Sun Meets Water”, *Where Sun Meets Water*, 2019, [doi:10.1596/32804](https://doi.org/10.1596/32804).
- [12] Choi, Y. K., Choi, W. S., y Lee, J. H., “Empirical research on the efficiency of floating PV systems”, *Science of Advanced Materials*, vol. 8, no. 3, pp. 681–685, 2016, [doi:10.1166/sam.2016.2529](https://doi.org/10.1166/sam.2016.2529).
- [13] Rosa-Clot, M., Tina, G. M., y Nizetic, S., “Floating photovoltaic plants and wastewater basins: An Australian project”, *Energy Procedia*, vol. 134, pp. 664–674, 2017, [doi:10.1016/j.egypro.2017.09.585](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.585).
- [14] Ranjbaran, P., Yousefi, H., Gharehpetian, G. B., y Astarai, F. R., “A review on floating photovoltaic (FPV) power generation units”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, no. May, pp. 332–347, 2019, [doi:10.1016/j.rser.2019.05.015](https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.015).
- [15] WB, “Where Sun Meets Water”, rep. tec., 2019.
- [16] “Primera planta solar flotante en un depósito de relaves recibe máximo reconocimiento

- ambiental en premios britcham”, 2019, <https://chile.angloamerican.com/medios/press-releases/pr-2019/2019-12-06.aspx>.
- [17] “Inauguran planta solar flotante más grande de Chile en la región de Valparaíso | Ministerio de Energía”, 2024, <https://energia.gob.cl/noticias/valparaiso/inauguran-planta-solar-flotante-mas-grande-de-chile-en-la-region-de-valparaiso>.
- [18] “Se instala en Chile la planta solar flotante más grande del cono sur”, 2024, <http://www.diarioestrategia.cl/texto-diario/mostrar/4542911/instala-chile-planta-solar-flotante-grande-cono-sur>.
- [19] and Xi Yao, Hong Zhang, Charles Lemckert, A. B. y Peter Schouten, “Evaporation Reduction by Suspended and Floating Covers: Overview, Modelling and Efficiency : Urban Water Security Research Allian”, Urban Water Security Research Alliance, vol. August, no. 28, p. 23, 2010, <https://www.researchgate.net/publication/50811551>.
- [20] Assouline, S., Narkis, K., y Or, D., “Evaporation suppression from water reservoirs: Efficiency considerations of partial covers”, *Water Resources Research*, vol. 47, no. 7, pp. 1–8, 2011, [doi:10.1029/2010WR009889](https://doi.org/10.1029/2010WR009889).
- [21] McJannet, D. L., Webster, I. T., Stenson, M. P., y Sherman, B. S., “Estimating open water evaporation for the Murray-Darling Basin: A report to the Australian Government from the CSIRO Murray-Darling Basin Sustainable Yields Project”, A report to the Australian Government from the CSIRO Murray-Darling Basin Sustainable Yields Project, p. 50, 2008.
- [22] Smolander, S., “Lecture 2”, no. 2, pp. 2008–2008, 2008, https://www.cs.helsinki.fi/u/ssmoland/physics/envphys/lecture_2.pdf.
- [23] Dobos, A., “PVWatts Version 5 Manual - Technical Report NREL/TP-6A20-62641”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), no. September, p. 20, 2014, [arXiv:\(NREL/TP-6A20-62641\)](https://arxiv.org/abs/1409.7590).
- [24] Maleki, S. A. M., Hizam, H., y Gomes, C., “Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: Models re-visited”, *Energies*, vol. 10, no. 1, 2017, [doi:10.3390/en10010134](https://doi.org/10.3390/en10010134).
- [25] Perez, R., Stewart, R., Seals, R., y Guertin, T., “The development and verification of the Perez diffuse radiation model”, 1988, [doi:10.2172/7024029](https://doi.org/10.2172/7024029).
- [26] Deline, C., Dobos, A., Janzou, S., Meydbray, J., y Donovan, M., “A simplified model of uniform shading in large photovoltaic arrays”, *Solar Energy*, vol. 96, pp. 274–282, 2013, [doi:https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.008](https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.008).
- [27] “Photovoltaic array performance model.”, 2004, [doi:10.2172/919131](https://doi.org/10.2172/919131).
- [28] SERNAGEOMIN, “Datos públicos depósitos de relave.”, <https://www.sernageomin.cl/datos-publicos-deposito-de-relaves/>.
- [29] Codelco, “Reporte de sustentabilidad. Transformando la minería para el futuro del país”, 2020.
- [30] CODELCO, “REPORTE AVANCE DEL CONVENIO DE COOPERACION ENTRE MINISTERIO DE ENERGÍA Y CONSEJO MINERO”, 2015.
- [31] CODELCO, “Desalinización de agua de mar para su uso en minería”, 2017.
- [32] Minería Chilena, “El rajo Chuquicamata será clave este año para alcanzar las metas

