



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

**PROPUESTA DE UN SISTEMA AGRIVOLTAICO EN FRUTALES PARA EL  
CONTEXTO CHILENO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA

JAVIERA PAULINA CHASCO SANTIBÁÑEZ

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE

PROFESOR CO GUÍA:  
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

COMISIÓN:  
MARCIA MONTEDONICO GODOY

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el proyecto FONDECYT N° 1211968

SANTIAGO DE CHILE  
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICO  
POR: JAVIERA PAULINA CHASCO SANTIBÁÑEZ  
FECHA: 2023  
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

## PROPUESTA DE UN SISTEMA AGRIVOLTAICO EN FRUTALES PARA EL CONTEXTO CHILENO

Bajo el contexto de crisis climática e hídrica actual, se tiene la necesidad de generar, por medios renovables y sustentables, la demanda de energía requerida, donde el uso de la tecnología fotovoltaica es vista como una opción viable. En consecuencia, se tendría un aumento en la demanda de suelos para el uso de generación eléctrica, lo que provocaría conflictos con el sector de la agricultura. A partir de esto, surge el concepto de sistemas Agrivoltaico, que combina la generación de energía y producción agrícola en un mismo terreno.

El presente trabajo busca proponer un diseño de un sistema Agrivoltaico sobre un huerto de cerezos, con el objetivo de encontrar sinergias en la coexistencia de los sistemas agrícolas y fotovoltaicos. La zona de emplazamiento del proyecto corresponde a la Estación Experimental San Agustín de Aurora de la Universidad de Chile, ubicado en la Comuna de San Clemente, Región del Maule.

La metodología utilizada consiste en el diseño y simulación de distintas configuraciones fotovoltaicas, con tal de seleccionar la más idónea, en función de una serie de criterios de diseño, definidos mediante la investigación bibliográfica de la tecnología asociada y del análisis de los requerimientos del cultivo. Se varían las configuraciones fotovoltaicas en distintos parámetros de diseño: tipo de módulo fotovoltaico, distancia entre los paneles solares, orientación y tipo de arreglo fotovoltaico. Se evalúa el desempeño de cada configuración fotovoltaica en cuanto al nivel de sombreado en superficie generado y la producción energética del sistema.

Como resultado, la configuración fotovoltaica óptima posee una capacidad instalada de 26,4 [kW], con una generación energética de 41.105 [kWh/año]. Respecto a la radiación solar incidente en superficie, se obtiene una disminución mensual en área de estudio del 12,48 % y 16,33 % para los meses de enero y junio, respectivamente.

Finalmente, del análisis económico se desprende que la rentabilidad y conveniencia de construcción del sistema Agrivoltaico depende de los costos de producción e inversión de la componente fotovoltaica y, en mayor medida, del valor de inyección de la electricidad a la empresa distribuidora de energía. Se aconseja la construcción del sistema Agrivoltaico cuando el valor de inyección de electricidad sea mayor a 81,25 [CLP/kWh], para todos los escenarios de cambio climáticos, independiente de la variación de los costos de producción e inversión de la tecnología fotovoltaica, comparados con los valores del mercado actual.

*A mi mamma Ana,  
a quien quiero y extraño cada día.*

# Agradecimientos

Quiero agradecer, en primer lugar, a mi familia, en especial a mis papás, quienes hicieron todo lo posible para que mi única preocupación fuera estudiar. Gracias por darme todos los empujoncitos, que no fueron pocos, para que por fin esté donde estoy ahora. Gracias por su amor e incondicional apoyo. Gracias también a mis hermanos, por los consejos desde la experiencia e inocencia, gracias por la mano amiga.

Gracias a mis amistades. Gracias a mis amigas del liceo, a Paula, Karina, Andrea, Cynthia, por las infinitas tardes de risa, por el cariño y respeto, por acompañarnos todos los días por la meta mutua que terminó por transformarnos en uno de los tantos tipos de familia. Gracias a mis amigas de la universidad, en especial a Chanco, Lore, Cata y Sandra, por apoyarnos en ese camino nuevo que emprendimos el 2015. Les agradezco por todos los momentos que hemos vivido y que estoy segura que seguiremos viviendo. Gracias por la comprensión y la seguridad que su presencia me ha dado.

También agradezco a mi comisión de memoria, a los profesores Rodrigo Palma-Behnke, Marcia Montedónico y Ramón Frederick, por acompañarme en este proceso, por sus correcciones, por su compromiso académico y personal en encontrar soluciones de desarrollo sostenible para el futuro del país. Gracias por introducirme este tema tan interesante, innovador y bonito, que me acompañó por casi dos años y al que espero volver algún día.

Por último, agradecer a la Educación Pública de este país que, aunque herida y desarmada por décadas, me dio la oportunidad de estudiar, formarme y profesionalizarme, sin deuda. Espero poder retribuir, de alguna forma, a un futuro más justo, equitativo y sustentable.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación y contexto . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	4
1.2.1. Objetivo general . . . . .	4
1.2.2. Objetivo específicos . . . . .	4
1.3. Alcances del trabajo . . . . .	4
<b>2. Antecedentes generales</b>	<b>6</b>
2.1. Uso de suelo agrícola . . . . .	6
2.1.1. Superficie sembrada . . . . .	7
2.1.2. Suelo industrial y urbanización . . . . .	8
2.1.3. Demanda a futuro . . . . .	9
2.2. Energía solar en Chile . . . . .	9
2.2.1. Tecnología fotovoltaica . . . . .	11
2.2.1.1. Principio de funcionamiento . . . . .	11
2.2.1.2. Tipo de celdas solares . . . . .	12
2.2.1.3. Características del recurso solar . . . . .	13
2.2.1.4. Curva característica de tensión-corriente . . . . .	14
2.2.1.5. Arreglo fotovoltaico . . . . .	15
2.2.1.6. Efecto sombra . . . . .	16
2.2.2. Demanda a futuro . . . . .	16
2.3. Sistemas Agrivoltaicos . . . . .	18
2.4. Normativa . . . . .	21
2.4.1. Agrivoltaico . . . . .	21
2.4.2. Generación residencial . . . . .	21
<b>3. Metodología</b>	<b>23</b>
3.1. Objetivo N°1 . . . . .	24
3.2. Objetivo N°2 . . . . .	24
3.3. Objetivo N°3 . . . . .	25
3.4. Objetivo N°4 . . . . .	26
3.5. Herramientas computacionales . . . . .	29
3.5.1. Revit . . . . .	29
3.5.2. Explorador Solar . . . . .	30
3.5.3. Validación de los datos . . . . .	30
<b>4. Análisis de los Sistemas Agrivoltaicos</b>	<b>32</b>
4.1. Componente fotovoltaica . . . . .	32

4.1.1.	Requerimiento de los paneles solares . . . . .	32
4.1.1.1.	Altura de los paneles solares . . . . .	32
4.1.1.2.	Orientación e inclinación de los paneles solares . . . . .	34
4.1.1.3.	Posicionamiento y tipos de paneles a utilizar . . . . .	36
4.1.2.	Tecnología utilizada en plantas APV . . . . .	38
4.2.	Componente agrícola . . . . .	39
4.3.	Rendimiento de un sistema APV . . . . .	41
4.3.1.	Rendimiento de la biomasa (BMY) . . . . .	41
4.3.2.	Relación Equivalente de Suelo (LER) . . . . .	42
4.3.3.	Relación de Cobertura del Suelo (GCR) . . . . .	43
4.4.	Sinergia entre los dos sistemas . . . . .	43
<b>5.</b>	<b>Análisis del emplazamiento</b>	<b>50</b>
5.1.	Zona de emplazamiento . . . . .	50
5.2.	Estudio del recurso solar . . . . .	52
5.3.	Presencia de viento y precipitación . . . . .	58
<b>6.</b>	<b>Análisis del cultivo</b>	<b>61</b>
6.1.	Elección del cultivo . . . . .	61
6.2.	Cultivo de cerezos . . . . .	61
6.2.1.	Requerimientos del cultivo . . . . .	62
6.2.2.	Disposición del cultivo . . . . .	64
6.2.3.	Posibles efectos y sinergias por sombreado . . . . .	65
<b>7.</b>	<b>Diseño del sistema fotovoltaico</b>	<b>68</b>
7.1.	Criterios de diseño . . . . .	68
7.2.	Tipo de panel solar . . . . .	69
7.3.	Orientación de los paneles solares . . . . .	71
7.4.	Altura de la estructura de soporte . . . . .	73
7.5.	Inclinación de los paneles solares . . . . .	74
7.5.1.	Parámetros y ángulos solares . . . . .	75
7.5.2.	Seguimiento solar . . . . .	86
7.6.	Distribución y distancia entre paneles . . . . .	87
7.7.	Simulación . . . . .	89
7.8.	Resultados . . . . .	91
7.8.1.	Radiación disponible en superficie . . . . .	91
7.8.2.	Generación eléctrica . . . . .	99
7.9.	Configuración fotovoltaica definitiva . . . . .	101
7.9.1.	Equipos . . . . .	106
<b>8.</b>	<b>Análisis económico preliminar</b>	<b>108</b>
8.1.	Estimación de costos . . . . .	109
8.1.1.	Determinación de costos de inversión CapEx . . . . .	110
8.1.2.	Determinación de costos fijos OpEx . . . . .	111
8.1.3.	Determinación de costos variables OpEx . . . . .	112
8.2.	Estimación de ingresos . . . . .	113
8.3.	Depreciación de equipos . . . . .	115
8.4.	Desarrollo del flujo de caja . . . . .	115

