



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

AGRIVOLTAICS - ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DEL SOMBREAMIENTO,
INCLUYENDO ESTUDIO DE CASOS EN LA RM, LAMPA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL MECÁNICA

YANINA CARINA INOSTROZA MEDINA

PROFESOR GUÍA:
RAFAEL RUIZ GARCÍA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIA GESE
EDUARDO NUÑEZ CASTELLANOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Fraunhofer Chile Research

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA
POR: YANINA CARINA INOSTROZA MEDINA
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: RAFAEL RUIZ GARCÍA

AGRIVOLTAICS - ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DEL SOMBREAMIENTO,
INCLUYENDO ESTUDIO DE CASOS EN LA RM, LAMPA

El fuerte crecimiento poblacional en el mundo supone un reto para lograr un desarrollo sostenible. De los grandes desafíos que trae consigo el crecimiento de la población, es el aumento en la demanda de energía, alimentos y agua. En particular en Chile, uno de los sectores productivos más vulnerables, en el contexto del cambio climático, es la agricultura. Debido a la disminución de tierras cultivables, a consecuencia de la desertificación y erosión que afectan los suelos agrícolas. Además, de la expansión de las zonas urbanas a terrenos cultivables y el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en las cercanías de las zonas de consumo.

En este contexto surge como oportunidad, un sistema que combina la agricultura con la energía fotovoltaica (APV) siendo una solución intersectorial para la producción de alimentos y energía utilizando la misma tierra, beneficiándose de efectos sinérgicos como la reducción de la evaporación del agua y la protección de los cultivos, especialmente en zonas áridas/semi-áridas. Este concepto presenta como desafío el integrar el sombreado producido por los paneles PV (photovoltaic) de manera acorde a las necesidades agrícolas por lo que es necesario entender cómo se genera la sombra.

En este trabajo de título, se busca comprender cómo afectan las variables de la configuración de una planta de APV en el sombreado generado por los paneles PV al nivel de los cultivos, mediante un estudio de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación de la planta PV, inclinación, distancia entre filas, altura y orientación (vertical u horizontal) de paneles PV. Además, se realiza un estudio de tres escenarios en terrenos agrícolas de una PyME de la comuna de Lampa, RM. Como parte de un estudio de prefactibilidad técnico-económica de implementar el concepto APV.

Del estudio realizado se extrae que la altura de los paneles PV impacta principalmente en la homogeneidad de la sombra, mientras que la distancia entre filas de paneles PV por su parte lo hace en la sombra promedio anual. Además, las orientaciones que se adecuan al concepto de APV dado que producen un sombreado homogéneo sin impactar de gran manera la producción eléctrica son las orientaciones noroeste y noreste (en el hemisferio sur).

*A todos los que aportamos y creemos en la importancia de un mundo sostenible y amable
con todos los seres, por pequeña que sea nuestra contribución.*

Agradecimientos

A mi familia por su constante entrega, confianza y paciencia sobre todo en esta linda etapa, que hacen de este pequeño logro más de ellos que mio. A mi papá por su ejemplo y por todo su esfuerzo. A mi mamá por su sabiduría y entrega constante. A las niñitas por sus consejos, motivación y cariño. Y Juan Pablo por su amor, compañía y comprensión.

A mis amigos, a Nati, por todo su cariño y amistad tan sincera siempre. A Pancha, por no juzgarme, por todos sus consejos y anécdotas. A Vale, por su apoyo incondicional durante estos años. A Lucho, por siempre estar ahí y por creer en mí. A Ruy-Pérez, por ser él mismo. A Felipe, porque siempre es como cuando fuimos niños. Y a todos los que han hecho que estos años en mecánica sean más sencillos, agradables e interesantes, Noe, Papo, Guille, Cami Correa, Carlitos, Ítalo, Tente, Panda, Matheus, Rafa, Iván, Arraztio, José Gutiérrez, Javi, Cami Niño, Soto, José Vallejos y tantos otros.

Al Eolian, por su aporte en mi formación y por regalarme tan grandes amigos como mi querido Javier

A mis profesores. A Patricia, por permitirme participar en tan gratificante proyecto, por toda su ayuda, entrega de conocimientos, amabilidad e integridad. Al profesor Rafael por todo su apoyo, consejos e interés por participar en el proyecto.

A todo CSET por hacerme sentir tan cómoda y feliz. Especialmente a David, y a Miguel por su ayuda y por tantas risas.

Tabla de Contenido

1. Introducción	2
1.1. Motivación	2
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Alcances	4
2. Estado del arte de APV	5
2.1. Concepto APV	5
2.2. Tecnologías de APV	6
2.2.1. Paneles Fotovoltaicos (PV)	7
2.2.2. Estructura de montaje	9
2.3. Plantas de APV existentes	12
2.3.1. APV en el mundo	12
2.3.2. APV en Chile	13
2.4. Impactos del sombreadamiento en los cultivos	14
2.4.1. Microclima	14
2.4.2. Efecto del sombreadamiento según el tipo de cultivo	14
2.4.3. Atenuación golpes de sol	15
2.5. Configuración de APV	16
2.5.1. Orientación de la planta de APV	16
2.5.2. Inclinación de los módulos fotovoltaicos	17
2.5.3. Altura y distancia de pilares de la estructura de APV	17
2.5.4. Densidad de los módulos fotovoltaicos	17
2.5.5. Parámetros para estudiar el sombreadamiento generado por diferentes configuraciones	18
3. Metodología	19
3.1. Marco teórico	19
3.1.1. Definiciones y supuestos	19
3.1.2. Parámetros de entrada	20
3.1.3. Herramientas utilizadas	27
3.1.4. Parámetros de salida	29
3.2. Casos de estudio	30
3.2.1. Estudio de sensibilidad del sombreadamiento	30
3.2.2. Escenarios de estudio de PyME, RM	33

4. Resultados y discusión	36
4.1. Verificación de la zona representativa	36
4.2. Estudio de sensibilidad del sombreado	37
4.2.1. Sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación e inclinación	37
4.2.2. Sensibilidad del sombreado con respecto a la distancia entre bordes de filas de paneles PV	46
4.2.3. Sensibilidad del sombreado con respecto a altura de los paneles PV	48
4.2.4. Sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación de los paneles PV	50
4.2.5. Resumen de estudio de sensibilidad del sombreado	52
4.3. Escenarios de estudio de ODL	53
5. Conclusión	56
5.1. Trabajo futuro	57
Bibliografía	58
Anexos	60
A. Anexo I: Data sheet de panel fotovoltaico	61
Apéndices	64
A. Apéndice I: Otros resultados	64
B. Apéndice II: Reportes de simulaciones de producción eléctrica realizados en PVplanner	66

Índice de Tablas

1.1. Incremento en el consumo de energía, alimentos y agua (2015-2050) [1].	2
2.1. Ejemplos de plantas de APV desarrollados los últimos años, con sus especificaciones técnicas [2].	12
3.1. Parámetros agrícolas.	22
3.2. Características generales del panel fotovoltaico a utilizar.	22
3.3. Valores de variables para configuración de caso estándar de simulaciones de sensibilidad.	31
3.4. Valores para cada variable a estudiar en estudio de sensibilidad.	31
3.5. Inclinaciones óptimas según orientaciones.	32
3.6. Orientaciones a estudiar según inclinación en estudio de sensibilidad.	32
3.7. Resumen de casos de estudio.	34
4.1. Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación con inclinación de 0°.	38
4.2. Valores de alturas e inclinaciones de paneles fotovoltaicos a estudiar para la orientación de 360°.	40
4.3. Resumen de sensibilidad del sombreado para la orientación de 360° con diferentes inclinaciones y alturas, con distancia entre filas constante de 6 m.	40
4.4. Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación con inclinación de 28°.	42
4.5. Comparación de producción eléctrica anual para las orientaciones estudiadas con su inclinación óptima.	44
4.6. Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación con inclinación óptima.	44
4.7. Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la inclinación para la orientación de 315°, altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	46
4.8. Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la distancia, para la orientación de 315°, con inclinación de 28° y altura de 2,4 m.	46
4.9. Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la altura, para la orientación de 315°, con inclinación de 23° y distancia entre filas de 6 m.	48
4.10. Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación de los paneles PV para la orientación de 315°, con inclinación de 23°, altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	50
4.11. Resumen de resultados de sombreado para escenarios de estudio.	53

Índice de Ilustraciones

2.1. Distintos tipos del concepto APV.	7
2.2. Diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos.	8
2.3. Esquemas de estructuras con seguimiento solar.[3]	9
2.4. Fotografía de plantas pilotos con diferentes materiales de construcción	10
2.5. Diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos.	11
2.6. Plantas pilotos de APV en Chile.	13
2.7. Resultados del estudio del efecto del sombreado en el rendimiento de la biomasa de los cultivos de Fraunhofer ISE.	15
2.8. Perfiles de irradiación al nivel de los cultivos para la orientación sur y sureste, generados por Fraunhofer ISE, para el hemisferio norte.	17
2.9. Configuraciones de plantas de APV utilizadas en estudio que busca entender los efectos que las geometrías de los paneles solares tienen en el crecimiento de los cultivos [4].	18
3.1. Esquema de variables de la configuración de una planta de APV estudiadas.	21
3.2. Esquema del terreno disponible en la agrícola ODL.	21
3.3. Simulación de sombra en SketchUp 2019, para la orientación 360°.	24
3.4. Simulación de sombra en SketchUp 2019, para la orientación 270°.	24
3.5. Vista superior de la zona representativa y sus elementos para los escenarios de estudio de ODL.	25
3.6. Elementos 1 y 6 de zonas representativas, para las orientaciones 310° y 360°.	26
3.7. Fotografía de estructura de mallas, agrícola Oasis de Lampa, RM, Chile.	33
3.8. Esquema lateral de la determinación de la distancia entre filas de paneles PV para el caso 1 (línea base).	35
4.1. Mapas de sombra del promedio anual durante las horas de luz, para elementos de la zona representativa en orientación de 310° con inclinación de 22° y 360° con inclinación de 28° ambas con altura 2,4 m y distancia entre filas de 4 m.	37
4.2. Mapa de la sombra promedio anual para cada elemento de la zona representativa para la orientación de 360°, inclinación de 0°, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	38
4.3. Perfil mensual de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para las orientaciones 270, 315 Y 360° con inclinación de 0°, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	39
4.4. Mapa de la sombra promedio anual de la zona representativa para el estudio de sensibilidad de la orientación de 360°, con una distancia de 6 m.	41

4.5.	Perfil mensual de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para las orientaciones 270, 315, 360, 45 y 90° con inclinación de 28°, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	43
4.6.	Perfil mensual de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para las orientaciones 270, 315 y 45° con su respectiva inclinación óptima, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	45
4.7.	Sensibilidad de la distancia entre filas de paneles PV en los perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para la orientación de 315°, inclinación de 23°, altura 2,4 m y distancia entre filas de variable.	47
4.8.	Sensibilidad de la altura de paneles PV en los perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para la orientación de 315°, inclinación de 23°, distancia entre filas de 6 m y altura variable.	49
4.9.	Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para la orientación de 315°, inclinación de 23°, altura de 2,4 m, distancia entre filas de 6 m y orientación de paneles vertical y horizontal.	51
4.10.	Perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para los escenarios de estudio definidos para ODL.	54
4.11.	Comparación de los perfiles de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para la configuración del escenario 2, bajo diferentes parámetros de diseño.	55
A.1.	Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los mapas de sombra promedio anual, para las orientaciones de 270, 315 y 360°, con inclinación de 0°, altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	64
A.2.	Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los mapas de sombra promedio anual, para las orientaciones de 270, 315, 360, 45 y 9°, con inclinación de 28°, altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	65
A.3.	Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los mapas de sombra promedio anual, para las orientaciones de 270, 315, con su inclinación óptima (2 y 23° respectivamente), altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.	65

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La Organización de las Naciones Unidas proyecta que la población mundial crecerá de los 7700 millones de personas de 2019 hasta los 9800 millones el año 2050. Este fuerte crecimiento poblacional en el mundo supone un reto para lograr un desarrollo sostenible. De los grandes desafíos que trae consigo el crecimiento de la población, es el aumento en la demanda de energía, alimentos y agua. En la Tabla 1.1 es posible ver las proyecciones de algunos estudios realizados, presentes en el reporte The global food-water-energy nexus.

Tabla 1.1: Incremento en el consumo de energía, alimentos y agua (2015-2050) [1].

	FDM and IMAGE estimaciones		Otros modelos	
	Países desarrollados	Países en desarrollo	Mundo	Mundo
Alimentos	45 %	57 %	54 %	47-64 %
Energía	1 %	78 %	50 %	50-85 %
Agua	-26 %	20 %	10 %	10-45 %

El estudio antes mencionado concluye que la agricultura es una de las principales áreas donde se debe trabajar para llevar al mundo hacia un desarrollo más sostenible. Siendo esta uno de los sectores productivos más vulnerable a los efectos del cambio climático.

En particular, en Chile se producen tres fenómenos que ponen en riesgo la conservación de las tierras cultivables, afectando directamente al sector agrícola. En primer lugar, están la desertificación y erosión de la superficie cultivable. Con motivo del cambio climático, los suelos chilenos están hoy, más que nunca, sometidos a un estrés hídrico, incrementando la cantidad de superficies con algún grado de desertificación y erosión principalmente en las zonas extremas y centro del país [5]. Sumado a lo anterior, en los últimos años Chile ha aumentado significativamente su participación en las energías renovables no convencionales,

principalmente debido a la disminución de los costos de la tecnología, el aumento del consumo de energía, la alta dependencia energética de fuentes externas y su variabilidad de precios, el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero y el fracaso de grandes proyectos energéticos debido a preocupaciones ambientales [6]. Esto tiene como resultado el desarrollo de plantas PV (photovoltaic) a gran escala, en la zona centro del país, cerca de los puntos de consumo de energía. Finalmente, la creciente demanda de suelo para la localización de proyectos habitacionales, actividades comerciales y servicios, ha llevado la expansión urbana hacia zonas de carácter agrícola. En este proceso, tanto la cantidad de viviendas como la población han experimentado un alza importante en el país y han ejercido una presión en el cambio de uso del suelo y con ello una disminución de suelos cultivables [5].

Es en este contexto que el concepto APV (agrophotovoltaic) (Ver sección 2.1) surge como una alternativa para aumentar la eficiencia del uso de suelo y también reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y adaptarse al cambio climático [7]. El concepto APV, propone el uso eficiente de los recursos mediante un doble uso de suelo, generando energía eléctrica por medio de una planta PV en altura, y la producción de alimentos en la misma superficie bajo la planta PV en altura (Figura 2.1 (a)). Existiendo también efectos sinérgicos asociados al concepto. Uno de los desafíos que plantea este concepto para su correcta implementación, es integrar el sombreado producido por los paneles PV al nivel de los cultivos, de manera adecuada a los requerimientos agrónomos. No existiendo aún una recomendación de diseño estándar en la literatura, que permita un buen desempeño agrícola y fotovoltaico. Siendo todavía materia de estudio el impacto de los parámetros de diseño de un sistema de APV en la sombra generada al nivel de los cultivos y los parámetros adecuados para evaluar este sombreado.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Comprender cómo impactan los parámetros de diseño de una planta de APV (agrophotovoltaic) en el sombreado generado por los paneles PV (photovoltaic) al nivel de los cultivos.

1.2.2. Objetivos específicos

- Desarrollar una metodología para simular la sombra con el software SAM.
- Proponer parámetros mediante los cuales evaluar la cantidad de sombra y perfil de sombra generados.
- Generar conocimiento sobre cómo impacta cada parámetro de diseño de una planta PV a la sombra.
- Analizar la sombra de tres diferentes escenarios dentro del caso de estudio agrícola PyME en RM.

1.3. Alcances

Este trabajo de título, se enmarca en un estudio de la prefactibilidad técnica y económica de implementar el concepto de agrophotovoltaic (APV) en terrenos agrícolas de una PyME en Lampa, ubicada en la Región Metropolitana. Centrándose este trabajo en el estudio del sombreado producido por los paneles PV al nivel de los cultivos.

Se realizan dos estudios de sombreado, un estudio de sensibilidad de la sombra con respecto a las variables de diseño de una planta de APV. Y un estudio de sombra con tres escenarios diferentes para la agrícola local. En ambos estudios se considera utilizar una planta PV fija, es decir, sin seguimiento solar.

Dentro este trabajo se desarrolla una metodología para simular la sombra, donde se utiliza el software SAM para extraer las variables de la sombra promedio anual y la desviación estándar espacial al nivel de los cultivos en una zona representativa debajo de la planta PV.

Este trabajo no contempla realizar ensayos experimentales del sombreado generado por los paneles PV al nivel de los cultivos, por lo que la validación de la metodología definida se remite a la verificación de la definición de la zona representativa (ver sección 3.1.2.3.).

Capítulo 2

Estado del arte de APV

2.1. Concepto APV

El concepto agrophotovoltaic (APV) fue inicialmente propuesto en el año 1982 por Goetzberger y Zastrow con la intención de investigar la posibilidad de modificar las plantas fotovoltaicas para permitir adicionalmente producir cultivos en la misma superficie. Su idea fue levantar los paneles fotovoltaicos a 2 m sobre el suelo y aumentar la distancia entre estos últimos para evitar un sombreado excesivo en los cultivos. Se necesitaron cerca de tres décadas para que este concepto conocido como agrophotovoltaic, agroPV, agrivoltaic, o solar sharing, fuese implementado en varios proyectos y plantas pilotos a nivel mundial [2].

En cuanto a los beneficios debido al sombreado en los cultivos, se tiene en primer lugar la protección a ciertos los cultivos de la alta radiación, que para algunos cultivos puede ser dañina generando pérdidas importantes en la producción agrícola. Además, se genera un microclima bajo los paneles PV, lo que conlleva a una menor evaporación del agua de riego, generando así un ahorro de agua, que dada la actual crisis climática y emergencia agrícola¹ declarada en seis regiones de Chile [9], este beneficio de APV tiene una gran importancia en el país. Estudios afirman que es posible reducir la evotranspiración de los cultivos entre un 10 y 30 % cuando la radiación se reduce entre un 50 y 70 %, estos resultados varían según la estación del año [10].

La producción de electricidad a su vez trae consigo beneficios asociados, en primer lugar gracias a la legislación chilena se le permite al agricultor auto-consumir la energía generada e inyectar los excedentes de esta directamente a la distribuidora, cuando su planta está bajo la ley 20.571, reduciendo así costos operacioales. Otro beneficio importante es que se le añade valor al producto generado por el agricultor, al hacer su producción más sustentable utilizando energía solar en parte de sus procesos agrícolas, como por ejemplo en la refrigeración de los

¹La emergencia agrícola es una medida que pretende ayudar a zonas afectadas por fenómenos climáticos o catástrofes naturales que dañan la actividad silvoagropecuaria, en especial la forestación, cultivos y ganadería, lo que en definitiva compromete las actividades económicas de pequeños y medianos productores. Los fenómenos climáticos pueden ser sequías, inundaciones, heladas, erupciones volcánicas, invierno altiplánico y nevazones [8].

productos cosechados, riego tecnificado, bombeo de agua y bombas de calor. Gracias a esto el producto puede acceder a mercados más exigentes que buscan precisamente una producción más sustentable.

Con el fin de comparar la productividad del suelo se utiliza el concepto Land Equivalent Ratio (LER), que permite para cuantificar las ventajas del doble uso de suelo mediante la implementación de APV con respecto a un suelo únicamente utilizado para agricultura o energía PV. Existen estudios que miden la eficiencia del uso del suelo por medio del LER, estos han obtenido valores prometedores por ejemplo, en Alemania los resultados están entre 1,35 y 1,73 [11] y en Francia entre 1,6 y 1,7 [12]. Lo que muestra que APV puede aumentar la eficiencia del uso de suelo, con respecto al uso convencional de agricultura o generación de energía por sí solas. El doble uso de suelo que plantea APV permite también mantener el uso de suelo y así preservar los suelos cultivables que van en decremento debido a la desertificación y erosión del suelo que afectan al país. Además, al implementar baterías es posible generar sistemas de APV off grid que electrifiquen pueblos rurales, mejorando la calidad de vida de las personas que ahí viven.

En cuanto a los beneficios económicos de APV, algunos cálculos han mostrado que la aplicación de este concepto puede incrementar las ganancias de los agricultores en más de un 30 %, si se minimizan las pérdidas de rendimiento producidos por los efectos del sombreadamiento, seleccionando cultivos adecuados [13].

A pesar de que se han identificado múltiples beneficios en APV, hacen falta estudios para comprender cómo aplicarlo de manera correcta, pues el porcentaje de sombreadamiento y su homogeneidad afectan a los cultivos de manera diferente y es en efecto esta información la que sigue siendo escasa, además de cómo influye el clima local en el efecto del sombreadamiento en los cultivos.

2.2. Tecnologías de APV

Dentro del concepto de APV se distinguen principalmente dos tecnologías diferentes de APV según la posición de los paneles fotovoltaicos. El concepto de APV tradicional es el más usual, donde los paneles fotovoltaicos cubren parte de los cultivos generando un sombreadamiento sobre los últimos. En la Figura 2.3 (a) es posible ver un esquema de APV tradicional.

Por otra parte, se tiene también el concepto APV vertical, donde la disposición de los paneles fotovoltaicos es diferente a la antes planteada, en este tipo de APV los paneles fotovoltaicos se posicionan de manera perpendicular al suelo, como lo muestra el esquema de la Figura 2.3 (b). La disposición anterior permite un rendimiento adicional de entre un 5 a un 15 %, debido a la radiación difusa y a las reflexiones en el suelo [15].

Dentro del concepto de APV, existen diferentes tecnologías en los equipos que se utilizan, a continuación se describen las principales tecnologías acordes al concepto de APV para paneles fotovoltaicos y estructuras de montaje.

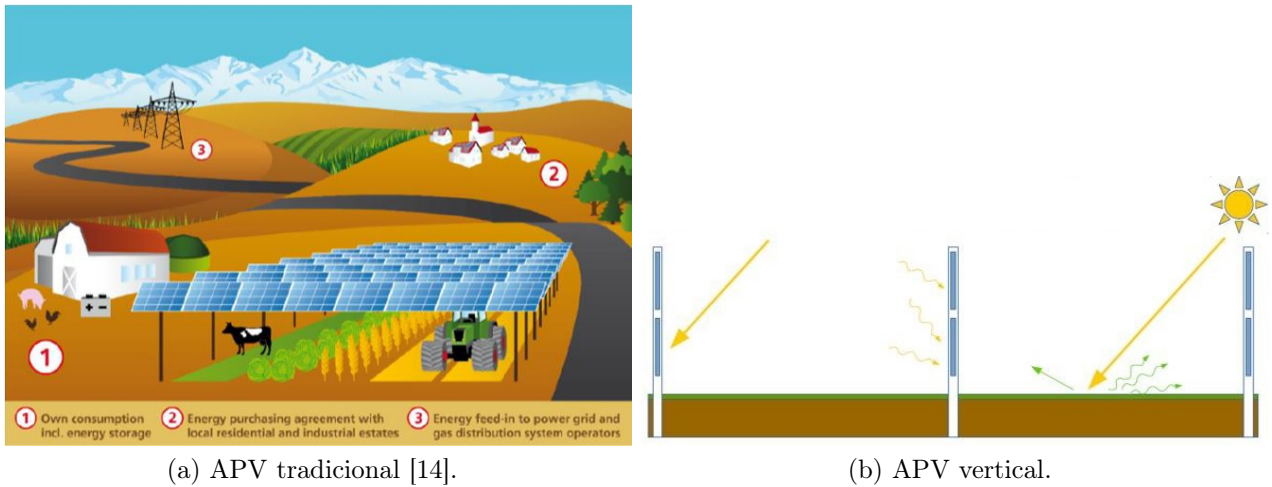


Figura 2.1: Distintos tipos del concepto APV.