- productivas”, 2021, <https://www.mch.cl/2021/05/05/el-rajo-chuquicamata-sera-clave-este-ano-para-alcanzar-las-metas-productivas/>.
- [33] Suntech, “ES-STD-Wd-NO1.02-Rev 2012”, p. 50380, 2012.
- [34] García, N., “Costo económico del uso de agua desalada en la minería chilena”, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, pp. 1–4, 2017, <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmTIPO=DOCUMENTOCOMUNICACIONCUENTA&prmID=57905>.
- [35] Vásquez-Lavín, F., Vargas O, L., Hernández, J. I., y Ponce Oliva, R. D., “Water demand in the chilean manufacturing industry: Analysis of the economic value of water and demand elasticities”, *Water Resources and Economics*, vol. 32, p. 100159, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.wre.2020.100159>.
- [36] de Energía, C. N., “Reporte energético financiero”, 2023, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/RT_Financiero_v20222T.pdf.
- [37] CNE, “RESOLUCION EXENTA N°495”, 2020.
- [38] Víctor Andrés López Vargas, “Desarrollo y Desafíos de Proyectos de Generación de Energía Solar Fotovoltaica en Chile”, p. 52, 2019, <https://hdl.handle.net/11673/47150>.
- [39] Song, J. y Choi, Y., “Analysis of the potential for use of floating photovoltaic systems on mine pit lakes: Case study at the Ssangyong open-pit limestone mine in Korea”, *Energies*, vol. 9, no. 2, pp. 1–13, 2016, doi:10.3390/en9020102.
- [40] Redón Santafé, M., Torregrosa Soler, J. B., Sánchez Romero, F. J., Ferrer Gisbert, P. S., Ferrán Gozávez, J. J., y Ferrer Gisbert, C. M., “Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs”, *Energy*, vol. 67, pp. 246–255, 2014, doi:10.1016/j.energy.2014.01.083.
- [41] Bernal, B., Murray, L. T., y Pearson, T. R., “Global carbon dioxide removal rates from forest landscape restoration activities”, *Carbon Balance and Management*, vol. 13, no. 1, 2018, doi:10.1186/s13021-018-0110-8.
- [42] Olgúin, J. y Carolina, F., Evaluación de la huella de carbono del parque vehicular de Chile, proyecciones de su variación y análisis de su rol para lograr la carbono neutralidad en el 2050. PhD thesis, 2023.
- [43] Álamos, N., Huneeus, N., Opazo, M., Osses, M., Puja, S., Pantoja, N., Denier van der Gon, H., Schueftan, A., Reyes, R., y Calvo, R., “High-resolution inventory of atmospheric emissions from transport, industrial, energy, mining and residential activities in Chile”, *Earth System Science Data*, vol. 14, no. 1, pp. 361–379, 2022, doi:10.5194/essd-14-361-2022.
- [44] para Todos, E., “Análisis básico; consumo eléctrico clientes residenciales en Chile”, 2022, <https://energiaparatodos.cl/wp-content/uploads/2022/05/Informe-Analisis-Basico-consumo-electrico-residencial.pdf>.

