pdfpages

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE

IMPACTO FINANCIERO DE LA EVAPORACIÓN DEL AGUA EN UN PROYECTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES SOBRE UN TRANQUE

Matías Andrés Peña Berva

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA	:	PhD. Rodrigo Demarco B.
PROFESOR CORREFERENTE	:	MSc. Fabían Bustos O.

Mayo 2026

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): x Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: IMPACTO FINANCIERO DE LA EVAPORACIÓN DEL AGUA EN UN PROYECTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES SOBRE UN TRANQUE

Nombre del candidato(a): Matías Andrés Peña Berva

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Industrial

Campus: Vitacura **Departamento:** Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Demarco Bull, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

x El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por **(marcar una opción)**:

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 03-07-2026 **Firma:**

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03-07-2026 **Firma:**

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Gracias a ti papá . . .

Por siempre apoyarme en todas las cosas y en todo momento. Todos mis logros son por y para ti Moise.

Índice de Contenidos

1. Resumen Ejecutivo **1**
Nomenclatura . . . 2

2. Objetivos **3**
2.1. Objetivo General . . . 3
2.2. Objetivos Específicos . . . 3

3. Marco Teórico **4**
3.1. Sistema Eléctrico Nacional . . . 4
3.1.1. Tipos de Clientes . . . 4
3.1.2. Sistema Tarifario . . . 5
3.2. Industria Agrícola . . . 5
3.3. Energía Fotovoltaica . . . 6
3.3.1. Concepto General . . . 6
3.3.2. El Efecto Fotovoltaico . . . 7
3.3.3. Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico . . . 7
3.3.4. Tipos de Tecnologías Fotovoltaicas . . . 7
3.3.5. Beneficios Ambientales y Energéticos . . . 8
3.4. Tipos de Plantas Fotovoltaicas . . . 8
3.4.1. Plantas Flotantes . . . 9
3.5. Evaporación del Agua . . . 9
3.6. Explorador Solar . . . 10
3.7. Herramientas de Simulación Solar . . . 11
3.7.1. Importancia de la Simulación en Proyectos Fotovoltaicos . . . 11
3.7.2. PVSyst: descripción y aplicación principal . . . 12
3.7.3. Otras Herramientas de Simulación Solar . . . 12

4. Metodología **14**
4.1. Enfoque General del Estudio . . . 14
4.2. Diseño General de la Metodología . . . 14
4.2.1. Definición de escenarios y zonas de estudio . . . 14
4.2.2. Simulación energética en PVSyst . . . 15
4.2.3. Modelación financiera del proyecto . . . 15
4.2.4. Incorporación del ahorro hídrico y su impacto económico . . . 16
4.2.5. Análisis de sensibilidad . . . 16
4.3. Análisis comparativo y conclusiones metodológicas . . . 16

5. Resultados y Análisis **18**
5.1. Introducción . . . 18
5.2. Resultados financieros generales . . . 18
5.3. Análisis técnico y climático por zona . . . 18

5.4. Comparación global y análisis de los factores determinantes . . . 19
5.5. Conclusiones Parciales . . . 20
5.6. Sensibilidades . . . 20
5.6.1. Iquique - Zona Norte . . . 22
5.6.2. Puente Alto - Zona Centro . . . 23
5.6.3. Osorno - Zona Sur . . . 24
5.6.4. Planta Flotante vs Planta Hincada . . . 25

6. Discusión y Conclusiones **27**
6.1. Discusión final . . . 27
6.2. Análisis de Sensibilidad . . . 28
6.3. Conclusiones generales . . . 29
6.4. Proyecciones y recomendaciones . . . 30
6.5. Conclusión final . . . 30

7. Referencias **31**

8. Anexos **32**
8.1. Anexo A - Gráficos de comparación energética . . . 32
8.1.1. Definiciones de variables energéticas . . . 32
8.1.2. Comparación energética mensual . . . 32
8.1.3. Comparación energética diaria . . . 33
8.1.4. Comparación energética horaria . . . 33
8.2. Anexo B - Ficha Técnica Flotadores . . . 34
8.3. Anexo C - Ficha Técnica Paneles . . . 37
8.4. Anexo D - Reporte PVSyst Iquique (Flotante 1 MWp) . . . 39
8.5. Anexo E - Reporte PVSyst Puente Alto (Flotante 1 MWp) . . . 45
8.6. Anexo F - Reporte PVSyst Osorno (Flotante 1 MWp) . . . 51
8.7. Anexo G - Reporte PVSyst Puente Alto (Suelo 1 MWp) . . . 57

1 | Resumen Ejecutivo

El presente estudio tiene como objetivo cuantificar los beneficios financieros y ambientales asociados a la instalación de una planta solar fotovoltaica flotante sobre un tranque agrícola, considerando tanto la generación eléctrica como la reducción de evaporación del agua. Este trabajo se enmarca en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en la empresa Solarity, lo que permite incorporar una perspectiva aplicada al análisis. El proyecto busca aportar información técnica y financiera para fortalecer la adopción de tecnologías híbridas agua–energía en el sector agrícola chileno, especialmente en un contexto de creciente escasez hídrica y variabilidad climática.

La metodología del estudio combina una simulación energética realizada mediante el software PVSyst y un modelo financiero basado en flujos de caja descontados. Se evaluaron tres zonas representativas del país: Iquique, Puente Alto y Osorno, para contrastar el desempeño técnico y financiero bajo distintas condiciones climáticas.

La simulación técnica en PVSyst permitió determinar la generación eléctrica neta esperada de una planta flotante en cada comuna, considerando el efecto de enfriamiento natural del agua, (representado de manera indirecta en el modelo), las pérdidas térmicas, las pérdidas óhmicas y las condiciones meteorológicas locales. Paralelamente, se modeló la reducción de evaporación obtenida a partir de los informes del Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile, la cual fue valorizada financieramente mediante precios locales del agua y agregada al flujo de caja del proyecto.

Los resultados financieros indican que Iquique presenta la mayor rentabilidad, con una TIR del 26,1 %, un MOIC de 29,9 y un periodo de recuperación de 4 años, debido a su alta radiación solar (7,5 kWh/m²/día) y baja nubosidad (≈10 %). En Puente Alto, los indicadores muestran una TIR del 20,2 % y un MOIC de 17,5, con un ahorro hídrico estimado del 88 %. En Osorno, el desempeño económico es menor, con una TIR del 9,4 % y una reducción de evaporación del 82 %, reflejando la influencia directa de la nubosidad elevada (30–35 %) y la baja radiación solar (3,9 kWh/m²/día).

La inclusión del ahorro por evaporación mejoró los indicadores financieros en todas las zonas entre 4 % y 6 %, confirmando que la cobertura solar flotante no solo genera energía limpia, sino que también aumenta la rentabilidad mediante la conservación del recurso hídrico.

El análisis comparativo evidencia que la rentabilidad está fuertemente dominada por la radiación solar y el precio de la energía, mientras que el beneficio hídrico actúa como un complemento ambiental y económico. Los ahorros por evaporación adquieren mayor valor monetario en regiones áridas o semiáridas, donde el agua posee un precio más alto y su disponibilidad es crítica.

Desde una perspectiva ambiental, las plantas fotovoltaicas flotantes permiten reducir la evaporación entre 80 % y 90 %, mejorar la eficiencia térmica de los paneles gracias a menores temperaturas operativas y evitar el uso de suelo agrícola productivo. Esto las convierte en una solución doblemente eficiente en el uso del territorio y los recursos naturales.

Finalmente, se concluye que los sistemas fotovoltaicos flotantes son técnica y económicamente viables para Chile, especialmente en zonas con alta radiación solar y escasez hídrica. Su implementación ofrece beneficios energéticos, económicos y ambientales, aportando a la resiliencia hídrica del país y a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7 y 13).

Nomenclatura

TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
MOIC	Multiple of Invested Capital
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operating Expenditure
kWh/kWp	Energía generada por unidad de potencia instalada
CLP/m^3	Precio del agua por metro cúbico
PVSyst	Software de simulación fotovoltaica
CIGS	Cobre–Indio–Galio–Selenio
CdTe	Telururo de Cadmio

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

Cuantificar los beneficios asociados a una planta fotovoltaica flotante en tranque, identificando indicadores claros para el mercado agrícola, simplificando la lectura de estos datos y potenciando el uso de recursos.

2.2. Objetivos Específicos

Simular una planta fotovoltaica flotante para un empalme agrícola libre, a través del uso de Software de simulación solar PV.

Calcular los metros cúbicos de evaporación de agua evitada a partir de la superficie cubierta de un tranque con una planta fotovoltaica, utilizando data histórica existente y/o simulada.

Generar un modelo de evaluación financiera a través del cual se puedan calcular los ahorros que se generan al contar con una instalación fotovoltaica de diversas magnitudes.

Sensibilizar el monto del metro cúbico de agua, con el fin de valorizar la evaporación evitada del agua y obtener un rango de resultados.

Calcular los ahorros conjuntos entre la generación eléctrica y la evaporación de agua evitada utilizando el modelo financiero generado.

3 | Marco Teórico

3.1. Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es la red eléctrica interconectada que recorre la gran mayoría del país, abasteciendo un 99 % de la población nacional, desde Arica hasta la Isla de Chiloé. Es la carretera principal por donde viaja la electricidad, formada por diversas centrales generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución. La operación del SEN esta supervisada y coordinada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el cual se encarga de que siempre existe suministro seguro, continuo y de calidad para la población nacional.

Como se menciona anteriormente, el SEN está estructurado en tres principales partes:

- **Generación:** Es el conjunto de centrales eléctricas que generan la energía. Las centrales eléctricas se pueden clasificar en renovables no convencionales (ERNC), hidroeléctricas y termoeléctricas.
- **Transmisión:** Es la carretera principal de la electricidad. Transporta grandes volúmenes de energía de alto voltaje y en muy largas distancias. Se compone de subsegmentos de transmisión, que son nacional, zonal y dedicada.
- **Distribución:** Es la red de calles de media y baja tensión, con menor volumen de energía, que se encarga de hacer llegar lo transmitido hasta las casas, industrias pequeñas, comercios, etc. Esta red es operada por empresas de distribución (ENEL, CGE, SAESA, etc) que se encargan de medir y facturar lo consumido por los clientes regulados.

3.1.1. Tipos de Clientes

Dentro del SEN existen principalmente dos tipos de clientes: Clientes Regulados y Clientes Libres o No Regulados. Los clientes regulados son aquellos con una potencia conectada igual o inferior a 300kW, lo que se traduce en la gran mayoría del país, siendo estos hogares, industrias pequeñas, comercio en general, etc. Los clientes libres son aquellos con una potencia conectada igual o superior a 2000kW (entre 300kW y 2000kW el cliente regulado puede optar a ser libre), lo que se traduce en las grandes industrias o clientes de grandes volúmenes de consumos eléctricos. Aunque la mayoría de los clientes en Chile son regulados, son los clientes libres los que presentan una mayor demanda al sistema, consumiendo alrededor de un 60 % de la energía generada anualmente.

Las principales distinciones entre un cliente regulado y uno libre son las potencias conectadas, como se vio anteriormente, además de la manera en que se define la tarifa de la energía que pagarán. Los clientes regulados deben pagar a la distribuidora una tarifa que es definida por la Comisión Nacional de Energía (CNE), las cuales dependen de acuerdos comerciales y las condiciones de mercado del momento y futuros. Por otro lado, los clientes libres pagan un precio el cual es pagado y negociado directamente con la generadora de energía. Esta negociación se ve influenciada por el volumen de energía que busca contratar el cliente, condiciones de mercado, tamaño de la industria, etc. Los contratos de cliente libre suelen ser negociados cada cierta cantidad de años, indexando la tarifa de manera semestral al CPI estadounidense en la mayoría de los casos, lo que lo vuelve una tarifa más estable y predecible para las empresas que cuentan con este tipo de contrato. Al contrario, el cliente regulado no tiene poder de negociación con la distribuidora, la cual presenta una tarifa que cambia de manera semestral y de manera más impredecible, lo que complica a los hogares y empresas mantener predicciones de los costos energéticos a futuro.

3.1.2. Sistema Tarifario

Las tarifas tanto de clientes regulados como libres se componen de distintos cargos, como lo son precio energía, precio transmisión, precio distribución, etc. Existen diferencias entre los cargos que se aplican para los distintos tipos de clientes, las cuales nacen debido a la cantidad y forma de consumir la energía, y los costos que estos traen.

- **Clientes Regulados:** Su tarifa se mide en CLP/kWh debido a que son volúmenes de energía pequeños que se manejan principalmente en los hogares y pequeños comercios. Los cargos por los que se compone la tarifa total de consumos son el cargo por energía, el cargo por transmisión y el cargo por servicio público. La suma de estos tres cargos es el valor final de consumo de energía, y el que es facturado por la distribuidora. Estos cargos varían tanto por la distribuidora como por la comuna donde se ubique el punto de consumo.
- **Clientes Libres:** Su tarifa se mide en USD/MWh debido a los grandes volúmenes de energía que se compran directamente a la generadora. Las generadoras deben utilizar variables macroeconómicas para realizar las negociaciones, dado que se ven altamente influenciadas por el precio de los combustibles importados a nivel nacional. Los cargos que componen la tarifa total son:
  - Precio Base de Energía: Es el precio indexado a CPI negociado con la generadora. Este precio se ve fuertemente afectado por la zona del país donde se encuentra el punto de consumo, además del volumen de energía que se busca pactar. Cada generadora tiene su forma de realizar contratos, por lo que pueden variar en duración, condiciones de consumo, multas, limitaciones, etc.
  - Transmisión: Al igual que los clientes regulados, los clientes libres deben pagar por la trasmisión de la energía (en la mayoría de los casos). El valor a cual asciende este monto depende del sistema de transmisión al cual está conectado el punto de consumo.
  - Peaje de Distribución: Es el peaje que cobran las distribuidoras a los clientes libres por utilizar sus redes de servicio. A diferencia de los clientes regulados, este va separado del cargo por transmisión.
  - Servicio Público: Es el cargo necesario para mantener los sueldos de los trabajadores del sistema público.
  - Servicios Complementarios y Mínimos Técnicos: Los SSCC existen para pagar los servicios entregados por el CEN y por el NNN. Los MT existen para entregar la estabilidad eléctrica necesaria para que el sistema nacional no colapse y pueda mantener un suministro de energía constante a nivel país.

3.2. Industria Agrícola

La industria agrícola es uno de los pilares históricos y económicos más relevantes de Chile. Representa cerca del 10 % del PIB nacional directo e indirecto, genera más de 800.000 empleos y constituye una de las principales fuentes de exportaciones no mineras del país (ODEPA, 2024). Chile se ha posicionado internacionalmente como un productor competitivo de frutas frescas, vinos, hortalizas y productos forestales, destacando por su capacidad de exportación a mercados de alto valor como Estados Unidos, China y la Unión Europea. Sin embargo, este desarrollo ha estado fuertemente condicionado por la disponibilidad de agua, un recurso cada vez más escaso y disputado, especialmente en las regiones centro y norte del país.

Durante las últimas décadas, Chile ha enfrentado una megasequía que se extiende desde 2010 y que afecta a más del 80 % del territorio entre las regiones de Coquimbo y La Araucanía (CR2, 2023). Esta situación, intensificada por el cambio climático, ha reducido significativamente la disponibilidad de precipitaciones y la recarga de acuíferos, provocando un descenso sostenido en los niveles de ríos, embalses y napas subterráneas.

Según la Dirección General de Aguas (DGA, 2023), los caudales de los principales ríos del país han disminuido entre un 20 % y un 40 % en la última década, mientras que los embalses agrícolas operan en promedio a menos del 45 % de su capacidad normal. Esto ha generado una presión creciente sobre los agricultores, especialmente en regiones con producción frutícola intensiva, como Coquimbo, Valparaíso y O'Higgins.

La escasez de agua ha tenido un efecto directo sobre la rentabilidad y sostenibilidad económica del sector agrícola.

- Reducción de superficie cultivada: Miles de hectáreas han debido ser abandonadas o reconvertidas a cultivos menos demandantes de agua. En la Región de Coquimbo, por ejemplo, más del 50 % de los pequeños agricultores han disminuido su superficie productiva desde 2015.
- Aumento de costos operacionales: El déficit hídrico ha incrementado los gastos en bombeo, almacenamiento y distribución del agua. En algunos valles del norte chico, el costo del riego ha aumentado entre 60 % y 120 % por metro cúbico de agua en menos de una década.
- Pérdida de competitividad: Las exportaciones agrícolas se ven afectadas por menor volumen y calidad de la producción, especialmente en rubros como uva de mesa, paltos y cítricos, donde el estrés hídrico deteriora la fruta y afecta su valor en los mercados internacionales.
- Inversiones forzadas en infraestructura: Muchos productores han debido recurrir a tecnologías de riego tecnificado, perforación de pozos o transporte de agua en camiones aljibe, medidas que resultan insostenibles económicamente en el largo plazo.

En suma, la escasez hídrica no solo reduce los ingresos agrícolas, sino que además aumenta la desigualdad económica entre grandes exportadores con acceso a infraestructura moderna y pequeños productores que no pueden costear soluciones tecnológicas.

Desde una perspectiva ambiental, la sequía y la sobreexplotación hídrica han desencadenado una serie de desequilibrios ecológicos en los sistemas agrícolas y naturales. La disminución de caudales y niveles freáticos ha afectado ecosistemas dependientes del agua, como humedales, vegas altoandinas y riberas fluviales, reduciendo la biodiversidad y alterando el hábitat de numerosas especies.

Además, la intensificación del uso del agua subterránea ha generado procesos de salinización de suelos, pérdida de fertilidad y compactación, lo que compromete la sostenibilidad agrícola futura. En regiones áridas como Atacama o Coquimbo, la evaporación de tranques sin protección puede representar pérdidas superiores al 20 % del volumen almacenado anual, lo que agrava la escasez y acelera la desertificación.

La falta de agua también ha favorecido la competencia entre usos agrícola, urbano, industrial y minero, generando conflictos territoriales y ambientales que exigen una nueva gobernanza del agua.

Frente a este escenario, se vuelve urgente implementar soluciones integrales que optimicen el uso del agua en la agricultura. Entre ellas destacan la reutilización de aguas grises, la eficiencia en el riego tecnificado y la incorporación de tecnologías innovadoras como los tranques cubiertos con paneles solares fotovoltaicos flotantes. Estas soluciones permiten reducir la evaporación, producir energía limpia y mejorar la seguridad hídrica, contribuyendo a un modelo de agricultura más resiliente, sostenible y competitivo en el largo plazo.