2.2.1. Paneles Fotovoltaicos (PV)

Bifaciales

Los paneles bifaciales producen energía solar desde ambos lados. Mientras que los paneles tradicionales con cubierta posterior opaca son monofaciales, los paneles bifaciales exponen tanto la parte delantera como la trasera de las celdas solares, en la Figura 3.5 (a) es posible ver una fotografía de este tipo de paneles. Cuando los paneles bifaciales se instalan en una superficie altamente reflectante (como un tejado de TPO blanco o en el suelo con piedras de color claro), es posible generar un aumento de la producción de hasta un 30% sólo por la potencia extra generada desde la parte trasera.

Los paneles bifaciales se presentan en varios diseños. Algunos están enmarcados y otros no. Algunos son de doble vidrio y otros usan láminas transparentes. La mayoría utiliza celdas monocristalinas, pero hay diseños policristalinos. Lo único que es constante es que la energía se produce por ambos lados. Hay módulos sin marco, de doble vidrio, que exponen la parte trasera de las celdas pero no son bifaciales. Los verdaderos paneles bifaciales tienen contactos, barras colectoras tanto en la parte delantera como en la trasera de sus celdas [16].

Semitransparentes

Las celdas solares semitransparentes son un tipo de tecnología que combina los beneficios de la transparencia de la luz visible y la conversión de la luz en electricidad. Una de las mayores oportunidades de estas tecnologías está en su integración como ventanas dentro de los edificios energéticamente sostenibles. Actualmente, este tipo de fotovoltaica integrada en edificios (BIPV) está dominada por paneles basados en silicio cristalino; sin embargo, la naturaleza opaca del silicio crea una oportunidad para la adopción de candidatos fotovoltaicos emergentes que pueden hacerse verdaderamente semitransparentes. Estos incluyen: silicio amorfo, kesterita, calcopirita, CdT, sistemas basados en tintes, orgánicos y perovskita. El silicio amorfo ha sido el precursor en el campo de las células solares semitransparentes debido a sus establecidos procesos de fabricación a baja temperatura. Sin embargo, existen otras a

las alternativas, como perovskitas y celdas inorgánicas, que presentan mejores eficiencias [17].

Flexibles y livianos

Existen también paneles fotovoltaicos que combinan materiales de fibra de vidrio con celdas de silicio cristalino, lo que conlleva a un panel que tiene un alto rendimiento energético (para 72 celdas 345 Wp) y a la vez es ligero y flexible. Llegando a tener un peso de 2,5 kg por m² de panel. Un ejemplo de esta tecnología se muestra en la Figura 3.5 (c).

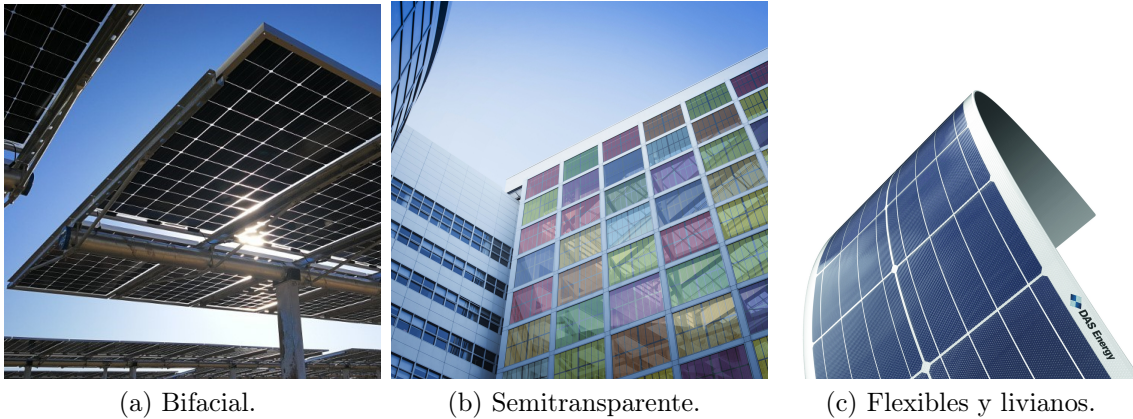


Figura 2.2: Diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos.

2.2.2. Estructura de montaje

La estructura de montaje puede representar un tercio del CAPEX en una planta de APV, es por esto que es necesario estudiar los tipos de diseño y seleccionar el adecuado para su aplicación.

2.2.2.1. Tipos de diseños

Los tipos de diseños de estructuras de montaje son variados, y estos se pueden clasificar según la tecnología de seguimiento y según el material de construcción.

Tecnología de seguimiento

En relación a la tecnología de seguimiento solar se tienen principalmente tres, la estructura fija, es decir, sin seguimiento, estructuras con seguimiento en un eje, es decir, que se puede variar la inclinación de los paneles fotovoltaicos, y finalmente, estructuras con seguimiento solar en dos ejes, donde es posible además de variar la inclinación de los paneles, también variar su orientación.

En la Figura 2.3 se muestran esquemas con seguimiento en uno y dos ejes.

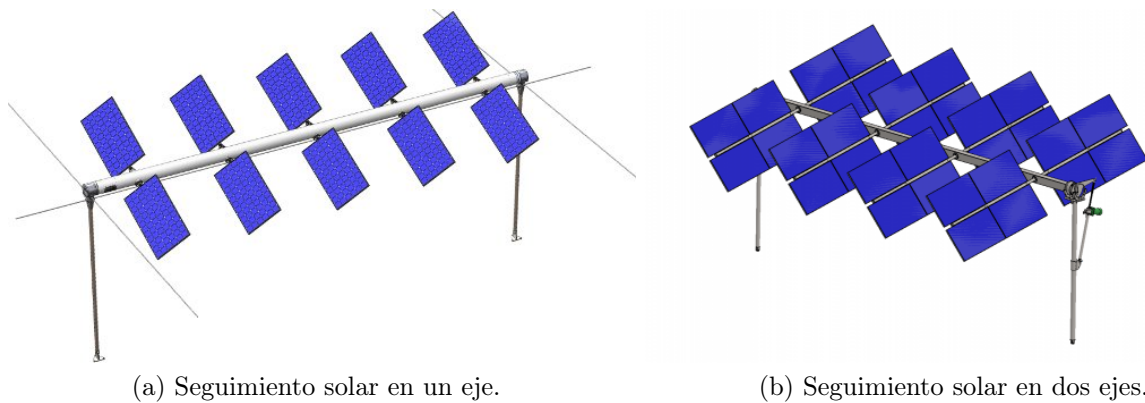


Figura 2.3: Esquemas de estructuras con seguimiento solar.[3]

Materiales

Usualmente se utiliza acero galvanizado, para evitar la corrosión, en estructuras de APV ya que están expuestas a humedad y agroquímicos utilizados en la industria agrícola. Pero también una planta piloto en Montpellier Francia, utilizó madera como material de construcción [18] como se muestra en la Figura 2.4 (a)



(a) Planta piloto de APV de madera [18].



(b) Planta piloto de APV de acero galvanizado [14].

Figura 2.4: Fotografía de plantas pilotos con diferentes materiales de construcción

2.2.2.2. Fundaciones

La fundación es la parte de la estructura encargada de transmitir las cargas de esta al terreno de forma compatible con ambos. De acuerdo con la profundidad entre estructura y suelo se dividen en superficiales y profundas.



Figura 2.5: Diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos.

Fundaciones superficiales En las fundaciones superficiales, generalmente la profundidad de fundación (D) es menor o igual al ancho (B) de la fundación (Figura 2.5 (a)). Un ejemplo de fundaciones superficiales son las fundaciones de concreto.

Fundaciones profundas En las fundaciones profundas, generalmente la profundidad de fundación (D) es mayor, al ancho (B) de la fundación (Figura 2.5 (a)).

Dentro de las fundaciones profundas se encuentran las fundaciones hincadas (Figura 2.5 (b)) y las atornilladas (Figura 2.5 (c)). Las que son típicamente utilizadas en plantas fotovoltaicas,.

El proceso de hincado consta de enterrar o hincar los postes, a través de maquinaria especializada que golpea hasta que se obtiene la profundidad necesaria. Por otra parte, el proceso del atornillado requiere de otro tipo de maquinaria, que gira los tornillos para enterrarlos.

2.3. Plantas de APV existentes

2.3.1. APV en el mundo

Varias plantas comerciales y plantas de investigación de APV han sido instaladas en los últimos cinco años, en la Tabla 2.1 es posible ver algunos ejemplos de plantas comerciales y de plantas pilotos, con sus características generales.

Tabla 2.1: Ejemplos de plantas de APV desarrollados los últimos años, con sus especificaciones técnicas [2].

No	Ubicación	País	Energía anual [kWh]	Capacidad [kWp]	Seguimiento	Cultivos
Plantas comerciales						
1	Monticelli D'Ongina	Italia	4.842.000	3230	Si	Trigo de invierno y maíz
2	Castelvetro	Italia	1.890.000	1294	Si	Trigo de invierno y maíz
3	Virgilio	Italia	3.325.000	2150	Si	Trigo de invierno y maíz
4	Abruzzo	Italia	Desconocido	800	Si	Pasto, tomate, sandía y trigo
5	Provincia Anhui	China	887.000	544	Si	Desconocido
6	Provincia Zhejiang	China	40.000.000	30.000	Si	Arroz
Plantas pilotos						
7	Arizona	E.E.U.U.	Desconocido	Desconocida	No	Repollo, acelga, kale, tomate y cebolla
8	Montpellier	Francia	Desconocido	Desconocida	Parcial	Pepino, trigo duro, judías verdes y lechuga
9	Heggelbach	Alemania	244.401	194	No	Trigo de invierno, apio y papas
10	Santiago	Chile	21.437	12.48	No	Coliflor y rúcula
11	Prefectura de Chiba	Japón	35.000	Desconocida	No	Repollo, pepino, maní, tomate, taro y yam

Mientras en Europa y América principalmente se han instalado plantas piloto de APV de pequeña escala y algunas plantas comerciales de mediana escala, en China se ya ha implementado esta tecnología en gran escala. Han sido instaladas varias plantas de APV con capacidades de hasta 700 MWp y con tecnologías añadidas como sistemas de irrigación y seguimiento solar.[2]

2.3.2. APV en Chile

El 2017 Fraunhofer Chile Research instaló las primeras tres plantas piloto de APV de Chile, en la Región Metropolitana específicamente en las comunas de Lampa, Curacaví y El Monte, las que además fueron las primeras plantas de APV de Sudamérica. En la Figura 2.6 (a) se puede ver la ubicación geográfica de las plantas pilotos.



(a) Ubicación de plantas pilotos de APV en Chile.

(b) Fotografía planta piloto de Curacaví.

Figura 2.6: Plantas pilotos de APV en Chile.

Cada planta piloto tiene una de con una capacidad de 12,48 kWp (48 paneles policristalinos). Los paneles fotovoltaicos tienen una inclinación fija de 27° . La superficie total utilizada es de $256 m^2$ (incluyendo el espacio entre filas de 3,96 m detrás de la última fila de paneles). Lo que representa una relación paneles/superficie del 27%. La estructura es de acero galvanizado y las fundaciones de concreto. En la Figura 2.6 (b) se puede ver una fotografía de la planta de APV de Curacaví.

2.4. Impactos del sombreamiento en los cultivos

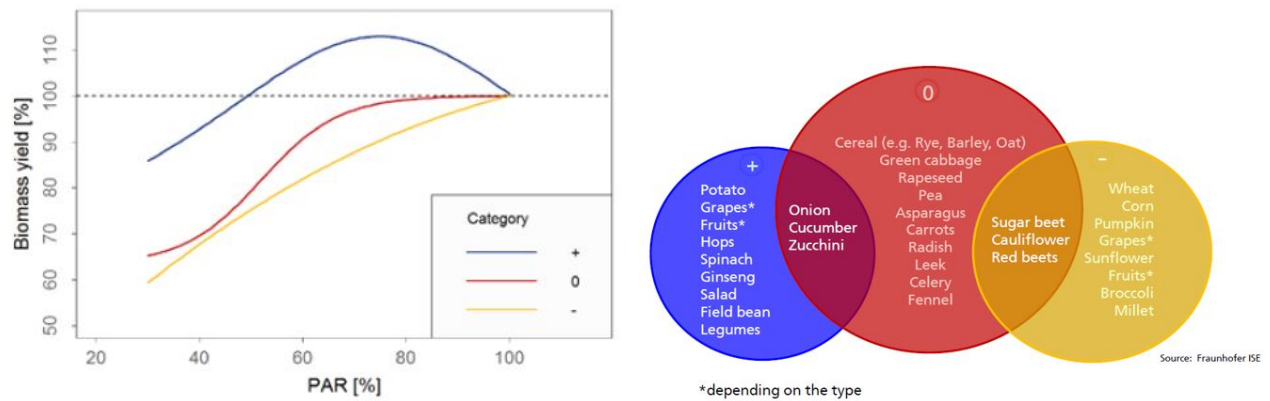
Uno de los más importantes asuntos para la práctica agrícola bajo una planta de APV, es la alteración del microclima y las consecuencias de esto en los cultivos [2]. En esta sección se describen algunos de los impactos del sombreamiento en los cultivos.

2.4.1. Microclima

Mientras que la reducción de la radiación solar bajo APV se espera sea el cambio más aparente, varios otros factores del microclima también pueden estar alterados. Un factor que está directamente influenciado por la radiación solar es la temperatura del aire. Estudios realizados en Francia no encontraron ningún cambio significativo en la temperatura promedio diaria y en el tiempo térmico entre la planta de APV y la zona de control sin sombra [19]. Mientras que un estudio diferente encontró que en algunos días con poca velocidad de viento o alta radiación solar, la temperatura bajo los paneles tiende a ser más alta [20]. Sin embargo, otros estudios encontraron que la temperatura del suelo [21] y la máxima temperatura del aire [22] decrecían bajo la sombra comparada con condiciones de sol. Mientras la temperatura del aire tiende a ser mayor, la temperatura del suelo decrece bajo la planta de APV, considerando que la temperatura del cultivo de trigo duro, lechuga y peino cultivados bajo APV decrece durante el día y aumenta durante la noche [20]. Esta inconsistencia puede deberse a los efectos directos de los paneles solares en la temperatura del aire observados para parques solares instalados al nivel del suelo [23]. Sin embargo, los potenciales impactos del aire y los cambios en la temperatura del follaje mediante el sombreamiento en los cultivos necesitan ser considerados, particularmente en regiones con alta irradiación solar [2].

2.4.2. Efecto del sombreamiento según el tipo de cultivo

En estudios con sistemas de APV adaptados para la producción de cultivos, por ejemplo mediante la reducción de la densidad de paneles, la radiación disponible para cultivos se predijo alcanzó valores entre un 60 y 85 % del que había en condiciones de campo abierto [24]. Este efecto sería menos notorio en plantas piloto debido a los efectos de borde, especialmente cuando el sol está bajo y puede alcanzar el suelo desde los lados [2]. En un experimento donde diferentes variedades de lechugas fueron cultivadas bajo una planta de APV, se encontró que con densidad de paneles reducida con una distancia entre paneles de 3,2 m, cerca del 73 % de la radiación entrante estaba disponible al nivel de los cultivos. En promedio, el rendimiento de las lechugas fue entre 81-99 % del rendimiento de la zona de control, con dos variedades incluso excediendo los valores de la zona de control [19]. Por otra parte un estudio realizado por Fraunhofer ISE, buscaba determinar la influencia de la sombra en el rendimiento de los cultivos mediante simulaciones de la radiación y del rendimiento de los cultivos dependiendo del espacio entre filas de paneles fotovoltaicos, en la Figura 2.7 (a) se muestra el rendimiento de la biomasa vs la radiación activa fotosintética (photosynthetic active radiation PAR).



(a) Rendimiento de biomasa de tres categorías de cultivos con respecto a la tolerancia a la sombra. (b) Clasificación de cultivos según su tolerancia a la sombra.

Figura 2.7: Resultados del estudio del efecto del sombreado en el rendimiento de la biomasa de los cultivos de Fraunhofer ISE.

Las conclusiones de este estudio pueden visualizarse en la Figura 2.7 (a). Las plantas de categoría ”+” muestran al principio una ganancia en el rendimiento al añadir sombreado y solo a partir de una sombra promedio del 50 % el rendimiento está por debajo del nivel de referencia. Las plantas con categoría ”0” se mantienen relativamente planas hasta el 70 % de sombra y luego baja significativamente, mientras las plantas de categoría ”-” baja casi de manera lineal incluso con poca de sombra [25]. Otros estudios revelan que el exceso de calor puede afectar negativamente el rendimiento de los cultivos, como por ejemplo para las papas [26]. Además, la temperatura puede afectar la calidad nutricional, por ejemplo la composición de los ácidos grasos de la colza [27].

2.4.3. Atenuación golpes de sol

Los cambios climáticos y fluctuaciones de temperaturas ambientales que se evidencian en los cambios de estación (primavera-verano) generan indudablemente modificaciones orgánicas en variedades de lechugas que son propensas al “Bolting” (subida del cultivo, es decir, generación de tallo floral y semillas). Además, se debe considerar que las temperaturas inadecuadas de crecimiento (T° por sobre los 21°C) aceleran el deterioro de las hojas debido a la acumulación de látex amargo en su sistema vascular. Además, la exposición a elevadas temperaturas está comúnmente asociado con el estrés hídrico. La transpiración acentuada por altas temperaturas puede producir un marchitamiento temporal que puede llevar a la muerte de la planta. Al tener que consumir sus propias sustancias de reserva se puede llegar a la muerte por inanición. Estas altas temperaturas producen alteraciones en las funciones fisiológicas. La alta intensidad de la luz y el calor pueden incidir en la destrucción de la clorofila en las hojas. Las hojas de la parte soleada de la planta o aquellas que reciben una alta temperatura pueden exhibir muerte del tejido en sus bordes o en áreas grandes entre las venas. Estas condiciones predisponen al área dañada al ataque de hongos [28].

Las pérdidas en la producción de fruta debido a daños por sol varían entre 6 a un 50 %, en función de las estaciones, el tipo de frutal y variedad [29].

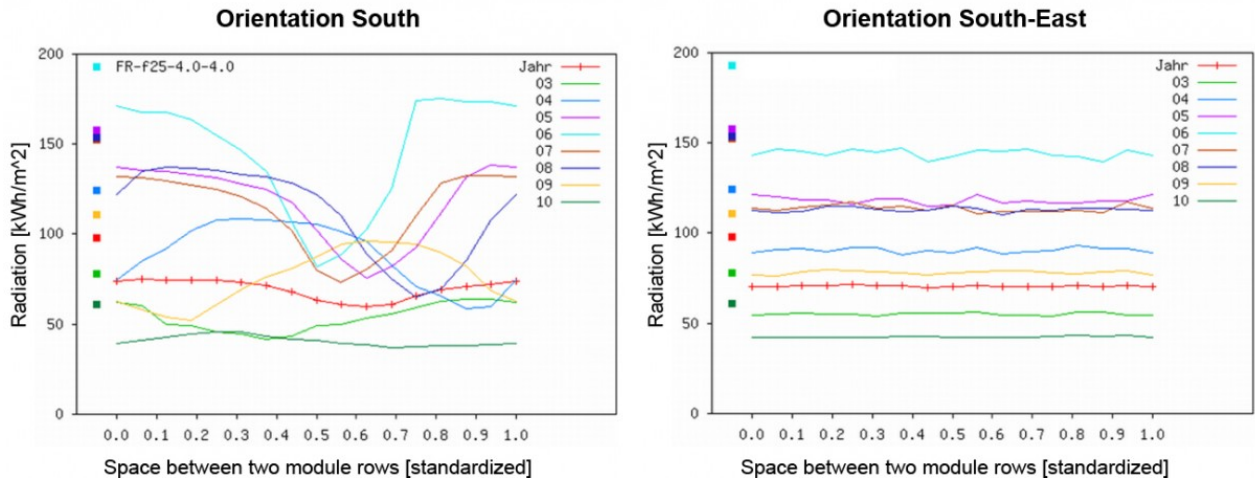
En la actualidad, se utilizan diferentes métodos para disminuir la incidencia del golpe de sol, como por ejemplo: enfriamiento por evaporación, a través de riego por aspersión; sombreado con mallas que disminuyen la incidencia de la luz y la temperatura; cubrimiento de frutas con bolsas de papel; aspersión con minerales reflectantes (silicato de aluminio, conocido como caolín) y productos químicos [30]. Por lo anterior y debido a las altas temperaturas e irradiación de la Región Metropolitana es que APV surge como una alternativa para proporcionar sombreado a los cultivos y así protegerlos de los golpes de sol mientras se genera energía eléctrica.

2.5. Configuración de APV

La aplicación de sistemas de APV impone varios requerimientos a la producción de cultivos y su manejo técnico. La extensión de la reducción en radiación solar bajo APV depende de la altitud solar estacional, de la posición bajo la fila de paneles fotovoltaicos y de la implementación técnica de la planta. Esto incluye la orientación, el ángulo de inclinación, el tamaño de los paneles y la distancia entre ellos [11]. A continuación, se describen las principales variables que afectan la configuración de una planta de APV.

2.5.1. Orientación de la planta de APV

Por medio de una simulación se observó que la orientación suroeste y sureste eran las más apropiadas (en el hemisferio norte) para generar condiciones uniformes de luz en los cultivos lo que también resulta en una reducción en el rendimiento eléctrico de un 5% con respecto a la orientación sur [11], que es la que maximiza el rendimiento eléctrico en el hemisferio norte. Fraunhofer ISE por su parte realizó un estudio del perfil de la irradiación donde llegan a la misma conclusión con respecto a la homogeneidad de la irradiación en los cultivos resultando un perfil inhomogéneo para la orientación sur, Figura 2.8 (a) y uno homogéneo para la orientación sureste Figura 2.8 (b).



(a) Perfil de irradiación mensual para la orientación sur. (b) Perfil de irradiación mensual para la orientación sur-este.

Figura 2.8: Perfiles de irradiación al nivel de los cultivos para la orientación sur y sureste, generados por Fraunhofer ISE, para el hemisferio norte.

2.5.2. Inclinación de los módulos fotovoltaicos

El ángulo de inclinación óptimo depende de la ubicación geográfica y de la orientación, en Europa Central es cercano a 20-25° [11]. Esta variable usualmente es optimizada en función de maximizar la generación eléctrica. Por otra parte algunos estudios que utilizan sistemas de seguimiento demuestran potenciales beneficios para la producción de energía y cultivos en comparación con sistemas fijos de APV.

2.5.3. Altura y distancia de pilares de la estructura de APV

La estructura que sostiene los paneles fotovoltaicos necesita ser ajustada a los requerimientos de la maquinaria agrícola. Como se mencionó antes, los paneles fotovoltaicos deben ser levantados a una altura que permita los trabajos agrícolas. Un rango de alturas usuales para APV sería entre 3 y 6 m. Además, para prevenir la pérdida de tierra utilizable, la distancia entre los pilares debe ser ajustada a las distancias entre los cultivos, es decir, se deben considerar los anchos de mesa y también los anchos de los tractores agrícolas. Sin embargo, de todas formas habrá una cierta pérdida de áreas productivas debido por ejemplo al área utilizada por los pilares de la estructura. Y esta pérdida debe ser considerada al calcular los rendimientos del suelo [2].