Anexos

Anexo A. Implementación de modelo de evaporación en MATLAB

Código A.1: Modelo de evaporación

```
1 %Calculo evaporacion
2 clc
3 clear
4 load('enero2016.mat');
5 load('febrero2016.mat');
6 load('marzo2016.mat');
7 load('abril2016.mat');
8 load('mayo2016.mat');
9 load('junio2016.mat');
10 load('julio2016.mat');
11 load('agosto2016.mat');
12 load('septiembre2016.mat');
13 load('octubre2016.mat');
14 load('noviembre2016.mat');
15 load('diciembre2016.mat');
16 compyear=vertcat(enero2016,febrero2016,marzo2016,abril2016,mayo2016,junio2016,julio2016,
    ↪ agosto2016,septiembre2016,octubre2016,noviembre2016,diciembre2016);
17 tw0=20.96;
18 A=0.97/2;
19 psi=2460; %altitud m
20 phi=-0.390517699385; %latitud rad
21 res2016=table;
22 cantagua=0;
23 cantaguac=0;
24 cantagua7c=0;
25 cantagua8c=0;
26 cantagua9c=0;
27 for cor=0.6:0.1:1
28     for i=1:366
29         dia=compyear.ID(i);
30         ta=compyear.mediaari(i); %temperatura media diaria aire °C
31         kabajo=0.0036*compyear.Rad(i); % radiacion incidente MJ m-2d-1
32         j=day( datetime(dia, 'InputFormat', 'dd-MM-yyyy' ), 'dayofyear' ); %dia juliano
33         rhmax=compyear.maxhr(i)/100;
34         rhmin=compyear.minhr(i)/100;
```

```

35 tamax=0.6108*exp(17.27*compyear.maxima(i)/(237.3+compyear.maxima(i)));
36 tamin=0.6108*exp(17.27*compyear.minima(i)/(237.3+compyear.minima(i)));
37 ea=((55.6-0.2011797)/(55.6+0.2011797))*(tamin*rhmax + tamax*rhmin)/2; %presion
↪ de vapor
38 u10=cor*compyear.vmed(i)*0.51444; %Velocidad viento media 10 m m/s
39 Z=1.5; %profundidad tranque m
40 pw=1000; %densidad agua kg m-3
41 cw=0.004185; %calor especifico agua MJ kg-1 °k-1
42 pa=1.2; %densidad aire kg m-3
43 ca=0.001013; %calor especifico aire MJ kg-1 °k-1
44 sigma=4.9*(10^(-9)); %constante stefan boltzmann MJ m-2°k-4d-1
45 k=0.41; %constante bon karmen m
46 z=10; %altura medicion viento m
47 z0=0.001; %longitud de rugosidad
48 alpha=0.08; %albedo agua
49 lambda=2.501-ta*2.361*10^(-3); %calor latente de vaporizacion
50 gamma=ca*100/(0.622*lambda); %constante psicometrica
51 delta=0.409*sin(2*pi*j/365 -1.39); %decimacion solar
52 dr=1+0.033*cos(2*pi*j/365); % distancia relativa inversa sol tierra
53 chi=1-(((tan(phi))^2)*((tan(delta))^2)); % factor x
54 ws=pi/2 - atan((-tan(phi)*tan(delta))/(chi^0.5)); %angulo puesta de sol
55 ket=(24*60/pi)*0.082*dr*(ws*sin(phi)*sin(delta) + cos(phi)*cos(delta)*sin(ws)); %
↪ radiacion onda corta extraterrestre
56 kclear=(0.75 + 2*(10^(-5))*psi)*ket; %radiacion onda corta cielo claro
57 kratio=kabajo/kclear; %ratio entre radiacion incidente y radiacion onda corta
58 cf=0; % fraccion de tapa de nubes
59 if kratio<= 0.9
60     cf=1.1-kratio;
61 elseif kratio>0.9
62     cf=2*(1-kratio);
63 end
64 labajo= (cf+(1-cf)*(1-(0.261*exp(-7.77*(10^(-4))*(ta^2)))))*sigma*((ta+273.15)^4); %
↪ radiacion incidente onda larga
65 fu=((5/A)^0.05)*(3.8+1.57*u10); %funcion del viento
66 ra=pa*ca/(gamma*(fu/86400)); %resistencia aerodinamica
67 td=(116.9+237.3*log(ea))/(16.78-log(ea)); %temperatura dew point
68 tn=(0.00066*100*ta + (4098*ea/((td+237.3)^2))*td)/(0.00066*100 + (4098*ea/(td
↪ +237.3)^2)); %temperatura wet bulb
69 larriban=sigma*((ta+273.15)^4) + 4*sigma*((ta+273.15)^3)*(tn-ta); %radiacion
↪ saliente wet bulb temperatura
70 deltan=4098*(0.6108*exp(17.27*tn/(tn+273)))/((tn+273.3)^2); %pendiente tswvwbt
71 tau=pw*cw*Z/(4*sigma*((tn+273.15)^3) + fu*(deltan+gamma)); %constante de
↪ tiempo
72 qastn=kabajo*(1-alpha) +(labajo -larriban); %rad neta wet bulb
73 te=tn + qastn/(4*sigma*((tn+273.15)^3)+fu*(deltan+gamma)); %temp equilibrio
74 tw=te+(tw0-te)*exp(-1/tau); %temperatura agua
75 larriba=0.97*sigma*((tw+273.15)^4); %radiacion onda larga saliente
76 qast=kabajo*(1-alpha) + (labajo-larriba); %radiacion neta
77 deltaw=4098*(0.6108*exp(17.27*tw/(tw+273)))/((tw+273.3)^2); %pendiente tswvwt
78 eastw=0.6108*exp(17.27*tw/(tw+237.3)); %presion de vapor a temperatura del agua
79 N=pw*cw*Z*(tw-tw0); %heat storage
80 res2016.Dia(i)=dia;