3.3. Energía Fotovoltaica

La energía fotovoltaica es una de las principales fuentes de energía renovable del siglo XXI y desempeña un papel clave en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles. Su funcionamiento se basa en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante el denominado efecto fotovoltaico, un fenómeno físico descubierto a mediados del siglo XIX y perfeccionado durante el siglo XX con el desarrollo de materiales semiconductores avanzados.

3.3.1. Concepto General

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para generar electricidad de manera limpia, silenciosa y sin emisiones de gases contaminantes. A diferencia de otras tecnologías solares, como la termosolar, que transforma la energía del sol en calor para accionar turbinas, la energía fotovoltaica realiza una conversión electro-física directa, es decir, convierte la luz solar en corriente eléctrica sin necesidad de un proceso mecánico intermedio.

Los sistemas fotovoltaicos están compuestos principalmente por paneles solares, inversores, estructuras de soporte y, en algunos casos, sistemas de almacenamiento (baterías). Cada panel solar está formado por múltiples celdas fotovoltaicas, que constituyen la unidad básica de generación eléctrica.

3.3.2. El Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es el fenómeno mediante el cual ciertos materiales, al ser expuestos a la luz solar, generan una diferencia de potencial eléctrico y, por ende, una corriente eléctrica continua.

Este proceso se basa en el comportamiento de los semiconductores, especialmente del silicio (Si), material más comúnmente utilizado en la fabricación de celdas solares. El silicio posee una estructura cristalina que, al ser dopada con impurezas (como fósforo o boro), permite crear dos regiones diferenciadas: una con exceso de electrones (tipo n) y otra con deficiencia de electrones o exceso de huecos (tipo p).

En el punto donde ambas regiones se encuentran se forma una unión p-n, que actúa como una barrera eléctrica interna. Cuando la radiación solar incide sobre la celda, los fotones (partículas de luz) transfieren su energía a los electrones del material semiconductor. Si la energía del fotón es suficiente para superar la banda prohibida del material, el electrón se libera de su átomo y queda libre para desplazarse.

La estructura interna del material, junto con el campo eléctrico de la unión p-n, dirige el movimiento de los electrones hacia un lado y de los huecos hacia el otro, generando así una corriente eléctrica continua (DC) que puede ser aprovechada externamente a través de un circuito.

3.3.3. Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico moderno se compone de los siguientes elementos:

- **Celdas fotovoltaicas:** unidades básicas donde ocurre el efecto fotovoltaico. Pueden ser de silicio monocristalino, policristalino o de capa fina.
- **Módulos o Paneles Solares:** agrupaciones de celdas encapsuladas que protegen las uniones y optimizan la captación solar.
- **Inversor:** convierte la corriente continua (DC) generada por los paneles en corriente alterna (AC), utilizable en redes eléctricas convencionales.
- **Estructura de soporte:** Sostiene y orienta los paneles en la posición óptima para captar la radiación solar.
- **Sistema de Almacenamiento:** O llamado BESS (Battery Energy Storage System) son herramientas que permiten el almacenamiento de energía para su uso nocturno o en momentos de baja irradiancia.

3.3.4. Tipos de Tecnologías Fotovoltaicas

Actualmente existen diversas tecnologías que difieren en su eficiencia, costo y aplicación:

- **Silicio monocristalino (m-Si):** alta eficiencia (18–23 %) y durabilidad; utilizado en instalaciones de alto rendimiento.
- **Silicio policristalino (p-Si):** menor eficiencia (15–18 %) pero más económico.
- **Película delgada (thin-film):** utiliza materiales como CdTe o CIGS; menor eficiencia, pero mayor flexibilidad y adaptabilidad.
- **Celdas de nueva generación:** incluyen tecnologías basadas en perovskitas, orgánicas y bifaciales, en constante desarrollo por su potencial de reducción de costos y aumento de eficiencia.

En aplicaciones agrícolas, como los sistemas fotovoltaicos flotantes, el tipo más utilizado sigue siendo el silicio monocristalino, debido a su equilibrio entre eficiencia energética y resistencia a condiciones ambientales variables.

3.3.5. Beneficios Ambientales y Energéticos

La energía fotovoltaica ofrece múltiples ventajas frente a las fuentes convencionales:

- Reducción de emisiones de CO_2 y mitigación del cambio climático.
- Aprovechamiento de un recurso inagotable y gratuito, la radiación solar.
- Bajo impacto ambiental, especialmente en su fase de operación.
- Compatibilidad con otros usos del suelo, como ocurre en los tranques agrícolas donde la instalación flotante no interfiere con la actividad productiva.

Además, al integrarse sobre superficies de agua, como embalses o tranques, los sistemas fotovoltaicos flotantes no solo generan energía, sino que también reducen la evaporación del agua, aumentan la eficiencia térmica de los paneles al mantenerse más frescos y optimizan el uso del territorio, siendo una solución doblemente eficiente desde el punto de vista energético e hídrico.

3.4. Tipos de Plantas Fotovoltaicas

Dentro del mundo fotovoltaico existen una gran variedad de montajes, los cuales se adaptan a como se requiera en cada caso. Los montajes más comunes a nivel mundial, y los utilizados en Solarity son:

- **Planta a Suelo:** Es la más típica de las posibles alternativas, principalmente debido a su ángulo de inclinación con respecto al suelo y a la capacidad de aprovechar la bifacialidad de los paneles.
- **Planta Tracker:** Es una modalidad de la planta a suelo, la cual consiste en sistemas motores que simulan un seguimiento del sol según son programados, maximizando la generación.
- **Planta a Techo:** Existen varios tipos de posibles estructuras, los más comunes son:
  - **Planta Coplanar:** Se anclan rieles al techo y luego sobre estos los paneles se apernan con la misma inclinación y orientación del techo. Poseen poca maniobrabilidad, pero permite colocar gran cantidad de paneles en espacios reducidos.
  - **Planta Inclinada:** Se utiliza un estructura distinta a la coplanar, la cual permite inclinar el panel al ya inclinado techo, lo que aumenta el rendimiento. Sin embargo, es necesario dejar mayor distancia entre mesas para evitar pérdidas por sombreo.
- **Planta 'Carport':** O conocidos como estacionamientos solares, permite formar una cubierta para distintos tipos de vehículos, con el fin de generar energía y cubrir los vehículos tanto del sol como de la lluvia.
- **Planta Flotante:** Este arreglo consiste en colocar paneles sobre flotadores con el fin de aprovechar una superficie de agua existente, lo que abarca variados beneficios. Primero, posee versatilidad a la hora de ubicar la planta dentro de la superficie de agua, ya que a menudo poseen una gran área disponible. Además, permite generar mayor energía que una planta coplanar, utilizando menor espacio que una planta inclinada en techo. Finalmente, otro beneficio que la hace destacar por sobre las otras alternativas, es la capacidad de evitar un porcentaje de evaporación de agua, lo que se traduce directamente en ahorros para la agrícola.

3.4.1. Plantas Flotantes

Existen distintos tipos de sistemas fotovoltaicos flotantes según su configuración estructural y técnica. En términos generales, pueden clasificarse en: (i) sistemas flotantes fijos, (ii) sistemas con seguimiento solar flotante (tracker), y (iii) sistemas híbridos que integran almacenamiento o aplicaciones complementarias como acuicultura o riego (IRENA, 2021).

En el presente estudio se analiza exclusivamente el **sistema de flotadores comunes o fijos**, en el cual los paneles solares se montan sobre plataformas modulares plásticas ancladas al fondo o a los bordes del embalse. Este tipo de sistema es el más utilizado a nivel comercial y agrícola debido a su simplicidad, bajo costo y amplia disponibilidad tecnológica en el mercado (Colbún S.A., 2022).

Como se vio anteriormente, existe la posibilidad de situar una planta solar sobre algún cuerpo de agua, sobre flotadores o algún otro sistema que permita la flotabilidad de los paneles sobre el agua. Esta modalidad ofrece diversos beneficios frente a otros sistemas existentes:

- **Uso eficiente del espacio:** Una de las principales ventajas de las plantas solares flotantes es que no requieren grandes extensiones de tierra, evitando la competencia con suelos agrícolas o áreas de valor ecológico. De esta manera se puede complementar un planta solar con la producción de frutos, lo que se vuelve más complicado en un sistema a suelo.
- **Mejora en eficiencia energética:** Los paneles solares flotantes operan a temperaturas más bajas gracias al efecto de enfriamiento natural del agua. Esto puede aumentar la eficiencia de generación en un 5 % a 15 % en comparación con sistemas en suelo, traduciéndose en mayor producción de energía a lo largo de la vida útil del proyecto. (Santafé et al., 2014; Cazzaniga et al., 2018).
- **Menor impacto ambiental y visual:** Debido a que no es necesario una movilización de tierras, no daña la flora y fauna terrestre. Además, no supone un alto impacto visual a las personas al trabajar, ya que se mantienen casi a la misma altura de la superficie del agua.
- **Valor agregado:** Este formato permite agregar valor de mercado para las empresas, tanto por la utilización de energías renovables, como por evitar usar terreno que puede ser explotado para producción. En algunos casos puede llegar a ser un atractivo turístico.
- **Reducción de evaporación y beneficios hídricos:** La cobertura parcial del agua con paneles fotovoltaicos no solo genera electricidad, sino que también actúa como una "sombra artificial" que reduce significativamente la evaporación de los cuerpos de agua donde se instalan. En climas cálidos o semiáridos, la pérdida de agua por evaporación puede alcanzar niveles muy altos, afectando la disponibilidad para riego, consumo humano o generación hidroeléctrica.

  Este efecto es particularmente relevante en embalses agrícolas, donde cada metro cúbico de agua ahorrado se traduce en mayor seguridad hídrica y productividad. Además, la reducción de radiación directa sobre la lámina de agua limita el crecimiento de algas y microorganismos, lo que mejora la calidad del agua y reduce los costos de mantenimiento de infraestructuras asociadas (filtros, sistemas de bombeo, canales de distribución,etc.). En algunos casos, la menor evaporación y la mejor calidad del agua incluso prolongan la vida útil de los embalses al reducir la sedimentación y la proliferación de vegetación invasiva.

3.5. Evaporación del Agua

Aunque el término evaporación se aplica a cualquier líquido, la evaporación del agua posee características particulares que la distinguen de otros procesos similares. En términos generales, la evaporación describe el cambio de estado de un líquido hacia el gaseoso cuando sus moléculas adquieren suficiente energía para vencer las fuerzas de cohesión que las mantienen unidas. Este fenómeno puede ocurrir con distintas sustancias, como alcoholes, solventes industriales o hidrocarburos, dependiendo de sus propiedades físicas y químicas.

Sin embargo, cuando se habla de evaporación del agua, el proceso adquiere una relevancia mucho mayor en el ámbito ambiental, climático y económico. El agua tiene un alto calor latente de vaporización (aproximadamente 2,26

MJ/kg), lo que significa que requiere una cantidad considerable de energía para pasar del estado líquido al gaseoso. Esta propiedad le confiere un papel regulador en el balance energético del planeta, ya que la evaporación del agua implica un intercambio constante de calor entre la superficie terrestre y la atmósfera.

A diferencia de la evaporación de otros líquidos, la del agua está directamente ligada al ciclo hidrológico, afectando la formación de nubes, la precipitación y la distribución de la humedad en el ambiente. Además, tiene implicancias ecológicas y sociales relevantes, ya que influye en la disponibilidad de agua dulce, la temperatura del aire y los patrones de riego agrícola.

Algunos factores que influyen en la evaporación del agua son:

- **Temperatura del agua y del aire:** A mayor temperatura, mayor energía cinética por lo que las moléculas se mueven más rápido y la evaporación se acelera.
- **Humedad relativa del aire:** Una atmósfera húmeda reduce el gradiente de vapor y, con ello, la evaporación.
- **Movimiento del aire (viento):** Renueva la capa de aire húmedo sobre la superficie, favoreciendo la pérdida de agua.
- **Radiación Solar:** Es la principal fuente de energía que impulsa la evaporación en cuerpos de agua.
- **Superficie expuesta:** Cuanto mayor es la superficie del líquido, mayor es la evaporación.
- **Presión atmosférica:** A menor presión, es más fácil que el agua se transforme en vapor.
- **Cobertura y sombreamiento:** La presencia de vegetación, estructuras o paneles solares reduce la radiación directa y, por tanto, la evaporación.

La evaporación es un proceso crucial para el equilibrio ambiental. Regula la temperatura global, forma parte del ciclo del agua, y contribuye a la formación de nubes y precipitaciones. Sin embargo, cuando se produce en exceso, por ejemplo en embalses expuestos a radiación solar intensa, puede reducir la disponibilidad de agua dulce y alterar ecosistemas acuáticos locales.

En el sector agrícola, la evaporación representa una pérdida económica directa, pues reduce la disponibilidad de agua para riego, incrementando los costos de almacenamiento, transporte y bombeo.

A nivel mundial, se estima que los embalses agrícolas pierden más del 6 % de su volumen anual por evaporación (Shiklomanov, 2000). En regiones áridas como California, Australia, India o el norte de Chile, estas pérdidas pueden alcanzar entre 1.000 y 2.000 mm/año (Craig et al., 2005). La reducción de la evaporación mediante coberturas flotantes o paneles solares puede traducirse en ahorros de millones de metros cúbicos de agua y un retorno económico considerable al combinar generación eléctrica y conservación hídrica (Santafé et al., 2014; Cazzaniga et al., 2018).

En Chile, la importancia es especialmente alta. El país enfrenta una megasequía prolongada desde 2010, afectando el 80 % del territorio entre Coquimbo y La Araucanía (CR2, 2023). Según la Dirección General de Aguas (DGA, 2023), las pérdidas por evaporación en embalses agrícolas, como los proyectos Llanos del Maipo o Colbún Solar Floating, ha demostrado reducir la evaporación en más del 60 %, mejorando la eficiencia energética y la sostenibilidad económica de los agricultores (Colbún S.A., 2022)

3.6. Explorador Solar

El Ministerio de Energía ha puesto a disposición del público, de forma gratuita, diferentes herramientas en línea y de tipo geográficas denominadas “Exploradores”, los cuales han sido diseñados como herramientas en línea destinadas al análisis de los recursos renovables que permiten, de manera gráfica, realizar una evaluación preliminar del potencial energético sobre cualquier sitio definido por el usuario, aunque no sustituye mediciones en terreno.

Estas herramientas son el resultado de una estrecha y prolongada colaboración entre el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, así como también de la Corporación Nacional Forestal y la Universidad Austral de Chile, la Dirección General de Aguas (DGA) y el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA).

En particular, el Explorador Solar presenta la información pública más detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile. Los datos que encontrará en este sitio han sido generados a partir de modelos atmosféricos y datos satelitales, para el período comprendido entre los años 2004 y 2016, con una resolución espacial de 90 metros.

Además de poder conocer el recurso solar en el país, el usuario encontrará herramientas para el cálculo de generación fotovoltaica y sistemas solares térmicos.

La herramienta para el cálculo de sistemas solares térmicos tiene como objetivo orientar al usuario sobre el cumplimiento de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley N° 20.365.

El Ministerio de Energía mantiene además una red de estaciones de medición de recursos meteorológicos, con fines energéticos, específicamente recurso eólico y solar.

La identificación y caracterización de los recursos renovables con potencial energético ha sido una línea de trabajo de especial preocupación y los esfuerzos se han concentrado en las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como energía eólica y solar, que tienen buenas posibilidades de ser competitivas en el país. Una de las tareas fundamentales de esta línea de trabajo es la generación de información pública y gratuita que permita orientar el diseño de políticas y a los potenciales inversionistas.

Así, se han instalado y operado en distintas épocas campañas con fines específicos y de diferentes tipos, y actualmente se mantiene varias estaciones de medición, con apoyo de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

En la sección de Mediciones se divulga la información meteorológica recogida en las distintas campañas solar, indicando la localización de las estaciones y los datos recopilados, así como en muchos casos los informes respectivos de instalación.

La campaña solar de mayor relevancia implementada fue aquella que se inició con la Cooperación International Alemana (GIZ, ex GTZ) el año 2008, cuyo objetivo fue contar con una prospección de la radiación solar en el norte de Chile. No se pretendía obtener datos de precisión científica, pero si datos confiables, consistentes y comparables. Como parte de esta información confiable, entre el año 2011 y 2012 los datos de algunas estaciones fueron analizados y reprocesados por el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar (Fraunhofer ISE) de Alemania. Este trabajo consistió en la revisión de los datos disponibles a esa fecha, el cálculo de la radiación directa normal (DNI) y la definición del rango de incertidumbre de los datos obtenidos.

Además, merece especial mención la Estación de precisión de medición en Crucero, denominada Crucero II, que fue instalada en julio de 2012 en la comuna de María Elena en la Región de Antofagasta, la cual es la única que registra Radiación Normal Directa (DNI). La instalación de esta estación fue realizada por el Centro Nacional del Medio Ambiente (CENMA) y verificada por la empresa CSP Service, un spin-off del Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR – Centro Aeroespacial Alemán).

3.7. Herramientas de Simulación Solar

La simulación solar constituye una etapa fundamental en el diseño, dimensionamiento y evaluación de proyectos fotovoltaicos. Estas herramientas permiten estimar la producción energética, el comportamiento del sistema bajo distintas condiciones climáticas, y analizar la viabilidad técnica y económica de una instalación antes de su construcción. En la actualidad, los programas de simulación fotovoltaica se han convertido en instrumentos esenciales para investigadores, ingenieros y diseñadores de plantas solares, tanto en sistemas terrestres como en aplicaciones flotantes sobre tranques o embalses.

3.7.1. Importancia de la Simulación en Proyectos Fotovoltaicos

La generación eléctrica de una planta solar depende de una amplia variedad de factores: irradiancia solar, temperatura ambiente, orientación y ángulo de los paneles, pérdidas por sombreado, suciedad, resistencias eléctricas y

eficiencia de los componentes. Debido a esta complejidad, resulta indispensable utilizar software especializado que permita modelar con precisión el comportamiento del sistema en condiciones reales.

Las herramientas de simulación solar permiten:

- Estimar la energía anual generada (kWh/kWp).
- Evaluar pérdidas por temperatura, sombras o suciedad.
- Calcular el rendimiento energético y financiero del sistema.
- Realizar análisis de sensibilidad y comparación de configuraciones.
- Optimizar la orientación, inclinación y disposición de los módulos.