2.5.4. Densidad de los módulos fotovoltaicos

La densidad de los módulos fotovoltaicos es una variable que debe ser ajustada para evitar resultados negativos en la producción de cultivos. La densidad de los paneles debe ser menor

a la usual en una planta ground-mounted. Una distancia cercana a 3 m es generalmente adecuada para permitir que una cantidad suficiente de luz alcance los cultivos mientras se alcanzan a su vez rangos satisfactorios de rendimiento energético. De todas maneras cabe señalar que este valor es solo referencial pues la distancia propicia depende al menos de la altura de la estructura, orientación, inclinación y tipo de cultivo.

2.5.5. Parámetros para estudiar el sombreamiento generado por diferentes configuraciones

Las variables antes descritas generan diferentes sombreamientos, el sombreamiento se estudia principalmente mediante dos parámetros, el promedio de sombra generado por medio del porcentaje de sombra generado y homogeneidad la sombra que se estudia por medio de la desviación estándar del porcentaje de sombra generado. En particular, un estudio que buscaba entender los efectos que las geometrías de los paneles solares tienen en el crecimiento de los cultivos cercanos (configuraciones en la Figura 2.9), definió la variable "profundidad de sombra" como la pérdida de energía solar incidente en comparación con un campo abierto; por ejemplo, si la irradiación solar en un lugar bajo la planta de APV es el 90 % de lo que en un campo abierto, la profundidad de la sombra es el 10 %. Por su parte la desviación estándar indica la homogeneidad espacial de la sombra en el suelo [4].

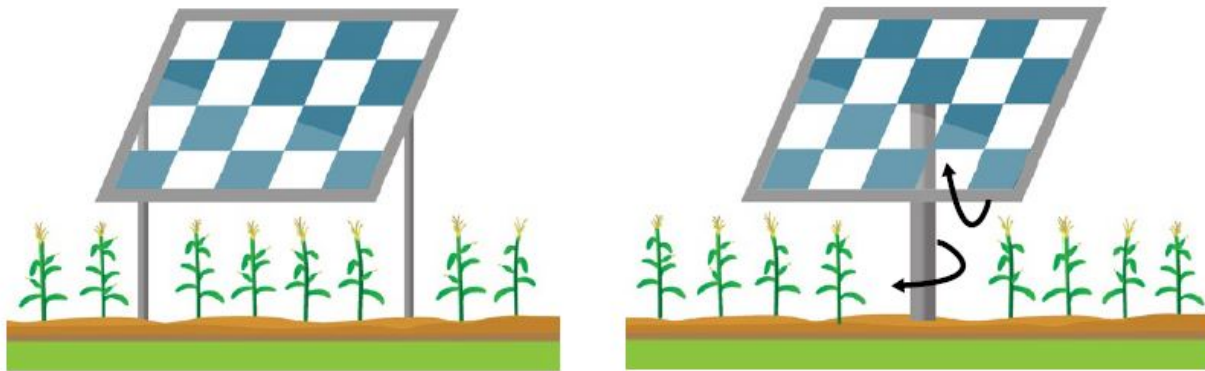


Figura 2.9: Configuraciones de plantas de APV utilizadas en estudio que busca entender los efectos que las geometrías de los paneles solares tienen en el crecimiento de los cultivos [4].

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se establece la metodología utilizada durante el estudio de sombreadamiento. Este estudio de sombreadamiento se divide en dos casos de estudio, el primero un estudio de sensibilidad de las variables que conforman la configuración de una planta de APV, y finalmente, un estudio de sombreadamiento de los casos de estudio definidos para una agrícola ubicada en la comuna de Lampa de la Región Metropolitana.

En primer lugar, en la sección 3.1. se especifican las herramientas, consideraciones y supuestos utilizados en ambos estudios de sombreadamiento. Luego, se detallan en la sección 3.2. las simulaciones de sombreadamiento a realizar para ambos casos de estudio.

3.1. Marco teórico

En esta sección, se exponen algunas consideraciones previas necesarias para realizar las simulaciones de sombreadamiento.

3.1.1. Definiciones y supuestos

En esta subsección se definen algunos conceptos y supuestos realizados, para la correcta comprensión del desarrollo del estudio realizado.

3.1.1.1. Sombra

De manera general la sombra se define como oscuridad, falta de luz, más o menos completa. Por su parte el concepto de sombra que utiliza SAM (System Advisor Model) software se emplea para generar los datos de este estudio, es el siguiente. La sombra representa una reducción del rayo de la irradiación solar incidente en una superficie determinada.

En este estudio se utiliza un promedio anual de sombra, que es el promedio anual de los elementos definidos en la zona representativa durante las horas de luz.

3.1.1.2. Desviación estándar

La desviación estándar es una medida que se utiliza para cuantificar la variación o dispersión de un conjunto de datos numéricos. A menor desviación estándar, mayor similitud en los valores de los datos. En este caso, se utiliza para estimar la homogeneidad de los datos de sombra en los elementos de la zona representativa.

En el contexto del estudio al tratarse de una población pequeña de datos, pues se toma un número reducido de los elementos de la zona representativa, se utiliza la desviación estándar poblacional, que es un parámetro, que cuantifica la dispersión de los datos de una población de datos utilizando todos estos últimos.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \mu)^2}{N}} \quad (3.1)$$

Donde:

σ : es la desviación estándar.

x_i : corresponde al elemento i de la población.

μ : es la media de la población.

N : es el número de elementos pertenecientes a la población.

3.1.2. Parámetros de entrada

En esta sección se definen los parámetros de entrada de los casos de estudio de sombreado, tanto para el estudio de sensibilidad como los escenarios de estudio de la agrícola Oasis de Lampa.

Este estudio de sombreado utiliza como ubicación la comuna de Lampa de la Región Metropolitana de Chile.

El estudio de sensibilidad del sombreado pretende dar un acercamiento de la sensibilidad de algunas variables que son parte de la configuración de una planta de APV. Las variables estudiadas en el son:

- Orientación de planta de APV
- Inclinación de paneles PV
- Distancia entre filas de paneles PV
- Altura de paneles PV
- Orientación de paneles PV

Estas se muestran en la Figura 3.1.



Figura 3.1: Esquema de variables de la configuración de una planta de APV estudiadas.

En cuanto a los escenarios de estudio de la agrícola Oasis de Lampa, en la Tabla 3.1 se muestra un resumen de los requerimientos del agricultor, a partir de los cuales se definen los casos de estudio desarrollados en la sección 3.2.2. Esta configuración tiene la orientación de los cultivos actualmente emplazados en la superficie disponible por la agrícola para desarrollar un eventual proyecto de APV, que son 310° , para la cual la inclinación que maximiza la producción de energía eléctrica es la de 22° determinada mediante PVplanner (Anexo II),

En la Figura 3.2 es posible ver la superficie delimitada por los sectores de 1.1 a 1.4 que es la superficie disponible donde se pretende realizar la planta de APV.



Figura 3.2: Esquema del terreno disponible en la agrícola ODL.

¹Inclinación óptima en función de maximizar la producción eléctrica para la orientación de 310°

Tabla 3.1: Parámetros agrícolas.

Variable	Valor	Unidad
Porcentaje de sombra requerido	30	%
Altura mínima de la estructura	2,4	m
Distancia ideal entre pilares	4,9	m
Orientación de la planta de APV	310	°
Inclinación óptima ¹	22	°

3.1.2.1. Tecnología a utilizar

Este estudio se remonta a una planta de APV tradicional de estructura fija, debido a que es más sencillo integrarla en terrenos agrícolas ya que no hay piezas móviles que puedan convertirse en un factor de riesgo al realizar los trabajos agrícolas y por tener mayor aceptación debido al menor mantenimiento e intervención necesaria en su operación.

En cuanto al panel fotovoltaico y su posición se decide optar por la posición vertical del panel, pues esta configuración permite reducir los costos por kWp. Adicionalmente, se realiza una comparación de los resultados del estudio de sombreado utilizando la posición horizontal del panel.

En la Tabla 3.2 se muestran algunas las características generales del panel fotovoltaico seleccionado para la realización de este estudio. Este panel fue seleccionado pues es lo estándar utilizado en el mercado fotovoltaico actual, para más detalles es posible revisar el Anexo I: Data sheet de panel fotovoltaico.

Tabla 3.2: Características generales del panel fotovoltaico a utilizar.

Variable	Valor	Unidad
Modelo	Eagle 72P 320-340 Watt	
Tipo de celda	Policristalina	
Potencia de paneles PV	340	Wp
Número de celdas	72 (6x12)	u
Dimensiones	1956x992x40	mm
Peso	22,5	kg

3.1.2.2. Criterios de diseño

La configuración de una planta de APV, según el sombreado que se genere en los cultivos, depende de qué parámetros de diseño se considerarán al evaluar el sombreado. Se tienen dos parámetros para evaluar el sombreado, la cantidad de sombra basada en un promedio temporal y la homogeneidad de la sombra basada en la desviación estándar espacial de la sombra promedio. Se deben definir los criterios a utilizar en cada estudio, según

las necesidades agrícolas y de generación eléctrica. A continuación, se describen brevemente estos criterios.

Evaluación anual o mensual

Los parámetros antes definidos pueden ser evaluados de manera anual o mensual. Es decir, se puede dimensionar el sistema APV en función del promedio de sombra anual, si el agricultor cultiva todo el año y requiere una sombra promedio definida. O se puede dimensionar el sistema según el promedio de sombra para un mes representativo, si el agricultor cultivara solo durante una estación del año.

Intervalo de horas a considerar

Es necesario definir el intervalo de horas que considerará el estudio, por ejemplo, el total de las horas de luz por mes, un intervalo de horas donde la irradiación es mayor, o la hora en la que el sol está en su posición más alta. Para determinar el intervalo de horas adecuado se requiere expertiz agrícola. Ya que cada cultivo requiere cierta cantidad de horas de luz e intensidad de esta. Es necesario recordar que este estudio simula la sombra y no la irradiación solar.

El usar uno u otro de estos criterios puede ser determinante en el diseño de una planta de APV.

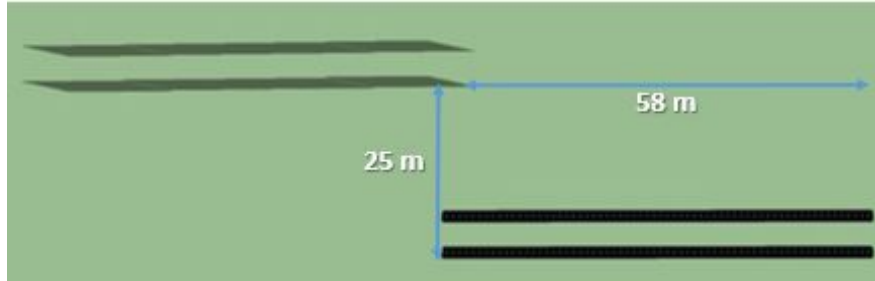
3.1.2.3. Zona representativa

La zona representativa en la cual se estudia el sombreado en los cultivos, no debe estar influida por los efectos de borde, esto quiere decir que se debe determinar la distancia máxima a la que logra ingresar luz desde el borde de la planta de APV y en función de estas distancias definir la zona representativa, en la que se medirá la sombra. Lo que a su vez determinará la superficie total de la planta de APV a modelar, que permite definir esta zona representativa.

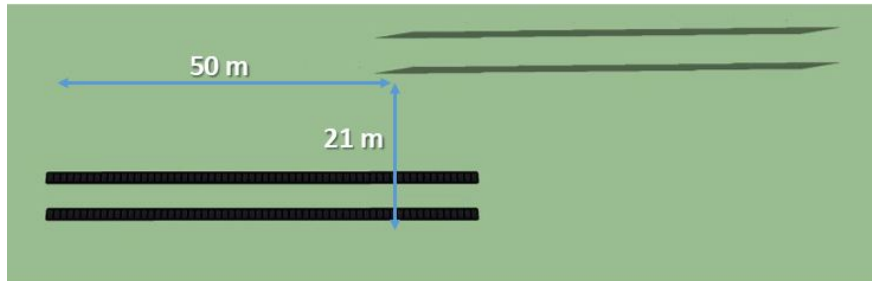
Definición

Determinación de distancias de proyección de sombra

Para definir la zona representativa se modelaron en SketchUp 2019 dos filas de paneles fotovoltaicos de 60 m de ancho y 6 m de altura, esta última pues es el peor caso a abordar (de mayor altura), con una inclinación de 28° para la orientación Norte y Oeste. Se buscan las distancias máximas que alcanza la sombra de los paneles fotovoltaicos, para ambas orientaciones y así entender cuantos metros puede ingresar la luz desde el borde de la planta de APV, por lo que se modela para la mañana y tarde. Los resultados de estas simulaciones se muestran en las Figuras 3.3 y 3.4.

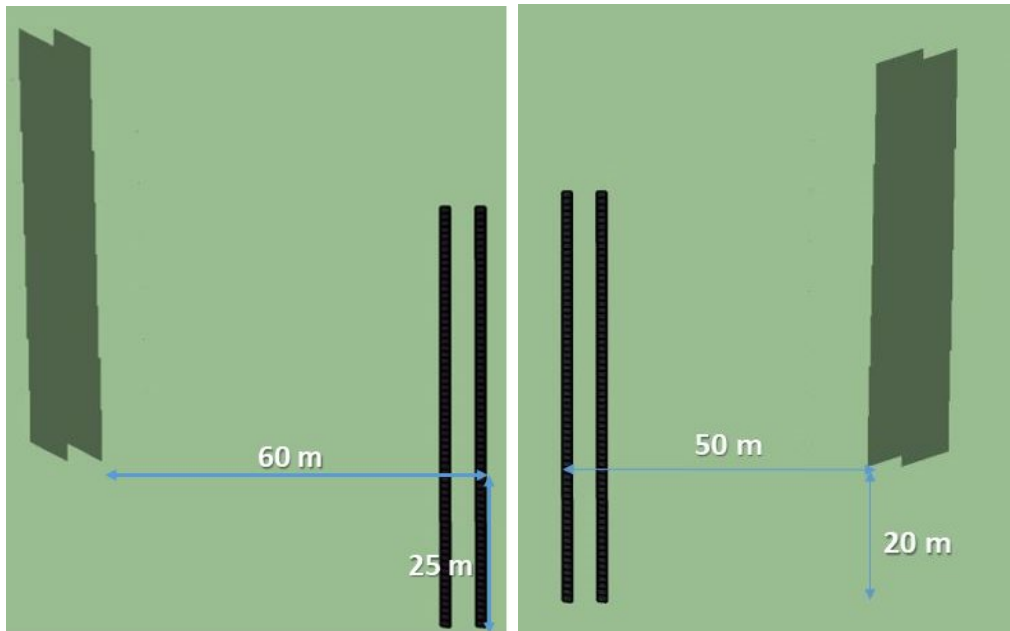


(a) A las 8 hrs.



(b) A las 20 hrs.

Figura 3.3: Simulación de sombra en SketchUp 2019, para la orientación 360°.



(a) A las 7 hrs.

(b) A las 20 hrs.

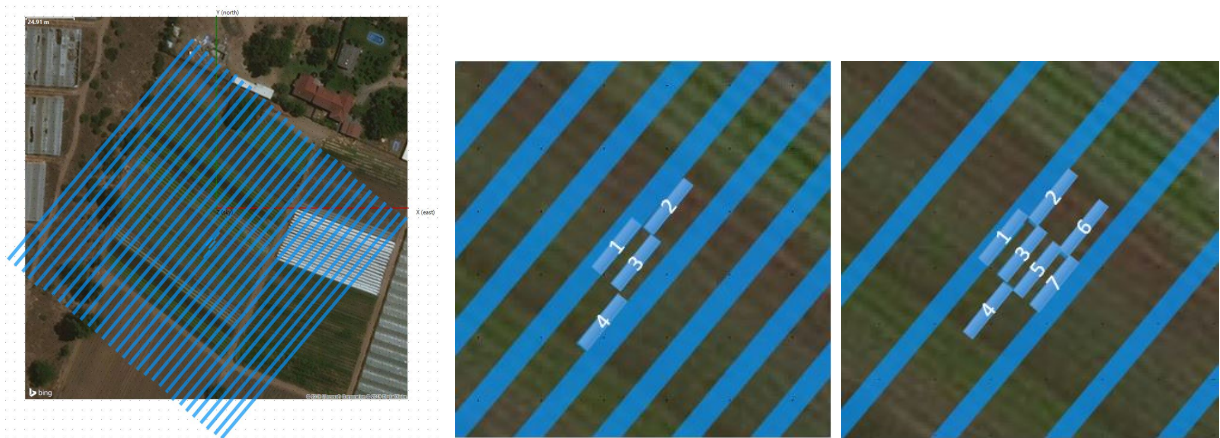
Figura 3.4: Simulación de sombra en SketchUp 2019, para la orientación 270°.

De las Figuras anteriores, es posible notar que la máxima distancia que la sombra se proyecta es 60 m, por lo que se decide modelar una planta de superficie cuadrada de 150 m de lado, con una zona representativa ubicada en el centro de la planta, de 5 m de ancho y largo dependiendo de la distancia entre filas que se defina.

Elementos de la zona representativa

La zona representativa tiene cierta cantidad de elementos definida según la distancia entre las filas de paneles fotovoltaicos, que es una de las variables con respecto a la cual se mide la sensibilidad del sombreado. Las dimensiones de cada elemento que pertenece a la zona representativa son 5 m de ancho y 1 m de largo.

La zona representativa se ubica al centro de la planta de APV, específicamente al nivel de los cultivos, como se muestra en las Figuras ?? y ?? (a), donde se observa la vista superior de una planta de APV de 2,25 ha de superficie, para el caso de estudio 1, y para los casos 2 y 3 respectivamente, compuesta diferentes cantidades de filas de paneles fotovoltaicos (dependiendo de la distancia entre filas), cada fila de un largo de 150 m y en la zona central de la planta está la zona representativa, en la Figuras ?? y ?? (b) es posible distinguir sus elementos. El primer elemento se encuentra alineado al borde posterior de una fila de paneles, luego los otros elementos se ubican el espacio entre filas.



(a) Vista superior planta de APV y zona representativa en el centro. (b) Elementos de la zona representativa escenario 1 ODL. (c) Elementos de la zona representativa escenarios 2 y 3 ODL.

Figura 3.5: Vista superior de la zona representativa y sus elementos para los escenarios de estudio de ODL.

Verificación

Se debe verificar que la zona representativa sea efectivamente representativa de lo que sucede con respecto al sombreado, para esto se comparan los elementos definidos como 1 y 6 en la Figuras 3.6 (a) y (b), que deben tener resultados iguales en cuanto al sombreado pues son equivalentes con respecto a posición que poseen dentro de la planta de APV. Esto se verifica para la orientación de los elementos de 310° y 360° , para una altura de 2,4 m y una distancia entre filas de 4 m (para tener 4 elementos entre los elementos 1 y 6).

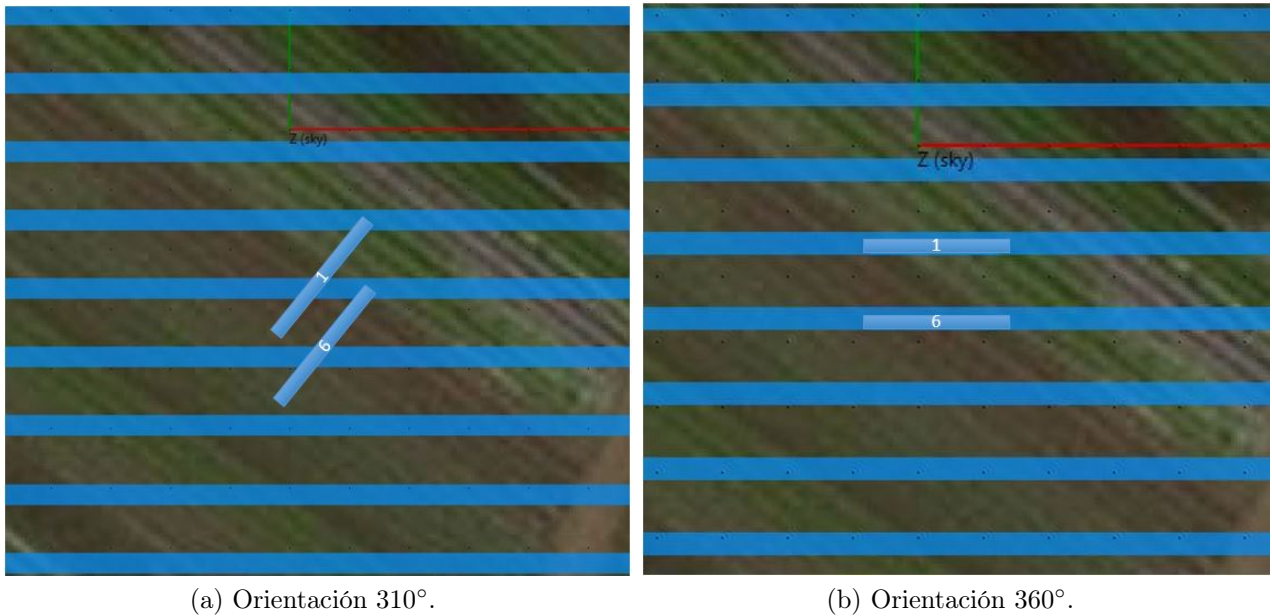


Figura 3.6: Elementos 1 y 6 de zonas representativas, para las orientaciones 310° y 360° .

3.1.3. Herramientas utilizadas

Se describen a continuación las herramientas utilizadas en el desarrollo de los resultados de este estudio.

3.1.3.1. Determinación de zona representativa

Para definir las distancias a las cuales entra la sombra desde el borde de la de APV, se utiliza el software SketchUp 2019, que es un software comercial para modelar en 3D de Trimble, que permite visualizar la sombra generada por una superficie, para una determinada fecha y hora.

3.1.3.2. Generación de datos

Para generar datos de sombreado se utilizó el software SAM (System Advisor Model) desarrollado por NREL, que es un software gratis que permite realizar modelos tecnológicos para facilitar la toma de decisiones en la industria de energía renovable. Este software tiene un módulo para determinar la sombra y el layout de una planta fotovoltaica, que a su vez posee una ventana para calcular la sombra en 3D. Es este módulo en particular es el que se utilizará para generar los datos de sombreado en la zona representativa.

De manera general el procedimiento a seguir para utilizar el módulo de cálculo de sombra 3D de SAM es el siguiente:

- Definir una ubicación para la escena.
- Utilizar una imagen de esta ubicación para localizar los objetos que generan sombra,
- Adherir objetos que generan sombra (descritos a continuación).
- Adherir objetos de superficie activas (descritos a continuación).
- Ubicar los objetos según sean necesarios.
- Generar los datos de sombra.
- Exportar los datos de sombra en formato csv.

Como fue mencionado antes, dentro del módulo de cálculo de sombra 3D de SAM, existen dos tipos de objetos que pueden ser generados, estos se describen a continuación:

Objetos que generan sombra

Estos objetos representan como su nombre lo explica, objetos cercanos a una planta fotovoltaica que pueden generar sombra sobre los paneles fotovoltaicos. Como su objetivos es modelar objetos que generan sombra, No es posible generar datos de sombra para estos objetos.