8.4.1.	Escenarios climáticos . . . . .	116
8.4.2.	Efecto en la producción agrícola . . . . .	121
8.4.3.	Efecto en la generación energética . . . . .	123
8.4.4.	Análisis de sensibilidad . . . . .	124
8.4.4.1.	Variación de los costos de inversión y producción . . . . .	125
8.4.4.2.	Variación de los precios de venta de electricidad . . . . .	125
8.4.4.3.	Simulación económica . . . . .	125
8.5.	Resultados . . . . .	127
8.5.1.	Discusión de resultados . . . . .	128
<b>9.</b>	<b>Conclusiones y trabajo a futuro</b>	<b>131</b>
9.1.	Conclusiones . . . . .	131
9.2.	Trabajo a futuro . . . . .	134
	<b>Bibliografía</b>	<b>135</b>
	<b>Anexo A. Simulación en Revit</b>	<b>143</b>
	<b>Anexo B. Radiación solar incidente en superficie de las distintas configuraciones</b>	<b>155</b>
	<b>Anexo C. Distribución diaria de la radiación solar incidente en superficie para <math>D</math> <math>CT</math></b>	<b>159</b>
	<b>Anexo D. Escenarios de cambio climático</b>	<b>171</b>
	<b>Anexo E. Cálculo de PAR y rendimiento de cultivo de cerezo</b>	<b>175</b>

# Índice de Tablas

2.1.	Áreas homogéneas y uso de suelo. . . . .	7
3.1.	Escenarios de cambio climático y variantes consideradas en el análisis de sensibilidad para la evaluación económica. . . . .	28
3.2.	Datos de GHI promedio y error porcentual para cada mes analizado. . . . .	31
	39table.caption.41	
5.1.	Ubicación de la zona de realización del proyecto. . . . .	50
7.1.	Paneles solares en el mercado. . . . .	70
7.2.	Cantidad de paneles solares necesarios para lograr la capacidad instalada de la planta. . . . .	70
7.3.	Especificaciones de panel solar seleccionado [82]. . . . .	71
7.4.	Condiciones de operación y características térmicas [82]. . . . .	71
7.5.	Valores de inclinación del panel solar para un sistema fijo inclinado a simular. . . . .	74
7.6.	Declinación solar para día N de cada mes. . . . .	76
7.7.	Mediodía solar para días promedio de enero y junio [83]. . . . .	77
7.8.	Ángulo horario para el día 17 del mes de enero. . . . .	78
7.9.	Ángulo horario para el día 11 del mes de junio. . . . .	78
7.10.	Ángulo de altitud solar para el día 17 del mes de enero. . . . .	79
7.11.	Ángulo de altitud solar para el día 11 del mes de junio. . . . .	80
7.12.	Ángulo cenital solar para el día 17 del mes de enero. . . . .	80
7.13.	Ángulo cenital solar para el día 11 del mes de junio. . . . .	81
7.14.	Ángulo acimutal solar para el día 17 del mes de enero. . . . .	82
7.15.	Ángulo acimutal solar para el día 11 del mes de junio. . . . .	82
7.16.	Ángulo de incidencia para el día 17 del mes de enero. . . . .	84
7.17.	Ángulo de incidencia para el día 11 del mes de junio. . . . .	84
7.18.	Pendiente del panel solar para el día 17 del mes de enero. . . . .	85
7.19.	Pendiente del panel solar para el día 11 del mes de junio. . . . .	85
7.20.	Pendiente del panel solar con ambas modalidades de seguimiento solar para el día 17 del mes de enero. . . . .	87
7.21.	Pendiente del panel solar con ambas modalidades de seguimiento solar para el día 11 del mes de junio. . . . .	87
7.22.	Distancia mínima entre paneles para la inclinación mínima y máxima registrada. . . . .	88
7.23.	Configuraciones fotovoltaicas a simular en el estudio solar. . . . .	90
7.24.	Radiación solar incidente en superficie sin sombreadamiento. . . . .	93
7.25.	Radiación solar incidente en superficie promedio y diferencia porcentual con caso base sin sombra, según rangos de horarios definidos para el mes de enero. . . . .	93
7.26.	Radiación solar incidente en superficie promedio y diferencia porcentual con caso baso sin sombra, según rangos de horarios definidos para el mes de junio . . . . .	94

7.27.	Radiación solar incidente en superficie y correspondiente diferencia porcentual con el caso sin sombra para los meses de enero y junio. . . . .	98
7.28.	Generación de energía para cada configuración fotovoltaica. . . . .	100
7.29.	Variación porcentual de radiación incidente en superficie respecto a caso de referencia y generación de energía anual para cada configuración. . . . .	102
7.30.	Especificaciones eléctricas de la configuración fotovoltaica seleccionada. . . . .	104
7.31.	Desempeño de la configuración fotovoltaica seleccionada. . . . .	105
7.32.	Características del inversor seleccionado [84]. . . . .	107
8.1.	Costo por ítem y su correspondiente distribución con respecto al costo total de inversión para el proyecto fotovoltaico tradicional. . . . .	111
8.2.	Costo por ítem y su correspondiente distribución con respecto al costo total de inversión para el proyecto Agrivoltaico. . . . .	111
8.3.	Costo unitario según rendimiento dado de cerezos [87]. . . . .	113
8.4.	Precio de venta para rendimiento dado de cerezos [87]. . . . .	114
8.5.	información de tarifa eléctrica para la comuna de San Clemente. . . . .	114
8.6.	Vida útil y depreciación de elementos y equipos de plata Agrivoltaica. . . . .	115
8.7.	Trayectorias de Concentración Representativas (RCP) [92]. . . . .	116
8.8.	Cambios estimados en las temperaturas medias globales para los distintos escenarios RCP [92]. . . . .	117
8.9.	Variación promedio de las distintas variables climáticas seleccionadas para los escenarios climáticos considerados para el periodo 2020 - 2044. . . . .	119
8.10.	Matriz de riesgo para la productividad del cerezo para la comuna de San Clemente. . . . .	122
8.11.	Amenaza en el rendimiento del cultivo de cerezos para el año 2044 según escenario de cambio climático. . . . .	122
8.12.	Rendimiento neto del cultivo de cerezos para el periodo 2024-2044 de las situaciones Sin y Con Proyecto según escenario de cambio climático. . . . .	123
8.13.	Producción de energía para el periodo 2024-2044 según escenario de cambio climático. . . . .	124
8.14.	Escenarios de cambio climático y variantes consideradas en el análisis de sensibilidad para la evaluación económica. . . . .	126
8.15.	Indicadores de desempeño de las distintas variantes, según escenario de cambio climático y sensibilidad de costos de producción e inversión y precio de venta de energía inyectada. . . . .	127
8.16.	Variación porcentual de los ingresos y costos entre las situaciones Sin y Con Proyecto de las distintas variantes, según escenario de cambio climático y sensibilidad de costos de producción e inversión y precio de venta de energía inyectada. . . . .	128
B.1.	Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de enero para las distintas configuraciones. . . . .	155
B.2.	Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de enero para las distintas configuraciones (continuación). . . . .	156
B.3.	Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de junio para las distintas configuraciones. . . . .	157
B.4.	Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de junio para las distintas configuraciones (continuación). . . . .	158
E.1.	Rendimiento del cultivo de cerezos y su productividad neta para el periodo 2024-2044 según escenario de cambio climático para la situación Con Proyecto. . . . .	176