En este caso de estudio, la simulación permite no solo estimar la generación energética, sino también cuantificar el efecto de la cobertura sobre la radiación incidente y la reducción de evaporación, variables clave en la eficiencia hídrica y energética del sistema.

3.7.2. PVSyst: descripción y aplicación principal

PVSyst es uno de los programas más reconocidos y utilizados a nivel mundial para el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos conectados a red o aislados. Desarrollado por la Universidad de Ginebra, este software ofrece una interfaz completa que integra datos meteorológicos, parámetros técnicos de componentes y herramientas avanzadas de simulación energética.

Las características principales de este software son:

- Base de datos meteorológica amplia, compatible con fuentes como Meteonorm, PVGIS, NREL o archivos de estaciones locales.
- Biblioteca de componentes (paneles, inversores, baterías, etc.) constantemente actualizada con información de fabricantes reales.
- Modelado preciso de sombras mediante diagramas tridimensionales (3D) que permiten representar obstáculos, inclinación del terreno o estructuras flotantes.
- Cálculo detallado de pérdidas (óhmicas, térmicas, de irradiancia, mismatch, etc.) y rendimiento global del sistema.
- Análisis financiero que considera costos de inversión, operación y mantenimiento, tasa interna de retorno (TIR) y periodo de recuperación.
- Reportes técnicos automáticos, exportables en formato PDF, que cumplen con estándares internacionales de certificación y bancabilidad.

En el contexto de sistemas fotovoltaicos flotantes, PVSyst permite modelar la reflexión del agua (albedo), la temperatura reducida de los módulos y los efectos de sombreamiento entre filas flotantes, lo que resulta clave para estimar con precisión la energía producida y comparar distintos escenarios de diseño.

3.7.3. Otras Herramientas de Simulación Solar

Aunque PVSyst es el software de referencia en la industria, existen otras herramientas complementarias y alternativas que ofrecen distintas ventajas según el tipo de proyecto o el nivel de detalle requerido:

- **PV*Sol (Valentin Software):**
  PV*Sol es una herramienta muy utilizada para el diseño visual y simulación energética de instalaciones fotovoltaicas residenciales y comerciales. Permite modelar escenarios en 3D, analizar sombras de manera dinámica y calcular la producción energética a lo largo del año.
  Su principal ventaja radica en su interfaz gráfica intuitiva y en la posibilidad de realizar simulaciones visuales realistas, especialmente útiles para presentaciones de proyectos o estudios arquitectónicos integrados.

- **HelioScope (Aurora Solar):**
  HelioScope es una plataforma basada en la nube que combina modelado eléctrico detallado con un potente entorno gráfico. Es ideal para proyectos de mediana y gran escala, pues permite integrar bases de datos meteorológicas, analizar pérdidas, optimizar configuraciones y exportar reportes técnicos completos.
  A diferencia de PVSyst, HelioScope se centra en la agilidad del diseño y la colaboración online, lo que facilita su uso en equipos multidisciplinarios o empresas con trabajo remoto.
- **System Advisor Model (SAM):**
  Desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estados Unidos, SAM es un software gratuito y de código abierto que permite evaluar el rendimiento técnico y económico de proyectos solares, eólicos, geotérmicos y de biomasa.
  SAM es ampliamente utilizado en el ámbito académico y de investigación, ya que ofrece modelos detallados de simulación física y económica, integrando análisis de sensibilidad, estudios de degradación de módulos y evaluación de costos nivelados de energía (LCOE).
- **Explorador Solar (Chile):**
  El Explorador Solar es una plataforma desarrollada por el Ministerio de Energía de Chile, destinada a la evaluación preliminar de recursos solares en el territorio nacional. Utiliza información satelital y mediciones de radiación para estimar el potencial energético de un sitio específico.
  Aunque no permite simulaciones tan detalladas como PVSyst o SAM, es una herramienta muy útil para identificar ubicaciones óptimas para proyectos fotovoltaicos y para contextualizar estudios de potencial solar a nivel regional o comunal.

Tabla 3.1: Comparación general de las principales herramientas de simulación fotovoltaica.

Herramienta	Tipo de licencia	Nivel de detalle técnico	Modelado 3D	Análisis financiero	Aplicación principal
PVSyst	Comercial	Muy alto	Sí	Sí	Estudios técnicos y bancabilidad
PV*Sol	Comercial	Alto	Sí	Sí	Diseño visual y simulación energética
HelioScope	Suscripción web	Medio-alto	Sí	Limitado	Diseño colaborativo y rápido
SAM	Gratuito (NREL)	Muy alto	No	Sí (avanzado)	Investigación y evaluación económica
Explorador Solar	Gratuito (Chile)	Medio	Limitado	No	Evaluación preliminar de potencial solar

4 | Metodología

4.1. Enfoque General del Estudio

La presente investigación se desarrolla bajo un enfoque técnico–financiero, en el cual se evalúa la viabilidad de sistemas fotovoltaicos flotantes mediante la integración de simulación energética y modelación de flujos de caja descontados. La simulación técnica se realizó utilizando el software PVSyst, el cual permite estimar la generación eléctrica considerando variables meteorológicas, pérdidas del sistema y parámetros térmicos de operación de los módulos. En el caso de sistemas flotantes, el efecto de enfriamiento asociado a la proximidad del agua no se modela mediante la incorporación explícita de la temperatura del tranque, sino que se representa de forma indirecta a través de una menor temperatura operativa de los módulos fotovoltaicos. Posteriormente, los resultados energéticos obtenidos se incorporan en un modelo financiero, el cual considera variables como CAPEX, OPEX, precio de la energía, tipo de cambio y valorización del agua, permitiendo calcular indicadores como TIR, VAN, MOIC y periodo de recuperación. Adicionalmente, se incorpora el beneficio económico asociado a la reducción de evaporación del agua como un ingreso adicional dentro del flujo de caja, permitiendo evaluar de manera integrada el impacto energético e hídrico del sistema.

4.2. Diseño General de la Metodología

La metodología desarrollada consta de cinco etapas principales:

1. Definición de escenarios y zonas de estudio.
2. Simulación técnica de las plantas solares flotantes.
3. Modelación económica y construcción del flujo de caja.
4. Incorporación del ahorro hídrico y su impacto económico.
5. Análisis de sensibilidad y comparación de resultados.

Cada una de estas etapas se describe detalladamente a continuación.

4.2.1. Definición de escenarios y zonas de estudio

Con el fin de evaluar el comportamiento de las plantas solares flotantes en distintas condiciones de radiación y temperatura, se seleccionaron tres zonas representativas del territorio nacional:

- **Iquique (Zona Norte, clima desértico costero):** Alta radiación solar y escasa nubosidad.
- **Puente Alto (Zona Central, clima mediterráneo):** Condiciones intermedias, representativas del centro productivo agrícolas.
- **Osorno (Zona Sur, clima templado lluvioso):** Menor radiación solar y alta humedad ambiental.

Esta distribución permite contrastar el desempeño energético y económico de la tecnología bajo distintos regímenes climáticos y precios de energía, reflejando la diversidad geográfica de Chile.

4.2.2. Simulación energética en PVSyst

Para el análisis técnico se utilizó el software PVSyst, reconocido internacionalmente para la simulación y dimensionamiento de plantas fotovoltaicas. En cada comuna seleccionada se diseñó una planta solar flotante de igual capacidad instalada nominal y peak, con el fin de mantener el ratio de sobredimensionamiento y quitar el peso de esa variable en el estudio.

El modelo en PVSyst consideró los siguiente elementos:

- **Datos meteorológicos:** obtenidos del Explorador Solar.
- **Configuración del sistema:** orientación, inclinación y disposición de módulos sobre estructura flotante.
- **Efecto de temperatura reducida en módulos:** por contacto con el agua, mejorando el rendimiento térmico del sistema.
- **Pérdidas del sistema:** sombreado entre filas, suciedad, resistencias óhmicas e ineficiencias del inversor.
- **Cálculo de energía neta generada:** Se obtiene con el conjunto de parámetros y variables antes mencionados.

El resultado de esta etapa permitió obtener la generación anual estimada, en kWh/kWp, de cada planta, base para el análisis financiero posterior.

4.2.3. Modelación financiera del proyecto

A partir de los resultados de generación obtenidos en PVSyst, se desarrolló un modelo financiero que permite evaluar la rentabilidad de cada planta solar flotante.

El modelo considera variables microeconómicas y macroeconómicas, con el fin de reflejar las condiciones reales del mercado energético y financiero chileno.

Adicionalmente, se consideró un escenario de referencia correspondiente a una planta fotovoltaica a suelo, con el fin de contextualizar los resultados obtenidos para sistemas flotantes. En este caso, se asumieron menores costos de inversión y operación debido a la mayor facilidad constructiva y de mantenimiento. Sin embargo, se incorporó un costo asociado a la pérdida de uso del suelo agrícola, representado como un valor por unidad de superficie, el cual se incluye como una pérdida dentro del flujo de caja.

Las variables técnicas y de costos consideradas son:

- **CAPEX (Capital Expenditure):** inversión inicial, incluyendo módulos, inversores, estructuras flotantes, BOS, etc.
- **OPEX (Operating Expenditure):** costos de operación y mantenimiento anual, tanto como limpieza de módulos, recambio de inversores, cableado, etc.
- **Insurance:** seguro voluntario para proteger la inversión en caso de robos, daños, etc.
- **PRECIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (USD/MWh):** obtenido de fuentes oficiales según zona geográfica y sistema eléctrico nacional (SEN).
- **Vida útil del proyecto:** la vida útil de los paneles actualmente son 30 años.
- **Tasa de descuento:** determinada en base a la rentabilidad exigida al sector energético.

Las variables macroeconómicas consideradas son:

- Tipo de Cambio (USD/CLP)
- Índice de Precios del Consumidor (CPI, EE.UU.)

Con las variables mencionadas se construyó el flujo de caja a 30 años, del cual se analizaron los principales indicadores financieros del proyecto:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Periodo de retorno de la inversión (Payback)

Este modelo permitió analizar la viabilidad financiera del sistema fotovoltaico flotante por sí solo, sin considerar inicialmente el beneficio hídrico.

4.2.4. Incorporación del ahorro hídrico y su impacto económico

Posteriormente, se incorporó al modelo económico el beneficio adicional asociado a la reducción de evaporación del agua en los tranques cubiertos con paneles solares flotantes.

La cuantificación de este ahorro se realizó mediante la estimación del volumen anual de agua no evaporada (m^3/año) y su valoración económica a través del precio promedio del agua por comuna. Este valor se sumó al flujo de caja como un ingreso adicional anual, representando el ahorro monetario equivalente por conservación del recurso hídrico.

De este modo, se compararon los indicadores financieros del proyecto con y sin el componente hídrico, evaluando el impacto de la reducción de evaporación en la rentabilidad total de la planta.

4.2.5. Análisis de sensibilidad

Con el modelo consolidado, se desarrolló un análisis de sensibilidad multivariable para comprender la influencia de las principales variables sobre la rentabilidad del proyecto.

Primero, se evaluaron las diferencias base entre zonas (Iquique, Puente Alto y Osorno), comparando generación, costos y rentabilidad.

Posteriormente, se realizaron sensibilizaciones específicas sobre variables críticas:

- Precio del Agua (CLP/m^3)
- Rendimiento de la planta solar (kWh/kWp)
- Costos de operación y mantenimiento (OPEX)

Estas simulaciones permitieron observar cómo variaciones razonables en dichas variables afectan los indicadores VAN, TIR y Payback del proyecto, identificando zonas y condiciones más favorables para la implementación de plantas solares flotantes en Chile.

4.3. Análisis comparativo y conclusiones metodológicas

Finalmente, se realizó un análisis comparativo transversal entre los tres casos de estudio, integrando los resultados técnicos, económicos e hídricos.

Este proceso permitió determinar:

- Las diferencias regionales de generación fotovoltaica y eficiencia del sistema flotante.
- El impacto económico directo del ahorro hídrico sobre la rentabilidad total del proyecto.
- La zona geográfica con mayor viabilidad técnico–económica para implementar sistemas fotovoltaicos flotantes en el contexto chileno.

Este enfoque metodológico integra de manera coherente los aspectos energéticos y ambientales, permitiendo obtener una visión integral de la sostenibilidad técnica, económica y ecológica del uso de plantas solares fotovoltaicas flotantes en distintas zonas climáticas del país.

5 | Resultados y Análisis

5.1. Introducción

En esta sección se presentan y analizan los resultados obtenidos de las simulaciones energéticas y financieras realizadas con PVSyst y complementadas con los informes meteorológicos del Explorador Solar para las tres ubicaciones seleccionadas: Iquique (Zona Norte), Puente Alto (Zona Central) y Osorno (Zona Sur).

El análisis considera los principales indicadores financieros del proyecto (MOIC, TIR y Payback) tanto sin como con ahorro por evaporación, así como las condiciones climáticas y ambientales que influyen en el rendimiento fotovoltaico y en el beneficio hídrico.

5.2. Resultados financieros generales

Tabla 5.1: Indicadores financieros por ubicación con y sin ahorro por evaporación.

Localización	MOIC [-]	Payback [años]	TIR [%]
Iquique	28.7 / 29.9 (+4 %)	5 → 4	25.6 → 26.1 (+0.5 %)
Puente Alto	16.5 / 17.5 (+6 %)	6 → 6	19.7 → 20.2 (+0.5 %)
Osorno	3.8 / 4.1 (+6 %)	10 → 9	9.1 → 9.4 (+0.3 %)

Los resultados muestran una clara correlación entre la rentabilidad del proyecto y las condiciones solares de cada zona. Iquique presenta los mejores indicadores financieros, seguido de Puente Alto y finalmente Osorno. En todos los casos, considerar el ahorro por evaporación mejora los resultados financieros, aunque el impacto es moderado (4–6 %), coherente con la magnitud de las pérdidas de agua evitadas y el valor económico del recurso hídrico.

5.3. Análisis técnico y climático por zona

a) Iquique

- **Radiación solar:** 7.5 kWh/m^2/día, una de las más altas del país.
- **Nubosidad:** Muy baja (10 %), lo que maximiza la irradiancia directa.
- **Temperatura:** Promedio anual de 21 °C, favorable para el rendimiento fotovoltaico.
- **Evaporación:** Reducción estimada del 90 % con sistema flotante.
- **Resultado financiero:** TIR del 26.1 % y payback de 4 años.

b) Puente Alto

- **Radiación solar:** 7.7 kWh/m^2/día, con mayor estacionalidad.
- **Nubosidad:** Moderada (15–20 %), reduciendo ligeramente la producción.
- **Temperatura:** Promedio anual de 15°C, apta para plantas solares.
- **Evaporación:** Disminución del 88 % con cobertura fotovoltaica.
- **Resultado financiero:** TIR del 20.2 %, payback de 6 años.

c) Osorno

- **Radiación solar:** 3.9 kWh/m^2/día, aproximadamente la mitad que en Iquique.
- **Nubosidad:** Alta (30–35 %), limitando la irradiancia directa.
- **Temperatura:** Promedio anual de 11 °C, óptima para eficiencia térmica.
- **Evaporación:** Reducción del 82 % con sistema flotante.
- **Resultado financiero:** TIR del 9.4 % y payback de 9 años.

5.4. Comparación global y análisis de los factores determinantes

Tabla 5.2: Comparación global y análisis de los factores determinantes por zona de estudio.

Variable climática	Iquique	Puente Alto	Osorno
Radiación solar (kWh/m^2/día)	7.5	7.7	3.9
Nubosidad promedio (%)	10	15–20	30–35
Temperatura media (°C)	21	17	11
Viento (m/s)	2.2	1.3	2.2
Evaporación reducida (%)	90	88	82
Mejora MOIC (%)	+4	+6	+6
TIR con evaporación (%)	26.1	20.2	9.4

El análisis conjunto muestra que la rentabilidad del proyecto está dominada por la radiación solar y el precio de la energía, mientras que el ahorro hídrico actúa como un complemento ambiental y económico.

La magnitud del beneficio por evaporación evitada se correlaciona más con el valor del agua que con su volumen físico: en zonas de escasez como Iquique, el impacto monetario es mayor pese a pérdidas similares a las de Puente Alto.

Osorno, con menor radiación y precios de energía más bajos, muestra los límites económicos de la tecnología, pero evidencia su potencial ambiental.

De manera complementaria, se incorporó un escenario de referencia de planta a suelo, considerando el costo de oportunidad del terreno agrícola, lo que permite contextualizar los resultados obtenidos para sistemas flotantes.

5.5. Conclusiones Parciales

1. Iquique ofrece el mejor rendimiento técnico y financiero debido a su alta radiación, baja nubosidad y alto precio de energía, con una mejora del 4 % en MOIC al incorporar el ahorro por evaporación.
2. Puente Alto representa un punto intermedio con condiciones de radiación favorables, aunque más variables. Su incremento del 6 % en MOIC evidencia que el ahorro hídrico mejora la rentabilidad en zonas de alta demanda agrícola.
3. Osorno, pese a condiciones climáticas desfavorables (alta nubosidad y baja radiación), demuestra la viabilidad ambiental del modelo, aunque con rentabilidad marginal (TIR 9.4 %).
4. El efecto del ahorro por evaporación es más significativo en términos de sostenibilidad hídrica y resiliencia climática que en el retorno financiero puro.
5. En conjunto, los resultados confirman que la integración de plantas fotovoltaicas flotantes constituye una estrategia eficaz para maximizar la eficiencia del uso del agua y energía en el contexto de la sequía prolongada que afecta al país.

5.6. Sensibilidades

Con el objetivo de evaluar la robustez del modelo frente a variaciones en sus parámetros principales, se desarrolló un análisis de sensibilidad considerando cambios en variables críticas como CAPEX, rendimiento energético y precio del agua. Los rangos de valores utilizados, definidos previamente en la metodología, representan variaciones plausibles dentro del contexto del sector energético y agrícola, permitiendo observar de manera clara el efecto de dichas variables sobre los indicadores financieros del proyecto. En este sentido, el análisis no busca determinar valores exactos, sino identificar la magnitud y dirección del impacto de cada variable sobre la TIR y el MOIC, así como evaluar la estabilidad del modelo bajo distintos escenarios.