Objetos de superficie activa

Estos objetos representan un arreglo o subarreglo de paneles fotovoltaicos, Son por lo tanto los objetos sombreados, por lo que sobre ellos se generan los datos de sombra. Debido a lo anterior, es que para el objetivo de este trabajo que es estudiar el sombreado que se genera en los cultivos causado por los paneles fotovoltaicos de una planta de APV, es que se modelan los elementos de la zona representativa como superficies activas. Además, debido a la que este tipo de superficies permite variar su ángulo de inclinación las filas de paneles fotovoltaicos también han sido simulados con este tipo de objeto, diferenciando el grupo al que pertenece cada entidad [31].

El algoritmo básico que utiliza el módulo de cálculo de sombra 3D de SAM es el siguiente:

- Calcular la posición del sol dada la latitud, longitud y tiempo de zona de la escena. Para la tabla diurna de los resultados que es la utilizada en este estudio, la posición del sol es la del punto medio de cada hora el día 14 de cada mes.
- Transformar la escena 3D para que la vista este alineada a la perspectiva del sol.
- Calcular las coordenadas de los polígonos representativos de la escena.
- Seleccionar y ordenar los polígonos a través del vector de la escena al sol y proyectarlos a un plano 2D. Este paso asume rayos paralelos al sol, así que usa una proyección paralela en vez de una proyección de perspectiva.
- Para cada superficie activa, calcular las coordenadas de polígonos sombreados, los que son los polígonos que intersectan la superficie activa y los polígonos de los objetos de sombra.
- Calcular la sombra como la razón del área de los polígonos sombreados y del área de la superficie activa, expresado en porcentaje.

3.1.3.3. Procesamiento y visualización de datos

Para realizar un análisis de los datos generados con SAM es necesario ordenarlos y definir funciones para su procesamiento y visualización. Para realizar lo anterior se utilizó el software Python 2.6.

3.1.3.4. Comparación de generación eléctrica

Con el fin de comparar las diferentes orientaciones seleccionadas a través de la generación eléctrica, se simulan las producciones eléctricas para las diferentes configuraciones, utilizando el software PVplanner. Los reportes generados a partir de PVplanner se encuentran en el Apéndice II: Reportes de simulaciones de producción eléctrica realizados en PVplanner.

Los parámetros de entrada para estas simulaciones fueron la ubicación, la orientación, en algunos casos la inclinación y en otros este parámetro fue optimizado en función de maximizar la producción eléctrica. El parámetro de salida utilizado para la comparación de generación eléctrica fue la energía eléctrica específica producida en un año.

3.1.4. Parámetros de salida

Como parámetros de salida generales de este estudio de sombreado, se requiere la cantidad de sombra en porcentaje promedio anual (para las horas de luz) en la zona representativa a definir, y la desviación estándar espacial (de los porcentajes de sombra promedio anual para los elementos constituyentes a esta zona representativa) para así entender la sensibilidad del sombreado en los cultivos con respecto a las diferentes variables estudiadas. Esta información se expone en los siguientes formatos definidos para su mejor visualización y comprensión.

La sombra promedio anual por elemento se calcula mediante la ecuación 3.2 y la sombra promedio anual para la zona representativa se calcula mediante la ecuación 3.3.

$$spa_e = \frac{\sum_m sp_{e_m}}{12} \quad (3.2)$$

Donde:

spa_e : corresponde a la sombra promedio anual del elemento e de la zona representativa.

sp_{e_m} : corresponde a la sombra promedio durante el mes m para elemento e .

$$spa_T = \frac{\sum_e spa_e}{N} \quad (3.3)$$

Donde:

spa_T : corresponde a la sombra promedio anual en la zona representativa.

N : es el número de elementos pertenecientes a la zona representativa.

3.1.4.1. Mapa de sombra

El mapa de sombra, muestra el promedio de sombra anual para cada elemento, durante las horas de luz. Por otra parte, para la verificación de la zona representativa, se genera de manera más particular para un mes y hora específica.

La idea de este mapa de sombra es visualizar la sombra que se genera en cada elemento de la zona representativa, es decir, la variación espacial de la sombra.

Siendo el primer elemento el que se encuentra bajo una fila de paneles fotovoltaicos y los siguientes elementos los que se disponen entre filas, en orden creciente con respecto a la distancia de la fila.

3.1.4.2. Perfil de sombra mensual para cada elemento

Estos gráficos tienen como propósito visualizar la variación de la sombra promedio mensual, a lo largo del año para cada elemento de la zona representativa.

3.2. Casos de estudio

En esta sección se describen los dos estudios de sombreado realizados, en primer lugar se realizó un estudio de sensibilidad de sombreado bajo las variables de la configuración de una planta de APV, luego se describen los casos de estudio definidos según los requerimientos planteados por una agrícola local.

3.2.1. Estudio de sensibilidad del sombreado

Orientación de planta de APV

De la literatura se sabe que en el hemisferio sur la orientación norte es la que maximiza la producción eléctrica, pero a su vez genera una sombra persistente bajo las filas de paneles fotovoltaicos. Por lo que se decide estudiar el comportamiento del sombreado para diferentes orientaciones en el intervalo noroeste y noreste.

Inclinación de paneles PV

La inclinación de los paneles PV es otra variable que impacta tanto en la producción eléctrica como en el sombreado generado, es por esto que se definen tres casos a estudiar para la inclinación, uno sin inclinación (0°), otro con la inclinación óptima según la orientación y otro con la inclinación óptima para la orientación Norte en la localidad estudiada.

Distancia entre filas de paneles PV

La distancia mínima de una planta PV tal que no se genere sombra desde una fila de paneles fotovoltaicos a la siguiente para la ubicación de la comuna de Lampa, calculada para el ángulo de altura del sol durante el solsticio de invierno utilizando la orientación norte y 28° de inclinación, son 2,9 m, por lo que se decide tomar como punto de partida 3 m. Luego, con el fin de homogeneizar la sombra y disminuir la sombra promedio anual, se simulan también las distancias entre filas de 5 y 7 m.

Altura de paneles PV

La altura de los paneles PV, es un parámetro crítico en la configuración de una planta de APV, pues si bien homogeneiza la sombra producida, también encarece los costos totales de la planta por medio del aumento del costo de la estructura de montaje. La altura típica de una planta fotovoltaica instalada en el suelo es aproximadamente 0,5 m. Por su parte para APV se requiere una altura mínima tal que sea posible realizar los trabajos agrícolas

correspondientes, por lo que esta altura mínima depende de si se utiliza maquinaria para realizar estos trabajos y de la altura de esta maquinaria.

Para el estudio de sensibilidad de sombreadamiento se utilizan las siguientes alturas, 2,4, 3,4 y 4,4 m. La primera altura es seleccionada en función de la altura de la maquinaria utilizada por la agrícola ODL. Luego, las siguientes alturas se seleccionan para entender la sensibilidad de la sombra al aumentar la altura en un metro, y debido al encarecimiento de la estructura al aumentar los costos se decide analizar hasta la altura de 4,4 m.

Orientación de paneles PV

Los paneles PV pueden ser orientados de manera vertical y horizontal, se desea analizar cómo impacta este parámetro al sombreadamiento generado, mientras que se sabe que al utilizar una configuración horizontal se requiere de mayor superficie para instalar la misma potencia, esto implica también mayores costos de estructura y terreno.

Para las simulaciones se varía una de estas variables a la vez, mientras se mantienen las otras constantes. Se define un caso estándar (Tabla 3.3) con las variables a utilizar en los diferentes estudios de sensibilidad.

Tabla 3.3: Valores de variables para configuración de caso estándar de simulaciones de sensibilidad.

Variable	Valor	Unidad
Orientación de planta de APV	315	°
Inclinación de paneles PV	23	°
Altura de paneles PV	2,4	m
Distancia entre filas de paneles PV	6	m
Orientación de paneles PV	Vertical	

En la Tabla 3.4 se muestran los valores a estudiar para cada variable de configuración.

Tabla 3.4: Valores para cada variable a estudiar en estudio de sensibilidad.

Variable a estudiar	Valores a estudiar	Unidad
Orientación de planta de APV	270, 315, 360, 45 y 90	°
Inclinación de paneles PV	0, 23 y 28	°
Distancia entre filas de paneles PV	3, 5 y 7	m
Altura de paneles PV	2,4, 3,4 y 4,4	m
Orientación del panel PV	Vertical u horizontal	

3.2.1.1. Sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación e inclinación

Para entender cómo afecta la orientación de la planta de APV en la sombra producida al nivel del suelo, se deciden estudiar diferentes escenarios, utilizando los valores de la configuración para el caso estándar para las otras variables. Dado que en el hemisferio sur la orientación que genera mayor producción eléctrica es la norte, se utilizan orientaciones en el rango noroeste y noreste para medir la sensibilidad del sombreado para orientaciones cercanas al norte. Y se generan diferentes estudios de orientación variando también la inclinación.

Se generan estudios con las orientaciones e inclinaciones mencionadas en la Tabla 3.6, por otra parte en la Tabla 3.5 se muestran las inclinaciones óptimas en función de maximizar la energía producida para cada orientación.

Tabla 3.5: Inclinaciones óptimas según orientaciones.

Orientación [°]	Inclinación óptima ² [°]
270	2
315	23
360	28
45	23
90	0

Tabla 3.6: Orientaciones a estudiar según inclinación en estudio de sensibilidad.

Orientaciones a estudiar [°]	Inclinación [°]
270, 315 y 360	0
270, 315, 360, 45 y 90	28
270, 315, 360, 45 y 90	Óptima ³

²Valores de inclinaciones óptimas para maximizar la producción eléctrica, generados a partir de PVplanner, reportes en Apéndice II: Reportes de simulaciones de producción eléctrica realizados en PVplanner.

³Inclinación para cada orientación que maximiza la producción eléctrica, valores en Tabla 3.5

3.2.2. Escenarios de estudio de PyME, RM

Este estudio es parte de un estudio de pre-factibilidad de implementar una planta de APV en una agrícola local, la agrícola Oasis de Lampa, que está ubicada en la zona rural de la Región Metropolitana en la comuna de Lampa. Una de las seis regiones que fue declarada en emergencia agrícola en Chile el 2019.

Es una agrícola de tamaño mediano, con una superficie cultivable de 5 ha. En Oasis de Lampa el cultivo principal son lechugas, las que han sufrido impactos drásticos en su calidad y rendimiento como consecuencia de golpes de sol, generando importantes pérdidas en la producción anual. Para proteger los cultivos de la alta irradiación propia de la zona y de los efectos del cambio climático, se instalaron estructuras con mallas para sombrear y así atenuar la alta radiación solar y generar un microclima idóneo para ciertos cultivos. Estas mallas deben ser reemplazadas cada 3 años, generando costos, desechos y disminuyendo la sustentabilidad de la agrícola, por lo que buscan alternativas de menor costo, estructuras más accesibles y simples, que mejoren el microclima y su competitividad.

Otros aspectos que impactan los costos y limitan la producción de la agrícola, son los consumos eléctricos de los procesos agrícolas, destacándose entre ellos el uso de máquinas limpieza, plantas de empaque, cámaras frigoríficas, aire acondicionado y sistemas de riego.

Dentro de los parámetros de diseño recogidos se tiene que el agricultor utiliza mallas que generan un 30% de sombreado sobre sus cultivos, lo que según su experiencia genera buenos resultados en la producción. Las mallas están emplazadas en estructuras de madera con pilares distanciados por 4,9 m y de altura de 2,4 m como se muestra en la Figura 3.7, estas a su vez al cubrir los cultivos por completo generan un microclima que ayuda a preservar la humedad y mantener la temperatura más estable, lo que también es beneficioso para algunos de sus cultivos.



Figura 3.7: Fotografía de estructura de mallas, agrícola Oasis de Lampa, RM, Chile.

Para Oasis de Lampa se definen tres escenarios de estudio, en la Tabla 3.7 se muestran los valores para cada variable a simular por escenario.

⁴Por determinar, aquella tal que se genere una sombra promedio anual cercana al 30%.

⁵Por determinar, aquella tal que permita homogenizar el perfil de sombra.

Tabla 3.7: Resumen de casos de estudio.

Escenarios	Orientación [°]	Inclinación [°]	Altura de paneles PV [m]	Distancia entre filas [m]
1	310	22	2,4	3
2	310	22	2,4	D ⁴
3	310	22	D	A ⁵

3.2.2.1. Escenario 1

El primer escenario busca evaluar el sombreado generado por la línea base, que está definida por las instalaciones agrícolas existentes y por los requisitos entregados por el agricultor. Se utiliza una altura de 2,4 m que es la necesaria para realizar los trabajos agrícolas con la maquinaria disponible, y una distancia entre postes de 4,9 m, que dada la geometría de los paneles fotovoltaicos seleccionados y la inclinación de estos, genera una distancia entre el fin de una fila y el inicio de la siguiente (D) de 3 m. La que se determina a partir de las Ecuaciones 3.4 y 3.5,

$$D = D_p - Lh \quad (3.4)$$

$$Lh = L \cdot \cos(\alpha) \quad (3.5)$$

donde:

D: es la distancia desde la parte posterior de una fila a la parte delantera de la siguiente fila.

D_p: corresponde a la distancia de los puntos medios de filas consecutivas.

L: es el largo del panel fotovoltaico.

L_h: corresponde a la proyección horizontal del largo el panel fotovoltaico.

α: es el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.

En la Figura 3.8 se muestran las variables utilizadas en el cálculo de la distancia entre filas (D).

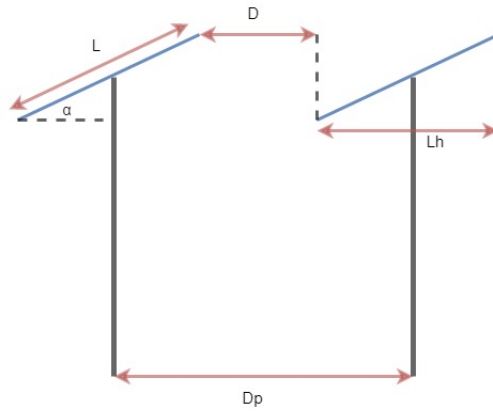


Figura 3.8: Esquema lateral de la determinación de la distancia entre filas de paneles PV para el caso 1 (línea base).

3.2.2.2. Escenario 2

Para el escenario 2 se busca determinar la distancia entre filas que genera una sombra promedio anual de todos los elementos de la zona representativa, al nivel de los cultivos de cercana al 30%, utilizando la orientación de los cultivos ya emplazados en la superficie de estudio (Figura 3.2 sectores 1.1 a 1.4) que es de 310° , con una inclinación de paneles de 22° y una altura de 2,4 m.

3.2.2.3. Escenario 3

Para el escenario 3 se busca homogenizar el perfil de sombra. Para evaluar esto último se utiliza la desviación estándar espacial de los datos de sombra generados para la zona representativa. Esto para la configuración de orientación de 310° y una inclinación de paneles de 22° .

Capítulo 4

Resultados y discusión

En esta sección se muestran y discuten los resultados obtenidos en el estudio de sombreado realizado, que se divide en tres partes, en una primera etapa una breve verificación de la zona representativa, luego los resultados para el estudio de sensibilidad de la sombra con respecto a las variables previamente definidas y finalmente, los resultados de los casos de estudio.

4.1. Verificación de la zona representativa

A continuación, se presentan y discuten los resultados obtenidos para la primera parte del estudio de sombreado en los cultivos.

En las Figuras 4.1 (a) y (b) se muestran los mapas de sombra promedio anual para las horas de luz, generados para las orientaciones de 310° y 360° , respectivamente.

En estas figuras es posible ver que los elementos 1 y 6 correspondientes al de la parte superior y posterior respectivamente de cada figura, tienen un valor similar de sombra promedio anual con errores de un 1,5 y 1,4% para la orientación de 310° y 360° respectivamente, de lo que se abstrae que la zona representativa es efectivamente representativa del fenómeno ocurrido con la sombra al nivel de los cultivos, pues el elemento 1 es equivalente al elemento 6 para diferentes orientaciones.



Figura 4.1: Mapas de sombra del promedio anual durante las horas de luz, para elementos de la zona representativa en orientación de 310° con inclinación de 22° y 360° con inclinación de 28° ambas con altura 2,4 m y distancia entre filas de 4 m.

4.2. Estudio de sensibilidad del sombreamiento

En este estudio de sensibilidad se busca determinar cómo varían el promedio de la sombra al nivel de los cultivos y la homogeneidad de la sombra, la que se estudia por medio de la desviación estándar espacial del porcentaje de sombra de los elementos definidos en la zona representativa. Es importante recordar que se utiliza una configuración estándar de las variables, descrita en la Tabla 3.3 donde se cambia solo el valor de la variable en estudio y se mantienen las otras constantes.

4.2.1. Sensibilidad del sombreamiento con respecto a la orientación e inclinación

El estudio de la sensibilidad de la sombra con respecto a la orientación se realiza con distintas inclinaciones con el fin de entender cómo afectan ambos parámetros en conjunto.

4.2.1.1. Con inclinación de 0°

De la Tabla 4.1 es posible notar que la orientación que genera el menor promedio anual de sombra es la de 360° , con inclinación de 0° y la configuración del caso estándar para las otras variables, sin embargo es también la que presenta mayor valor de desviación estándar siendo este de un 33,7 % por lejos del menor valor de la Tabla 4.1 de 3,8 para la desviación estándar del promedio anual de sombra de la orientación 270° .

Luego, al analizar las Figuras 4.3 (a), 4.3 (b) y 4.3 (c) es posible ver que el perfil mensual de la sombra promedio más homogéneo para los elementos es el de al orientación de 270° también, seguido del de 315° nuevamente siendo el menos homogéneo el de la orientación norte, con una sombra promedio anual para el primer elemento, cercana al 100 %, y los promedio de sombra mensuales de los otros elementos cercanos a 0 %. El fenómeno anterior, es visible en la Figura 4.2. En la subsección 4.2.1.4. es posible abordar con mayor detalle

la sensibilidad del sombreado para la orientación norte y cómo evitar el sombreado persistente declarado por la literatura que se genera al utilizar esta orientación.

Tabla 4.1: Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación con inclinación de 0°.

Orientación [°]	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar del promedio anual
270	23,4	3,8
315	23,9	5,8
360	13,8	33,7

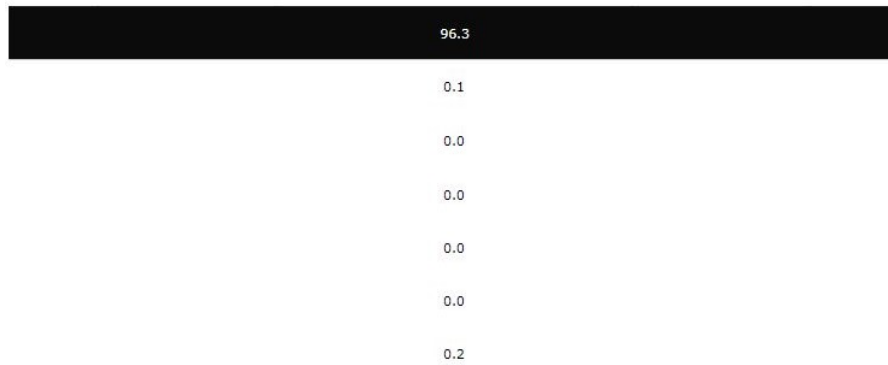
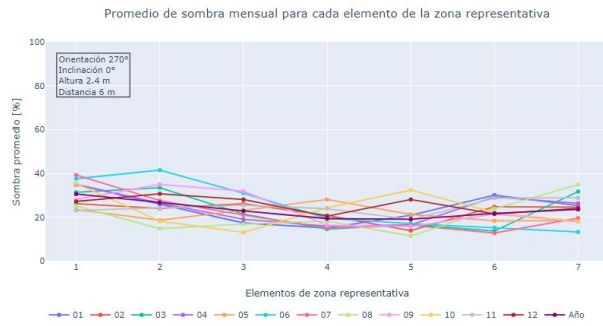
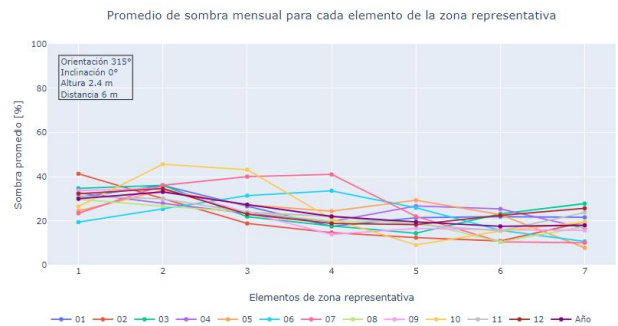


Figura 4.2: Mapa de la sombra promedio anual para cada elemento de la zona representativa para la orientación de 360°, inclinación de 0°, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.



(a) Orientación 270°.



(b) Orientación 315°.



(c) Orientación 360°.

Figura 4.3: Perfil mensual de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para las orientaciones 270, 315 Y 360° con inclinación de 0°, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.

4.2.1.2. Orientación 360° con diferentes inclinaciones y alturas

Este análisis se realiza debido a resultados no esperados (Figuras 4.2 y 4.3 (c)). Se simula para la orientación de 360° la sombra para diferentes alturas e inclinaciones, los valores a estudiar se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Valores de alturas e inclinaciones de paneles fotovoltaicos a estudiar para la orientación de 360°.

Variable a modificar	Valores a estudiar	Unidad
Altura de las filas de paneles PV	2,4, 3,4 y 4,4	m
Inclinación	0 y 28	°

En la Tabla 4.3 es posible ver el efecto en la sensibilidad de añadir inclinación y altura para la configuración con orientación norte. De la Tabla en cuestión, se desprende que al aumentar la altura en un metro, disminuye considerablemente la desviación estándar espacial de la sombra promedio anual, es decir, se vuelve más homogénea la sombra pero no afecta considerablemente la sombra promedio anual. Por otra parte, al añadir inclinación la sombra promedio anual aumenta y disminuye la desviación estándar espacial.

Tabla 4.3: Resumen de sensibilidad del sombreado para la orientación de 360° con diferentes inclinaciones y alturas, con distancia entre filas constante de 6 m.

Altura [m]	Inclinación [°]	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar promedio anual
2,4	0	13,8	33,7
	28	27,7	31,8
3,4	0	21,7	23,1
	28	32,7	21,7
4,4	0	23,4	12,2
	28	32,7	11,1



(a) Altura 2,4 m e inclinación de 0°.



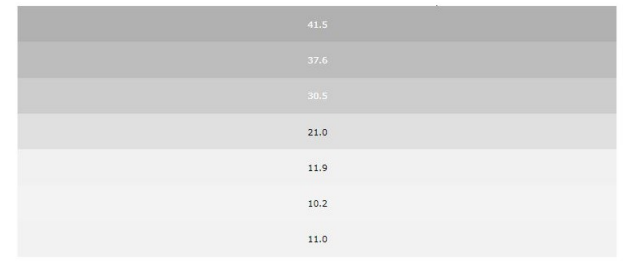
(b) Altura 2,4 m e inclinación de 28°.



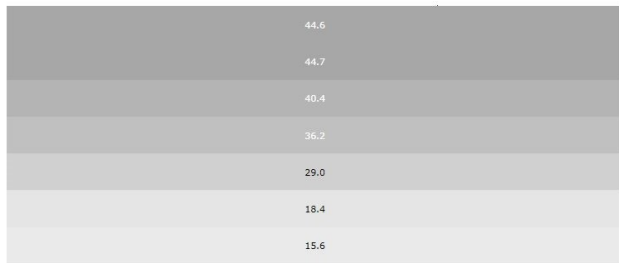
(c) Altura 3,4 m e inclinación de 0°.