```

```

81 E=(1/lambda)*((deltaw*(qast-N))+86400*pa*ca*(eastw-ea)/ra)/(deltaw+gamma);
82 Ec=E*(0.5)^(2/3);
83 if cor==0.7
84     res2016.E7c(i)=Ec;
85     res2016.El7c(i)=Ec*1*0.97*1000000/(24*60*60);
86     cantagua7c=cantagua7c + 0.001*0.97*1000000*Ec;
87 end
88 if cor==0.8
89     res2016.E8c(i)=Ec;
90     res2016.El8c(i)=Ec*1*0.97*1000000/(24*60*60);
91     cantagua8c=cantagua8c + 0.001*0.97*1000000*Ec;
92 end
93 if cor==0.9
94     res2016.E9c(i)=Ec;
95     res2016.El9c(i)=Ec*1*0.97*1000000/(24*60*60);
96     cantagua9c=cantagua9c + 0.001*0.97*1000000*Ec;
97 end
98 if cor==1
99     res2016.Ec(i)=Ec;
100    res2016.E(i)=E;
101    res2016.El1c(i)=Ec*1*0.97*1000000/(24*60*60);
102    res2016.El1(i)=E*1*0.97*1000000/(24*60*60);
103    cantaguac=cantaguac + 0.001*0.97*1000000*Ec;
104    cantagua=cantagua + 0.001*0.97*1000000*E;
105 end
106
107    tw0=tw;
108
109 end
110    tw0=20.96;
111 end
112 writetable(res2016,'res2016.xlsx');
113 save('res2016.mat','res2016');

```

Anexo B. Implementación de modelo de generación fotovoltaica en MATLAB

Código B.1: Modelo de generación fotovoltaica

```

1 load('radenero.mat');
2 load('radfebrero.mat');
3 load('radmarzo.mat');
4 load('radabril.mat');
5 load('radmayo.mat');
6 load('radjunio.mat');
7 load('radjulio.mat');
8 load('radagosto.mat');
9 load('radseptiembre.mat');
10 load('radoctubre.mat');