E.2.	Rendimiento del cultivo de cerezos y su productividad neta para el periodo 2024-2044 según escenario de cambio climático para la situación Sin Proyecto.	177
------	--	-----

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Zonas naturales del país. . . . .	6
2.2.	Variación del suelo para el uso silvoagropecuario, urbano e industrial [15]. . . . .	8
2.3.	Radiación global horizontal en Chile continental [19]. . . . .	10
2.4.	Capacidad eléctrica total instalada en el país. . . . .	11
2.5.	Capacidad PV instalada desde 2012 al 2018 [15]. . . . .	11
2.6.	Efecto fotovoltaico [18]. . . . .	12
2.7.	Tipos de paneles fotovoltaicos [38]. . . . .	12
2.8.	Eficiencia de paneles fotovoltaicos [39]. . . . .	13
2.9.	Curva representativa tensión-corriente para celdas fotovoltaicas [20]. . . . .	14
2.10.	Arreglo fotovoltaico en serie paralelo [20]. . . . .	15
2.11.	Distancia mínima entre paneles [21]. . . . .	16
2.12.	Proyección de matriz de generación eléctrica [24]. . . . .	17
2.13.	BIPV [25]. . . . .	17
2.14.	Parque flotante PV [26]. . . . .	17
2.15.	Planta Agrivoltaica [27]. . . . .	18
2.16.	Diagrama de un sistema Agrivoltaico [17]. . . . .	18
2.17.	Planta APV en Heggelbach, Alemania [33]. . . . .	20
2.18.	Invernadero Fotovoltaico Semitransparente Piloto [34]. . . . .	20
2.19.	Planta APV Coquimbo [35]. . . . .	21
2.20.	Planta piloto en Lampa [17]. . . . .	21
2.21.	Consumo de electricidad de un usuario con sistema de autogeneración fotovoltaico con inyección de excedentes [31]. . . . .	22
3.1.	Diagrama de la propuesta metodológica. . . . .	23
3.2.	Datos GHI mensual en la zona de emplazamiento obtenidos de ambos programas. . . . .	31
4.1.	Enfoques de diseño de un sistema APV con respecto a la altura de los módulos fotovoltaicos [27]. . . . .	33
4.2.	Maquinaria realizando arado en planta piloto de Curacaví [17]. . . . .	34
4.3.	Planta APV de Pierrefonds [41]. . . . .	34
4.4.	Ángulo acimutal. . . . .	35
4.5.	Tecnología de seguimiento solar en sistemas Agrivoltaicos. [43]. . . . .	36
4.6.	Modalidad de densidades de paneles fotovoltaicos, planta Montpellier, Francia [27]. . . . .	37
4.7.	Planta APV Donaueschingen-Aasen, Baden-Württemberg, Alemania [49]. . . . .	38
4.8.	Generación eléctrica y de biomasa en función de la irradiación solar [23]. . . . .	40
4.9.	Grupo de cultivos y el impacto de una reducción en la radiación solar recibida [54]. . . . .	41
4.10.	Rendimiento de un cultivo para las distintas categorías PLUS, ZERO y MINUS. . . . .	42
4.11.	Planta APV de Fraunhofer ISE en Heggelbach, Alemania [45]. . . . .	45

4.12.	Valores de LERs obtenidos para los distintos cultivos utilizados para los años 2017 y 2018 [51]. . . . .	46
4.13.	Planta APV de Fraunhofer CSET en Curacaví, Chile [57]. . . . .	47
4.14.	(a) Radiación global horizontal (GHI) registrada debajo del sistema APV y en el área de referencia entre los periodos de inicio y termino de cultivación. (b) Perfil de la temperatura ( $T_{air}$ ) y humedad relativa ( $RH_{air}$ ) del aire registrada debajo del sistema APV y en el área de referencia. (c) Temperatura promedio mínima y máxima del aire debajo del sistema APV y en el área de referencia. (d) Humedad relativa promedio mínima y máxima del aire debajo del sistema APV y en el área de referencia [15]. . . . .	48
4.15.	Planta APV del CEZA en Coquimbo, Chile [53]. . . . .	49
5.1.	Ubicación de la Estación Experimental San Agustín de Aurora. . . . .	51
5.2.	Estación Experimental San Agustín de Aurora. . . . .	51
5.3.	GHI promedio para cada hora y mes en la zona del emplazamiento. . . . .	53
5.4.	GHI mensual en la zona del emplazamiento. . . . .	54
5.5.	Temperatura diaria por cada mes en la zona del emplazamiento. . . . .	55
5.6.	Temperatura mensual en la zona del emplazamiento. . . . .	56
5.7.	Porcentaje de tiempo con nubes para cada hora y mes para la zona de emplazamiento. . . . .	57
5.8.	Porcentaje de tiempo con nubes mensual para la zona de emplazamiento. . . . .	57
5.9.	Velocidad del viento mensual en la zona del emplazamiento. . . . .	58
5.10.	Velocidad del viento diaria en la zona del emplazamiento. . . . .	59
5.11.	Precipitación mensual para el periodo 1991-2020 en la zona del emplazamiento. . . . .	60
5.12.	Normal de Lluvia del periodo 1991-2020 en la zona del emplazamiento. . . . .	60
6.1.	Cereza de variedad Regina [66]. . . . .	62
6.2.	Calendario de producción de cerezos. . . . .	62
6.3.	Huerto de cerezos bajo sistema de cobertura [64]. . . . .	64
6.4.	Huerto de cerezos. . . . .	65
7.1.	Hileras de cerezos en diseño en Revit. . . . .	69
7.2.	Panel Solar DHM-72L9-440W [82]. . . . .	71
7.3.	Orientación del campo. . . . .	72
7.4.	Superficie a considerar para el estudio. . . . .	72
7.5.	Disposición y orientación del campo en programa Revit. . . . .	73
7.6.	Altura de los módulos fotovoltaicos en programa Revit. . . . .	73
7.7.	Paneles solares con inclinación de 15° y 40°. . . . .	74
7.8.	Disposición de los paneles solares con seguimiento solar [20]. . . . .	75
7.9.	Variación anual de la declinación solar [20]. . . . .	76
7.10.	Declinación y ángulo solar [20]. . . . .	77
7.11.	Ángulo de altitud solar, ángulo cenital solar y ángulo azimutal solar [20]. . . . .	79
7.12.	Ángulo de incidencia [20]. . . . .	83
7.13.	Convención de signo para pendiente del panel solar. . . . .	86
7.14.	Configuraciones con 3,5 [m] y 7 [m] de distancia entre paneles. . . . .	89
7.15.	Configuraciones con 4 [m] y 6 [m] de distancia entre paneles. . . . .	89
7.16.	Vista isométrica de simulación de radiación solar incidente en superficie para A28, durante el rango horario de 15:00 - 16:00 para el mes de junio. . . . .	91