(d) Altura 3,4 m e inclinación de 28°.



(e) Altura 4,4 m e inclinación de 0°.



(f) Altura 4,4 m e inclinación de 28°.

Figura 4.4: Mapa de la sombra promedio anual de la zona representativa para el estudio de sensibilidad de la orientación de 360°, con una distancia de 6 m.

4.2.1.3. Con inclinación de 28°

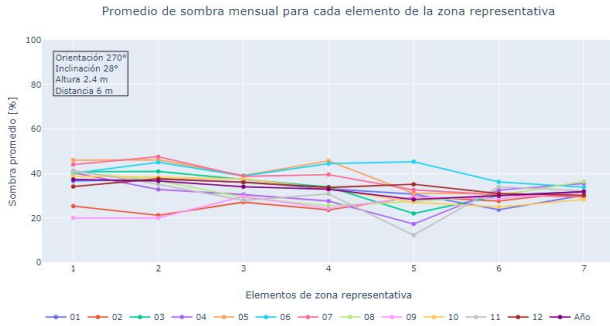
Con el propósito de identificar el efecto en el sombreado de la orientación e inclinación, se simula el sombreado con una inclinación de 28°¹ para diferentes orientaciones, de la Tabla 4.4 es posible extraer que la orientación con mayor sombra promedio anual y mayor desviación estándar espacial es también, la orientación norte para esta configuración con inclinación de 28°. Y la orientación con menor promedio anual de sombra y desviación estándar de este es la de 90°.

En la Figura 4.5 (c) es posible ver que el primer elemento al igual que en la inclinación de 0° es el que tiene una sombra promedio anual mayor, pero al añadir inclinación (con 28°) los elementos restantes tienen una sombra promedio anual distinta de 0 y existe una variación en la sombra promedio mensual para cada elemento. Comparando además las Tablas 4.1 y 4.4 es posible notar como se esperaba que al añadir inclinación para todas las orientaciones a comparar se aumenta el promedio de sombra anual y disminuye levemente la desviación estándar del promedio anual de sombra.

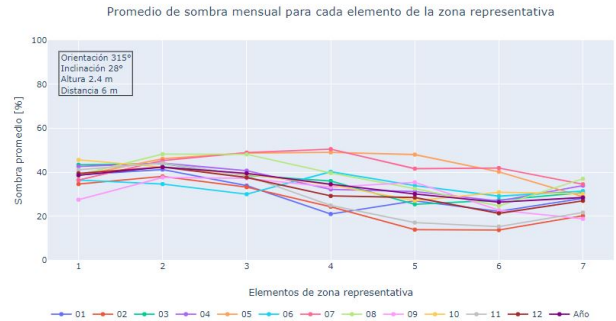
Tabla 4.4: Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación con inclinación de 28°.

Orientación [°]	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar del promedio anual
270	33,0	3,1
315	34,3	5,7
360	27,7	31,8
45	33,8	5,7
90	30,3	2,5

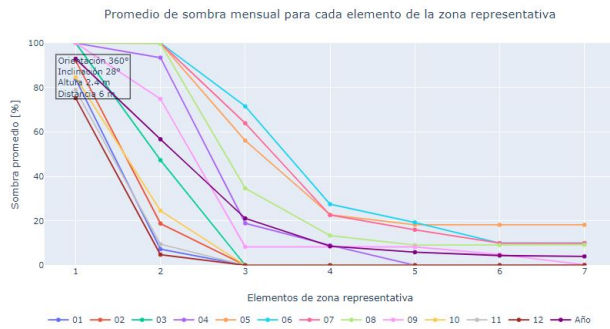
¹Inclinación óptima para la orientación norte en la ubicación del estudio.



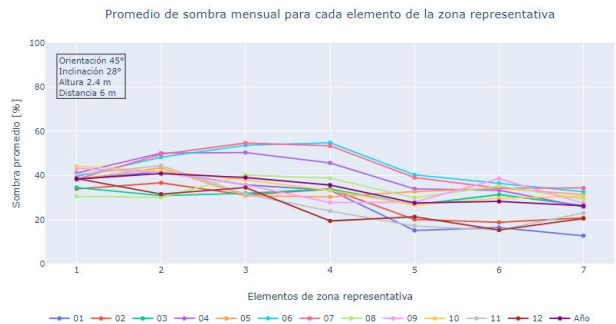
(a) Orientación 270°.



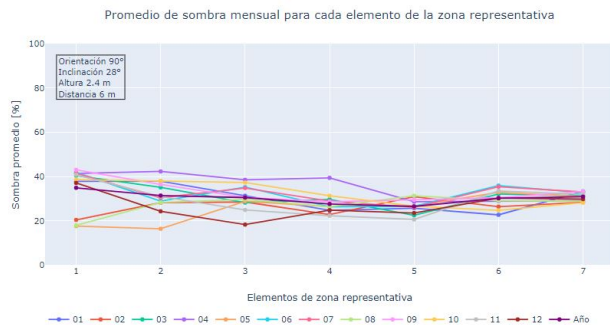
(b) Orientación 315°.



(c) Orientación 360°.



(d) Orientación 45°.



(e) Orientación 90°.

Figura 4.5: Perfil mensual de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para las orientaciones 270, 315, 360, 45 y 90° con inclinación de 28°, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.

4.2.1.4. Con inclinación óptima en función de maximizar la producción eléctrica

Con el fin de poder comparar las orientaciones en función del sombreado que generan y de su producción eléctrica se simularon los sombreados generados para las orientaciones en estudio con sus respectivas inclinaciones que maximizan la producción eléctrica.

En la Tabla 4.5 es posible ver que la orientación norte es la que produce mayor energía eléctrica, pero también es la que produce un sombreado menos homogéneo, por lo que es recomendable optar por una orientación que no conlleve a pérdidas de generación eléctricas grandes y genere un sombreado homogéneo. Como resulta para las orientaciones de 315° y 45°, donde la pérdida eléctrica es de un 4,4 % y la desviación estándar espacial del promedio de sombra anual es de 5,7.

Resultando de la Tabla 4.6 que la orientación norte sigue siendo la que genera el sombreado con mayor desviación estándar espacial del promedio anual, es decir, un sombreado menos homogéneo en los elementos de la zona representativa.

Tabla 4.5: Comparación de producción eléctrica anual para las orientaciones estudiadas con su inclinación óptima.

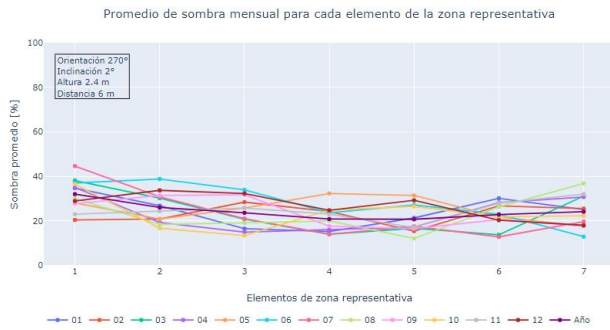
Orientación [°]	Inclinación [°]	EEE anual ² [kWh/kWp]	Pérdida eléctrica ³ [%]
270	2	1587,3	10,0
315	23	1692,0	4,0
360	28	1762,7	0,0
45	23	1685,5	4,4
90	0	1585,9	10,0

Tabla 4.6: Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación con inclinación óptima.

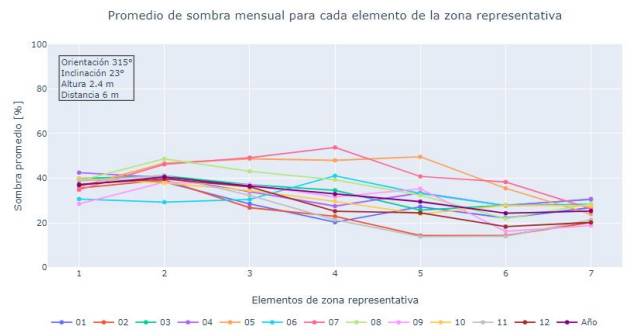
Orientación [°]	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar espacial del promedio anual
270	24,3	3,6
315	32,3	5,7
360	27,7	31,8
45	32,6	5,2
90	23,4	3,8

²Energía eléctrica específica anual con datos generados a partir de PVplanner.

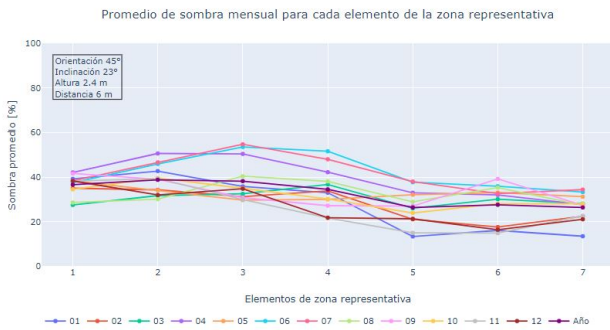
³Porcentaje de pérdida calculado a partir del máximo correspondiente a 1762,7 kWh/kWp.



(a) Orientación 270°.



(b) Orientación 315°.



(c) Orientación 45°.

Figura 4.6: Perfil mensual de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para las orientaciones 270, 315 y 45° con su respectiva inclinación óptima, altura 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.

4.2.1.5. Sensibilidad del sombreado para la orientación 315° con respecto a la inclinación

Se estudia la sensibilidad de la inclinación para la orientación de 315° para las orientaciones 0, 23⁴ y 28°, con una altura de 2,4 m y una distancia de 6 m. En la Tabla 4.7 es posible ver que al aumentar la inclinación (dentro del rango estudiado) se aumenta el promedio anual de sombra, no teniendo un efecto significativo en la desviación estándar para la orientación estudiada (315°).

Tabla 4.7: Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la inclinación para la orientación de 315°, altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.

Inclinación [°]	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar del promedio anual
0	23,9	5,8
23	32,3	5,7
28	34,3	5,7

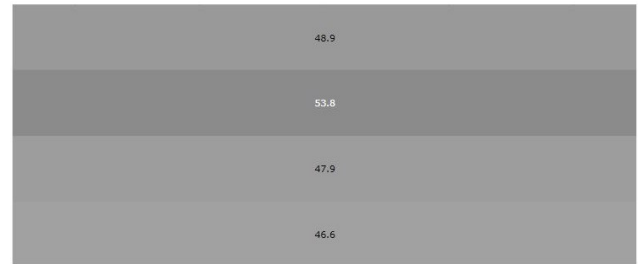
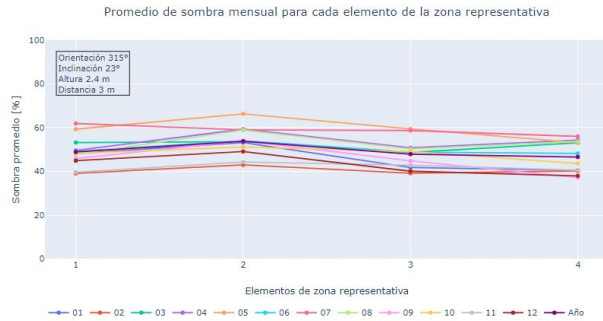
4.2.2. Sensibilidad del sombreado con respecto a la distancia entre bordes de filas de paneles PV

En la Tabla 4.8 es posible ver que el comportamiento es el esperado, al aumentar la distancia entre filas el promedio anual de sombra disminuye, específicamente en el primer tramo de 3 a 5 m disminuye en un 25,8 %, en el segundo tramo de 5 a 7 m disminuye en un 21,6 %. Por su parte, la desviación estándar espacial aumenta (dentro del rango de valores de distancia estudiados) esto debido a que hay elementos dentro de la zona representativa que no son alcanzados por la sombra de la fila sobre el elemento 1, por lo que su porcentaje de sombra promedio anual es cero, volviéndose menos homogéneo el sombreado. Este fenómeno puede visualizarse en la Figura 4.7.

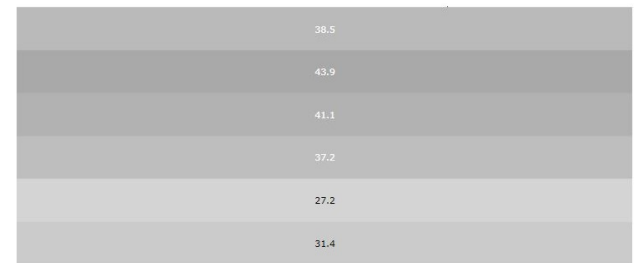
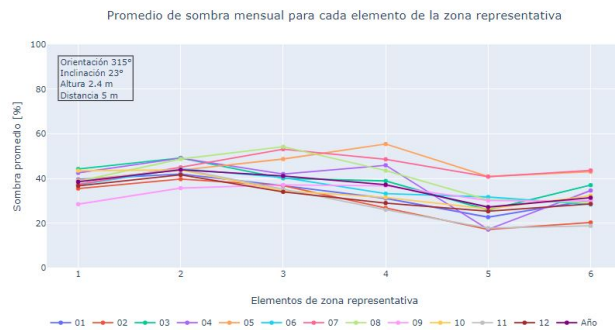
Tabla 4.8: Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la distancia, para la orientación de 315°, con inclinación de 28° y altura de 2,4 m.

Distancia [m]	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar del promedio anual
3	49,3	2,7
5	36,6	5,7
7	28,7	6,6

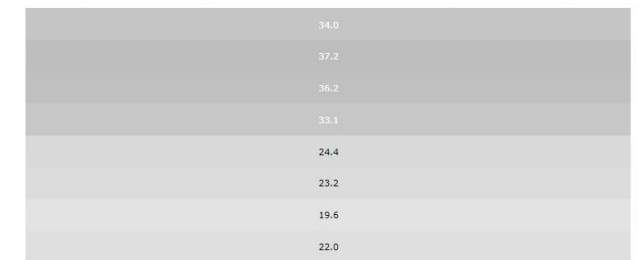
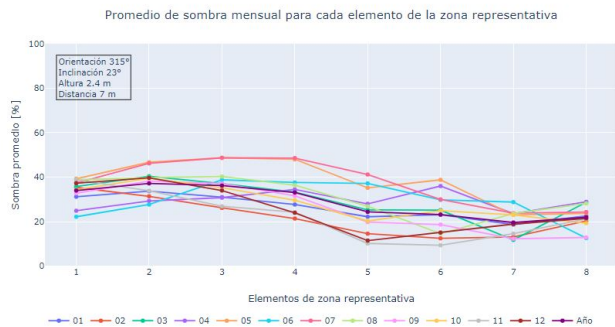
⁴Inclinación óptima en función de maximizar la producción eléctrica, para la orientación de 315°.



(a) Perfil de sombra para distancia entre filas de 3 m. (b) Mapa de sombra para distancia entre filas de 3 m.



(c) Perfil de sombra para distancia entre filas de 5 m. (d) Mapa de sombra para distancia entre filas de 5 m.



(e) Perfil de sombra para distancia entre filas de 7 m. (f) Mapa de sombra para distancia entre filas de 7 m.

Figura 4.7: Sensibilidad de la distancia entre filas de paneles PV en los perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para la orientación de 315° , inclinación de 23° , altura 2,4 m y distancia entre filas de variable.

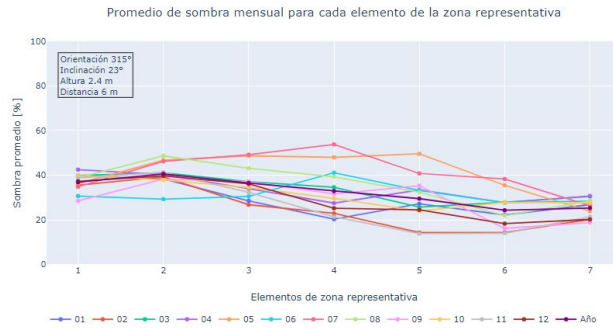
4.2.3. Sensibilidad del sombreado con respecto a altura de los paneles PV

En la Tabla 4.9 es posible ver que a medida que se aumenta la altura de los paneles PV, disminuye la desviación estándar espacial del promedio anual de sombra para los elementos de la zona representativa, en particular, al aumentar de 2,4 a 3,4 m la altura, la desviación estándar espacial baja un 21,1 % con respecto a su valor anterior, luego al aumentar de 3,4 a 4,4 m la altura, la desviación estándar disminuyó un 55,6 % con respecto a su valor anterior. Por otra parte, el promedio anual de sombra no se ve afectado de gran manera como si lo hace al variar la distancia entre filas (Tabla 4.8).

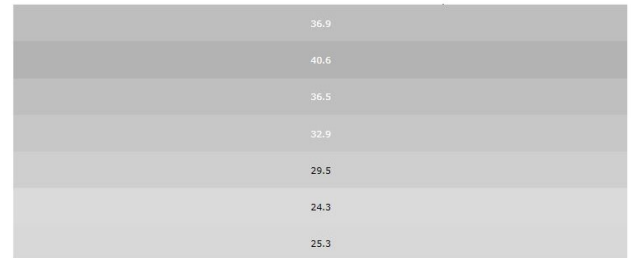
En la Figura 4.8 se puede ver como se homogeneiza la sombra al aumentar la altura, en cuanto al perfil mensual y espacialmente.

Tabla 4.9: Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la altura, para la orientación de 315° , con inclinación de 23° y distancia entre filas de 6 m.

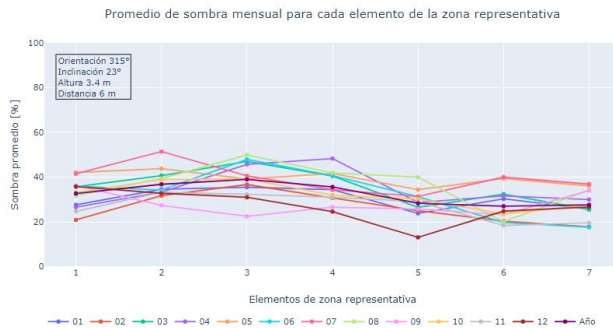
Altura [m]	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar del promedio anual
2,4	32,3	5,7
3,4	32,4	4,5
4,4	31,3	2,0



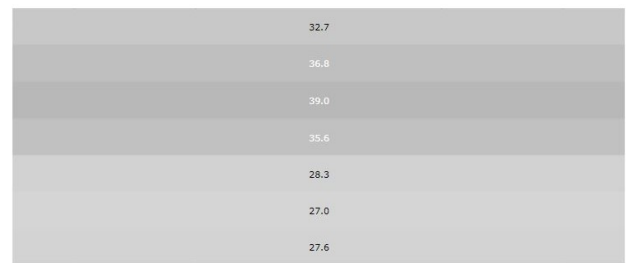
(a) Perfil de sombra para altura de 2,4 m.



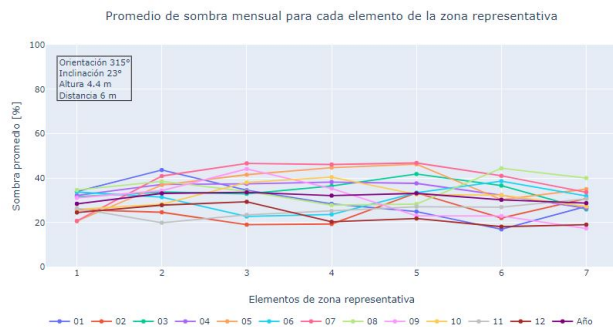
(b) Mapa de sombra para altura de 2,4 m.



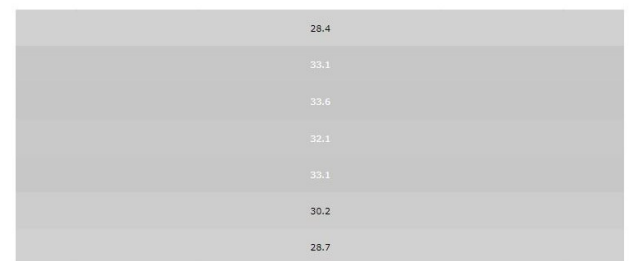
(c) Perfil de sombra para altura de 3,4 m.



(d) Mapa de sombra para altura de 3,4 m.



(e) Perfil de sombra para altura de 4,4 m.



(f) Mapa de sombra para altura de 4,4 m.

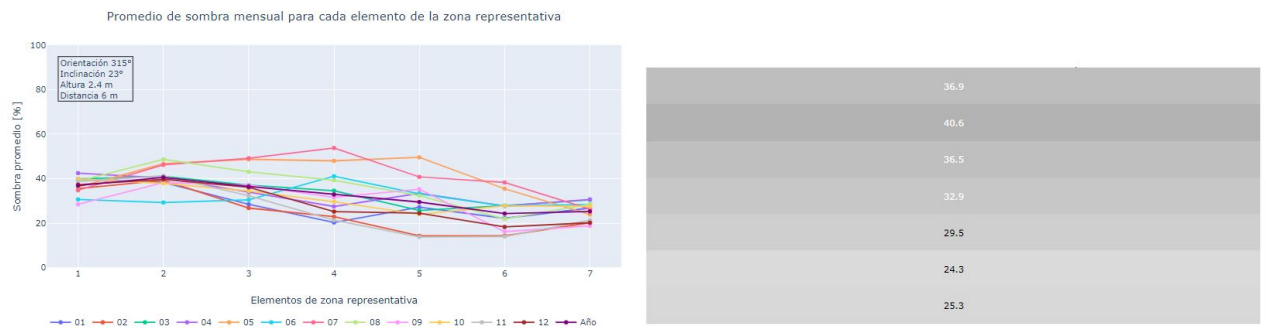
Figura 4.8: Sensibilidad de la altura de paneles PV en los perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para la orientación de 315° , inclinación de 23° , distancia entre filas de 6 m y altura variable.

4.2.4. Sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación de los paneles PV

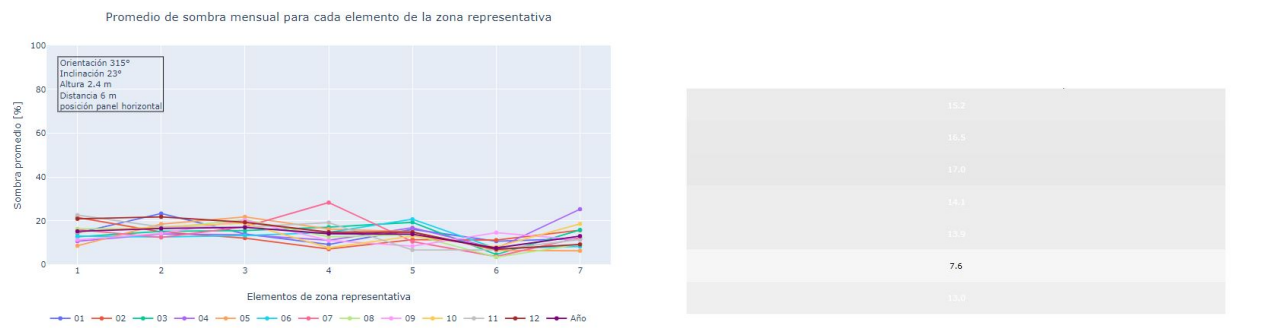
En la Tabla 4.10 y en la Figura A.3 es posible notar que el promedio anual de sombra y la desviación estándar del promedio anual es bastante menor al posicionar de manera horizontal los paneles PV. Lo que hace pensar que esta configuración puede ser más adecuada para el concepto APV, sin embargo es necesario evaluar además del sombreado que se genera por los paneles PV los costos relacionados, y en particular al utilizar la configuración de posición transversal de paneles PV se tiene una menor razón de potencia instalada sobre superficie, por lo que para tener la misma potencia instalada es necesario utilizar una mayor superficie que en el caso de posición vertical lo que conlleva a mayores costos asociados tanto a la estructura de montaje como al terreno. Por otra parte, es interesante analizar que al requerirse un sombreado homogéneo y maximizar la superficie sombreada por parte del agricultor con costos reducidos, es decir, con menor altura de la estructura, es interesante evaluar la orientación horizontal de los paneles.