```

```

11 load('radnoviembre.mat');
12 load('raddiciembre.mat');
13 radyear=vertcat(radenero,radfebrero,radmarzo,radabril,radmayo,radjunio,radjulio,radagosto,
    ↪ radseptiembre,radoctubre,radnoviembre,raddiciembre);
14 Pmes=0;
15 res=table;
16 %% Programa
17 for i=1:4337
18     GCR=0.6;
19     Lpan=1.64;
20     Wpan=0.992;
21     d=3;
22     B=Wpan;
23     R=B/GCR;
24     Npan=fix(0.51*1000*1000/(R*1.64));
25     Nrows= fix(sqrt(0.51*1000*1000)/R);
26     Mbot= fix(sqrt(0.51*1000*1000)/R);
27     s=1;
28     Iscref=8.63;
29     Vmpref=30.7;
30     Impref=8.15;
31     Vocref=37.4;
32     eff=15.4;
33     Pmax=250;
34     Pd0=Npan*Pmax/1000000;
35     cpmax=-0.44;
36     cvoc=-0.33;
37     cisc=0.055;
38     am=-3.56;
39     bm=-0.075;
40     dt=3;
41     v=radyear.viento(i);
42     ta=radyear.ta(i);
43     tz=-3;
44     hr=hour(radyear.hora(i))+tz;
45     long=-68.783453;
46     lat=-22.375016;
47     rho=0.4;
48     j=day(datetime(radyear.fecha(i), 'InputFormat', 'dd-MM-yyyy' ), 'dayofyear' );
49     julian=32916.5+365*(2016-1949)+((2016-1949)/4)+j+hour(radyear.hora(i))/24 -51545;
50     mnlong=280+0.9856474*julian; %grados
51     a=mnlong-360*fix(mnlong/360);
52     if a>=0
53         mnlong=a;
54     else
55         mnlong=a+360;
56     end
57     mnanom=(pi/180)*(357.528+0.9856003*julian); %rad 0<manim<2pi
58     a=mnanom-2*pi*fix(mnanom/(2*pi));
59     if a>=0
60         mnanom=a;
61     else

```

```

62     mnanom=a+2*pi;
63     end
64     eclong=(pi/180)*(mnlng+1.915*sin(mnanom)+0.02*sin(2*mnanom));
65     a=eclong-2*pi*fix(eclong/(2*pi));
66     if a>=0
67         eclong=a;
68     else
69         eclong=a+2*pi;
70     end
71     obleq=(pi/180)*(23.439-0.0000004*julian);
72     ra=0;
73     if cos(eclong)<0
74         ra=atan(cos(obleq)*sin(eclong)/cos(eclong))+pi;
75     elseif cos(obleq)*sin(eclong)<0
76         ra=atan(cos(obleq)*sin(eclong)/cos(eclong))+2*pi;
77     end
78     declinacion=asin(sin(obleq)*sin(eclong));
79     gmst=6.697375 + 0.0657098242*julian + hour(radyear.hora(i));
80     a=gmst-24*fix(gmst/(24));
81     if a>=0
82         gmst=a;
83     else
84         gmst=a+24;
85     end
86     lmst=gmst+long/15;
87     a=lmst-24*fix(lmst/(24));
88     if a>=0
89         lmst=a;
90     else
91         lmst=a+24;
92     end
93     b=(15*pi/180)*lmst - ra;
94     if b<-pi
95         ha=b+2*pi;
96     elseif b>pi
97         ha=b-2*pi;
98     else
99         ha=b;
100    end
101    a=sin(declinacion)*sin((pi/180)*lat) +cos(declinacion)*cos((pi/180)*lat)*cos(ha);
102    if a>=-1 && a<= 1
103        alpha0= asin(a);
104    elseif a>1
105        alpha0=pi/2;
106    elseif a<-1
107        alpha0=-pi/2;
108    end
109
110    alpha0d=(180/pi)*alpha0;
111    if alpha0d>-0.56
112        r=5.51561*(0.1594 + 0.0196*alpha0d + 0.00002*(alpha0d^2))*((1+0.505*alpha0d+
↵ 0.0845*(alpha0d^2))^(-1));

```

```

113 else
114     r=0.56;
115 end
116 if alpha0d+r>90 || alpha0d+r<0
117     alpha=pi/2;
118 elseif alpha0d+r<=90
119     alpha=(pi/180)*(alpha0d+r);
120 end
121 a=(sin(alpha0)*sin((pi/180)*lat) - sin(declinacion))/(cos(alpha0)*cos((pi/180)*lat));
122 if a>=-1 && a<=1
123     b=acos(a);
124 elseif cos(alpha0)==0 || a<-1
125     b=pi;
126 else
127     b=0;
128 end
129 if ha<-pi
130     gamma=b;
131 elseif (ha>=-pi && ha<=0) || ha>=pi
132     gamma=pi-b;
133 else
134     gamma=pi+b;
135 end
136 Z=(pi/2) - alpha; %radian
137
138 a=-tan(lat*pi/180)*tan(declinacion);
139 if a>=1
140     HAR=0;
141 elseif a<=-1
142     HAR=pi;
143 else
144     HAR=acos(a);
145 end
146 a=(1/15)*(mnlng-(180/pi)*ra);
147 if a>=-0.33 && a<=0.33
148     EOT=a;
149 elseif a<-0.33
150     EOT=a+24;
151 else
152     EOT=a-24;
153 end
154
155 hsunrise=12-(1/15)*(180/pi)*HAR - (long/15 -tz) - EOT;
156 hsunset=12+(1/15)*(180/pi)*HAR - (long/15 -tz) - EOT;
157 msunrise=60*(1-(hsunrise-hr)/2);
158 msunset=60*(hsunset-hr)/2;
159 Gon=1367*(1+0.033*cos((pi/180)*(360*j/365)));
160 if Z>0 && Z<pi/2
161     H=Gon*cos(Z);
162 elseif Z==0
163     H=Gon;
164 elseif Z<0 || Z>pi/2