7.17.	Vista superior de simulación de radiación solar incidente en superficie para A28, durante el rango horario de 15:00 - 16:00 para el mes de junio. Notar la malla utilizada para la simulación. . . . .	92
7.18.	Radiación solar incidente en superficie para enero 7am - 11am. . . . .	95
7.19.	Radiación solar incidente en superficie para enero 11am - 3pm. . . . .	95
7.20.	Radiación solar incidente en superficie para junio 8am - 1pm. . . . .	96
7.21.	Radiación solar incidente en superficie para junio 1pm - 3pm. . . . .	97
7.22.	Vista isométrica de simulación de la generación de energía fotovoltaica anual para A28. . . . .	99
7.23.	Producción anual energética para cada configuración fotovoltaica. . . . .	100
7.24.	Vista lateral del proyecto Agrivoltaico definitivo. . . . .	103
7.25.	Vista frontal del proyecto Agrivoltaico definitivo. . . . .	103
7.26.	Vista isométrica del proyecto Agrivoltaico definitivo. . . . .	103
7.27.	Vista isométrica del proyecto Agrivoltaico definitivo. . . . .	104
7.28.	Producción anual energética para cada configuración fotovoltaica. . . . .	105
7.29.	Producción anual energética para cada configuración fotovoltaica. . . . .	106
7.30.	Inversor CSI-30K-T400 [84]. . . . .	106
7.31.	Medidor bidireccional Elster AS1440 [85]. . . . .	107
8.1.	Gráfico de distribución de costos de proyectos FV en Chile [86]. . . . .	110
8.2.	Tabla de costos fijos según tecnología [90]. . . . .	112
8.3.	Tabla de costos variables no combustibles [90]. . . . .	113
8.4.	Escenarios de cambio climático según AR5 del IPCC [94]. . . . .	117
8.5.	Diferencia en la temperatura anual con periodo presente para el horizonte temporal definido. . . . .	119
8.6.	Diferencia en la precipitación anual con periodo presente para el horizonte temporal definido. . . . .	120
8.7.	Diferencia en la radiación superficial incidente anual con periodo presente para el horizonte temporal definido. . . . .	120
A.1.	Radiación solar incidente en superficie para A15 en enero. . . . .	143
A.2.	Radiación solar incidente en superficie para A15 en junio. . . . .	143
A.3.	Radiación solar incidente en superficie para A20 en enero. . . . .	144
A.4.	Radiación solar incidente en superficie para A20 en junio. . . . .	144
A.5.	Radiación solar incidente en superficie para A25 en enero. . . . .	145
A.6.	Radiación solar incidente en superficie para A25 en junio. . . . .	145
A.7.	Radiación solar incidente en superficie para A30 en enero. . . . .	146
A.8.	Radiación solar incidente en superficie para A30 en junio. . . . .	146
A.9.	Radiación solar incidente en superficie para A35 en enero. . . . .	147
A.10.	Radiación solar incidente en superficie para A35 en junio. . . . .	147
A.11.	Radiación solar incidente en superficie para A40 en enero. . . . .	148
A.12.	Radiación solar incidente en superficie para A40 en junio. . . . .	148
A.13.	Radiación solar incidente en superficie para B15 en enero. . . . .	149
A.14.	Radiación solar incidente en superficie para B15 en junio. . . . .	149
A.15.	Radiación solar incidente en superficie para B20 en enero. . . . .	150
A.16.	Radiación solar incidente en superficie para B20 en junio. . . . .	150
A.17.	Radiación solar incidente en superficie para B25 en enero. . . . .	151
A.18.	Radiación solar incidente en superficie para B25 en junio. . . . .	151
A.19.	Radiación solar incidente en superficie para B30 en enero. . . . .	152

A.20.	Radiación solar incidente en superficie para B30 en junio. . . . .	152
A.21.	Radiación solar incidente en superficie para B35 en enero. . . . .	153
A.22.	Radiación solar incidente en superficie para B35 en junio. . . . .	153
A.23.	Radiación solar incidente en superficie para B40 en enero. . . . .	154
A.24.	Radiación solar incidente en superficie para B40 en junio. . . . .	154
C.1.	Radiación solar incidente en superficie para las 7:00 - 8:00 horas en enero. . .	159
C.2.	Radiación solar incidente en superficie para las 8:00 - 9:00 horas en enero. . .	160
C.3.	Radiación solar incidente en superficie para las 9:00 - 10:00 horas en enero. . .	160
C.4.	Radiación solar incidente en superficie para las 10:00 - 11:00 horas en enero. .	161
C.5.	Radiación solar incidente en superficie para las 11:00 - 12:00 horas en enero. .	161
C.6.	Radiación solar incidente en superficie para las 12:00 - 13:00 horas en enero. .	162
C.7.	Radiación solar incidente en superficie para las 13:00 - 14:00 horas en enero. .	162
C.8.	Radiación solar incidente en superficie para las 14:00 - 15:00 horas en enero. .	163
C.9.	Radiación solar incidente en superficie para las 15:00 - 16:00 horas en enero. .	163
C.10.	Radiación solar incidente en superficie para las 16:00 - 17:00 horas en enero. .	164
C.11.	Radiación solar incidente en superficie para las 17:00 - 18:00 horas en enero. .	164
C.12.	Radiación solar incidente en superficie para las 18:00 - 19:00 horas en enero. .	165
C.13.	Radiación solar incidente en superficie para las 19:00 - 20:00 horas en enero. .	165
C.14.	Radiación solar incidente en superficie para las 8:00 - 9:00 horas en junio. . . .	166
C.15.	Radiación solar incidente en superficie para las 9:00 - 10:00 horas en junio. . .	166
C.16.	Radiación solar incidente en superficie para las 10:00 - 11:00 horas en junio. . .	167
C.17.	Radiación solar incidente en superficie para las 11:00 - 12:00 horas en junio. . .	167
C.18.	Radiación solar incidente en superficie para las 12:00 - 13:00 horas en junio. . .	168
C.19.	Radiación solar incidente en superficie para las 13:00 - 14:00 horas en junio. . .	168
C.20.	Radiación solar incidente en superficie para las 14:00 - 15:00 horas en junio. . .	169
C.21.	Radiación solar incidente en superficie para las 15:00 - 16:00 horas en junio. . .	169
C.22.	Radiación solar incidente en superficie para las 16:00 - 17:00 horas en junio. . .	170
C.23.	Radiación solar incidente en superficie para las 17:00 - 18:00 horas en junio. . .	170
D.1.	Diferencia en la temperatura anual con periodo presente. . . . .	171
D.2.	Diferencia en la precipitación anual con periodo presente. . . . .	172
D.3.	Diferencia en la humedad relativa anual con periodo presente. . . . .	172
D.4.	Diferencia en la radiación superficial incidente anual con periodo presente. . .	173
D.5.	Diferencia en la velocidad del viento zonal anual con periodo presente. . . . .	173
D.6.	Diferencia en la nubosidad anual con periodo presente. . . . .	174

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación y contexto

El cambio climático, y sus innumerables consecuencias en los ecosistemas y en el sistema climático global, es el mayor desafío que enfrenta la humanidad en el último tiempo. Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) <sup>1</sup>, el cambio climático se define como una variación del estado del clima que persiste durante largos periodos de tiempo y cuyas causas pueden deberse a procesos internos naturales o a razones externas, como erupciones volcánicas o cambios en la actividad solar. Sin embargo, el aumento sostenido de la temperatura del planeta registrado desde mediados del siglo XX son causados, directa o indirectamente, por la actividad humana [1].

La lucha contra esta crisis climática se encuentra en un momento crucial para la humanidad, pues si no se inician acciones ambientales concretas de manera inmediata, reduciendo especialmente las emisiones de dióxido de carbono y las de metano [2], los efectos que esto conlleva, de los que no se tienen precedente en ciento en ciento de miles de años, serán mucho más difícil y costoso en el futuro, provocando la muerte de millones de personas, el desplazamiento de muchos más y el acrecentamiento en la frecuencia de ocurrencia y en la magnitud de los eventos climáticos extremos.

Con el objetivo de definir el grado de vulnerabilidad de los países frente a los efectos del cambio climático, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático definió nueve criterios, los que son:

1. Países de baja altura y países insulares.
2. Áreas costeras de baja altura.
3. Zonas áridas y semiáridas.
4. Zonas de bosques.
5. Zonas urbanas con problemas de contaminación atmosférica.
6. Territorio susceptible a desastres naturales.

---

<sup>1</sup> IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change <https://www.ipcc.ch/>

7. Áreas propensas a sequías y desertificación.
8. Ecosistemas montañosos.
9. Países sin litoral y de tránsito.

Como Chile cumple con la mayoría de estas características, es catalogado como un país altamente vulnerable al cambio climático [4], pudiendo sufrir significativas pérdidas en los sectores ambientales, sociales y económicos del país. Según el PANCC 2017 – 2022 <sup>2</sup>, Chile se vería impactado principalmente en 12 áreas, las que son: temperaturas, precipitaciones, biodiversidad, eventos climáticos extremos, recursos hídricos, salud, infraestructura, energía, sector silvoagropecuario, pesca y acuicultura, turismo y ciudades. De esto, se espera un aumento en las temperaturas en todo el país y una disminución importante en las precipitaciones registradas en las regiones centro – sur. Con respecto a los eventos climáticos extremos, se estima el aumento en la frecuencia y duración de olas de calor y la ocurrencia de marcados periodos de sequías, con repercusiones en la disponibilidad de agua, puesto que también se prevé la reducción de reservas de este recurso hídrico en las cuencas y un significativo retroceso de los glaciares. Lo anterior afectaría en gran manera al sector silvoagropecuario, puesto que significaría el desplazamiento de los cultivos y el ganado a zonas con disponibilidad de agua [3].