Tabla 4.10: Resumen de sensibilidad del sombreado con respecto a la orientación de los paneles PV para la orientación de 315° , con inclinación de 23° , altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.

Orientación del panel PV	Promedio anual de sombra [%]	Desviación estándar del promedio anual
Vertical	32,3	5,7
Horizontal	13,9	2,9



(a) Perfil de sombra orientación vertical de paneles PV. (b) Mapa de sombra orientación vertical de paneles PV.



(c) Perfil de sombra orientación horizontal de paneles PV. (d) Mapa de sombra orientación horizontal de paneles PV.

Figura 4.9: Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para la orientación de 315°, inclinación de 23°, altura de 2,4 m, distancia entre filas de 6 m y orientación de paneles vertical y horizontal.

4.2.5. Resumen de estudio de sensibilidad del sombreado

De los resultados anteriores se puede resumir los siguiente. La orientación que genera un sombreado menos homogéneo es la norte (Figura 4.3 y 4.5. Este sombreado se puede homogeneizar aumentando la altura e inclinación (Figura 4.4). Las orientaciones convenientes para APV por generar un perfil homogéneo de sombra y tener una pérdida de generación eléctrica pequeña son las de 315° y 45° con pérdidas eléctricas respectivas de 4 y 4,4% y desviaciones estándar de 5,7 y 5,2 respectivamente.

Al analizar la orientación de 315° con diferentes inclinaciones (0° , 23° y 28°) es posible notar que al aumentar la inclinación aumenta el promedio anual de sombra y la desviación estándar no se ve afectada considerablemente (Tabla 4.7).

Para la orientación de 315° , con inclinación de 23° y altura de 2.4 m. Al aumentar la distancia entre filas un metro el promedio anual de sombra disminuye en promedio 5,2% y la desviación estándar aumenta en promedio en 1,0 (Tabla 4.8).

Para la orientación de 315° , con inclinación de 23° y distancia entre filas de 6 m, al aumentar la altura de los paneles PV en un metro, el promedio de sombra anual no se ve considerablemente afectado, por otra parte la desviación estándar espacial disminuye en promedio 1,9 (Tabla 4.9).

Para la orientación de 315° , con inclinación de 23° , distancia entre filas de 6 m, altura de 2,4 m, al orientar los paneles de manera horizontal se reduce la sombra promedio anual en un 57,0% y la desviación estándar se reduce en un 49,1% respecto el caso de orientación vertical (Tabla 4.10) lo que convierte en una alternativa interesante el utilizar esta orientación de paneles PV cuando se requiere aumentar la superficie de sombra y homogeneizar esta última.

4.3. Escenarios de estudio de ODL

En la Tabla 4.11 es posible comparar los resultados principales para los tres escenarios de estudio, siendo los resultados del escenario 1, los con mayor promedio anual de sombra y con mayor desviación estándar del promedio anual.

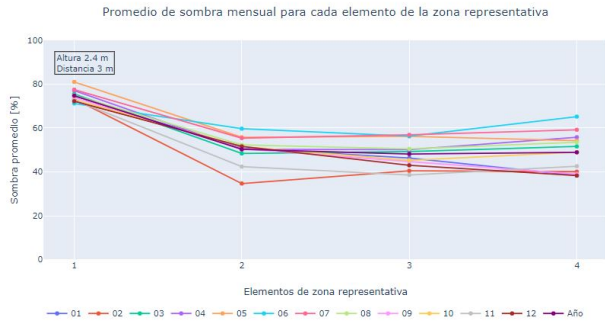
Al aumentar la distancia entre filas de paneles PV de 3 (escenario 1) a 6 m (escenario 2) es posible disminuir la desviación estándar en más de un 53,2% con respecto a su valor inicial, manteniendo la altura en 2,4 m, además el promedio anual de sombra se reduce en un 70,8% con respecto al valor del escenario 1. Por otra parte, al comparar los resultados del escenario 2 con el escenario 3, es posible notar una disminución menor del promedio anual de sombra (2,2% con respecto a al calor del escenario 2), y también una disminución de la desviación estándar espacial del promedio anual de un 38,5% con respecto al valor del escenario 2.

Finalmente, el escenario 1 que se ajusta a las condiciones de la estructura del enmallado que actualmente posee la agrícola, no cumple con el porcentaje de sombra buscado y no genera un sombreado homogéneo. Luego, el escenario 3 es el que genera un sombreado promedio anual más cercano al 30% buscado por la agrícola y el más homogéneo también, pero al analizar los resultados del escenario 2, que son cercanos a los del escenario 3, pero requieren un metro menos de altura, se considera que es una opción económica y con resultados cercanos a los deseados.

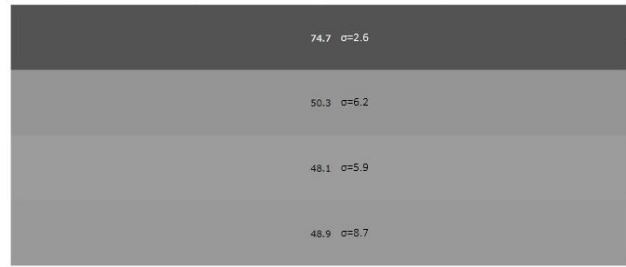
Tabla 4.11: Resumen de resultados de sombreado para escenarios de estudio.

Ítem	Escenarios		
	1	2	3
Promedio anual de sombra [%]	55,5	32,5	31,8
Desviación estándar del promedio anual	11,1	5,2	3,2
Máximo promedio de sombra en elementos [%]	74,7	39,8	36,1
Mínimo promedio de sombra en elementos [%]	48,1	25,0	26,7

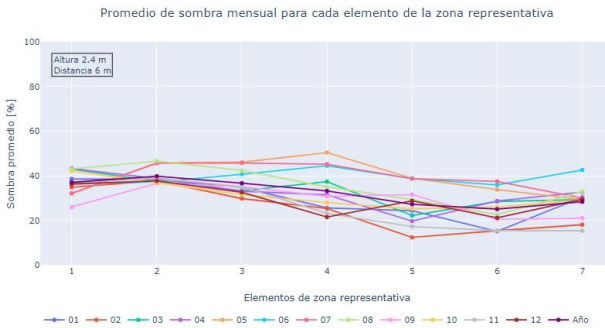
Al comparar los resultados de la Figura 4.10 es posible ver que el elemento 1 del escenario 1 tiene un porcentaje promedio de sombra mucho mayor que el mismo elemento en el escenario 2. Este fenómeno se produce debido a que la sombra de la fila anterior de paneles PV alcanza al elemento 1, al utilizar una distancia entre filas de 3 m, en cambio al aumentar esa distancia a 6 m la sombra de la fila anterior ya no alcanza al elemento 1, con lo que se alcanza un sombreado más homogéneo.



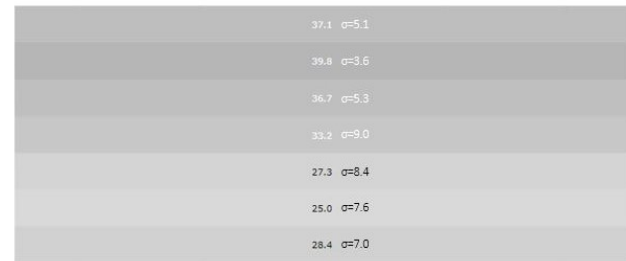
(a) Perfil de sombra para escenario 1.



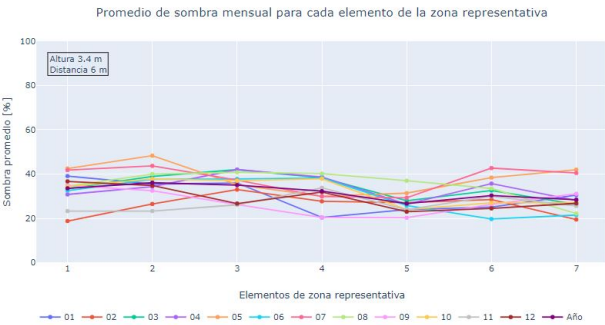
(b) Mapa de sombra para escenario 1.



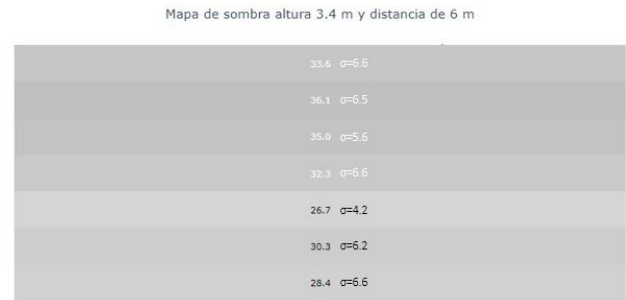
(c) Perfil de sombra para escenario 2.



(d) Mapa de sombra para escenario 2.



(e) Perfil de sombra para escenario 3.



(f) Mapa de sombra para escenario 3.

Figura 4.10: Perfiles mensuales de la sombra promedio y mapas de sombra promedio anual, para los escenarios de estudio definidos para ODL.

4.3.0.1. Escenarios de estudio variando parámetros de diseño

Para los escenarios de estudio antes presentados se utilizaron como parámetros de diseño el porcentaje del promedio anual de sombra y el estudio fue realizado considerando el total de horas de luz.

Para ejemplificar lo determinantes que pueden ser estos criterios se revisa el resultado que se tendería para el escenario 2 si se considerasen otros criterios. Se considera entonces ahora, el porcentaje de sombra promedio para el mes de diciembre, luego se considera también el intervalo de horas definido entre las 10 y 14 hrs, y a las 12 hr, por ser estas también las horas del día con mayor irradiación.

En la Figura 4.11 es posible notar que el considerar el promedio anual o el promedio del mes de diciembre no varía considerablemente el perfil de sombra, sin embargo, el intervalo de horas consideradas genera grandes diferencias. Al utilizar el total de horas de luz se genera un perfil bastante homogéneo, pero al considerar el intervalo de 10 a 14 hrs el resultado es bastante menos homogéneo, siendo la sombra promedio en el primer elemento cercana a un 80 %, luego al considerar solo el promedio de sombra durante las 12 hrs para el mes de diciembre reduce aún más la homogeneidad del sombreado, siendo de casi un 100 % el promedio de sombra del primer elemento de la zona representativa, y desde el tercero al séptimo cercano a un 0 %.

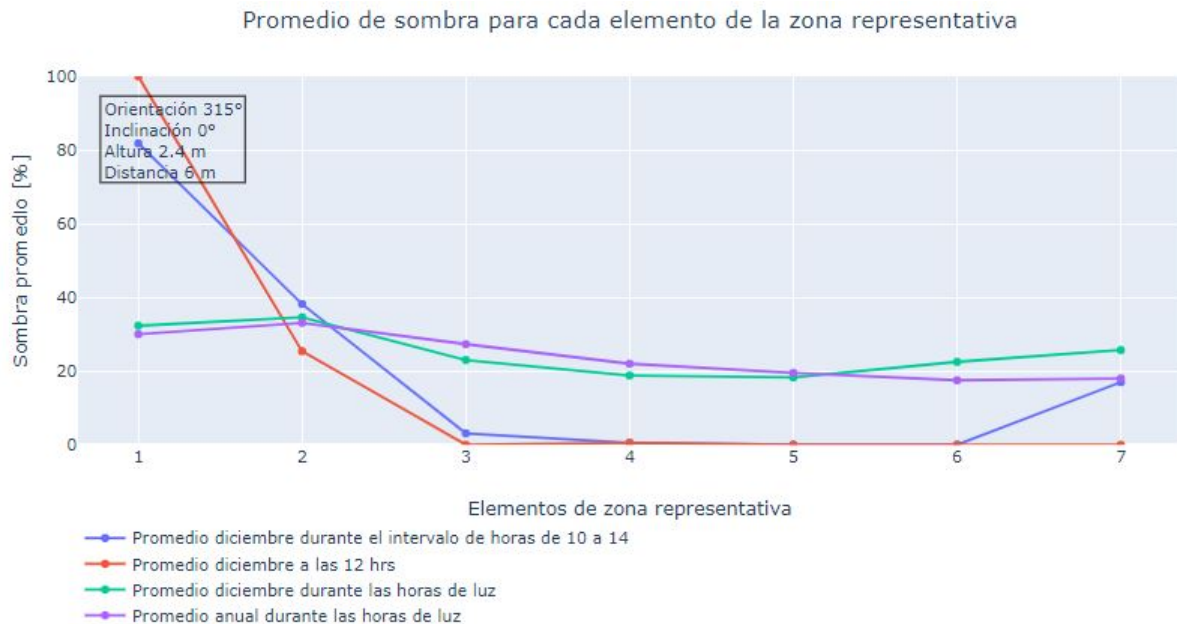


Figura 4.11: Comparación de los perfiles de la sombra promedio para cada elemento de la zona representativa para la configuración del escenario 2, bajo diferentes parámetros de diseño.

Capítulo 5

Conclusión

Del análisis de los resultados obtenidos del estudio de sensibilidad realizado con respecto a los parámetros de diseño de un sistema de APV (agrophotovoltaic), se extrae que la altura de los paneles PV impacta principalmente en la homogeneidad de la sombra, mientras que la distancia entre filas de paneles PV por su parte lo hace en la sombra promedio anual. Además, las orientaciones que se adecuan al concepto de APV dado que producen un sombreado homogéneo y una alta producción eléctrica (pérdidas de hasta un 10 %) son las orientaciones noroeste y noreste . Con lo que el objetivo principal de este trabajo de título, de comprender cómo impactan los parámetros de diseño de una planta de APV en el sombreado generado por los paneles PV al nivel de los cultivos, se cumple y es congruente con lo que expone la literatura del concepto APV.

En cuanto a los objetivos específicos, se verifica la metodología desarrollada para simular la sombra utilizando el software SAM, sin embargo, esta no permite simular un gran número de configuraciones por lo que se requiere automatización.

En cuanto a los parámetros de diseño determinados para dimensionar la cantidad de sombra y perfil de sombra, se concluye que la orientación de la planta PV, inclinación de los paneles PV, distancia entre filas de paneles PV, altura de los paneles PV y orientación de los paneles PV, permiten generar conocimiento útil para la toma de decisiones.

Se estudian tres diferentes escenarios dentro del caso de estudio (agrícola PyME en RM) generando alternativas con sombras promedio anuales y perfiles de sombreado diferentes.

Con respecto a los parámetros de salida definidos en la metodología desarrollada con los que se evalúa el sombreado, se concluye que la sombra promedio anual y la desviación estándar espacial entregan información suficiente para un estudio de prefactibilidad de APV, por otra parte, para un estudio científico se requiere mayor información de la parte agronómica para desarrollar un diseño en detalle que se ajuste a las necesidades del cultivo y del clima local.

5.1. Trabajo futuro

Finalmente, como recomendaciones para futuros trabajos, se sugiere desarrollar un software de ray tracing que permita:

- Automatizar el proceso de generación de datos para múltiples configuraciones de APV. Con el fin de generar una mayor cantidad de datos para cada variable a estudiar.
- Mayor flexibilidad en cuanto al diseño de APV a considerar
- Incorporar tecnologías de seguimiento solar y tecnologías de paneles PV.
- Optimizar los parámetros de diseño en función de la sombra requerida.

En cuanto a trabajos en detalle, se requiere:

- Mayor información de la parte agrónoma.
- Relacionar el concepto de sombra con la irradiación (I+D).
- Optimizar el diseño de APV considerando aspectos agrónomos y económicos.

Bibliografía

- [1] U. University, “The global food – water – energy nexus,” 2016.
- [2] A. Weselek, “Agrophotovoltaic systems : applications , challenges , and opportunities . A review,” vol. 3, pp. 1–20, 2019.
- [3] remTEC, “Solar tracking,” 2018.
- [4] C. K. Miskin, Y. Li, A. Perna, R. G. Ellis, E. K. Grubbs, P. Bermel, and R. Agrawal, “to relax land-use constraints,” *Nature Sustainability*, vol. 2, no. October, 2019.
- [5] Ministerio del medio ambiente de Chile, “Plan de adaptación al cambio climático del sector silvoagropecuario,”
- [6] S. Nasirov, C. Agostini, C. Silva, and G. Caceres, “Renewable energy transition : a market - driven solution for the energy and environmental concerns in Chile,” *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2017.
- [7] P. Gese, G. Ramírez-sagner, and F. Dinter, “Agrivoltaic in Chile – Integrative solution to use efficiently land for food and energy production and generating potential synergy effects shown by a pilot plant in Metropolitan region 1 . Introduction - Situation in Chile,” 2017.
- [8] CNNCHILE, “5 regiones en emergencia agrícola: Qué es y qué implica para las zonas afectadas por la sequía,” 2019. [Web; accedido el 31-12-2019].
- [9] LT, “Gobierno declara emergencia agrícola en atacama y ya suman 6 regiones afectadas por la sequía,” 2019. [Web; accedido el 09-01-2020].
- [10] H. Marrou, L. Dufour, and J. Wery, “How does a shelter of solar panels influence water flows in a soil – crop system ?,” *European Journal of Agronomy*, vol. 50, pp. 38–51, 2013.
- [11] M. Beck, G. Bopp, A. Goetzberger, T. Obergfell, C. Reise, and S. Schindele, “Combining PV and food crops to agrophotovoltaic-Optimization of orientation and harvest,” pp. 4096–4100.
- [12] C. Dupraz, H. Marrou, G. Talbot, L. Dufour, A. Nogier, and Y. Ferard, “Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use : Towards new agrivoltaic schemes,” *Renewable Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 2725–2732, 2011.

- [13] H. Dinesh and J. M. Pearce, “The potential of agrivoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 299–308, 2016.
- [14] F. ISE, “Apv-resola – agrophotovoltaic - a contribution to resource-efficient land use,” 2019. [Web; accedido el 31-12-2019].
- [15] S. D. Technik, “Landesentwicklung und Energie,” pp. 2–7, 2019.
- [16] K. Pickerel, “What are bifacial solar modules?,” 2018. [Web; accedido el 26-12-2019].
- [17] J. Sun and J. J. Jasieniak, “Semi-transparent solar cells,” *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 50, p. 093001, feb 2017.
- [18] H. Marrou, C. Dupraz, G. Talbot, and Y. Ferard, “Combining solar photovoltaic panels and food crops : Towards new agrivoltaic schemes Maximizing land use for food and energy supply Designing agrivoltaic systems Assessing agrivoltaic systems through modelisation,” vol. 18, no. 1998, p. 2008, 2010.
- [19] H. Marrou, J. Wery, L. Dufour, and C. Dupraz, “Productivity and radiation use efficiency of lettuces grown in the partial shade of photovoltaic panels,” *European Journal of Agronomy*, vol. 44, pp. 54–66, 2013.
- [20] H. Marrou, L. Guilioni, L. Dufour, C. Dupraz, and J. Wery, “Agricultural and Forest Meteorology Microclimate under agrivoltaic systems : Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels ?,” *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 177, pp. 117–132, 2013.
- [21] M. E. R. G. M. Wachendorf, “The effect of shade and shade material on white clover / perennial ryegrass mixtures for temperate agroforestry systems,” 2015.
- [22] K. Pang, “Responses of legumes and grasses to non- , moderate , and dense shade in Missouri , USA . I . Forage yield and its species-level plasticity,” *Agroforestry Systems*, 2017.
- [23] G. A. Barron-gafford, R. L. Minor, N. A. Alle, A. D. Cronin, A. E. Brooks, and M. A. Pavao-zuckerman, “The Photovoltaic Heat Island Effect : Larger solar power plants increase local temperatures,” no. September, pp. 1–7, 2016.
- [24] D. Majumdar and M. J. Pasqualetti, “Landscape and Urban Planning Dual use of agricultural land : Introducing ‘ agrivoltaics ’ in Phoenix Metropolitan Statistical Area , USA,” *Landscape and Urban Planning*, no. May, pp. 0–1, 2017.
- [25] M. Beck, “Combining PV and food crops to agrophotovoltaic - Optimization of orientation an harvest,” pp. 4096–4100, 2019.
- [26] Y.-u. Kim, B.-s. Seo, D.-h. Choi, H.-y. Ban, and B.-w. Lee, “Impact of high temperatures on the marketable tuber yield and related traits of potato,” *European Journal of Agronomy*, vol. 89, no. June, pp. 46–52, 2017.

- [27] M. Gauthier, D. Pellet, C. Monney, J. Manuel, M. Rougier, and A. Baux, "Field Crops Research Fatty acids composition of oilseed rape genotypes as affected by solar radiation and temperature," *Field Crops Research*, vol. 212, no. August, pp. 165–174, 2017.
- [28] Diariosustentable, "Proyecto fotovoltaico de fraunhofer chile busca solucionar golpes de sol en predios agrícolas," 2019. [Web; accedido el 31-12-2019].
- [29] M. G. M, "Qué daños causa el llamado golpe de sol, el factor de descarte más importante en la exportación. Los factores que influyen.," pp. 2–5.
- [30] I. Díaz, "Evaluación de tres métodos para el control del golpe de sol en frutos de granado," 2012.
- [31] NREL, "System Advisor Model (SAM)," pp. 972–998, 2019.

Anexos A

Anexo I: Data sheet de panel fotovoltaico

Eagle 72P

320-340 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.