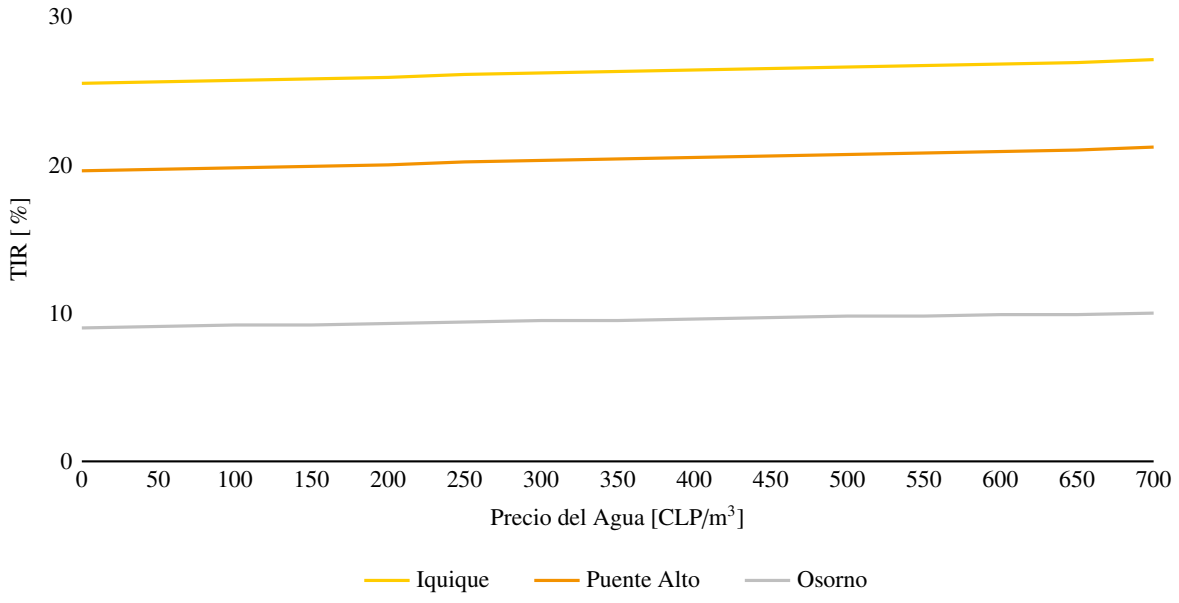


Figura 5.1: Sensibilidad de la TIR frente al precio del agua.

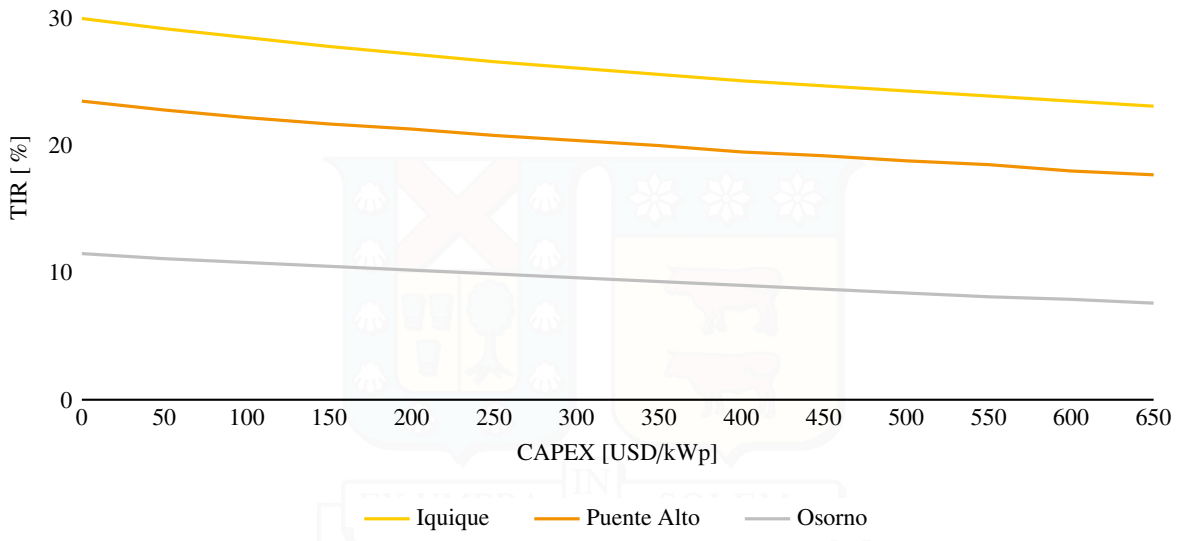


Figura 5.2: Sensibilidad de la TIR frente a variaciones del CAPEX.

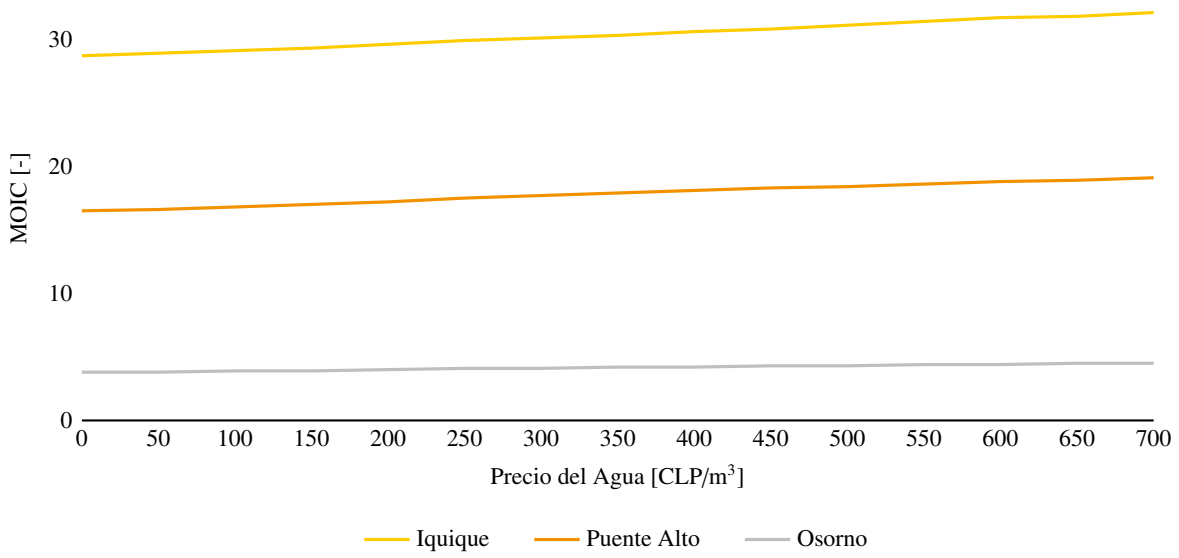


Figura 5.3: Sensibilidad del MOIC frente al precio del agua.

5.6.1. Iquique - Zona Norte

Tabla 5.3: Sensibilidad de la TIR con rendimiento -2 % según CAPEX y precio del agua en Iquique.

TIR [%] / Rendimiento -2 %				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.730		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	25.6	25.9	26.4
	+0	25.1	25.4	25.9
	+15	24.6	24.9	25.4

Tabla 5.4: Sensibilidad del MOIC según CAPEX, rendimiento y precio del agua en Iquique.

MOIC [-]				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.765		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	30.4	31.1	32.3
	+0	29.2	29.9	31.1
	+15	27.9	28.7	29.9

Tabla 5.5: Sensibilidad del MOIC según CAPEX y precio del agua con rendimiento -2 % en Iquique.

MOIC [-] / Rendimiento -2 %				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.730		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	28.8	29.9	31.0
	+0	27.5	28.2	29.5
	+15	26.2	27.0	28.2

5.6.2. Puente Alto - Zona Centro

Tabla 5.6: Sensibilidad de la TIR según CAPEX, rendimiento y precio del agua en Puente Alto.

TIR [%]				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.556		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	20.4	20.7	21.2
	+0	19.9	20.2	20.7
	+15	19.5	19.8	20.3

Tabla 5.7: Sensibilidad de la TIR con rendimiento -2 % según CAPEX y precio del agua en Puente Alto.

TIR [%] / Rendimiento -2 %				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.525		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	19.8	20.1	20.6
	+0	19.4	19.7	20.2
	+15	19.0	19.3	19.8

Tabla 5.8: Sensibilidad del MOIC según CAPEX, rendimiento y precio del agua en Puente Alto.

MOIC [-]				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.556		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	17.7	18.2	19.2
	+0	16.9	17.5	18.4
	+15	16.1	16.7	17.6

Tabla 5.9: Sensibilidad del MOIC con rendimiento -2 % según CAPEX y precio del agua en Puente Alto.

MOIC [-] / Rendimiento -2 % (1.525 kWh/kWp)				
Rendimiento [kWh/kWp]	**Precio del Agua [CLP/m^3]**			
1.525		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	16.6	17.2	18.1
	+0	15.9	16.4	17.4
	+15	15.2	15.7	16.6

5.6.3. Osorno - Zona Sur

Tabla 5.10: Sensibilidad de la TIR según CAPEX, rendimiento y precio del agua en Osorno.

TIR [%]				
Rendimiento [kWh/kWp]	**Precio del Agua [CLP/m^3]**			
1.251		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	9.5	9.7	10.1
	+0	9.2	9.4	9.8
	+15	8.9	9.1	9.5

Tabla 5.11: Sensibilidad de la TIR con rendimiento -2 % según CAPEX y precio del agua en Osorno.

TIR [%] / Rendimiento -2 %				
Rendimiento [kWh/kWp]	**Precio del Agua [CLP/m^3]**			
1.226		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	9.1	9.3	9.6
	+0	8.8	9.0	9.3
	+15	8.5	8.7	9.0

Tabla 5.12: Sensibilidad del MOIC según CAPEX, rendimiento y precio del agua en Osorno.

MOIC [-]				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.251		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	4.1	4.3	4.5
	+0	3.9	4.1	4.3
	+15	3.7	3.9	4.1

Tabla 5.13: Sensibilidad del MOIC con rendimiento -2 % según CAPEX y precio del agua en Osorno.

MOIC [-] / Rendimiento -2 %				
Rendimiento [kWh/kWp]		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1.226		**100**	**250**	**500**
CAPEX [USD/kWp]	**-15**	4.0	4.2	4.4
	+0	3.6	3.8	4.0
	+15	3.5	3.6	3.8

5.6.4. Planta Flotante vs Planta Hincada

Para sensibilizar la rentabilidad de una planta solar flotante vs una planta solar hincada, se utilizaron variables combinadas, tomando como base la zona de Puente Alto.

Tabla 5.14: Sensibilidad de la TIR para planta a suelo según pérdida por plantación, rendimiento y precio del agua.

TIR Hincada [%] / CAPEX - 15 [USD/kWp]				
Rendimiento		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1,568		**100**	**250**	**500**
Pérdida de plantación [CLP/m^2]	**100**	20.6	20.0	18.8
	250	20.3	19.6	18.5
	500	19.8	19.1	18.0

Tabla 5.15: Variación porcentual de la TIR de la planta a suelo según pérdida por plantación, rendimiento y precio del agua.

TIR Hincada [%] / CAPEX - 15 [USD/kWp]				
Rendimiento		**Precio del Agua [CLP/m^3]**		
1,568		**100**	**250**	**500**
Pérdida de plantación [CLP/m^2]	**100**	1 %	-4 %	-11 %
	250	0 %	-5 %	-13 %
	500	-3 %	-8 %	-15 %

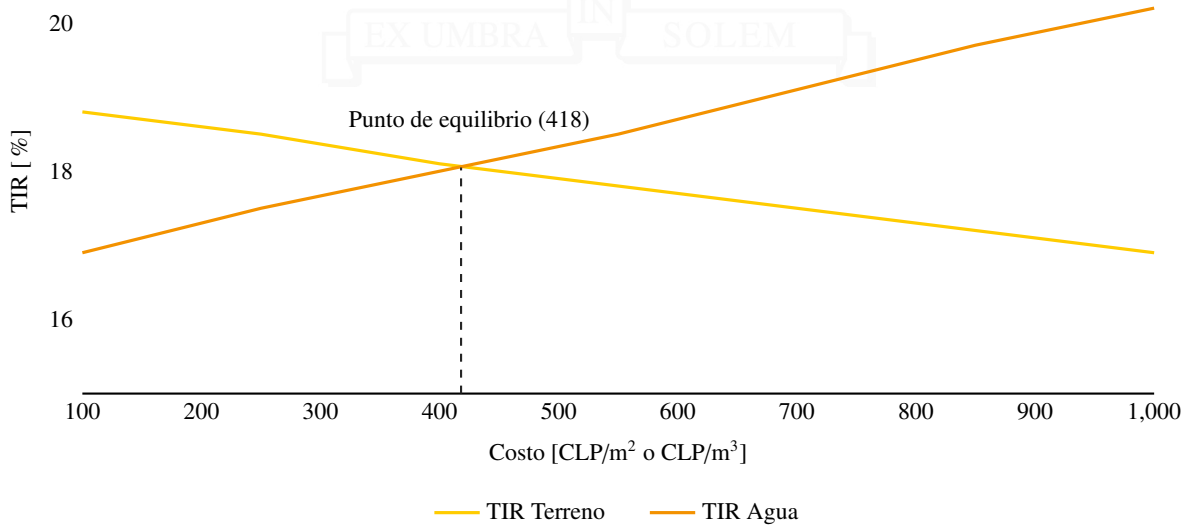


Figura 5.4: Comparación de sensibilidad de la TIR frente a la valorización del agua y al costo de oportunidad del suelo agrícola.

6 | Discusión y Conclusiones

6.1. Discusión final

Los resultados obtenidos en la simulación y modelación económica de las plantas fotovoltaicas flotantes permiten evidenciar la interrelación directa entre las condiciones climáticas locales, la rentabilidad energética y los beneficios hídricos asociados a esta tecnología. El estudio comparativo entre Iquique, Puente Alto y Osorno confirma que la radiación solar, la nubosidad y la evaporación evitada son las variables determinantes que explican las diferencias de desempeño entre zonas.

En Iquique, la alta irradiancia promedio (7,5 kWh/m²/día) y la baja frecuencia de nubosidad (≈10 %) se traducen en una generación energética sobresaliente, con una TIR superior al 26 % y un payback de solo 4 años. Estos valores concuerdan con estudios internacionales que destacan que la eficiencia de sistemas fotovoltaicos flotantes puede superar entre un 5 % y 15 % a los sistemas en suelo debido a temperaturas operativas más bajas (Santafé et al., 2014; Cazzaniga et al., 2018; IRENA, 2021). Además, la reducción de evaporación del 90 % registrada en los informes del Explorador Solar refuerza el aporte ambiental del sistema, particularmente relevante en regiones áridas donde el recurso hídrico tiene un valor estratégico.

En Puente Alto, los resultados muestran una TIR cercana al 20 % y un MOIC que mejora en un 6 % al incorporar el ahorro por evaporación. La radiación global, en torno a los 7,7 kWh/m²/día, combinada con un clima mediterráneo y nubosidad media (15–20 %), permite un equilibrio entre eficiencia energética y estabilidad económica. Este comportamiento es coherente con evaluaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2022), que estiman rendimientos similares para proyectos solares en la zona central, y con los estudios del Banco Mundial (2023), que resaltan el potencial de las tecnologías híbridas agua–energía para incrementar la resiliencia agrícola frente a la escasez hídrica.

En contraste, Osorno presenta las condiciones menos favorables: irradiancia promedio de 3,9 kWh/m²/día, alta nubosidad (≈35 %) y temperaturas medias de 11°C. Estas condiciones reducen significativamente la producción energética y, por ende, los indicadores financieros (TIR 9,4 %, payback 9 años). Sin embargo, la magnitud del ahorro hídrico (reducción de evaporación del 82 %) demuestra que incluso en climas húmedos, los sistemas flotantes aportan beneficios de eficiencia térmica y conservación de agua, alineándose con los principios de sostenibilidad y adaptación climática promovidos por la IRENA (2021) y la CR2 (2023) en el contexto de mitigación de los efectos de la megasequía.

El análisis transversal de los tres casos permite identificar una tendencia inversamente proporcional entre nubosidad y rentabilidad, y una correlación positiva entre radiación y retorno económico. Sin embargo, al integrar el valor del ahorro por evaporación, las diferencias de rentabilidad se atenúan, revelando que el componente hídrico añade estabilidad económica y resiliencia ambiental al modelo de inversión. Esto es especialmente relevante en el contexto chileno, donde la Dirección General de Aguas (DGA, 2023) reporta pérdidas promedio de evaporación superiores a los 1.500 mm/año en embalses del norte chico, generando un impacto directo en la productividad agrícola y en la disponibilidad de agua para riego.

Un aspecto relevante que surge del análisis es que, al incorporar un escenario de referencia de planta a suelo, la rentabilidad de este tipo de sistemas depende fuertemente de la valorización del terreno agrícola utilizado. Si bien las plantas a suelo presentan menores costos de inversión y operación debido a su mayor facilidad constructiva y de mantenimiento, la incorporación del costo de oportunidad asociado a la pérdida de superficie productiva reduce su

rentabilidad efectiva. En este sentido, los sistemas flotantes no solo presentan ventajas energéticas e hídricas, sino que además permiten evitar el uso de suelo agrícola, lo que resulta consistente con el enfoque del estudio en la optimización conjunta de recursos energéticos e hídricos.

En conjunto, estos resultados refuerzan la idea de que las plantas fotovoltaicas flotantes no solo presentan ventajas desde el punto de vista ambiental, sino que también logran una mejora económica estructural frente a configuraciones tradicionales. Esto posiciona a la tecnología flotante como una alternativa más competitiva en contextos donde la gestión del recurso hídrico y la seguridad de la infraestructura son factores relevantes dentro de la evaluación de proyectos energéticos.

De manera complementaria, la reducción térmica generada por la cercanía al agua favorece la eficiencia de conversión eléctrica, confirmando observaciones previas de Cazzaniga et al. (2018) y Trapani & Santafé (2015), quienes registraron aumentos de eficiencia entre 5 % y 15 % por enfriamiento natural. En este sentido, el proyecto demuestra que las plantas solares flotantes constituyen una solución sinérgica, capaz de maximizar la eficiencia energética y minimizar las pérdidas hídricas, aportando beneficios tanto económicos como ambientales en zonas agrícolas.

6.2. Análisis de Sensibilidad

Complementariamente, se realizó un análisis de sensibilidad de los principales parámetros económicos y técnicos del proyecto (CAPEX, rendimiento de generación y precio del agua) con el fin de determinar su influencia en los indicadores financieros TIR y MOIC para cada una de las zonas estudiadas.