Debido a esto, Chile ha puesto en marcha un plan de adaptación y mitigación con tal de disminuir los daños ocasionados por desastres naturales, asegurar la capacidad de productora de alimentos, evitar la degradación de los ecosistemas, evitar el agotamiento del agua dulce disponible, entre otros factores, que afectarían a los ecosistemas agrícolas, naturales y a la vida humana [5]. Por medio de la promulgación de la Ley Marco de Cambio Climático, Chile establece la lucha contra el cambio climático como una política de Estado, definiendo los lineamientos a seguir para cumplir con los objetivos impuestos a largo plazo, permitiendo que el Estado de Chile posea un marco jurídico para realizar los cambios estructurales requeridos, con tal de mitigar o adaptar los diversos sectores económicos y territorios a los efectos adversos de la crisis climática, coordinando a ministerios, gobiernos regionales y a todas las municipalidades, así como la participación del sector privado, a tomar acción. Esta Ley tiene como meta convertir a Chile en un país carbono neutral y resiliente al clima a más tardar al año 2050 [6]. Esto irremediamente cambiará la forma de transporte, de producir alimentos, de generar energía y de cómo se relaciona la vida diaria con el medio ambiente.

En el año 2018, el sector energético fue el contribuyente del 77 % de las emisiones de gases invernaderos (GEI) del país. Sin embargo, es el sector que posee el mayor potencial para la mitigación en la emisión de contaminantes, siendo fundamental para el cumplimiento de la meta impuesta por el país para alcanzar la carbono neutralidad. Esto se puede apreciar en la transición energética que lleva a cabo Chile, la cual se intensificará y extenderá en el mediano plazo y que incluye avances en la electromovilidad, en la eficiencia energética en los sectores industrial, comercial y residencial, el desarrollo de la industria del hidrógeno verde y del litio y el cese de operación y retiro de las centrales de carbón, condicionando fuertemente la incorporación masiva de la generación de energía por medios renovables, tanto para autoconsumo como para proyecto a gran escala [6], sustituyendo la matriz energética del país sostenida en

---

<sup>2</sup> PANCC 2017 -2022: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017 – 2022.

combustibles fósiles por una basada en recursos renovables.

Una de las Estrategias Climáticas de Largo Plazo impuestas por Chile es la descentralización y diversificación de los recursos energéticos, promoviendo la incorporación de energías renovables y la eficiencia energética en infraestructuras existentes o a desarrollar, con tal de fomentar las edificaciones bajas en carbono. También, por medio de la Ley de Generación Distribuida N° 20.571, se fomenta la incorporación, utilización y venta de energías renovables de pequeña escala a nivel residencial, logrando una mayor autonomía e independencia del sistema interconectado, mediante la producción de energía propia, tanto para personas naturales como a pequeñas empresas y PYMES cualquier sector productivo, lo que no solo permite la mitigación de emisiones GEI sino que mejoran su productividad simultáneamente.

Sumado a lo anterior, según datos de la Comisión Nacional de Energía <sup>3</sup> en su informe preliminar de previsión de demanda para el período 2022-2042 del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y Sistemas Medianos [7], se proyecta un aumento en el consumo eléctrico del SEN de un 61,58 % en el periodo 2022 - 2042, consolidando la tendencia, tanto nacional como internacional que se ha visto en el ultimo tiempo, sobre el aumento sostenido de la demanda energética, debido al fortalecimiento de la clase media, el surgimiento de centros urbanos y el mayor requerimiento energético de las industrias, principalmente de la industria minera de cobre en el norte del país. Esto irremediablemente significa un mayor esfuerzo del sector energético para poder suplir esta creciente demanda de una forma viable y sustentable, lo que significa una mayor participación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz eléctrica. La generación por ERNC es variada y complementaria, pues se considera la generación de energía en conjunto mediante recursos de origen hidráulico, eólica, geotérmica y solar. En Chile, producto del gran potencial solar que el país posee y de los bajos costos que presenta generar energía por medio de este recurso, la energía solar surge como una opción viable para suplir parte de esta creciente demanda energética, siendo los sistemas fotovoltaicos la tecnología solar de mayor uso y estudio debido a su costo moderado de implementación y a su gran eficiencia en capturar la luz solar. Sin embargo, este cambio en la generación de energía por fuentes renovables no convencionales, en especial a aquellas basadas en recursos solares, significaría la utilización de una gran cantidad de terreno, a diferencia de aquellas provenientes de fuentes fósiles necesitarían para producir la misma energía.

Según estudios [8], uno de los principales conflictos de la generación por ERNC a nivel mundial es la ocupación del suelo agrícola para su desarrollo. En Chile por su parte, producto de la extensa sequía en el territorio, es posible que el destinar superficie para el uso de generación ERNC sea más rentable que la producción agrícola. Si bien la mayoría de los proyectos ERNC se ubican en la zona norte y centro norte del país, lo que no genera un mayor efecto en el sector productivo agrícola de la zona en cuestión, existe una tendencia creciente en el desarrollo proyectos en la zona central y centro sur, las que se caracterizan por la predominante actividad agrícola. Por lo tanto, el aumento en la demanda de proyectos ERNC para suplir la creciente demanda de energía puede desencadenar conflictos con el sector de la agricultura, producto de la cantidad de terreno requerido para su implementación, lo que podría tener como consecuencia el aumento de la demanda en el uso de suelos, especialmente en lugares con terreno limitado o con población de gran densidad.

---

<sup>3</sup> CNE: Comisión Nacional de Energía <https://www.cne.cl/>

Luego, bajo el contexto presentado, es necesario encontrar una manera técnicamente innovadora para satisfacer la creciente demanda de energía y de alimento en el país. Más aún cuando Chile no solo tiene que suplir la demanda interna de alimentos, sino que también la del exterior, puesto que el país es el mayor productor y exportador de varios productos agrícolas en el hemisferio sur, entre las que destacan varios frutales, como las cerezas, uvas frescas, arándanos y ciruelas entre otros [9]. Por lo tanto, con tal de aprovechar al máximo la productividad de los suelos, salvaguardando ambas actividades productivas, surge como una posible solución el concepto de Agricultura Fotovoltaica o Agrivoltaísmo, ya que posee el potencial de ser un elemento clave para el desarrollo simultaneo de los sistemas agrícola y energético. Esta combinación eficiente en una misma superficie de sistemas de producción agrícola y la generación energética mediante sistemas fotovoltaicos, permite una solución al conflicto del uso del suelo, sea este para agricultura o para la obtención de energía fotovoltaica, provocando el potenciamiento de pequeños agricultores, dándoles valor agregado a su productividad e instaurando mejoras tecnológicas y automatizadas en sus procesos al contar con una fuente de energía propia y al mismo tiempo reducir la necesidad de irrigar los cultivos, utilizando eficientemente el recurso hídrico requerido, además de proporcionar una protección de climas extremos.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Con los antecedentes básicos y motivación ya presentados, el objetivo general que el presente trabajo busca lograr se muestra a continuación.

Diseñar un sistema Agrivoltaico en cultivos de frutales para el contexto de la zona central del país, considerando los requerimientos de diseño asociados al sistema fotovoltaico y a la producción agrícola, para la identificación de posibles efectos sinérgicos positivos por la integración de ambos sistemas de producción en un mismo terreno.

### **1.2.2. Objetivo específicos**

En base al objetivo general se definen los siguientes objetivos específicos:

1. Evaluar la tecnología asociada a los sistemas Agrivoltaicos, identificando parámetros claves para el diseño del proyecto.
2. Definir criterios de diseño a cumplir por el sistema Agrivoltaico a través del análisis de los requerimientos del cultivo seleccionado y la identificación de posibles sinergias promovidas por la integración del sistema fotovoltaico y agrícola.
3. Seleccionar un diseño del sistema Agrivoltaico definitivo, mediante la evaluación y el análisis de distintas configuraciones fotovoltaicas propuestas.
4. Disponer de una evaluación económica preliminar de la solución propuesta.