```

```

165     H=0;
166     end
167
168     %% Angulos de superficie
169     K=4;
170     h=2920;
171     L=0.0032;
172     ys=0; %%azimut superficie arreglo paneles
173     betang=20;
174     betas=betang*pi/180; %%angulo inclinacion paneles
175
176     a=sin(Z)*cos(gamma-ys)*sin(betas) + cos(Z)*cos(betas);
177     if a<-1
178         AOI= pi;
179     elseif a>1
180         AOI=0;
181     else
182         AOI=acos(a); %rad
183     end
184     beta0=betas;
185     y0=ys;
186     mt=radyear.radglob(i)/H;
187     a3=0.94+0.0118*abs(lat);
188     b3=1.185+0.0135*abs(lat);
189     if mt>=0.3 && mt<=0.75
190         Ed=(a3-b3*mt)*radyear.radglob(i);
191     elseif mt<0.3
192         Ed=(a3-b3*0.3)*radyear.radglob(i);
193     else
194         Ed=(a3-b3*0.75)*radyear.radglob(i);
195     end
196     Eb=radyear.radglob(i)-Ed;
197     Ib=Eb*cos(AOI);
198     a=max(0,cos(AOI));
199     b=max(cos(85*pi/180),cos(Z));
200     zang=Z*180/pi;
201     k=5.534*10(-6);
202     epsilon=(((Ed+Eb)/Ed)+ k*(zang3))/(1+k*(zang3));
203     AM0=(cos(b)+0.15*((93.9-zang)(-1.253)))(-1);
204     if epsilon<=1.065
205         f=1;
206     elseif epsilon<=1.23
207         f=2;
208     elseif epsilon<=1.5
209         f=3;
210     elseif epsilon <=1.95
211         f=4;
212     elseif epsilon <=2.8
213         f=5;
214     elseif epsilon <=4.5
215         f=6;
216     elseif epsilon <= 6.2