Los resultados muestran que la sensibilidad más significativa corresponde al CAPEX, que afecta de manera directa la rentabilidad del proyecto en todas las ubicaciones. Una disminución de 15 puntos en el costo de inversión genera un aumento promedio de entre 1,5 y 2 puntos porcentuales en la TIR, mientras que un aumento del mismo orden reduce la rentabilidad en proporciones similares. Esto demuestra que la competitividad de la tecnología fotovoltaica flotante depende en gran medida de la eficiencia de inversión inicial y de la capacidad de optimizar los costos de implementación, tal como se observa en la Figura 5.2.

El rendimiento energético tiene un efecto secundario pero relevante: una reducción del 2 % en la generación eléctrica disminuye la TIR en un rango de 0,3 a 0,8 puntos porcentuales, confirmando que el comportamiento climático y la eficiencia de los módulos impactan la estabilidad económica del proyecto, especialmente en zonas con radiación media o alta variabilidad meteorológica.

En cuanto al precio del agua, su influencia sobre la rentabilidad es mucho menor, salvo en zonas áridas o semiáridas donde la valorización económica del recurso hídrico es más alta. En Iquique, por ejemplo, el aumento del precio del agua de 100 a 500 CLP/m^3 mejora la TIR hasta en un 0,9 %, mientras que en Puente Alto y Osorno el efecto es prácticamente marginal. Esto evidencia que el componente hídrico, si bien refuerza la rentabilidad en zonas desérticas, actúa principalmente como un beneficio ambiental y de resiliencia más que como un motor financiero, lo cual se aprecia en la Figura 5.1.

Asimismo, el comportamiento del MOIC presenta una tendencia consistente con la TIR, mostrando una variación positiva frente al aumento del precio del agua, aunque de menor magnitud relativa, reforzando el rol complementario del componente hídrico en la rentabilidad del proyecto, como se observa en la Figura 5.3.

Finalmente, la comparación entre la valorización del recurso hídrico y el costo de oportunidad asociado al uso de suelo agrícola permite identificar el punto en el cual una planta fotovoltaica flotante comienza a ser más conveniente que una planta tradicional a suelo. Como se observa en la Figura 5.4, existe un punto de equilibrio cercano a los 418 CLP/m^2 o CLP/m^3, donde ambas configuraciones presentan una TIR similar.

Bajo este umbral, las plantas a suelo mantienen una ventaja financiera debido a sus menores costos de inversión y operación, incluso considerando la pérdida parcial de superficie agrícola productiva. Sin embargo, a medida que aumenta la valorización económica del agua y del terreno agrícola, la rentabilidad de las plantas a suelo disminuye progresivamente, mientras que las plantas flotantes incrementan su competitividad gracias al beneficio económico asociado a la reducción de evaporación y a la no utilización de suelo cultivable.

Este comportamiento evidencia que la conveniencia de cada configuración depende directamente del contexto territorial y productivo del proyecto. En zonas donde el costo de oportunidad del suelo es bajo y el agua posee menor valorización económica, las plantas a suelo pueden representar una alternativa financieramente favorable. Por el contrario, en sectores agrícolas intensivos o regiones con escasez hídrica, las plantas fotovoltaicas flotantes presentan ventajas estructurales asociadas al uso eficiente del agua y del territorio, permitiendo alcanzar mejores indicadores financieros en escenarios de alta presión hídrica y productiva.

En síntesis, la sensibilidad demuestra que la zona norte presenta la mayor robustez financiera y menor dependencia de las variaciones externas; la zona central muestra una rentabilidad moderada y sensible a cambios de CAPEX; mientras que la zona sur posee márgenes acotados de rentabilidad, siendo más atractiva por su aporte ambiental que por su retorno económico directo.

Estos resultados refuerzan la conclusión de que los sistemas fotovoltaicos flotantes son más competitivos en contextos de alta radiación solar, costos de inversión controlados y valorización hídrica significativa. La optimización de costos de CAPEX y la mejora en la eficiencia de los módulos aparecen como las estrategias más efectivas para maximizar la viabilidad económica del modelo en el país.

6.3. Conclusiones generales

1. La radiación solar se mantiene como el principal determinante del rendimiento energético y económico del proyecto. Las zonas de Iquique y Puente Alto, con irradiancias elevadas, alcanzan TIR superiores al 20 %, mientras que Osorno, con baja radiación, reduce su rentabilidad a cerca del 9 %.
2. La integración del ahorro hídrico genera beneficios tanto económicos como ambientales. En todas las zonas, la incorporación de la evaporación reducida incrementó el MOIC entre un 4 % y un 6 %, y redujo el payback en aproximadamente un año, validando la contribución de la componente hídrica al modelo financiero.
3. Los sistemas fotovoltaicos flotantes reducen la evaporación del agua entre un 80 % y un 90 %, confirmando su alto potencial como medida de adaptación al cambio climático y como herramienta de gestión eficiente del recurso hídrico.
4. El análisis de sensibilidad evidencia que el **CAPEX** es la variable con mayor impacto sobre la rentabilidad del proyecto. Una reducción de 15 puntos en la inversión puede aumentar la TIR en hasta 2 puntos porcentuales, mientras que un incremento de igual magnitud la reduce de forma equivalente. Por lo tanto, el control de los costos de inversión es clave para la competitividad de la tecnología.
5. El **rendimiento energético** influye de forma secundaria pero constante. Una variación de ±2 % en la generación altera la TIR entre 0,3 y 0,8 puntos porcentuales, lo que demuestra la importancia de mantener altos estándares de monitoreo, operación y eficiencia térmica en los módulos.
6. El **precio del agua** sólo tiene relevancia financiera en regiones áridas, donde su valorización económica puede aportar hasta un 1 % adicional en la TIR. En zonas con abundancia hídrica, su impacto es principalmente ambiental y de sostenibilidad.
7. La **zona norte** (Iquique) muestra la mayor robustez técnico–económica, con alta irradiancia, baja nubosidad y precios energéticos favorables. La **zona central** (Puente Alto) presenta rentabilidad intermedia y mayor sensibilidad a variaciones de CAPEX. La **zona sur** (Osorno) evidencia una rentabilidad más baja pero una alta contribución ambiental y potencial de replicabilidad.
8. La metodología empleada —simulación energética mediante PVSyst, análisis meteorológico del Explorador Solar, modelación económica y sensibilidad multivariable— permite una evaluación integral del desempeño técnico, hídrico y financiero de los sistemas fotovoltaicos flotantes.
9. En conjunto, los resultados reafirman la viabilidad técnico–económica de las plantas fotovoltaicas flotantes como una solución sustentable y estratégica para el sector agrícola chileno. Adicionalmente, se observa que este tipo de sistemas permite evitar la ocupación de suelo agrícola productivo, lo que refuerza su aporte en términos de eficiencia en el uso de recursos dentro del contexto agrícola.

6.4. Proyecciones y recomendaciones

- Caracterizar, según tipo de cultivo, el valor productivo del suelo agrícola para estimar de manera más precisa el costo de oportunidad asociado a la implementación de plantas fotovoltaicas.
- Se recomienda avanzar hacia estudios de optimización térmica e hidrológica, incorporando mediciones in situ que validen las estimaciones satelitales del Explorador Solar.
- Es necesario desarrollar modelos de valoración integral del agua que integren su valor ambiental y agrícola en el flujo de caja, especialmente en regiones con alto déficit hídrico.
- La implementación de políticas de incentivo a proyectos híbridos agua–energía, similar a los esquemas propuestos por la IRENA (2021) y el Banco Mundial (2023), podría acelerar la adopción de esta tecnología en Chile.
- Incorporar al modelo financiero la alternativa de una deuda para poder cubrir la inversión inicial.
- Finalmente, se sugiere incorporar esta tecnología en programas de adaptación climática y gestión sostenible de embalses agrícolas, en coordinación con la DGA y el Ministerio de Energía, como herramienta de mitigación frente a la reducción estructural de precipitaciones proyectada para las próximas décadas.

6.5. Conclusión final

El presente estudio demuestra que los sistemas fotovoltaicos flotantes constituyen una alternativa técnica y económicamente viable para Chile, con un alto potencial de aplicación en el sector agrícola y en regiones afectadas por escasez hídrica. El análisis desarrollado cumple el objetivo central de esta tesis: **evaluar el impacto financiero de la evaporación del agua sobre la rentabilidad de un proyecto fotovoltaico flotante**. A través de la modelación energética y económica se comprobó que la reducción de evaporación aporta beneficios económicos directos que, si bien son moderados en magnitud, incrementan la rentabilidad global del proyecto y fortalecen su valor ambiental y social.

Los resultados muestran que la incorporación del componente hídrico, expresado como ahorro por evaporación evitada, mejora los indicadores financieros MOIC y TIR entre un 4 % y un 6 % en promedio, y reduce el periodo de retorno de la inversión. Este impacto, aunque variable según la zona geográfica, es particularmente relevante en regiones áridas o semiáridas como Iquique, donde el recurso hídrico tiene un valor económico elevado y el ahorro generado por la cobertura fotovoltaica flotante se traduce en mayor seguridad hídrica y eficiencia en el uso del agua. De este modo, el proyecto evidencia que la evaporación, tradicionalmente considerada una pérdida inevitable, puede transformarse en una **variable económica positiva** cuando se gestiona mediante tecnologías de energía renovable.

El modelo metodológico empleado, basado en simulación energética, modelación económica y análisis de sensibilidad multivariable, validó la coherencia interna del estudio y la solidez del modelo ante variaciones razonables de parámetros críticos como CAPEX, rendimiento energético y precio del agua. El análisis de sensibilidad confirmó que, incluso bajo escenarios menos favorables, la planta fotovoltaica flotante mantiene su viabilidad económica, lo que respalda la robustez del enfoque adoptado y la aplicabilidad de la metodología en diferentes condiciones climáticas y financieras.

En conclusión, la tesis logra demostrar cuantitativamente cómo la reducción de evaporación del agua incide positivamente en los resultados económicos de un sistema fotovoltaico flotante, integrando la dimensión ambiental dentro del análisis financiero. Esta relación directa entre la conservación hídrica y la rentabilidad consolida a las plantas fotovoltaicas flotantes como una **solución híbrida eficiente**, que combina generación eléctrica sustentable con gestión responsable de los recursos naturales, aportando de manera concreta a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7 y 13) y al fortalecimiento de la resiliencia hídrica del país.

Adicionalmente, se evidencia que la incorporación del costo de uso del suelo permite complementar el análisis financiero, reforzando la importancia de considerar de manera integrada los recursos energéticos, hídricos y territoriales en la evaluación de este tipo de proyectos.

7 | Referencias

Referencias Bibliográficas

- Santafé, M. R., et al. (2014). *Energy Conversion and Management, 77*, 450–460.
- Cazzaniga, R., et al. (2018). *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81*, 1730–1741.
- IRENA. (2021). *Floating Solar Photovoltaic Systems: Technology, Market and Trends*.
- CR2. (2023). *Megasequía en Chile Central: Impactos y proyecciones futuras*.
- Dirección General de Aguas (DGA). (2023). *Informe de Balance Hídrico Nacional*.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2022). *Estudios de rentabilidad solar*.
- Banco Mundial. (2023). *Financing Clean Energy in Latin America*.
- Craig, I., Green, A., Scobie, M., & Schmidt, E. (2005). *Controlling evaporation loss from water storages.* National Centre for Engineering in Agriculture, University of Southern Queensland.
- Shiklomanov, I. A. (2000). *Appraisal and Assessment of World Water Resources.* *Water International, 25*(1), 11–32.
- Colbún S.A. (2022). *Proyecto Colbún Solar Floating: Innovación en energía solar flotante en Chile.* Santiago, Chile.
- Ministerio de Energía de Chile. (2023). *Explorador Solar.* https://energia.gob.cl/exploradoresolar

8 Anexos

8.1. Anexo A - Gráficos de comparación energética

8.1.1. Definiciones de variables energéticas

Para la correcta interpretación de los gráficos, se definen los siguientes conceptos:

- Consumo: demanda energética del sistema o instalación en un periodo determinado.
- Generación: energía producida por la planta fotovoltaica.
- Autoconsumo: fracción de la energía generada que es utilizada directamente por la instalación.
- Inyección: energía excedente que no es consumida y es enviada a la red eléctrica. Junto con el autoconsumo suman el total de energía generada.

8.1.2. Comparación energética mensual

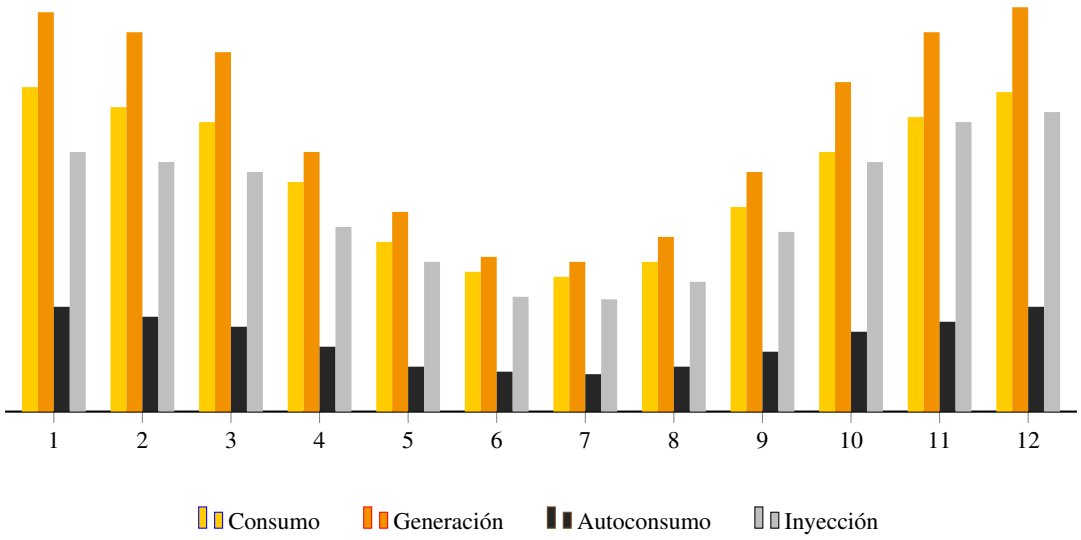


Figura 8.1: Comparación mensual entre consumo, generación, autoconsumo e inyección de la planta fotovoltaica.

8.1.3. Comparación energética diaria

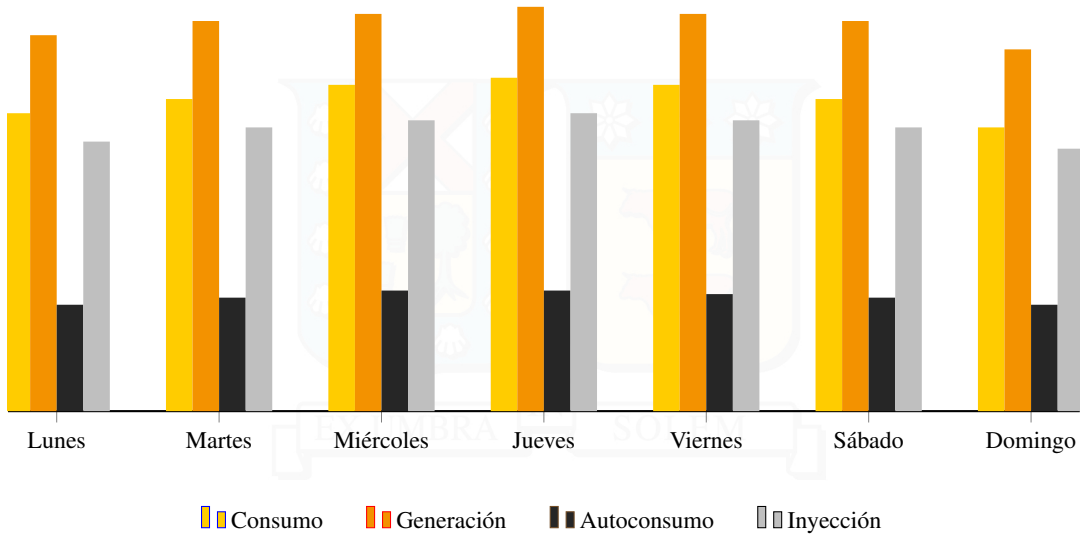


Figura 8.2: Promedios diarios de consumo, generación, autoconsumo e inyección de la planta fotovoltaica. El gráfico representa el comportamiento general semanal de la planta.