(5BB)



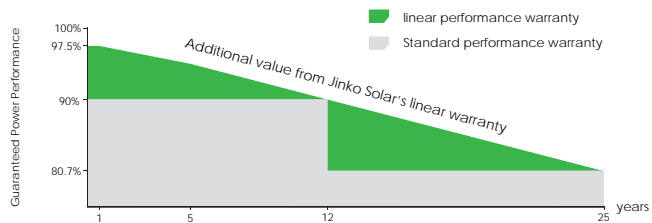
KEY FEATURES



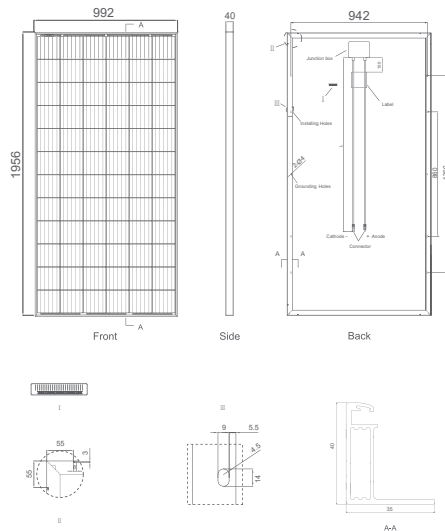
- 
5 Busbar Solar Cell:
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
High Power Output:
 Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.
- 
PID RESISTANT:
 Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.
- 
Low-light Performance:
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
Severe Weather Resilience:
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
Durability against extreme environmental conditions:
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.
- 
Temperature Coefficient:
 Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

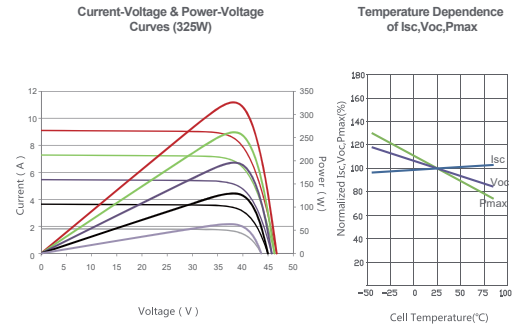


Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

27pcs/pallet, 54pcs/stack, 648 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 157×157mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs.)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² , Length: 1200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

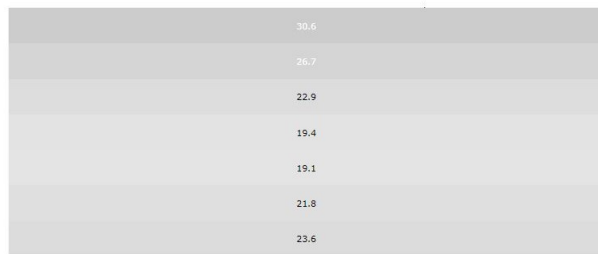
NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

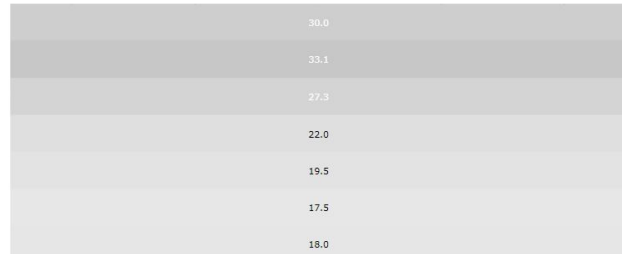
The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM320-340PP-72-A2-EN

Apéndices A

Apéndice I: Otros resultados

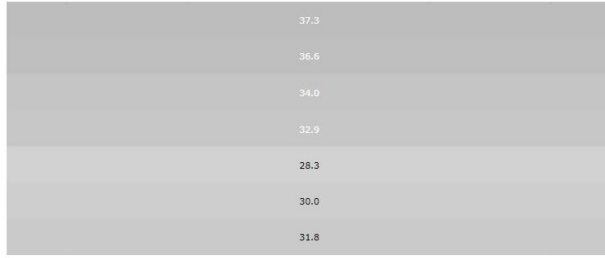


(a) Mapa de sombra orientación de 270°.

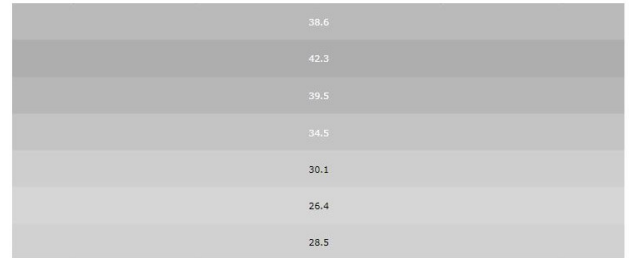


(b) Mapa de sombra orientación de 315°.

Figura A.1: Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los mapas de sombra promedio anual, para las orientaciones de 270, 315 y 360°, con inclinación de 0°, altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.



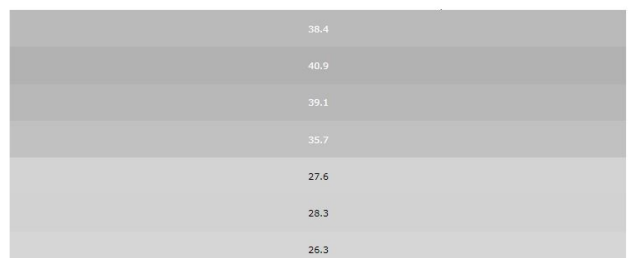
(a) Mapa de sombra orientación de 270°.



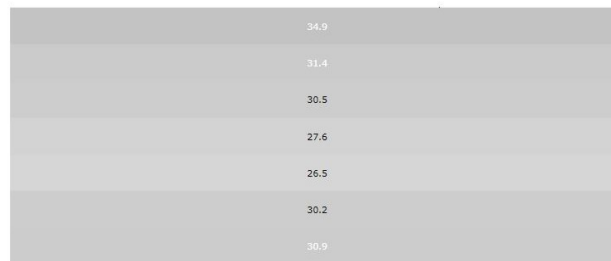
(b) Mapa de sombra orientación de 315°.



(c) Mapa de sombra orientación de 360°.

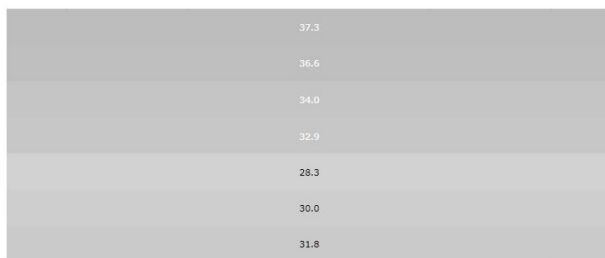


(d) Mapa de sombra orientación de 45°.

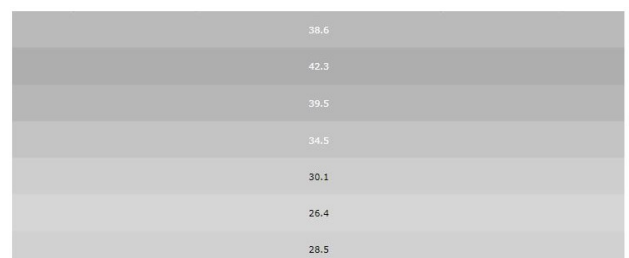


(e) Mapa de sombra orientación de 90°.

Figura A.2: Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los mapas de sombra promedio anual, para las orientaciones de 270, 315, 360, 45 y 9°, con inclinación de 28°, altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.



(a) Mapa de sombra orientación de 270°.



(b) Mapa de sombra orientación de 315°.

Figura A.3: Sensibilidad de la orientación de paneles PV en los mapas de sombra promedio anual, para las orientaciones de 270, 315, con su inclinación óptima (2 y 23° respectivamente), altura de 2,4 m y distancia entre filas de 6 m.

Apéndices B

Apéndice II: Reportes de simulaciones de producción eléctrica realizados en PVplanner

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-76029-1912-83
 Fecha: 26 de diciembre de 2019 15:16 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Región Metropolitana, Chile

Coordenadas: **33° 17' 8.97" S, 70° 50' 11.89" W**
 Elevación: 491 m
 Pendiente: 1°
 Orientación: 130° sudeste

Irradiación global anual en plano inclinado: **2047 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **15.5 °C**

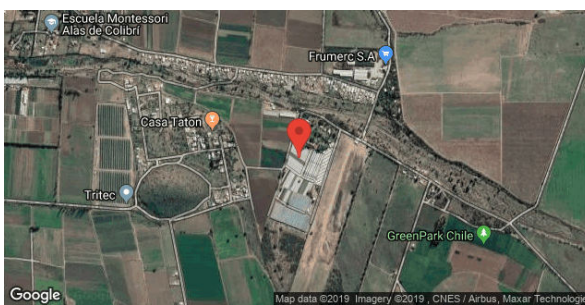
Localización en el mapa: <http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite&loc=-33.285824,-70.836635&z=15>

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **1.0 kWp**
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **270° (oeste) / 2°**
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

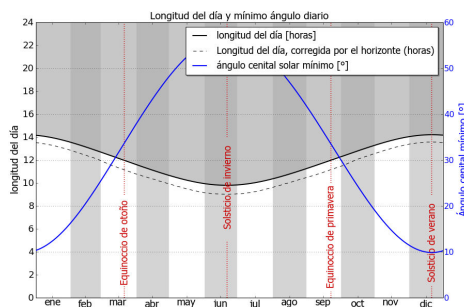
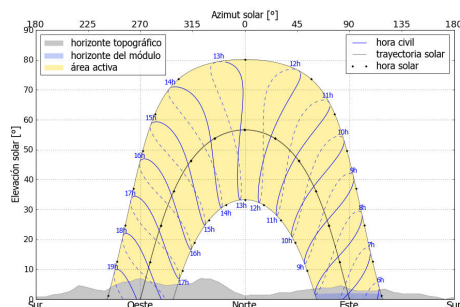
Producción eléctrica anual media: **1587 kWh**
 Rendimiento medio: **77.4%**

3. Localización geográfica



Google Maps © 2019 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



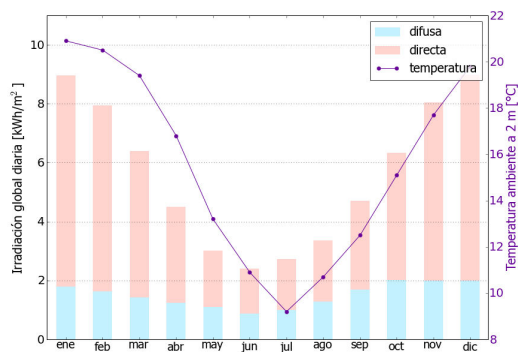
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 270° (oeste), inclinación 2°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	278	8.96	1.79	20.9
feb	223	7.95	1.63	20.5
mar	199	6.40	1.42	19.4
abr	135	4.51	1.24	16.8
may	94	3.02	1.09	13.2
jun	72	2.40	0.88	10.9
jul	85	2.73	0.99	9.2
ago	104	3.36	1.29	10.7
sep	141	4.70	1.70	12.5
oct	196	6.33	2.01	15.1
nov	242	8.05	2.00	17.7
dic	278	8.98	1.99	19.8
año	2046	5.60	1.50	15.5



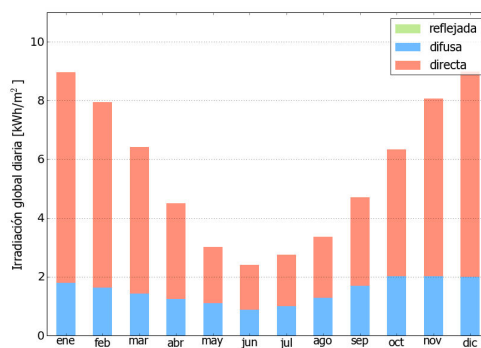
Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 270° (oeste), inclinación. 2°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	278	8.97	1.80	0.00	0.1
feb	223	7.95	1.63	0.00	0.1
mar	199	6.41	1.43	0.00	0.1
abr	135	4.51	1.25	0.00	0.3
may	94	3.02	1.09	0.00	0.1
jun	72	2.40	0.88	0.00	0.3
jul	85	2.74	0.99	0.00	0.2
ago	104	3.36	1.29	0.00	0.2
sep	141	4.70	1.70	0.00	0.2
oct	196	6.33	2.01	0.00	0.1
nov	242	8.06	2.01	0.00	0.1
dic	279	8.99	2.00	0.00	0.1
año	2047	5.61	1.51	0.00	0.1



Medias mensuales:

- Gi_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gi_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Di_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Ri_d Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

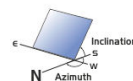
Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

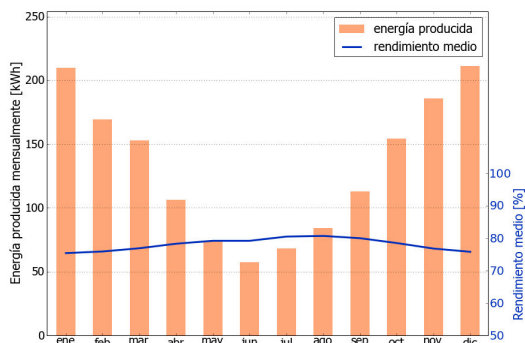
	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	2046	99.9%
Con inclinación óptima (2°)	2047	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	3093	151.1%
Su opción	2047	100.0%

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 270° (oeste), inclinación 2°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	Es _m	Es _d	Et _m	E _{share}	PR
ene	210	6.77	210	13.2	75.4
feb	169	6.05	169	10.7	75.9
mar	153	4.93	153	9.6	76.9
abr	106	3.54	106	6.7	78.3
may	74	2.40	74	4.7	79.2
jun	57	1.91	57	3.6	79.2
jul	68	2.20	68	4.3	80.5
ago	84	2.72	84	5.3	80.7
sep	113	3.77	113	7.1	80.0
oct	154	4.98	154	9.7	78.5
nov	186	6.20	186	11.7	76.8
dic	211	6.82	211	13.3	75.8
año	1587	4.35	1587	100.0	77.4



Medias mensuales:

Es _m	Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]	E _{share}	Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
Es _d	Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]	PR	Rendimiento [%]
Et _m	Producción eléctrica mensual total [kWh]		

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2050	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2047	-3	-0.1	99.9	99.9
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	1980	-67	-3.3	96.7	96.6
4. Conversión DC en los módulos	1767	-214	-10.8	89.2	86.2
5. Otras pérdidas DC	1669	-97	-5.5	94.5	81.4
6. Inversores (conversión DC/AC)	1628	-42	-2.5	97.5	79.4
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1603	-24	-1.5	98.5	78.2
8. Disponibilidad reducida	1587	-16	-1.0	99.0	77.4
Rendimiento total del sistema	1587	-463	-22.6	-	77.4

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
6. Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 270° (oeste), inclinación 2°

9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

Solargis es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o.. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CFSR (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite (© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite (© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JMA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en: <http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, Solargis s.r.o. no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de © 2019 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.
Solargis® es una marca registrada de Solargis s.r.o.

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Fundación Fraunhofer Chile Research, vicuña mackenna 4860, 7810000, Santiago, Chile, <http://www.fraunhofer.cl>.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-76029-1912-84
 Fecha: 26 de diciembre de 2019 15:21 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Región Metropolitana, Chile

Coordenadas: **33° 17' 8.97" S, 70° 50' 11.89" W**
 Elevación: 491 m
 Pendiente: 1°
 Orientación: 130° sudeste

Irradiación global anual en plano inclinado: **2182 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **15.5 °C**

Localización en el mapa: <http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite&loc=-33.285824,-70.836635&z=15>

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **1.0 kWp**
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **315° (noroeste) / 23°**
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

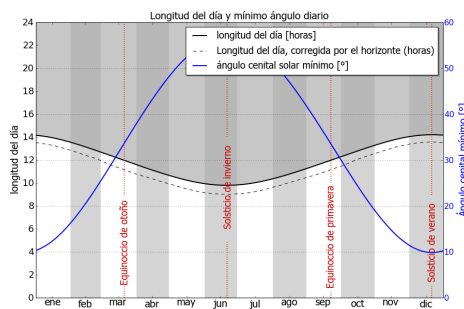
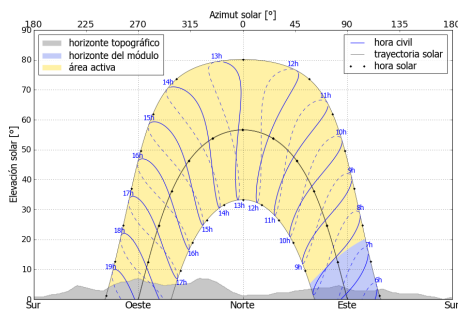
Producción eléctrica anual media: **1692 kWh**
 Rendimiento medio: **77.0%**

3. Localización geográfica



Google Maps © 2019 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



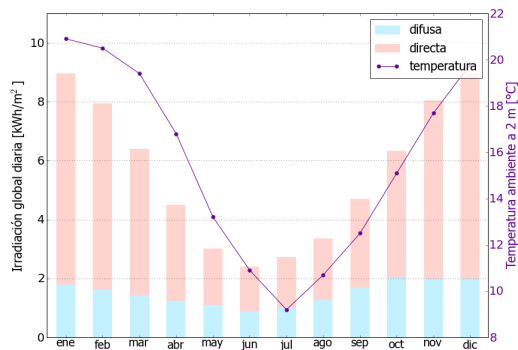
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 315° (noroeste), inclinación 23°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	278	8.96	1.79	20.9
feb	223	7.95	1.63	20.5
mar	199	6.40	1.42	19.4
abr	135	4.51	1.24	16.8
may	94	3.02	1.09	13.2
jun	72	2.40	0.88	10.9
jul	85	2.73	0.99	9.2
ago	104	3.36	1.29	10.7
sep	141	4.70	1.70	12.5
oct	196	6.33	2.01	15.1
nov	242	8.05	2.00	17.7
dic	278	8.98	1.99	19.8
año	2046	5.60	1.50	15.5



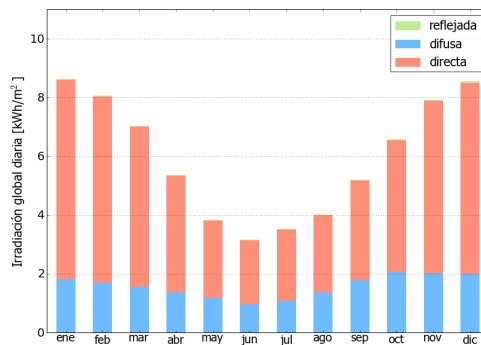
Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 315° (noroeste), inclinación. 23°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	268	8.64	1.81	0.05	0.3
feb	226	8.06	1.69	0.04	0.6
mar	218	7.03	1.54	0.03	0.7
abr	161	5.35	1.36	0.02	1.2
may	119	3.83	1.19	0.02	0.8
jun	95	3.15	0.96	0.01	1.2
jul	109	3.52	1.08	0.01	0.8
ago	124	4.02	1.37	0.02	1.1
sep	156	5.20	1.77	0.02	0.9
oct	204	6.57	2.05	0.03	0.6
nov	238	7.93	2.02	0.04	0.4
dic	265	8.55	1.99	0.05	0.3
año	2182	5.98	1.57	0.03	0.6



Medias mensuales:

- Gi_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gi_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Di_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Ri_d Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

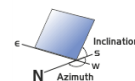
Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

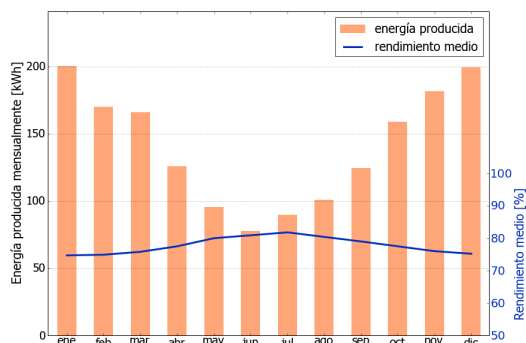
	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	2046	93.8%
Con inclinación óptima (23°)	2182	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	3093	141.7%
Su opción	2182	100.0%

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 315° (noroeste), inclinación 23°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	Es _m	Es _d	Et _m	E _{share}	PR
ene	200	6.46	200	11.8	74.7
feb	170	6.08	170	10.1	74.9
mar	166	5.36	166	9.8	75.8
abr	126	4.20	126	7.4	77.5
may	96	3.09	96	5.7	80.0
jun	78	2.59	78	4.6	80.9
jul	90	2.90	90	5.3	81.8
ago	101	3.26	101	6.0	80.4
sep	125	4.16	125	7.4	79.0
oct	159	5.13	159	9.4	77.5
nov	182	6.06	182	10.7	76.0
dic	200	6.44	200	11.8	75.2
año	1692	4.64	1692	100.0	77.0



Medias mensuales:

Es_m Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]
 Es_d Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]
 Et_m Producción eléctrica mensual total [kWh]

E_{share} Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
 PR Rendimiento [%]

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2196	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2182	-14	-0.6	99.4	99.4
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	2124	-58	-2.6	97.4	96.7
4. Conversión DC en los módulos	1883	-241	-11.3	88.7	85.8
5. Otras pérdidas DC	1780	-104	-5.5	94.5	81.0
6. Inversores (conversión DC/AC)	1735	-45	-2.5	97.5	79.0
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1709	-26	-1.5	98.5	77.8
8. Disponibilidad reducida	1692	-17	-1.0	99.0	77.1
Rendimiento total del sistema	1692	-504	-22.9	-	77.1

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
6. Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 315° (noroeste), inclinación 23°

9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

Solargis es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o.. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CFSR (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JMA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en: <http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, Solargis s.r.o. no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de © 2019 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados. Solargis® es una marca registrada de Solargis s.r.o.

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Fundación Fraunhofer Chile Research, vicuña mackenna 4860, 7810000, Santiago, Chile, <http://www.fraunhofer.cl>.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-76029-1912-85
 Fecha: 26 de diciembre de 2019 15:22 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Región Metropolitana, Chile

Coordenadas: **33° 17' 8.97" S, 70° 50' 11.89" W**
 Elevación: 491 m
 Pendiente: 1°
 Orientación: 130° sudeste

Irradiación global anual en plano inclinado: **2267 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **15.5 °C**

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **1.0 kWp**
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **360° (norte) / 28°**
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

Producción eléctrica anual media: **1763 kWh**
 Rendimiento medio: **77.4%**

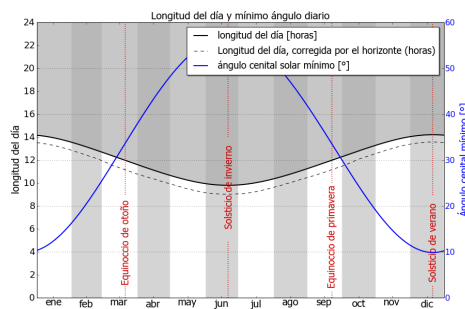
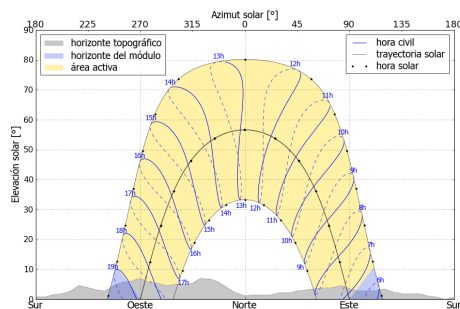
Localización en el mapa: <http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite&loc=-33.285824,-70.836635&z=15>

3. Localización geográfica



Google Maps © 2019 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



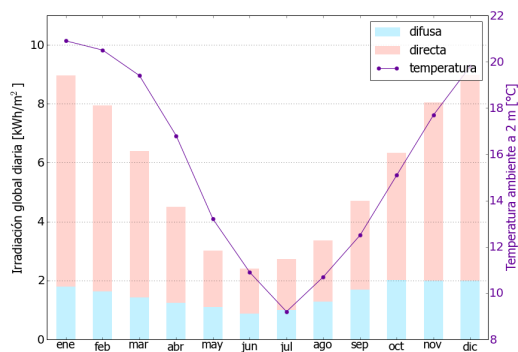
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 360° (norte), inclinación 28°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	278	8.96	1.79	20.9
feb	223	7.95	1.63	20.5
mar	199	6.40	1.42	19.4
abr	135	4.51	1.24	16.8
may	94	3.02	1.09	13.2
jun	72	2.40	0.88	10.9
jul	85	2.73	0.99	9.2
ago	104	3.36	1.29	10.7
sep	141	4.70	1.70	12.5
oct	196	6.33	2.01	15.1
nov	242	8.05	2.00	17.7
dic	278	8.98	1.99	19.8
año	2046	5.60	1.50	15.5



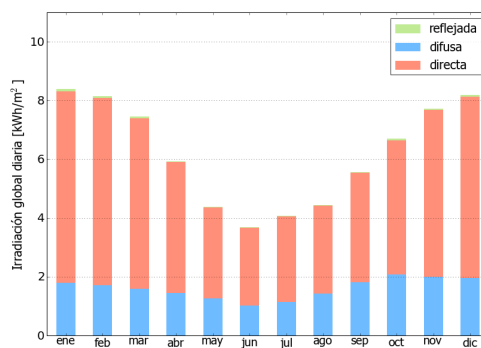
Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 360° (norte), inclinación. 28°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	260	8.39	1.79	0.07	0.2
feb	228	8.15	1.71	0.06	0.2
mar	231	7.45	1.59	0.05	0.3
abr	178	5.93	1.44	0.03	0.7
may	136	4.38	1.27	0.02	0.6
jun	110	3.68	1.02	0.02	0.8
jul	126	4.07	1.15	0.02	0.6
ago	138	4.45	1.43	0.02	0.8
sep	167	5.57	1.82	0.03	0.6
oct	208	6.70	2.07	0.05	0.4
nov	232	7.73	1.99	0.06	0.3
dic	254	8.19	1.95	0.07	0.3
año	2267	6.21	1.60	0.04	0.4



Medias mensuales:

- Gi_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gi_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Di_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Ri_d Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

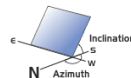
Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

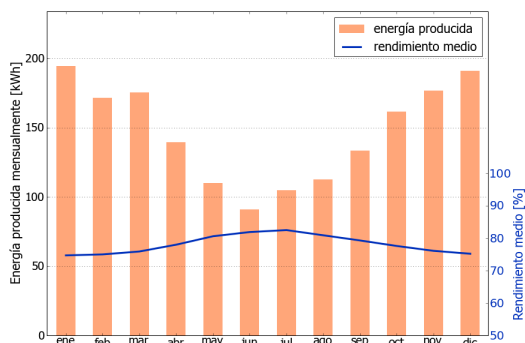
	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	2046	90.2%
Con inclinación óptima (28°)	2267	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	3093	136.4%
Su opción	2267	100.0%

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 360° (norte), inclinación 28°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	Es _m	Es _d	Et _m	E _{share}	PR
ene	194	6.27	194	11.0	74.7
feb	172	6.12	172	9.7	75.0
mar	176	5.67	176	10.0	75.9
abr	140	4.66	140	7.9	78.0
may	110	3.55	110	6.2	80.6
jun	91	3.04	91	5.2	81.9
jul	105	3.38	105	5.9	82.5
ago	113	3.63	113	6.4	80.9
sep	133	4.44	133	7.6	79.3
oct	162	5.21	162	9.2	77.6
nov	177	5.90	177	10.0	76.1
dic	191	6.17	191	10.8	75.2
año	1763	4.83	1763	100.0	77.4



Medias mensuales:

Es_m Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]
 Es_d Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]
 Et_m Producción eléctrica mensual total [kWh]

E_{share} Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
 PR Rendimiento [%]

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2277	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2267	-10	-0.4	99.6	99.6
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	2208	-59	-2.6	97.4	97.0
4. Conversión DC en los módulos	1962	-246	-11.2	88.8	86.2
5. Otras pérdidas DC	1854	-108	-5.5	94.5	81.4
6. Inversores (conversión DC/AC)	1808	-46	-2.5	97.5	79.4
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1781	-27	-1.5	98.5	78.2
8. Disponibilidad reducida	1763	-18	-1.0	99.0	77.4
Rendimiento total del sistema	1763	-514	-22.6	-	77.4

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
6. Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 360° (norte), inclinación 28°

9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

Solargis es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o.. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CFSR (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JMA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en: <http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, Solargis s.r.o. no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de © 2019 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.
Solargis® es una marca registrada de Solargis s.r.o.