```

```

217     f=7;
218     else
219         f=8;
220     end
221     delta= Ed*AM0/1367;
222     F1=max(0,(F.f11(f) + delta*F.f12(f) + Z*F.f13(f)));
223     F2=F.f21(f) + delta*F.f22(f) + Z*F.f23(f);
224     if 0<= zang && zang<=87.5
225         Di=Ed*(1-F1)*(1+cos(betas))/2;
226         Dc=Ed*F1*a/b;
227         Dh=Ed*F2*sin(betas);
228     elseif 87.5<zang && zang<90
229         Di=Ed*(1+cos(betas))/2;
230         Dc=0;
231         Dh=0;
232     end
233     Id=Di+Dc+Dh;
234     Ir=rho*(Eb*cos(Z)+Ed)*(1-cos(betas))/2;
235     soiling=1-3/100;
236     tetaed=62.58 - 0.1457*betang + 0.001585*betang^2;
237     tetaer=89.67 -0.5469*betang + 0.002742*betang^2;
238     rangb=asin(sin(AOI)/1.526);
239     tab=exp(-K*L/cos(rangb))*(1-(1/2)*(((sin(rangb-AOI))^2)/((sin(rangb+AOI))^2))+(((
    ↪ tan(rangb-AOI))^2)/((tan(rangb+AOI))^2)))));
240     rangd=asin(sin(tetaed*pi/180)/1.526);
241     tad=exp(-K*L/cos(rangd))*(1-(1/2)*(((sin(rangd-tetaed*pi/180))^2)/((sin(rangd+tetaed
    ↪ *pi/180))^2))+(((tan(rangd-tetaed*pi/180))^2)/((tan(rangd+tetaed*pi/180))^2)))));
242     rangg=asin(sin(tetaer*pi/180)/1.526);
243     tag=exp(-K*L/cos(rangg))*(1-(1/2)*(((sin(rangg-tetaer*pi/180))^2)/((sin(rangg+tetaer*
    ↪ pi/180))^2))+(((tan(rangg-tetaer*pi/180))^2)/((tan(rangg+tetaer*pi/180))^2)))));
244     Tan=exp(-K*L)*(1-((1.526-1)/(1.526+1))^2);
245     Kb=tab/Tan; Kd=tad/Tan; Kg=tag/Tan;
246     m=exp(-0.0001184*h)/(cos(Z) + 0.5050*((96.08-Z*180/pi)^-1.634));
247     a_0=0.918093; a_1=0.086257; a_2=-0.024459; a_3=0.002816; a_4=-0.000126;
248     M=a_0 + a_1*m + a_2*m^2 + a_3*m^3 + a_4*m^4;
249     sma=atan((B*sin(betas))/(R-B*cos(betas)));
250     Gskyred=Id-Ed*(1-(cos(sma/2))^2)*((Nrows-1)/Nrows);
251     Sdss=Gskyred/Id;
252     alphapan=90-zang;
253     Y= R-B*(sin((180-alphapan-betang)*pi/180)/sin(alphapan*pi/180));
254     F21=rho*((sin(betas/2))^2);
255     F22=(rho/2)*(1 + Y/B - sqrt(((Y/B)^2) -(2*Y/B)*cos((180-betang)*pi/180) + 1));
256     F23=(rho/2)*(1 + R/B - sqrt(((R/B)^2) -(2*R/B)*cos((180-betang)*pi/180) + 1));
257     Gndred=(((F21 + F22*(Nrows-1))/Nrows)*Eb + (((F21 + F23*(Nrows-1))/Nrows))*Ed;
258     yeff=gamma-ys;
259     Py=B*cos(betas) + cos(yeff)*((sin(betas))/tan(alphapan*pi/180));
260     Px=B*sin(betas)*((sin(yeff))/tan(alphapan*pi/180));
261     if F21*(Eb+Ed) > 0
262         Srss= Gndred/(F21*(Eb+Ed));
263     else
264         Srss= 1;
265     end

```

```

266 if Py==0
267     g=0;
268 elseif R*Px/Py<0
269     g=abs(R*Px/Py);
270 elseif R*Px/Py>B
271     g=B;
272 else
273     g=R*Px/Py;
274 end
275 if Py==0
276     Hs=0;
277 elseif B*(1-(R/Py))<0
278     Hs=abs(B*(1-(R/Py)));
279 elseif B*(1-(R/Py))>B
280     Hs=B;
281 else
282     Hs=B*(1-(R/Py));
283 end
284 X=(Hs/Wpan)*((R-1)/R);
285 if Hs<= Wpan
286     S= (Hs*d/Wpan)*(1/3)*(1-(g/Lpan)*(1/Mbot));
287 else
288     S=1;
289 end
290 Rdt= (Gskyred+Gndred)/(Ib+Gskyred+Gndred);
291 fill=245/(37.3*8.52);
292 C1=(109*fill-54.3)*exp(-4.5*X);
293 if X>0.65
294     X2=0.65;
295 else
296     X2=X;
297 end
298 C2=-6*(X2^2) + 5*X2 + 0.28;
299 C3=max((-0.05*Rdt - 0.01)*X + (0.85*fill-0.7)*Rdt - 0.0855*fill + 0.05, Rdt-1);
300 Fdc1=1- C1*(S^2) - C2*S;
301 if X>0
302     Fdc2=(X-S*(1- 0.5*d*(1/Vmpref)))/X;
303 elseif X==0
304     Fdc2=0;
305 end
306 Fdc3= C3*(S-1) + Rdt;
307 Fdcss=X*max([Fdc1 Fdc2 Fdc3]) + 1 - X;
308 if Fdcss >1
309     Fdcss=1;
310 end
311 if Fdcss<0
312     Fdcss=0;
313 end
314
315
316
317 I=(Tan*M*(Kb*Ib + Id*Kd*Sdss + Ir*Kg*Srss))*soiling;