8.1.4. Comparación energética horaria

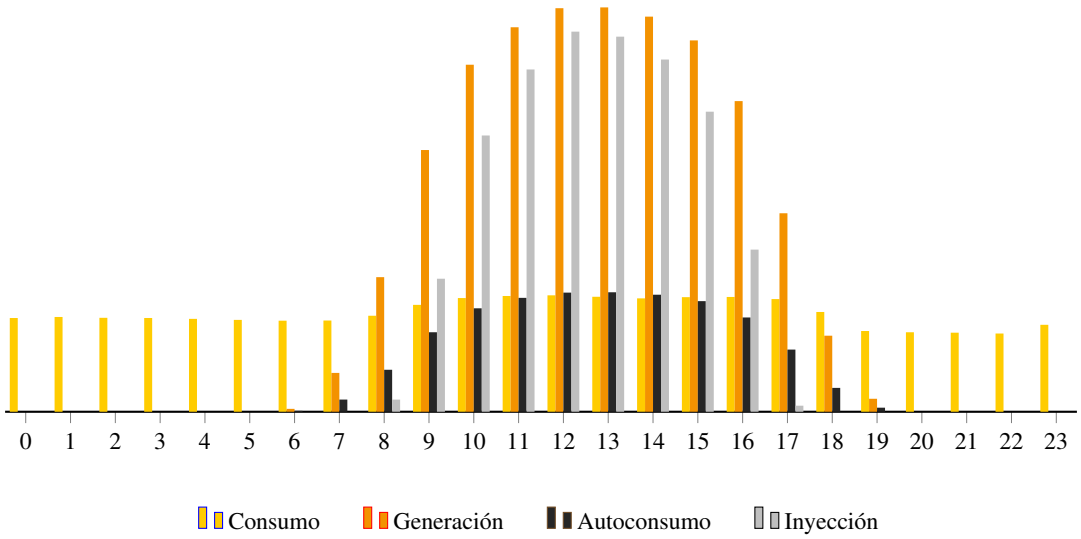


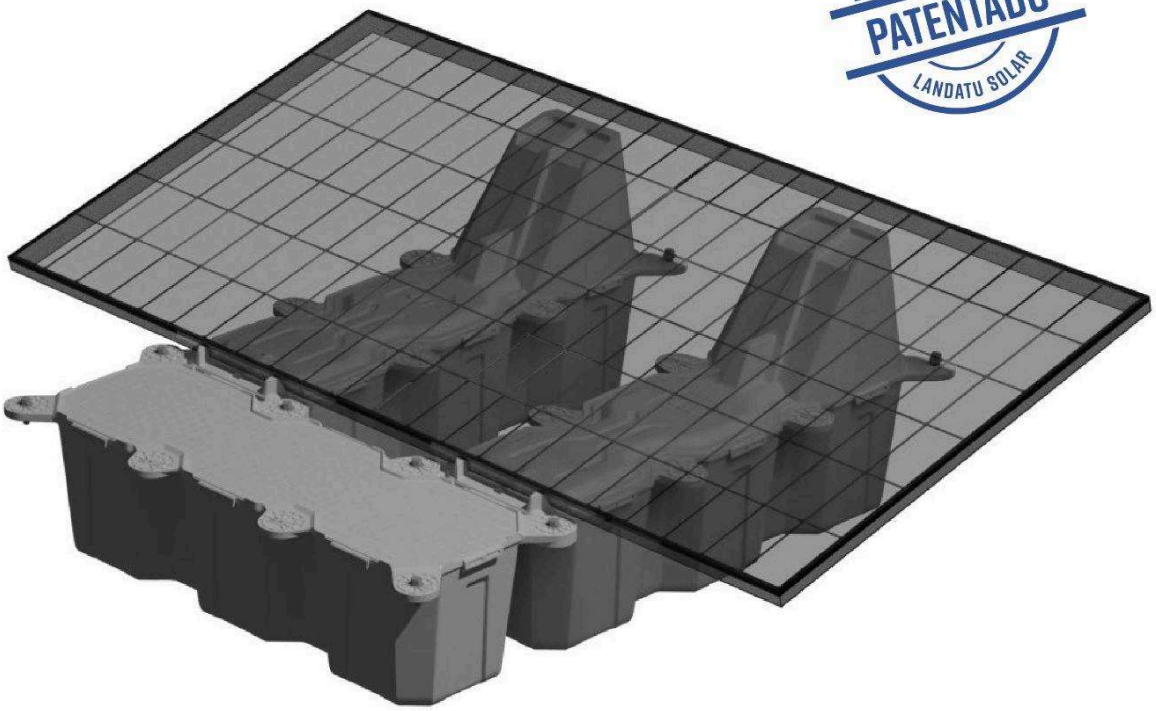
Figura 8.3: Promedios horarios de consumo, generación, autoconsumo e inyección de la planta fotovoltaica. El gráfico utiliza los datos reales horarios y la paleta cromática institucional.

8.2 Anexo B - Ficha Técnica Flotadores

FICHA TÉCNICA
LAMARU®

LANDATU SOLAR

PRODUCTO PATENTADO LANDATU SOLAR



¿Qué es LAMARU®?

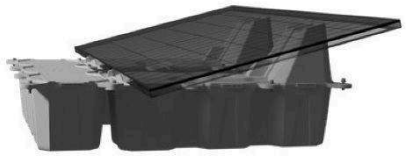
LAMARU® es un sistema patentado de flotación para realizar instalaciones solares flotantes en balsas de riego, embalses y diferentes láminas de agua

Ventajas

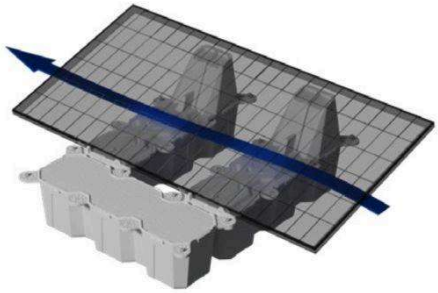
- **Precisión:** Fabricado por inyección de polietileno de alta densidad (HDPE) para lograr la mejor calidad y vida útil.
- **Eficiencia:** Bajo coste y reduce tiempo de instalación.
- **Sencillez:** Fácil instalación, sin estructuras metálicas y sin maquinaria pesada, 1MW en 15-18 días.
- **Transporte:** Ligero apilable.
  Gran capacidad de transporte.
  Ratio de 1MW en <4 contenedores de 40'.

8.2 Anexo B - Ficha Técnica Flotadores

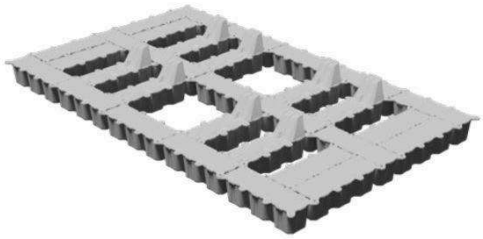
Principales características



MAYOR RENDIMIENTO
Gracias a nuestro diseño a 15°. Menor acumulación de suciedad. Mejor drenaje del agua en el panel.

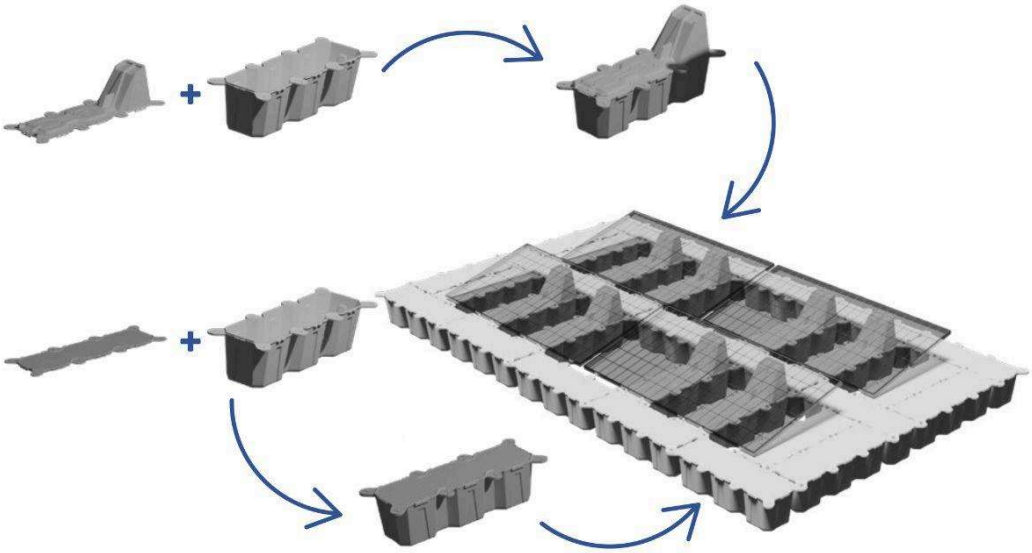


ÓPTIMA REFRIGERACIÓN
Espacio abierto bajo el panel evitando la condensación de agua en la parte trasera de los paneles.



PENSADO PARA O&M
Sistema con pasarelas de mantenimiento transitables en todas las filas de paneles facilitando las labores de O&M. Diversas formas de configuración. Sin pisar los marcos de los paneles.

SEGURO
Diseñado para impedir la entrada de agua en el flotador.



FACILIDAD DE INSTALACIÓN
Ligero y manejable. Montaje en cadena con pocos operarios. Escalable y replicable.

FÁCIL UNIÓN ENTRE PANEL Y FLOTADOR
Diseño de piezas para hacer más sencillo el montaje.

8.2 Anexo B - Ficha Técnica Flotadores

Software desarrollado para nuestro sistema de anclajes patentado

ESPECIFICACIONES

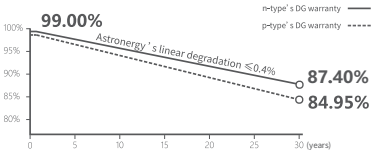
Generales	
Sistema	Soporte para módulos fotovoltaicos
Elementos de suministro	Sistema LAMARU®
Garantía de producto	10 años (ampliable)
Área de aplicación	Todo tipo de superficies de agua
Dimensiones	475 × 1245 × 620 mm
Tamaños de panel soportados	Longitud máxima 2280 mm (otras medidas consultar)
Propiedades del sistema	
Material	HDPE, aluminio
Inclinación del módulo	15°
Carga de nieve	Hasta 1kN/m²
Rango de temperatura	-30° C a 100° C
Peso en vacío	4 kg/flotador (base + tapa)
Flotabilidad	Hasta 200 kg/m²

8.3 Anexo C - Ficha Técnica Paneles

Warranty

15 15-year Product Warranty

30 30-year Linear Power Warranty



Key Features

- TOPCon / Half-cut
- Better temperature coefficient (Pmpp)
- Non-destructive cutting
- PID resistance
- Low BOS cost & LCOE
- Bifacial gain

Assist carbon neutrality

ISO 9001:2015:ISO Quality Management System
ISO 14001:2015:ISO Environment Management System
ISO 45001:Occupational Health and Safety
The first solar company which passed the Nord IEC/TS 62941 certification audit

TOP PERFORMER PVEL kiwa member of group

Tier 1 BloombergNEF

Underwritten by International Insurer

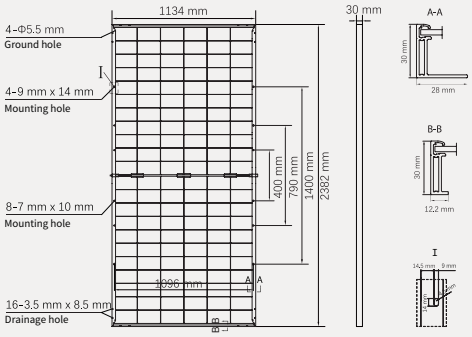
8.3 Anexo C - Ficha Técnica Paneles

600~620W	0~+3%	23.0%	≤ 1.0%	≤ 0.4%
POWER RANGE	POWER SORTING	MAX MODULE EFFICIENCY	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-30 POWER DEGRADATION

Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	2382 x 1134 x 30 mm
Cell type	n-type mono-crystalline
No. of cells	132 (6*22)
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front / Back glass	2.0+2.0 mm
Cable length (Including connector)	Portrait: (+)350 mm,(-)250 mm; Customized length
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm^2 / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 (Standard) / MC4-EVO2A (Optional)
Module weight	33.5 kg
Packing unit	36 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	1264 kg
Modules per 40' HQ container	720 pcs (Subject to sales contract)

① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.



Electrical Specifications

STC: Irradiance 1000W/m^2, Cell Temperature 25° C, AM=1.5

Rated output (Pmpp / Wp)	600	605	610	615	620
Rated voltage (Vmpp / V)	41.05	41.18	41.31	41.43	41.56
Rated current (Impp / A)	14.62	14.69	14.77	14.84	14.92
Open circuit voltage (Voc / V)	48.44	48.59	48.74	48.89	49.04
Short circuit current (Isc / A)	15.78	15.86	15.94	16.02	16.11
Module efficiency	22.2%	22.4%	22.6%	22.8%	23.0%

NMOT: Irradiance 800W/m^2, Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

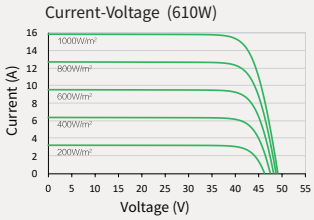
Rated output (Pmpp / Wp)	451.2	455.0	458.7	462.5	466.2
Rated voltage (Vmpp / V)	38.64	38.76	38.88	39.00	39.12
Rated current (Impp / A)	11.68	11.74	11.80	11.86	11.92
Open circuit voltage (Voc / V)	46.01	46.15	46.30	46.44	46.58
Short circuit current (Isc / A)	12.74	12.80	12.87	12.94	13.00

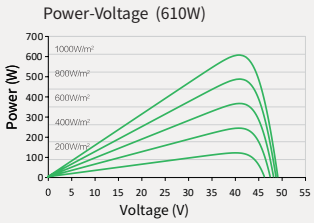
Electrical Specifications (Integrated power)

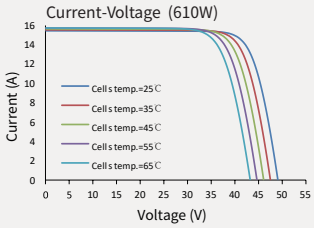
Pmpp gain	Pmpp / Wp	Vmpp / V	Impp / A	Voc / V	Isc / A
5%	641	41.31	15.51	48.74	16.74
10%	671	41.31	16.24	48.74	17.54
15%	702	41.31	16.98	48.74	18.33
20%	732	41.31	17.72	48.74	19.13
25%	763	41.31	18.46	48.74	19.93

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 610W)

Curve







Temperature Ratings (STC)

Temperature coefficient (Pmpp)	-0.29%/°C
Temperature coefficient (Isc)	+0.043%/°C
Temperature coefficient (Voc)	-0.25%/°C
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C

Operating Parameters

No. of diodes	3
Junction box IP rating	IP 68
Max. series fuse rating	35 A
Max. system voltage (IEC/UL)	1500V_{DC}

© Chint New Energy Technology Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation. please contact our company to use the latest version for contract.
www.astronergy.com

202401

8.4 Anexo D - Reporte PVSyst Iquique (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19

PVsyst TRIAL

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Iquique

Variant: Flotante 1MWp

Sheds, single array

System power: 1019 kWp

S1 - Chile

PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL

Author

8.4 Anexo D - Reporte PVSyst Iquique (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:24
with V8.0.19

Project: Iquique

Variant: Flotante 1MWp

PVsyst TRIAL

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
S1	Latitude	-20.22 °(S)	Albedo	0.20
Chile	Longitude	-70.14 °(W)		
	Altitude	31 m		
	Time zone	UTC-4		

Weather data
Iquique
Explorador Solar - 2016

System summary

Grid-Connected System — **Sheds, single array**

Orientation #1	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 15 / 0 °		

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	1456 units	Nb. of units	3 units
Pnom total	1019 kWp	Total power	900 kWac
		Pnom ratio	1.13

Results summary

Produced Energy	1798.9 MWh/year	Specific production	1765 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.76 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 4
Main results 5
Loss diagram 6
Predef. graphs 7
Single-line diagram 8

8.4 Anexo D - Reporte PVSyst Iquique (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:24
with V8.0.19

Project: Iquique

Variant: Flotante 1MWp

General parameters

Grid-Connected System — **Sheds, single array**

Orientation #1

Fixed plane		**Sheds configuration**		**Sizes**	
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Nb. of sheds	52 units	Sheds spacing	2.20 m
		Single array		Sensitive width	1.30 m
		Shading limit angle		GCR Shading	60.1 %
		Limit profile angle	20.4 °	Top inactive band	0.02 m
				Bottom inactive band	0.02 m

Models used		**Horizon**	**Near Shadings**
Transposition	Perez	Free Horizon	Linear shadings : Fast (table)
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		

User's needs
Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CHFM66N(DG)/F-BH-700	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	1456 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Modules	52 string x 28 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	945 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	1039 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	910 A		

Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Total	1456 modules	Max. power	990 kWac
Module area	4523 m²	Number of inverters	3 units
Cell area	4238 m²	Pnom ratio	1.13

Array losses

Array Soiling Losses		**Thermal Loss factor**		**DC wiring losses**	
Loss Fraction	8.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	19 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		**Module Quality Loss**		**Module mismatch losses**	
Loss Fraction	1.00 %	Loss Fraction	-0.75 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.10 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 3/8

PVsyst TRIAL

8.4 Anexo D - Reporte PVSyst Iquique (Flotante 1 MWp)

Project: Iquique

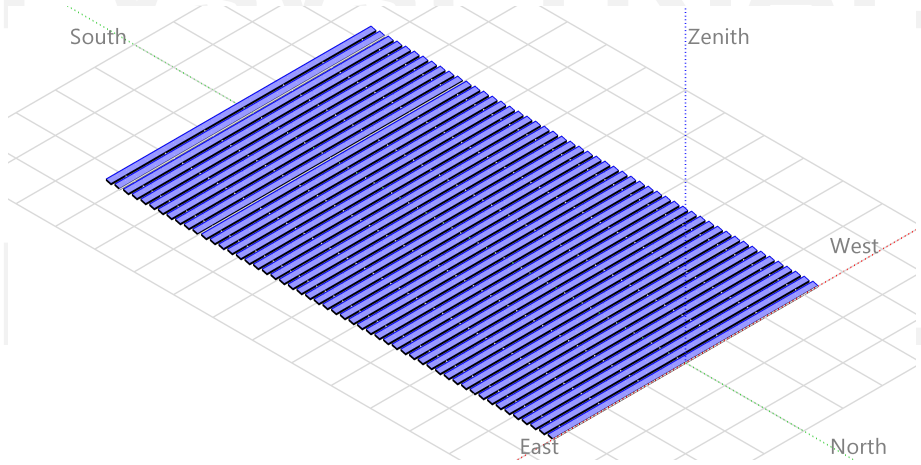
Variant: Flotante 1MWp

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:24
with V8.0.19

PVsyst TRIAL

Near shadings parameter

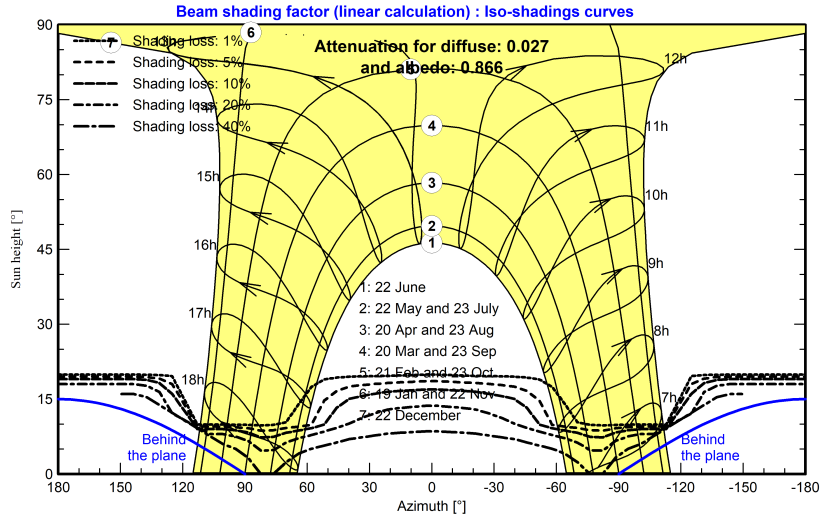
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 15°/ 0°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 4/8