## **1.3. Alcances del trabajo**

A continuación, se definen los alcances del presente trabajo:

- El propósito de este trabajo se enfoca en presentar una propuesta de un sistema Agri-voltaico para el contexto agrícola y energético nacional.
- El proyecto tiene una capacidad instalada de al menos 25 [kW]. Esta capacidad instalada no es definitiva, pues puede variar dependiendo del diseño fotovoltaico final.
- Se considera que el sistema fotovoltaico está interconectado a la red eléctrica.
- La zona de emplazamiento del proyecto es la Estación Experimental San Agustín de Aurora, predio perteneciente a la Universidad de Chile y que está ubicada en la Comuna de San Clemente, Región del Maule.

# Capítulo 2

## Antecedentes generales

### 2.1. Uso de suelo agrícola

Debido a la geografía y a las diferentes corrientes marinas que afectan al país, en conjunto con las barreras naturales de las cordilleras, se tiene una variedad de climas que propician el desarrollo diverso de la agricultura. Teniendo en cuenta esto, la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA)<sup>4</sup> define ciertas áreas geográficas homogéneas acorde a la climatología de las regiones, equivalentes a las zonas naturales del país (ver figura 2.1), en las cuales se pueden observar patrones del uso de suelo en cuanto a cultivos agrícolas [10], tal como se presenta en la tabla 2.1:



Figura 2.1: Zonas naturales del país.

<sup>4</sup> ODEPA: Oficina de Estudios y Políticas Agrarias <https://www.odepa.gob.cl>

Tabla 2.1: Áreas homogéneas y uso de suelo.

Área homogénea	Clima	Tipo de cultivos
Norte Grande	Desértico	Hortofruticultura
Norte Chico	Semiárido	Hortofruticultura Uva pisquera
Zona Central	Templado transicional	Hortofruticultura Viñas Cultivos industriales Plantaciones forestales
Zona Sur	Templado lluvioso	Cereales Plantaciones forestales
Zona Austral	Lluvioso y frío	Plantaciones forestales de madera nativa

La cantidad de suelo cultivado también varía con respecto a estas zonas. Si se toma el terreno continental como insular, la superficie de Chile es de 756.626  $[km^2]$ , lo que es equivalente a 75,6 millones de hectáreas. Descartando los suelos no aptos para la producción agropecuaria, como terrenos estériles o que contengan algún tipo de edificación, se tiene que solo 27 millones de hectáreas aproximadamente son consideradas como superficie potencial para el uso de actividades agrícolas, pecuario y forestal. Sin embargo, según cifras preliminares del VIII Censo Nacional Agropecuario y Forestal del año 2021, la superficie de suelos destinados al cultivo en el país alcanza solamente las 1.819.118 hectáreas [11], lo que implicaría una disminución a lo obtenido en VII Censo Nacional Agropecuario y Forestal realizado en el año 2007, donde se tuvo una cantidad de 2.159.991 hectáreas con terreno cultivado [12].

Las superficie cultivadas se dividen en cultivos anuales y permanentes, en forrajas permanentes y en terreno de barbecho y descanso. Los cultivos anuales se definen como los cultivos que poseen un periodo vegetativo menor a 12 meses. Entre los cultivos anuales encuentran los cereales, tubérculos y raíces, hortalizas y forrajas anuales. En cambio, los cultivos permanentes son aquellos que poseen un período vegetativo mayor a 12 meses, como por ejemplo las plantaciones de árboles frutales, parrales viníferos, hortalizas, viñas y cultivos industriales permanentes. Los terrenos ocupados en barbecho y descanso son aquellos que luego de ser explotados se preparan para ser sembrados en la próxima temporada agrícola [13].

### 2.1.1. Superficie sembrada

Según datos de Instituto Nacional de Estadísticas (INE)<sup>5</sup> [14], la estimación de superficie sembrada de cultivos anuales para los años 2020/2021 es de 601.874 hectáreas, siendo los cultivos más importantes a nivel país el trigo, avena, maíz, cebada y arroz, concentrando un 75,7% de la superficie total de cultivos anuales. La distribución regional de este tipo de cultivo se concentra en el sur, donde 38% de la superficie sembrada se encuentra en la Región de La Araucanía, seguida por las regiones del Bío Bío y Maule, ambas con un 14%.

Con respecto a las hortalizas, el INE estima un total de 80.392 hectáreas sembrada para la temporada 2020, donde las especies que destacan son el choclo, la lechuga, la cebolla de

<sup>5</sup> INE: Instituto Nacional de Estadísticas <https://www.ine.cl/>

guarda y el tomate. Las regiones donde se tiene una mayor participación de hortalizas son la Metropolitana con un 33 % de superficie sembrada o plantada, seguida por las regiones de O'Higgins, Maule y Coquimbo con 14 % de superficie cada una [14].

Finalmente, para el caso de los frutales, según datos del catastro frutícola de la ODEPA para el año 2019 [10], se tiene una superficie plantada de 321.590 hectáreas para el año 2018, correspondiendo un 14,9 % de esta superficie total a la uva de mesa, seguido por los nogales con un 11,5 % y los manzanos con un 10.6 %. Con respecto a las regiones donde lidera la plantación de frutales, según datos del Censo Agropecuario del 2007 [12], se tiene que la Región de O'Higgins reúne el 24 % del total de superficie plantada, siendo seguida por la del Maule con 17 % y la Metropolitana y de Valparaíso con 16 % cada una. Se puede asumir que esta tendencia no ha variado a lo largo de los años.

Cabe destacar que las exportaciones, en la mayoría de las especies presentes en el territorio, equivalen al 60 % del total de la producción frutícola nacional, haciendo de Chile el mayor exportador de fruta del hemisferio sur, cumpliendo con las crecientes exigencias de los mercados externos. Entre las frutas frescas chilenas con mayor exportación para el año 2018 se encuentran las uvas, las cerezas y las manzanas, concentrando casi el 60 % del volumen total exportado de aproximadamente 2,9 millones de toneladas frutas frescas, por un valor de USD 2,9 mil millones.

### 2.1.2. Suelo industrial y urbanización

En el gráfico de la figura 2.2 se muestra la variación del suelo destinado a la industria silvoagropecuaria (incluye a las actividades forestales, agrícolas y ganaderas), industrial y urbana durante los años 1997 a 2017. Aquí es posible observar la tendencia decreciente de la cantidad de terreno destinado a las actividades agrícolas y ganaderas del país. En cambio, para el suelo urbano e industrial, esta tendencia es creciente a lo largo de las décadas estudiadas. Si se toma el comportamiento del uso de suelo como mostrado anteriormente como un comportamiento lineal, se tiene que el terreno destinado a las actividades silvoagropecuarias posee una tendencia decreciente anual de 66.699  $[ha/año]$ , mientras que el suelo industrial y urbano tiene una tendencia creciente anual de 26.752  $[ha/año]$  [15]. Por lo tanto, la industria agrícola se ve enfrentada a la pérdida de terreno por medio de la urbanización y la industrialización de los suelos.

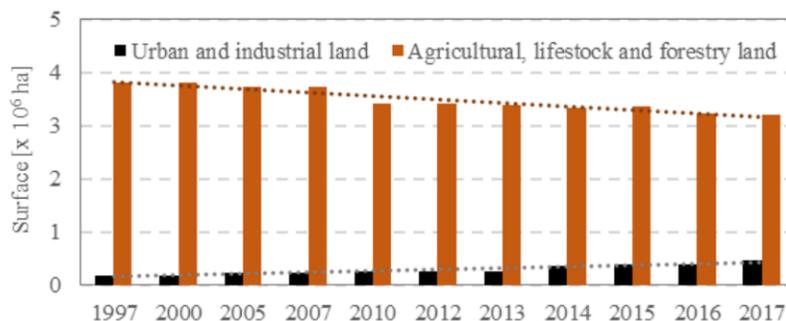


Figura 2.2: Variación del suelo para el uso silvoagropecuario, urbano e industrial [15].

### 2.1.3. Demanda a futuro

Según datos de las Naciones Unidas, se estima que la población mundial alcance los 8.600 millones de personas para el año 2030, lo que sería un aumento en 1.000 millones de personas tomando en cuenta la población mundial actual. En terreno nacional, el panorama no es distinto, ya que se espera que la población supere los 20 millones de personas. Junto a este aumento en la cantidad de población, se estima también un incremento del doble del ingreso medio per cápita, lo que provocaría un aumento en la demanda alimentaria e hídrica mundial, estimada en un crecimiento del 50 % y 30 %, respectivamente, para el año 2030 [16], traduciéndose en un mayor requerimiento de suelo para la producción de alimentos en el país.