```

```

318 if I<0
319     I=0;
320     Pdc=0;
321     res.fecha(i)=radyear.fecha(i);
322     res.hora(i)=radyear.hora(i);
323     res.Tc(i)=ta;
324     res.I(i)=I;
325     res.zenith(i)=Z*180/pi;
326     continue
327 end
328 Tm=I*exp(am+bm*v)+ ta;
329 Tc= Tm+ (I/1000)*dt;
330 Isc=Iscref*(I/1000)*(1+ cisc*(Tc-25));
331 Imp=Impref*Isc/Iscref;
332 Ee=Isc/(Iscref*(1+cisc*(Tc-25)));
333 n=2;
334 dTc=n*((1.38066*(10^(-23))*(Tc+273.15))/(1.60218*(10^(-19))));
335 Voc=Vocref + s*dTc*log(Ee) + cvoc*(Tc-25);
336 Vmp=Vmpref*Voc/Vocref;
337 Pdc=Vmp*Imp;
338 Pdctot=Pdc*Npan*Fdcss/1000000;
339 nu=(0.96/0.9637)*(-0.0162*(Pdctot/Pd0) - 0.0059*(Pd0/Pdctot) + 0.9858);
340 if Pdctot< Pd0
341     Pactot=nu*Pdctot;
342 else
343     Pactot=0.96*Pd0;
344 end
345 Pacop=Pactot*(1- 14/100);
346 if Pacop <0
347     Pacop =0;
348 end
349 res.fecha(i)=radyear.fecha(i);
350 res.hora(i)=radyear.hora(i);
351 res.zenith(i)=Z*180/pi;
352 res.Tc(i)=Tc;
353 res.Voc(i)=Voc;
354 res.I(i)=I;
355 res.alphapan(i)=alphapan;
356 res.Pacop(i)=Pacop;
357 Pmes=Pacop+Pmes;
358 if i==428
359     Pene=Pmes;
360     Pmes=0;
361 elseif i==795
362     Pfeb=Pmes;
363     Pmes=0;
364 elseif i==1167
365     Pmar=Pmes;
366     Pmes=0;
367 elseif i==1518
368     Pabr=Pmes;
369     Pmes=0;

```

```

370 elseif i==1859
371     Pmay=Pmes;
372     Pmes=0;
373 elseif i==2176
374     Pjun=Pmes;
375     Pmes=0;
376 elseif i==2498
377     Pjul=Pmes;
378     Pmes=0;
379 elseif i==2845
380     Pago=Pmes;
381     Pmes=0;
382 elseif i==3206
383     Psep=Pmes;
384     Pmes=0;
385 elseif i==3607
386     Poct=Pmes;
387     Pmes=0;
388 elseif i==3978
389     Pnov=Pmes;
390     Pmes=0;
391 elseif i==4337
392     Pdic=Pmes;
393 end
394 end
395 Cmgdic=34;
396 Cmgnov=34;
397 Cmgoc=38.1;
398 Cmgsep=40.8;
399 Cmgago=50.7;
400 Cmgjul=46.6;
401 Cmgjun=48.3;
402 Cmgmay=51.9;
403 Cmgabr=49.4;
404 Cmgmar=49.2;
405 Cmgfeb=51.2;
406 Cmgene=51.5;
407
408 Etot=sum(res.Pacop);
409 Gt=Etot*0.406*(1+0.07);
410 Hcarb=137.73*0.97*0.5*1000;
411 Net= Cmgene*Pene + Cmgfeb*Pfeb + Cmgmar*Pmar +Cmgabr*Pabr + Cmgmay*Pmay +
      ↪ Cmgjun*Pjun + Cmgjul*Pjul+ Cmgoc*Poct + Cmgnov*Pnov + Cmgdic*Pdic;
412 num2str(Net, 8)
413 Yf=Etot*1000000/(Npan*250*365);
414 Yr=sum(res.I)/(1000*365);
415 PR2=Yf/Yr;
416
417 writetable(res,'genfpv.xlsx');
418 save('res.mat','res');

```