PVsyst TRIAL

8.4 Anexo D - Reporte PVSyst Iquique (Flotante 1 MWp)

Project: Iquique

Variant: Flotante 1MWp

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:24
with V8.0.19

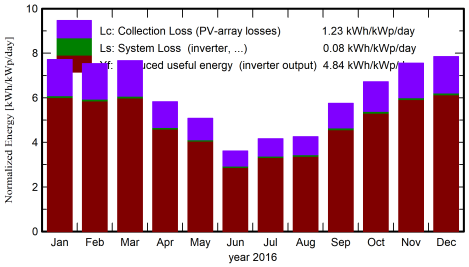
PVsyst TRIAL

Main results

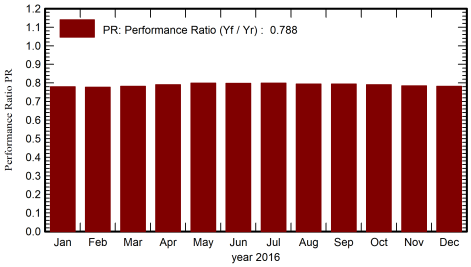
System Production

Produced Energy	1798.9 MWh/year	Specific production	1765 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	78.76 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 16	254.1	39.65	22.11	239.4	213.8	192.8	190.1	0.779
Feb. 16	222.0	40.93	23.09	218.6	195.4	175.7	173.3	0.778
Mar. 16	225.6	19.95	21.77	237.8	213.4	192.0	189.5	0.782
Apr. 16	156.5	33.47	19.33	174.8	156.3	143.0	140.8	0.790
May 16	134.7	30.53	17.56	157.6	141.2	130.4	128.3	0.799
June 16	91.9	30.33	16.18	108.4	96.4	90.1	88.2	0.798
July 16	110.2	32.29	15.94	129.1	114.9	107.2	105.1	0.799
Aug. 16	119.2	42.47	16.20	132.0	117.1	109.0	106.9	0.794
Sep. 16	163.6	47.94	16.37	172.7	154.2	142.2	139.9	0.795
Oct. 16	207.8	52.12	17.66	208.4	185.8	170.4	167.9	0.790
Nov. 16	238.5	40.56	18.77	226.5	201.1	183.6	181.2	0.785
Dec. 16	254.3	32.59	20.37	235.4	209.7	190.3	187.7	0.782
Year	2178.5	442.82	18.76	2240.8	1999.5	1826.8	1798.9	0.788

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

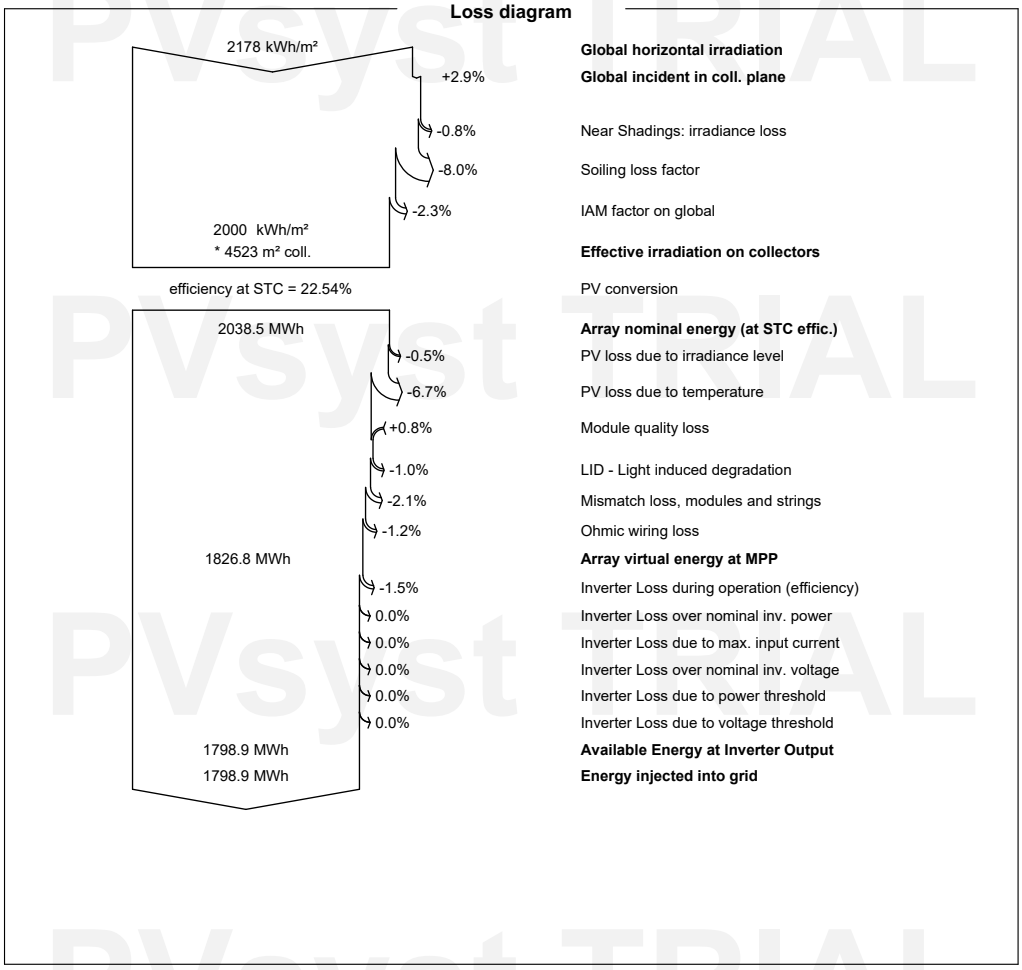
18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 5/8

8.4 Anexo D - Reporte PVSyst Iquique (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:24
with V8.0.19

Project: Iquique

Variant: Flotante 1MWp



18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 6/8

PVsyst TRIAL

8.5 Anexo E - Reporte PVSyst Puente Alto (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19

PVsyst TRIAL

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Puente Alto

Variant: Flotante

Sheds, single array

System power: 1019 kWp

S1 - Chile

Author

8.5 Anexo E - Reporte PVSyst Puente Alto (Flotante 1 MWp)

Project: Puente Alto

Variant: Flotante

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 07:53
with V8.0.19

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
S1	Latitude	-33.60 °(S)	Albedo	0.20
Chile	Longitude	-70.58 °(W)		
	Altitude	694 m		
	Time zone	UTC-4		

Weather data
S1
Explorador Solar - 2016

System summary

Grid-Connected System	Sheds, single array	
Orientation #1	**Near Shadings**	**User's needs**
Fixed plane	Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 15 / 0 °		

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	1456 units	Nb. of units	3 units
Pnom total	1019 kWp	Total power	900 kWac
		Pnom ratio	1.13

Results summary

Produced Energy	1585.4 MWh/year	Specific production	1556 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.17 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 4
Main results 5
Loss diagram 6
Predef. graphs 7
Single-line diagram 8

PVsyst TRIAL

18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 2/8

8.5 Anexo E - Reporte PVSyst Puente Alto (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 07:53
with V8.0.19

Project: Puente Alto

Variant: Flotante

PVsyst TRIAL

General parameters

Grid-Connected System — **Sheds, single array**

Orientation #1

Fixed plane		**Sheds configuration**		**Sizes**	
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Nb. of sheds	52 units	Sheds spacing	2.20 m
		Single array		Sensitive width	1.30 m
		Shading limit angle		GCR Shading	60.1 %
		Limit profile angle	20.4 °	Top inactive band	0.02 m
				Bottom inactive band	0.02 m

Models used		**Horizon**	**Near Shadings**
Transposition	Perez	Free Horizon	Linear shadings : Fast (table)
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		

User's needs
Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CHFM66N(DG)/F-BH-700	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	1456 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Modules	52 string x 28 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	945 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	1039 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	910 A		

Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Total	1456 modules	Max. power	990 kWac
Module area	4523 m²	Number of inverters	3 units
Cell area	4238 m²	Pnom ratio	1.13

Array losses

Array Soiling Losses		**Thermal Loss factor**		**DC wiring losses**	
Loss Fraction	6.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	19 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		**Module Quality Loss**		**Module mismatch losses**	
Loss Fraction	1.00 %	Loss Fraction	-0.75 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.10 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 3/8

8.5 Anexo E - Reporte PVSyst Puente Alto (Flotante 1 MWp)

Project: Puente Alto

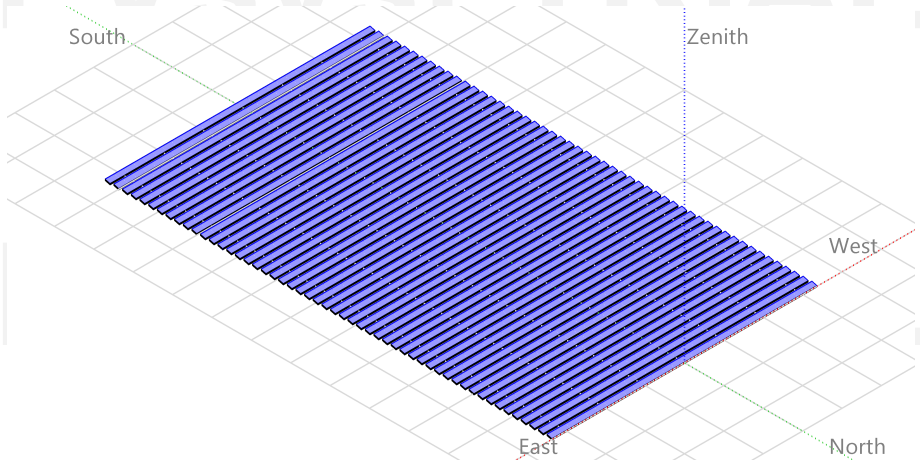
Variant: Flotante

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 07:53
with V8.0.19

PVsyst TRIAL

Near shadings parameter

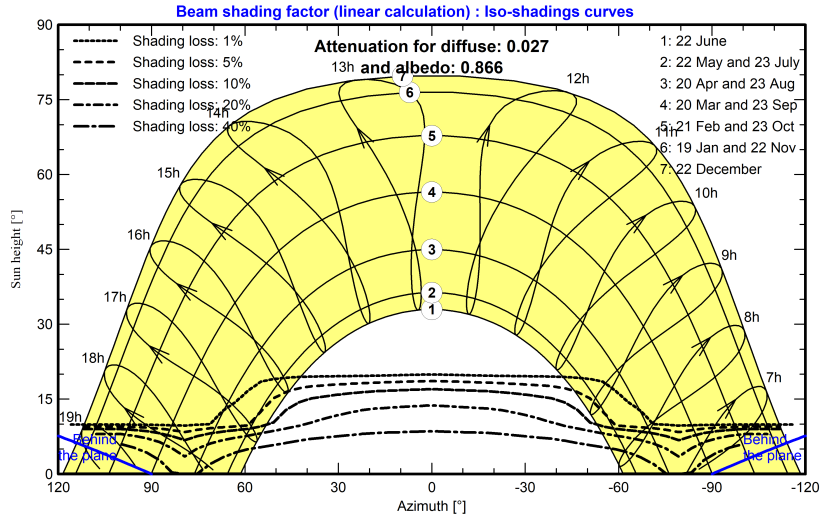
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 15°/ 0°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 4/8

PVsyst TRIAL

8.5 Anexo E - Reporte PVSyst Puente Alto (Flotante 1 MWp)

Project: Puente Alto

Variant: Flotante

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 07:53
with V8.0.19

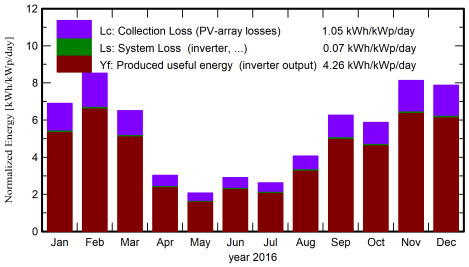
PVsyst TRIAL

Main results

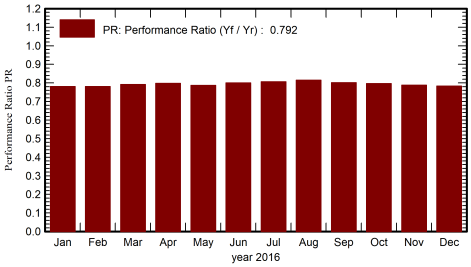
System Production

Produced Energy	1585.4 MWh/year	Specific production	1556 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	79.17 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 16	218.3	68.39	20.76	214.1	192.8	173.0	170.3	0.780
Feb. 16	238.4	27.76	21.65	247.4	225.0	199.5	196.9	0.781
Mar. 16	182.6	39.15	19.14	202.0	183.3	165.4	163.0	0.792
Apr. 16	78.9	34.50	13.75	91.1	81.4	76.0	74.0	0.798
May 16	54.5	32.30	12.33	64.4	56.3	53.5	51.7	0.787
June 16	65.1	20.96	9.14	87.2	76.3	72.8	71.1	0.800
July 16	63.6	23.45	9.42	81.5	72.1	68.8	67.0	0.807
Aug. 16	103.8	31.76	11.45	126.2	113.7	106.8	104.8	0.814
Sep. 16	164.3	30.11	14.38	188.1	170.3	156.1	153.8	0.802
Oct. 16	174.0	52.18	15.41	182.3	164.5	150.4	147.9	0.796
Nov. 16	244.6	51.50	19.19	244.2	221.8	198.8	196.1	0.788
Dec. 16	244.0	57.33	19.92	236.5	213.9	191.7	188.9	0.784
Year	1832.1	469.38	15.51	1965.0	1771.3	1612.6	1585.4	0.792

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 5/8

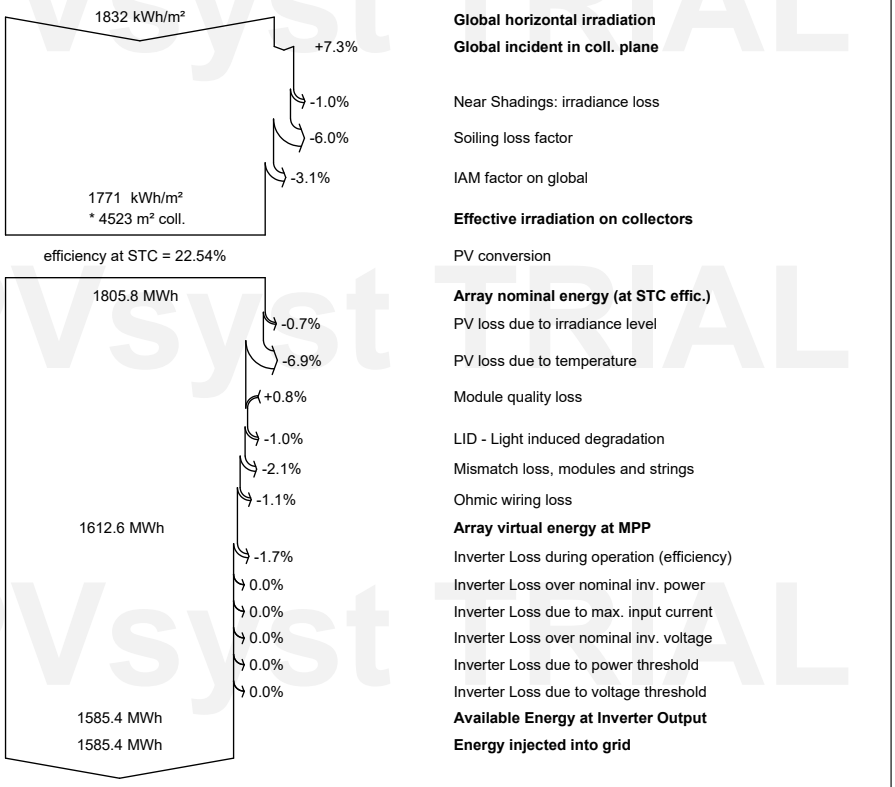
8.5 Anexo E - Reporte PVSyst Puente Alto (Flotante 1 MWp)

Project: Puente Alto

Variant: Flotante

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 07:53
with V8.0.19

Loss diagram



PVsyst TRIAL

18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 6/8

8.6 Anexo F - Reporte PVSyst Osorno (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19

PVsyst TRIAL

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Osorno

Variant: Flotante 1MWp

Sheds, single array

System power: 1019 kWp

S1 - Chile

PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL

Author

8.6 Anexo F - Reporte PVSyst Osorno (Flotante 1 MWp)

Project: Osorno

Variant: Flotante 1MWp

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:04
with V8.0.19

PVsyst TRIAL

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
S1	Latitude	-40.58 °(S)	Albedo	0.20
Chile	Longitude	-73.14 °(W)		
	Altitude	33 m		
	Time zone	UTC-4		

Weather data
Osorno
Explorador Solar - 2016

System summary

Grid-Connected System	Sheds, single array	
Orientation #1	**Near Shadings**	**User's needs**
Fixed plane	Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 15 / 0 °		

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	1456 units	Nb. of units	3 units
Pnom total	1019 kWp	Total power	900 kWac
		Pnom ratio	1.13

Results summary

Produced Energy	1274.8 MWh/year	Specific production	1251 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.72 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 4
Main results 5
Loss diagram 6
Predef. graphs 7
Single-line diagram 8

8.6 Anexo F - Reporte PVSyst Osorno (Flotante 1 MWp)

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:04
with V8.0.19

Project: Osorno

Variant: Flotante 1MWp

PVsyst TRIAL

General parameters

Grid-Connected System — **Sheds, single array**

Orientation #1

Fixed plane		**Sheds configuration**		**Sizes**	
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Nb. of sheds	52 units	Sheds spacing	2.20 m
		Single array		Sensitive width	1.30 m
		Shading limit angle		GCR Shading	60.1 %
		Limit profile angle	20.4 °	Top inactive band	0.02 m
				Bottom inactive band	0.02 m

Models used		**Horizon**	**Near Shadings**
Transposition	Perez	Free Horizon	Linear shadings : Fast (table)
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		

User's needs
Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CHFM66N(DG)/F-BH-700	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	1456 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Modules	52 string x 28 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	945 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	1039 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	910 A		

Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Total	1456 modules	Max. power	990 kWac
Module area	4523 m²	Number of inverters	3 units
Cell area	4238 m²	Pnom ratio	1.13

Array losses

Array Soiling Losses		**Thermal Loss factor**		**DC wiring losses**	
Loss Fraction	5.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	19 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		**Module Quality Loss**		**Module mismatch losses**	
Loss Fraction	1.00 %	Loss Fraction	-0.75 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.10 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 3/8