## 2.2. Energía solar en Chile

Chile es el país con el mayor nivel de radiación solar incidente en el mundo, lo que es ayudado por las características climatológicas de la zona norte y centro del país, que es donde estos niveles son más altos. Entre estas características se encuentran la baja humedad atmosférica, la baja presencia de nubes y la baja pluviosidad. En la figura 2.3 se puede observar los niveles de radiación en el país, donde queda claro que los niveles más altos se encuentran en el norte del país, especialmente en las zonas desérticas y de mayor altura. Si bien en la zona centro del país los niveles son menores que en la zona norte, los valores de radiación solar registrados son superiores a 2000  $[kWh/m^2]$ , lo que propician la utilización del recurso solar como productor de energía en la zona [17].



Figura 2.3: Radiación global horizontal en Chile continental [19]

La producción de energía por medio de recurso solar se puede dividir en energía fotovoltaica y energía de concentración solar. La primera transforma la radiación solar en energía eléctrica y la segunda lo hace en energía térmica. La tecnología solar en los últimos años ha experimentado grandes avances, por lo que se puede decir que se encuentra en una etapa ya madura en materia de investigación. En el terreno nacional, según cifras de la Comisión Nacional de Energía (CNE)<sup>6</sup>, la energía solar es una de las ERNC más utilizadas, llegando a una capacidad instalada de 6.703 [MW] a julio de 2022, lo que equivale un 20,7 % de participación en la capacidad total eléctrica instalada en el país. Producto del decrecimiento de los costos, su vida útil y el aumento en la eficiencia en la generación energética, la tecnología fotovoltaica ha tenido un desarrollo explosivo durante los últimos años. Si en el año 2013 existía 6,7 [MW] en operación, en el año 2022 la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica alcanza los 6.593 [MW], siendo el 20,4 % de la capacidad instalada energética total del país, tal como se observa en la figura 2.4 a continuación [22]:

<sup>6</sup> CNE: Comisión Nacional de Energía <https://www.cne.cl/>

Capacidad Total SEN - MW

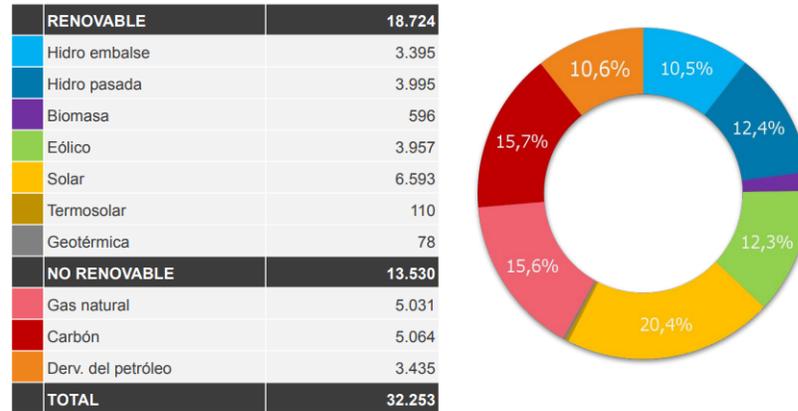


Figura 2.4: Capacidad eléctrica total instalada en el país.

Si bien la mayoría de los proyectos se han desarrollado en la zona norte de Chile, existe una tendencia creciente en la instalación de plantas a gran escala en la zona central y sur, considerando que la zona metropolitana concentra el 60 % de la demanda de energía del país [17]. Lo anterior queda plasmado en el gráfico de la figura 2.5, donde se muestra la capacidad fotovoltaica instalada en Chile desde los años 2012 a 2018, para el Norte, zona comprendida entre las regiones de Arica y Parinacota y Coquimbo, el Centro, correspondiente, para efectos de este gráfico, a las regiones de Valparaíso y Metropolitana, y Sur Cercano, que en este caso se refiere a las regiones de O'Higgins, Maule, Ñuble y Bío-Bío [15].

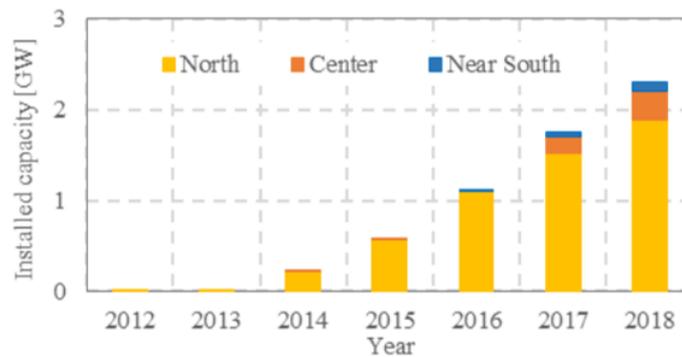


Figura 2.5: Capacidad PV instalada desde 2012 al 2018 [15].

## 2.2.1. Tecnología fotovoltaica

### 2.2.1.1. Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de este tipo de tecnología se basa en el efecto fotovoltaico, el cual es la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, mediante paneles fotovoltaicos. Estos paneles están compuestos por configuraciones, tanto en serie como en paralelo, de materiales semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas a su vez están compuestas por dos tipos de materiales semiconductores, que forman dos zonas adyacentes, llamados de tipo  $n$  y  $p$ . El semiconductor de tipo  $n$  es el encargado de ceder fácilmente electrones cuando los fotones inciden en él, los que luego son atrapados por el semiconductor de tipo  $p$ ,

como se observa en la figura 2.6. Esto crea una diferencia de cargas entre estos materiales, lo que genera un campo eléctrico.

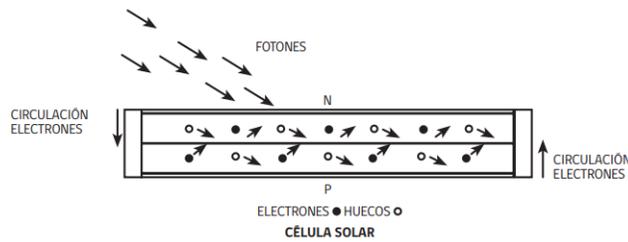


Figura 2.6: Efecto fotovoltaico [18].

### 2.2.1.2. Tipo de celdas solares

En la actualidad, el material más utilizado para la fabricación de las células fotovoltaicas es el silicio (Si). Luego, los paneles solares se pueden clasificar mediante la tecnología usada para manufacturar las células que los componen. Los distintos tipos de paneles solares se muestran en la figura 2.7:

- **Monocristalino:** se componen por células cuyo silicio procede de un solo cristal (Si). Estas células se pueden reconocer por su color negro y su forma circular u ortogonal.
- **Policristalino:** compuestas por células de silicio policristalino (mc-Si). Se caracterizan por su color azulado y por la ausencia de chaflán en sus esquinas, a diferencia de una célula monocristalina.
- **Amorfo o de película delgada:** son fabricados con silicio no cristalizado (a-Si). No están compuestas por la unión de células fotovoltaicas individuales, sino que es una lámina individual cortada a medida. Es de color negro sólido.

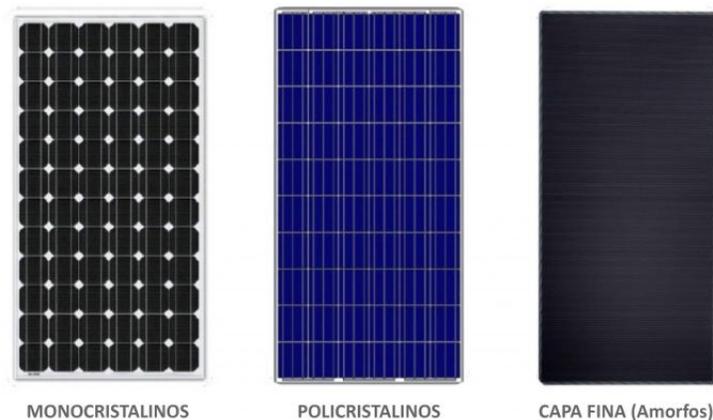


Figura 2.7: Tipos de paneles fotovoltaicos [38].