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Fundación Fraunhofer Chile Research, vicuña mackenna 4860, 7810000, Santiago, Chile, <http://www.fraunhofer.cl>.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-76029-1912-86
 Fecha: 26 de diciembre de 2019 15:23 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Región Metropolitana, Chile

Coordenadas: **33° 17' 8.97" S, 70° 50' 11.89" W**
 Elevación: 491 m
 Pendiente: 1°
 Orientación: 130° sudeste

Irradiación global anual en plano inclinado: **2167 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **15.5 °C**

Localización en el mapa: <http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite&loc=-33.285824,-70.836635&z=15>

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **1.0 kWp**
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **45° (noreste) / 23°**
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

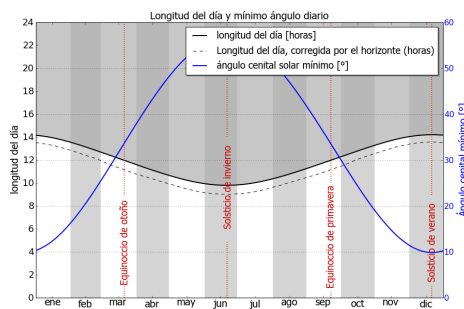
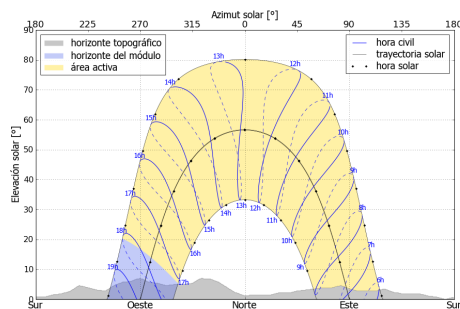
Producción eléctrica anual media: **1686 kWh**
 Rendimiento medio: **77.5%**

3. Localización geográfica



Google Maps © 2019 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



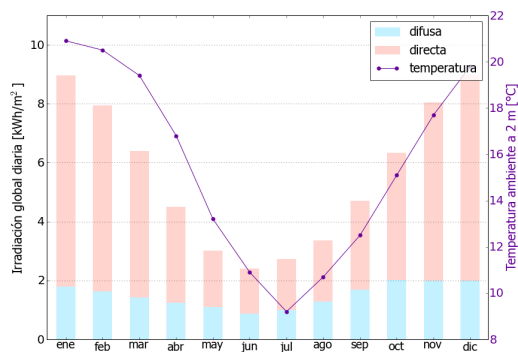
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 45° (noreste), inclinación 23°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	278	8.96	1.79	20.9
feb	223	7.95	1.63	20.5
mar	199	6.40	1.42	19.4
abr	135	4.51	1.24	16.8
may	94	3.02	1.09	13.2
jun	72	2.40	0.88	10.9
jul	85	2.73	0.99	9.2
ago	104	3.36	1.29	10.7
sep	141	4.70	1.70	12.5
oct	196	6.33	2.01	15.1
nov	242	8.05	2.00	17.7
dic	278	8.98	1.99	19.8
año	2046	5.60	1.50	15.5



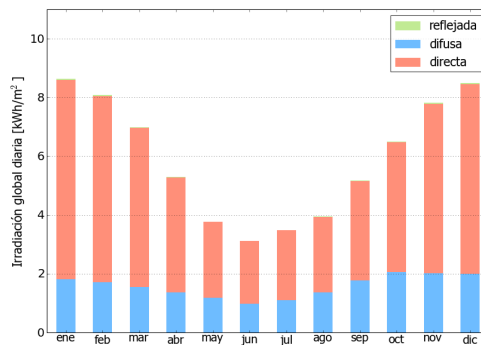
Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 45° (noreste), inclinación. 23°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	268	8.64	1.82	0.04	0.2
feb	226	8.08	1.71	0.04	0.2
mar	217	6.99	1.54	0.03	0.2
abr	159	5.30	1.37	0.02	0.4
may	117	3.77	1.19	0.01	0.5
jun	94	3.12	0.97	0.01	0.5
jul	108	3.49	1.09	0.01	0.4
ago	123	3.96	1.37	0.02	0.7
sep	156	5.18	1.77	0.02	0.5
oct	202	6.50	2.05	0.03	0.3
nov	235	7.82	2.01	0.04	0.2
dic	264	8.50	1.99	0.04	0.2
año	2167	5.93	1.57	0.03	0.3



Medias mensuales:

- Gi_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gi_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Di_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Ri_d Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

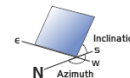
Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

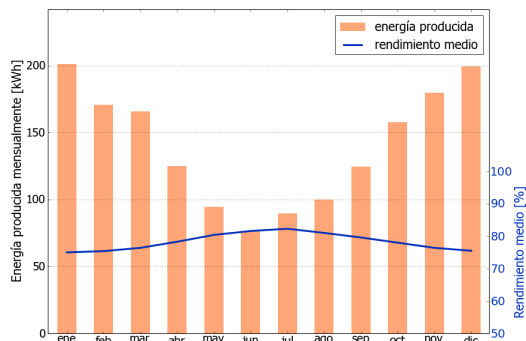
	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	2046	94.4%
Con inclinación óptima (23°)	2167	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	3093	142.7%
Su opción	2167	100.0%

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 45° (noreste), inclinación 23°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	Es _m	Es _d	Et _m	E _{share}	PR
ene	201	6.50	201	11.9	75.0
feb	171	6.10	171	10.1	75.4
mar	166	5.35	166	9.8	76.4
abr	125	4.17	125	7.4	78.3
may	95	3.05	95	5.6	80.4
jun	77	2.56	77	4.6	81.6
jul	90	2.89	90	5.3	82.3
ago	100	3.23	100	5.9	81.0
sep	124	4.15	124	7.4	79.6
oct	158	5.09	158	9.4	78.0
nov	180	5.99	180	10.7	76.4
dic	200	6.44	200	11.8	75.5
año	1686	4.62	1686	100.0	77.5



Medias mensuales:

Es_m Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]
 Es_d Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]
 Et_m Producción eléctrica mensual total [kWh]

E_{share} Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
 PR Rendimiento [%]

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2174	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2167	-7	-0.3	99.7	99.7
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	2108	-59	-2.7	97.3	97.0
4. Conversión DC en los módulos	1876	-232	-11.0	89.0	86.3
5. Otras pérdidas DC	1773	-103	-5.5	94.5	81.5
6. Inversores (conversión DC/AC)	1729	-44	-2.5	97.5	79.5
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1703	-26	-1.5	98.5	78.3
8. Disponibilidad reducida	1686	-17	-1.0	99.0	77.5
Rendimiento total del sistema	1686	-489	-22.5	-	77.5

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
6. Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 45° (noreste), inclinación 23°

9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

Solargis es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o.. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CFSR (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite (© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite (© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JMA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en:

<http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, Solargis s.r.o. no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de © 2019 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados. Solargis® es una marca registrada de Solargis s.r.o.

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Fundación Fraunhofer Chile Research, vicuña mackenna 4860, 7810000, Santiago, Chile, <http://www.fraunhofer.cl>.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-76029-1912-87
 Fecha: 26 de diciembre de 2019 15:25 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Región Metropolitana, Chile

Coordenadas: **33° 17' 8.97" S, 70° 50' 11.89" W**
 Elevación: 491 m
 Pendiente: 1°
 Orientación: 130° sudeste

Irradiación global anual en plano inclinado: **2046 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **15.5 °C**

Localización en el mapa: <http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite&loc=-33.285824,-70.836635&z=15>

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **1.0 kWp**
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **90° (este) / 0°**
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

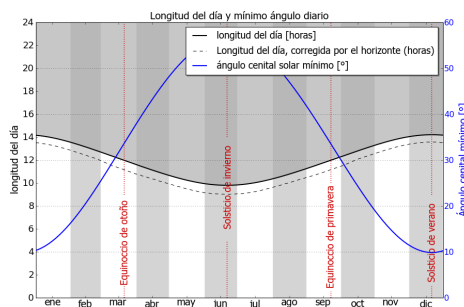
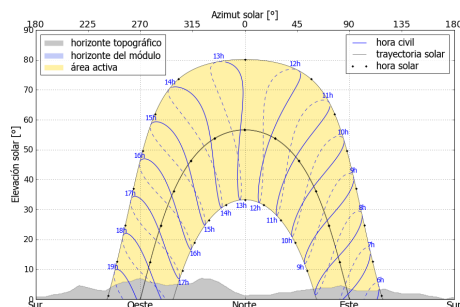
Producción eléctrica anual media: **1586 kWh**
 Rendimiento medio: **77.5%**

3. Localización geográfica



Google Maps © 2019 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



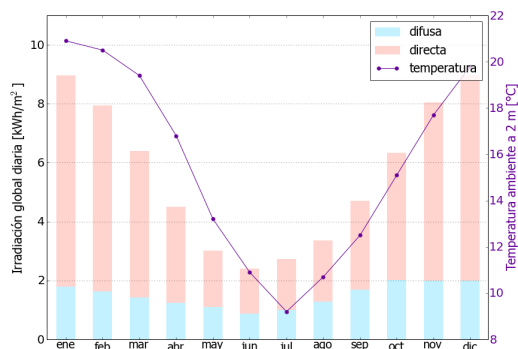
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 90° (este), inclinación 0°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	278	8.96	1.79	20.9
feb	223	7.95	1.63	20.5
mar	199	6.40	1.42	19.4
abr	135	4.51	1.24	16.8
may	94	3.02	1.09	13.2
jun	72	2.40	0.88	10.9
jul	85	2.73	0.99	9.2
ago	104	3.36	1.29	10.7
sep	141	4.70	1.70	12.5
oct	196	6.33	2.01	15.1
nov	242	8.05	2.00	17.7
dic	278	8.98	1.99	19.8
año	2046	5.60	1.50	15.5



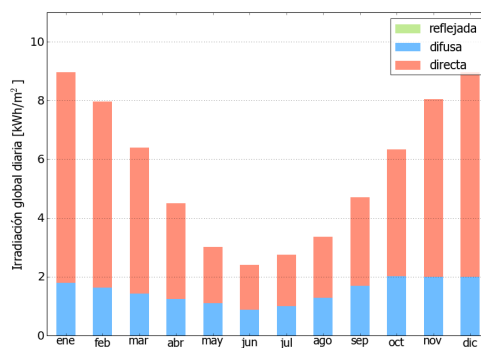
Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 90° (este), inclinación. 0°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	278	8.96	1.79	0.00	0.1
feb	223	7.96	1.63	0.00	0.1
mar	199	6.40	1.42	0.00	0.1
abr	135	4.50	1.24	0.00	0.2
may	94	3.02	1.09	0.00	0.1
jun	72	2.40	0.88	0.00	0.2
jul	85	2.74	0.99	0.00	0.1
ago	104	3.36	1.29	0.00	0.2
sep	141	4.70	1.70	0.00	0.1
oct	196	6.33	2.01	0.00	0.1
nov	242	8.05	2.00	0.00	0.1
dic	278	8.97	1.99	0.00	0.1
año	2046	5.60	1.50	0.00	0.1



Medias mensuales:

- Gi_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gi_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Di_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Ri_d Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

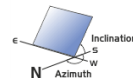
Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

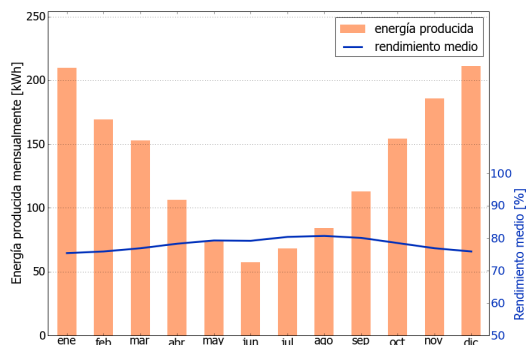
	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	2046	100.0%
Con inclinación óptima (0°)	2046	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	3093	151.2%
Su opción	2046	100.0%

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 90° (este), inclinación 0°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	Es _m	Es _d	Et _m	E _{share}	PR
ene	210	6.76	210	13.2	75.4
feb	169	6.04	169	10.7	75.9
mar	153	4.93	153	9.6	76.9
abr	106	3.54	106	6.7	78.3
may	74	2.40	74	4.7	79.3
jun	57	1.91	57	3.6	79.2
jul	68	2.20	68	4.3	80.4
ago	84	2.71	84	5.3	80.7
sep	113	3.77	113	7.1	80.1
oct	154	4.97	154	9.7	78.5
nov	186	6.19	186	11.7	76.9
dic	211	6.81	211	13.3	75.9
año	1586	4.34	1586	100.0	77.5



Medias mensuales:

- Es_m Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]
- Es_d Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]
- Et_m Producción eléctrica mensual total [kWh]
- E_{share} Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
- PR Rendimiento [%]

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2048	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2046	-2	-0.1	99.9	99.9
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	1978	-67	-3.3	96.7	96.6
4. Conversión DC en los módulos	1765	-213	-10.8	89.2	86.2
5. Otras pérdidas DC	1668	-97	-5.5	94.5	81.5
6. Inversores (conversión DC/AC)	1627	-42	-2.5	97.5	79.4
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1602	-24	-1.5	98.5	78.2
8. Disponibilidad reducida	1586	-16	-1.0	99.0	77.5
Rendimiento total del sistema	1586	-462	-22.5	-	77.5

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

- Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
- Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
- Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
- Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
- Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
- Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
- Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
- El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 90° (este), inclinación 0°

9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

Solargis es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o.. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CFSR (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JMA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en:

<http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, Solargis s.r.o. no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de © 2019 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.
Solargis® es una marca registrada de Solargis s.r.o.

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Fundación Fraunhofer Chile Research, vicuña mackenna 4860, 7810000, Santiago, Chile, <http://www.fraunhofer.cl>.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-76029-2001-89
 Fecha: 03 de enero de 2020 18:32 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Región Metropolitana, Chile

Coordenadas: **33° 17' 8.97" S, 70° 50' 11.89" W**
 Elevación: 491 m
 Pendiente: 1°
 Orientación: 130° sudeste

Irradiación global anual en plano inclinado: **2163 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **15.5 °C**

Localización en el mapa: <http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite&loc=-33.285824,-70.836635&z=15>

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **1.0 kWp**
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **310° (noroeste) / 22°**
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

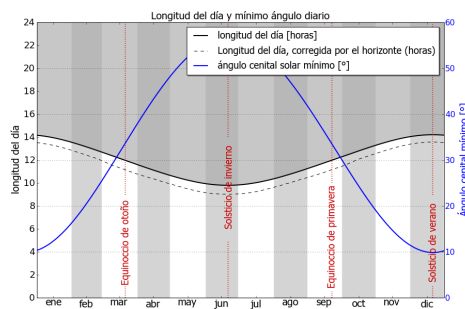
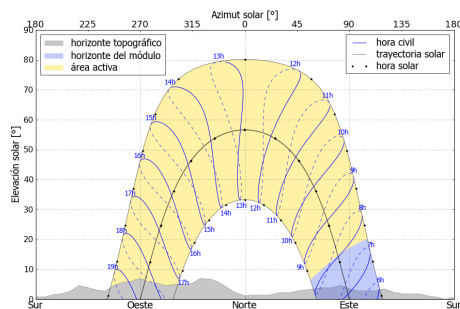
Producción eléctrica anual media: **1677 kWh**
 Rendimiento medio: **77.0%**

3. Localización geográfica



Google Maps © 2020 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



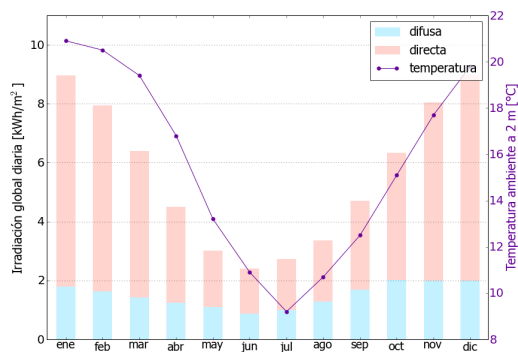
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 310° (noroeste), inclinación 22°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	278	8.96	1.79	20.9
feb	223	7.95	1.63	20.5
mar	199	6.40	1.42	19.4
abr	135	4.51	1.24	16.8
may	94	3.02	1.09	13.2
jun	72	2.40	0.88	10.9
jul	85	2.73	0.99	9.2
ago	104	3.36	1.29	10.7
sep	141	4.70	1.70	12.5
oct	196	6.33	2.01	15.1
nov	242	8.05	2.00	17.7
dic	278	8.98	1.99	19.8
año	2046	5.60	1.50	15.5



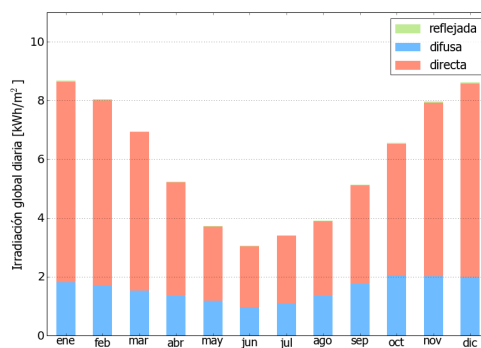
Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 310° (noroeste), inclinación. 22°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	269	8.67	1.81	0.04	0.3
feb	225	8.05	1.69	0.04	0.6
mar	215	6.95	1.53	0.03	0.7
abr	157	5.24	1.35	0.02	1.2
may	115	3.72	1.18	0.01	0.8
jun	92	3.05	0.95	0.01	1.2
jul	106	3.41	1.07	0.01	0.8
ago	122	3.92	1.35	0.02	1.1
sep	154	5.13	1.76	0.02	0.9
oct	203	6.55	2.05	0.03	0.6
nov	239	7.96	2.02	0.04	0.4
dic	267	8.61	2.00	0.04	0.3
año	2163	5.93	1.56	0.03	0.7



Medias mensuales:

- Gi_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gi_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Di_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Ri_d Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

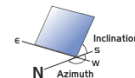
Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

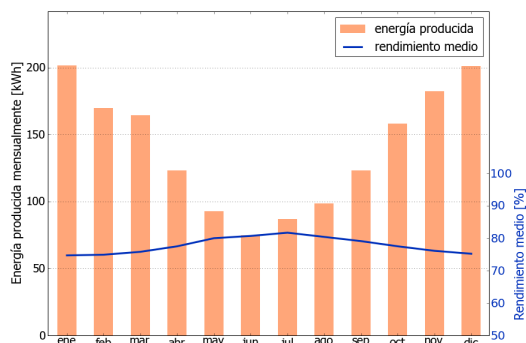
	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	2046	94.6%
Con inclinación óptima (22°)	2163	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	3093	142.9%
Su opción	2163	100.0%

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 310° (noroeste), inclinación 22°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	Es _m	Es _d	Et _m	E _{share}	PR
ene	202	6.50	202	12.0	74.7
feb	170	6.06	170	10.1	74.9
mar	164	5.30	164	9.8	75.8
abr	123	4.11	123	7.4	77.5
may	93	3.00	93	5.5	80.0
jun	75	2.49	75	4.5	80.7
jul	87	2.81	87	5.2	81.7
ago	99	3.18	99	5.9	80.4
sep	123	4.10	123	7.3	79.1
oct	158	5.11	158	9.4	77.5
nov	182	6.08	182	10.9	76.1
dic	201	6.49	201	12.0	75.2
año	1677	4.60	1677	100.0	77.0



Medias mensuales:

Es _m	Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]	E _{share}	Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
Es _d	Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]	PR	Rendimiento [%]
Et _m	Producción eléctrica mensual total [kWh]		

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2177	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2163	-14	-0.7	99.4	99.4
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	2105	-58	-2.7	97.3	96.7
4. Conversión DC en los módulos	1867	-238	-11.3	88.7	85.7
5. Otras pérdidas DC	1764	-103	-5.5	94.5	81.0
6. Inversores (conversión DC/AC)	1720	-44	-2.5	97.5	79.0
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1694	-26	-1.5	98.5	77.8
8. Disponibilidad reducida	1677	-17	-1.0	99.0	77.0
Rendimiento total del sistema	1677	-500	-23.0	-	77.0

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
6. Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

Sitio: Región Metropolitana, Chile, lat/lon: -33.2858°/-70.8366°
sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 310° (noroeste), inclinación 22°

9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

Solargis es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o.. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CFSR (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JMA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en:

<http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, Solargis s.r.o. no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de © 2020 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.
Solargis® es una marca registrada de Solargis s.r.o.

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Fundación Fraunhofer Chile Research, vicuña mackenna 4860, 7810000, Santiago, Chile, <http://www.fraunhofer.cl>.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..