8.6 Anexo F - Reporte PVSyst Osorno (Flotante 1 MWp)

Project: Osorno

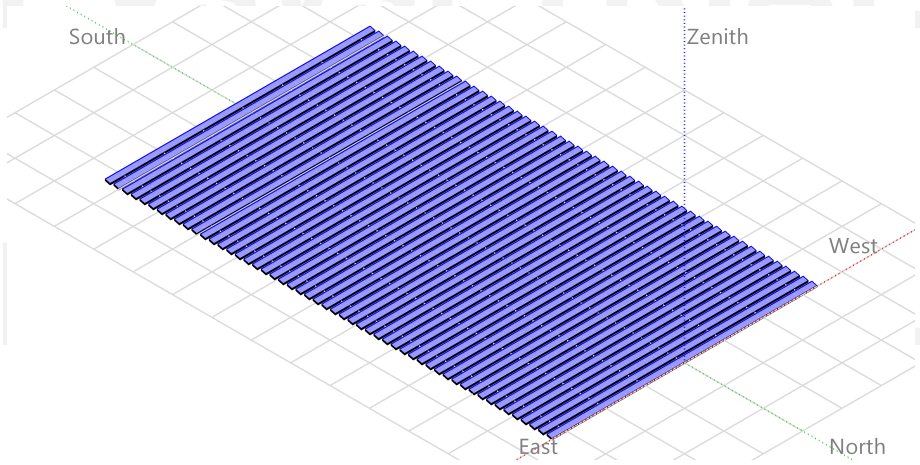
Variant: Flotante 1MWp

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:04
with V8.0.19

PVsyst TRIAL

Near shadings parameter

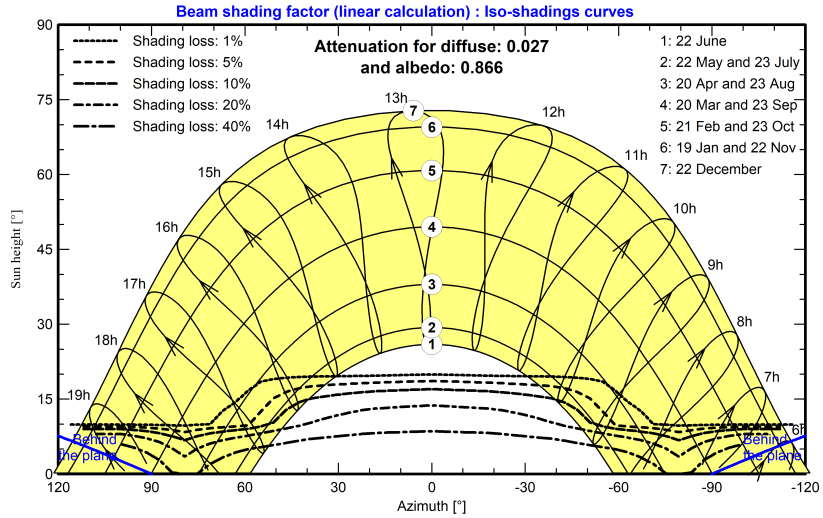
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 15°/ 0°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 4/8

PVsyst TRIAL

8.6 Anexo F - Reporte PVSyst Osorno (Flotante 1 MWp)

Project: Osorno

Variant: Flotante 1MWp

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:04
with V8.0.19

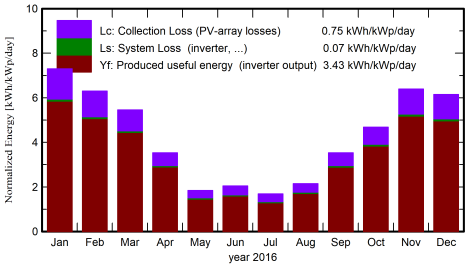
PVsyst TRIAL

Main results

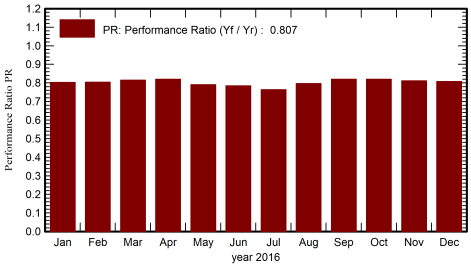
System Production

Produced Energy	1274.8 MWh/year	Specific production	1251 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	80.72 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 16	225.5	79.77	16.95	226.2	206.5	187.8	185.0	0.802
Feb. 16	174.6	52.32	15.98	182.7	166.2	152.2	149.8	0.804
Mar. 16	149.4	42.45	14.47	169.2	154.6	142.9	140.6	0.816
Apr. 16	86.1	27.52	10.28	106.1	95.5	90.7	88.7	0.820
May 16	44.9	22.07	10.82	57.3	50.1	47.9	46.2	0.791
June 16	42.1	14.05	7.23	61.3	52.2	50.6	49.0	0.784
July 16	38.7	17.45	13.36	52.4	44.6	42.5	40.8	0.764
Aug. 16	54.8	25.30	14.56	66.7	59.3	56.0	54.1	0.796
Sep. 16	93.2	42.80	10.46	106.0	95.3	90.6	88.6	0.820
Oct. 16	138.2	65.24	10.74	145.2	131.4	123.8	121.4	0.820
Nov. 16	190.6	67.60	13.35	191.8	174.7	161.3	158.6	0.811
Dec. 16	187.1	89.14	14.62	184.5	167.5	154.7	152.0	0.808
Year	1425.2	545.71	12.74	1549.5	1397.9	1301.1	1274.8	0.807

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

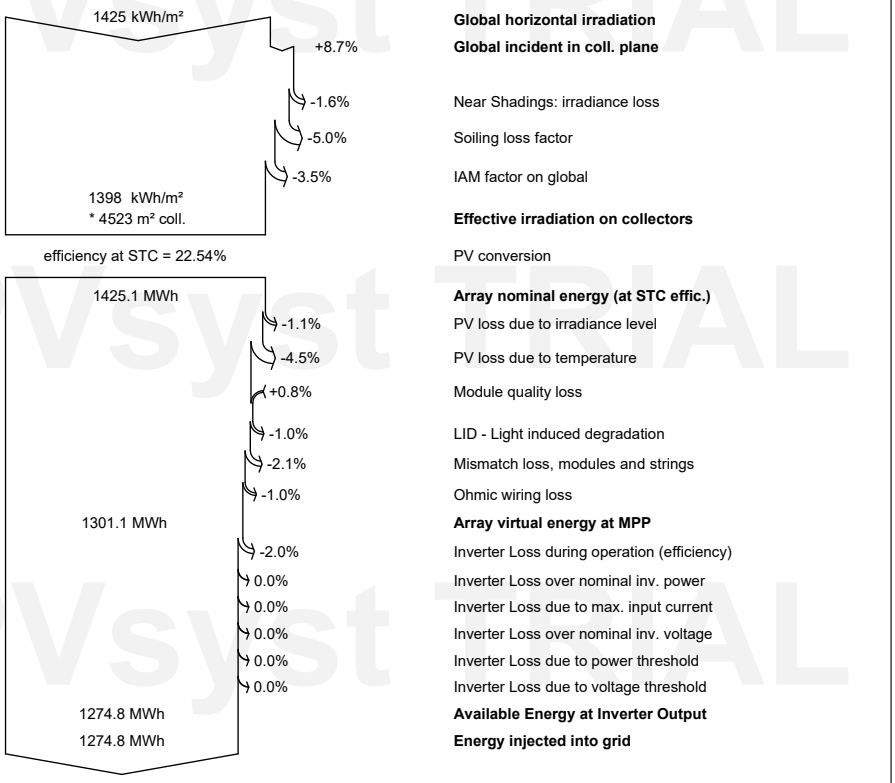
8.6 Anexo F - Reporte PVSyst Osorno (Flotante 1 MWp)

Project: Osorno

Variant: Flotante 1MWp

PVsyst V8.0.19
VC0, Simulation date:
18/12/25 08:04
with V8.0.19

Loss diagram



PVsyst TRIAL

18/12/25 PVsyst Evaluation mode Page 6/8

8.7 Anexo G - Reporte PVSyst Puente Alto (Suelo 1 MWp)

PVsyst V8.0.21

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Puente Alto

Variant: Suelo

Sheds, single array

System power: 1019 kWp

S1 - Chile

Author

Solarity (Chile)

8.7 Anexo G - Reporte PVSyst Puente Alto (Suelo 1 MWp)

PVsyst V8.0.21
VC1, Simulation date:
27/03/26 15:55
with V8.0.21

Project: Puente Alto

Variant: Suelo

Solarity (Chile)

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
S1	Latitude	-33.60 °(S)	Albedo	0.20
Chile	Longitude	-70.58 °(W)		
	Altitude	694 m		
	Time zone	UTC-4		

Weather data
S1
Explorador Solar - 2016

System summary

Grid-Connected System — **Sheds, single array**

Orientation #1		Near Shadings	User's needs
Fixed plane		Linear shadings : Fast (table)	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth	25 / 0 °		

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	1456 units	Nb. of units	3 units
Pnom total	1019 kWp	Total power	900 kWac
		Pnom ratio	1.13

Results summary

Produced Energy	1598.3 MWh/year	Specific production	1568 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.62 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 4
Main results 5
Loss diagram 6
Predef. graphs 7
Single-line diagram 8

8.7 Anexo G - Reporte PVSyst Puente Alto (Suelo 1 MWp)

PVsyst V8.0.21
VC1, Simulation date:
27/03/26 15:55
with V8.0.21

Project: Puente Alto
Variant: Suelo

Solarity (Chile)

General parameters

Grid-Connected System — **Sheds, single array**

Orientation #1

Fixed plane		**Sheds configuration**		**Sizes**	
Tilt/Azimuth	25 / 0 °	Nb. of sheds	13 units	Sheds spacing	9.00 m
		Single array		Sensitive width	4.79 m
		Shading limit angle		GCR Shading	53.4 %
		Limit profile angle	23.6 °	Top inactive band	0.02 m
				Bottom inactive band	0.02 m

Models used		**Horizon**	**Near Shadings**
Transposition	Perez	Free Horizon	Linear shadings : Fast (table)
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		

User's needs
Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Astronergy	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CHFM66N(DG)/F-BH-700	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	1456 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Modules	52 string x 28 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	945 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	1039 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	910 A		

Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	1019 kWp	Total power	900 kWac
Total	1456 modules	Max. power	990 kWac
Module area	4523 m²	Number of inverters	3 units
Cell area	4238 m²	Pnom ratio	1.13

Array losses

Array Soiling Losses		**Thermal Loss factor**		**DC wiring losses**	
Loss Fraction	6.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	19 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		**Module Quality Loss**		**Module mismatch losses**	
Loss Fraction	1.00 %	Loss Fraction	-0.75 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.10 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

27/03/26 PVsyst Licensed to Solarity (Chile) Page 3/8

8.7 Anexo G - Reporte PVSyst Puente Alto (Suelo 1 MWp)

PVsyst V8.0.21
VC1, Simulation date:
27/03/26 15:55
with V8.0.21

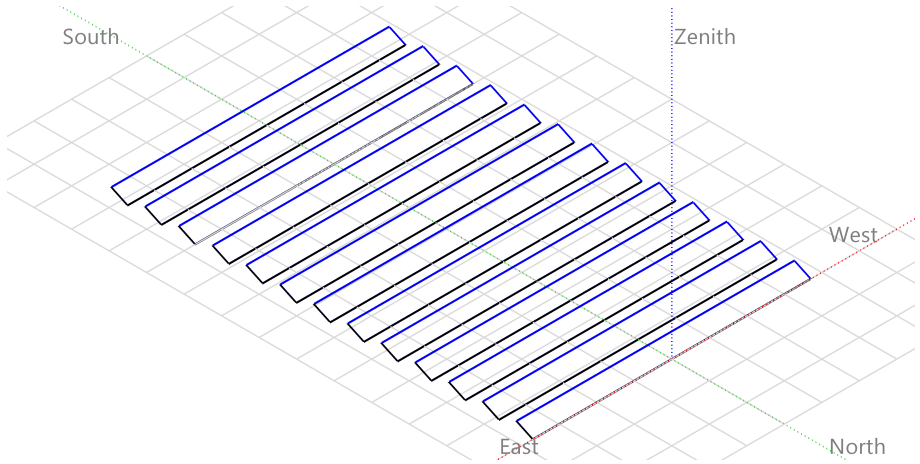
Project: Puente Alto

Variant: Suelo

Solarity (Chile)

Near shadings parameter

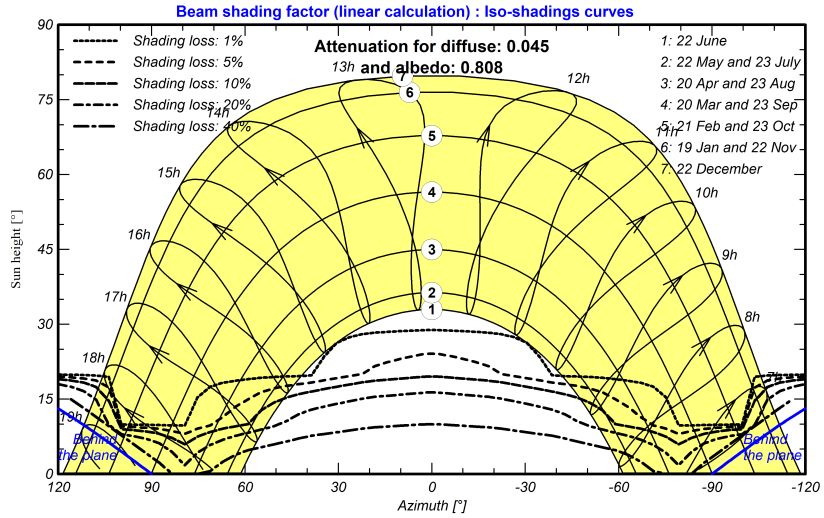
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 - Fixed plane, Tilts/azimuths: 25°/ 0°

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



27/03/26 PVsyst Licensed to Solarity (Chile) Page 4/8

8.7 Anexo G - Reporte PVSyst Puente Alto (Suelo 1 MWp)

PVsyst V8.0.21
VC1, Simulation date:
27/03/26 15:55
with V8.0.21

Project: Puente Alto

Variant: Suelo

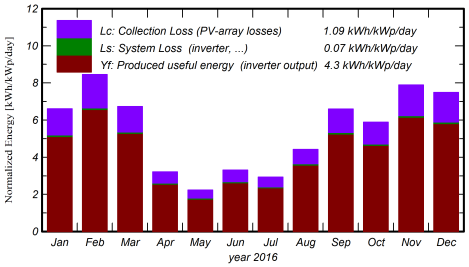
Solarity (Chile)

Main results

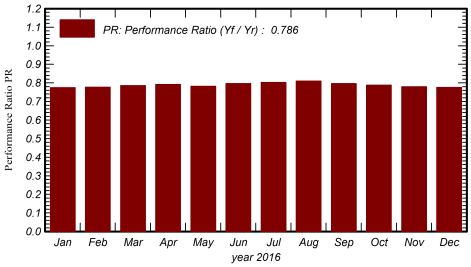
System Production

Produced Energy	1598.3 MWh/year	Specific production	1568 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	78.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 16	218.3	68.39	20.76	205.0	183.1	164.4	161.8	0.774
Feb. 16	238.4	27.76	21.65	245.3	222.0	196.7	194.2	0.777
Mar. 16	182.6	39.15	19.14	208.6	188.5	169.5	167.1	0.786
Apr. 16	78.9	34.50	13.75	96.6	86.1	80.0	78.0	0.792
May 16	54.5	32.30	12.33	69.3	60.3	57.1	55.3	0.782
June 16	65.1	20.96	9.14	99.2	86.8	82.2	80.5	0.796
July 16	63.6	23.45	9.42	91.1	80.5	76.3	74.5	0.803
Aug. 16	103.8	31.76	11.45	137.3	123.6	115.4	113.3	0.810
Sep. 16	164.3	30.11	14.38	198.0	178.9	163.1	160.8	0.797
Oct. 16	174.0	52.18	15.41	182.4	163.3	149.1	146.6	0.789
Nov. 16	244.6	51.50	19.19	236.9	212.9	191.0	188.3	0.780
Dec. 16	244.0	57.33	19.92	224.8	201.1	180.6	177.9	0.776
Year	1832.1	469.38	15.51	1994.6	1787.2	1625.6	1598.3	0.786

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

27/03/26 PVsyst Licensed to Solarity (Chile) Page 5/8

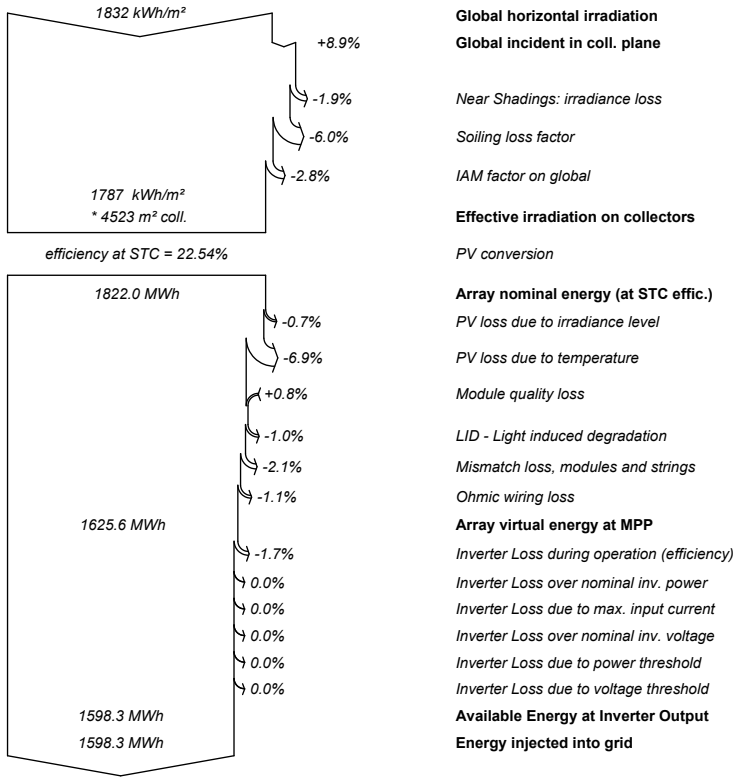
8.7 Anexo G - Reporte PVSyst Puente Alto (Suelo 1 MWp)

PVsyst V8.0.21
VC1, Simulation date:
27/03/26 15:55
with V8.0.21

Project: Puente Alto
Variant: Suelo

Solarity (Chile)

Loss diagram



27/03/26 PVsyst Licensed to Solarity (Chile) Page 6/8