El rendimiento de las células fotovoltaicas es mayor en las monocristalinas, donde se pueden alcanzar valores que rondan el 22%. Luego, le siguen las células policristalinas, con un rendimiento de 18% y por último las amorfas, cuyo rendimiento es cercano al 10% [37]. Lo

anterior se puede ver en la tabla de la figura 2.8, donde se presentan las distintas eficiencias según material de composición.

Tecnología de celdas	Símbolo	Eficiencia de celdas en laboratorio [%]	Eficiencia en módulos comerciales
Silicio monocristalino	sc - Si	24	13 – 15
Silicio policristalino	mc - Si	19	12 – 14
Películas de silicio policristalino sobre cerámica	f - Si	17	8 – 11
Películas de silicio policristalino sobre vidrio		9	-
Silicio amorfo	a - Si	13	6 – 9
Diseleniuro de cobre indio/galio	CIGS	18	8 – 11
Telurio de cadmio	CdTE	18	7 – 10

policristalino {

Figura 2.8: Eficiencia de paneles fotovoltaicos [39].

Otra forma de dividir los paneles solares sería según las caras que dispongan para la captación solar. Están los paneles solares compuestos por células fotovoltaicas **monofaciales**, los cuales son capaces de receptor la radiación solar por su cara superior, siendo su cara inferior opaca. En cambio, los paneles **bifaciales** son aquellos que sus células fotovoltaicas son sensibles a la luz por ambos lados, pudiendo utilizar la radiación por su parte frontal y posterior para la producción eléctrica de manera simultánea. Estos últimos pueden llegar a mejores rendimientos que su contraparte monofacial y son especialmente utilizados para optimizar proyectos fotovoltaicos en sitios con albedo alto, es decir, que una parte importante de la luz que incide en una superficie es reflejada.

### 2.2.1.3. Características del recurso solar

La irradiancia y la radiación solar son dos magnitudes utilizadas en el sector fotovoltaico. La irradiancia se define como la razón entre la potencia y el área que recibe la radiación. Básicamente se refiere la cantidad de energía incidente en un área en un tiempo determinado y se expresa bajo la ecuación 2.1 a continuación:

$$E = \frac{P_{inc}}{A} \quad \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (2.1)$$

Donde E es la irradiancia,  $P_{inc}$  es la potencia incidente [W] y A es el área de la superficie en que incide la radiación [m<sup>2</sup>]. La irradiancia solar, antes de ingresar a la atmósfera terrestre, recibe el nombre de constante solar y posee un valor medio de 1.366 [W/m<sup>2</sup>]. Sin embargo, esta energía es en parte reflejada, absorbida y dispersada por los distintos elementos que componen la atmósfera, como nubes, partículas, moléculas y aerosoles, por lo que la potencia que llega a nivel del mar es menor a la constante solar antes señalada, alcanzando los 1.000 [W/m<sup>2</sup>] aproximadamente.

En cuanto a la radiación, esta indica la cantidad de irradiancia emitida o recibida en un tiempo determinado. En el ámbito fotovoltaico se usan las unidades del tipo [kWh/m<sup>2</sup>/día] para referirse a las radiaciones diarias y [kWh/m<sup>2</sup>/día] para las radiaciones anuales.

Existen tres componentes de la radiación solar en función de la incidencia de los rayos del

sol en la superficie. Estos son:

- Radiación directa: es aquella que incide directamente del sol.
- Radiación difusa: Es la que se compone de los rayos dispersos por la atmósfera y no directamente del sol. No posee una dirección preferencial, ya que proviene produce del rebote en nubes, polvos, nieve, entre otros.
- Radiación reflejada: Es la radiación reflejada en superficies cercanos al observador.

La suma de estos componentes dan lugar a la radiación solar global.

#### 2.2.1.4. Curva característica de tensión-corriente

La representación de la capacidad de conversión energética de una celda fotovoltaica se muestra en el gráfico de la figura 2.9. Esta curva permite observar el comportamiento de la celda fotovoltaica a una irradiación y temperatura dada, mediante una serie de combinaciones de corriente y voltaje en la cual una celda puede operar.

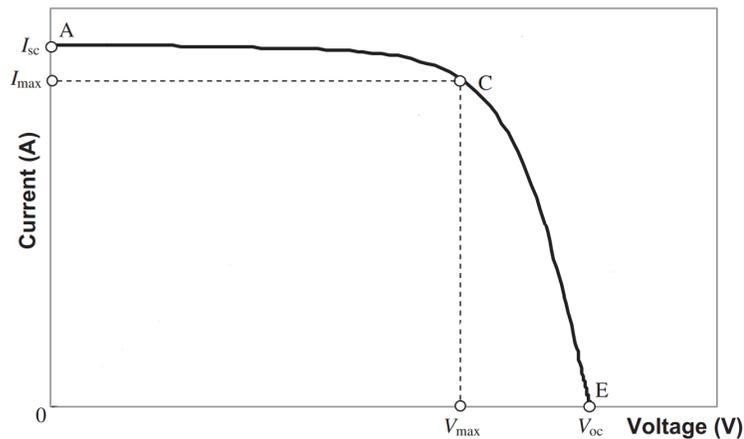


Figura 2.9: Curva representativa tensión-corriente para celdas fotovoltaicas [20].

Cuando se tiene la celda en circuito abierto, se obtiene el voltaje de circuito abierto,  $V_{OC}$ , que es la tensión máxima permitida al mismo tiempo que la corriente es 0. Por otro lado, cuando la celda se encuentra en cortocircuito, la corriente alcanza su máximo valor, llamándose corriente de cortocircuito,  $I_{SC}$ , mientras que el voltaje a través de la celda es nulo. En ambos casos, tanto en cortocircuito como en circuito abierto, se tiene una potencia nula, pues la potencia de la celda se obtiene por medio del producto de la corriente y el voltaje (ver ecuación 2.2).

$$P = I \cdot V \quad [W] \quad (2.2)$$

Donde  $I$  es la corriente [ $\dot{A}$ ] y  $V$  es el voltaje [ $V$ ]. El punto de máxima potencia ( $P_{m\acute{a}x}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ), que indica la máxima potencia que puede generar la celda fotovoltaica se obtiene en el punto C del gráfico anterior, el cual es fuertemente influenciado por la irradiación y la temperatura a la que la celda esta expuesta. Esto último se debe a que  $I_{mp}$  es proporcional a la irradiación, mientras que el  $V_{mp}$  es inversamente proporcional a la temperatura. Por lo tanto,

la potencia máxima a la celda es directamente proporcional a la irradiancia e inversamente proporcional a la temperatura [20].

### 2.2.1.5. Arreglo fotovoltaico

Un arreglo fotovoltaico es la unión de varios paneles fotovoltaicos eléctricamente conectados entre sí. La conexión más común de un arreglo fotovoltaico es la serie paralelo y se define como la conexión en paralelo de múltiples strings, es decir, de varios paneles solares conectados en serie. En la figura 2.10 se muestra un arreglo fotovoltaico compuesto de  $M_P$  conexiones paralelas, cada una con  $M_S$  módulos fotovoltaicos en serie.

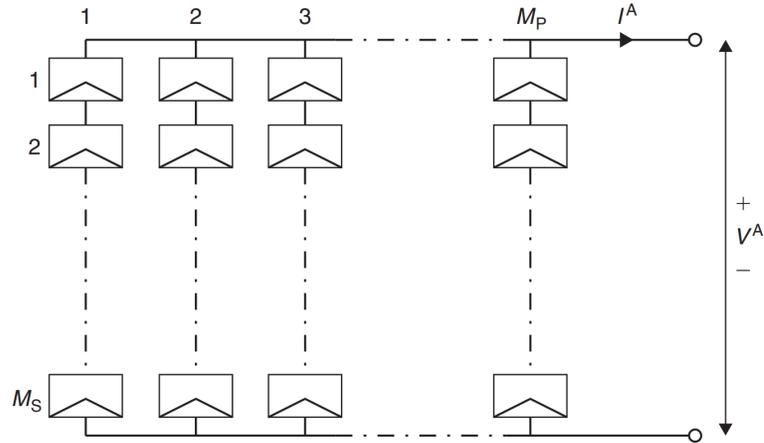


Figura 2.10: Arreglo fotovoltaico en serie paralelo [20].

Las conexiones en serie y paralelo se utilizan para aumentar el voltaje ( $V^A$ ) y la corriente ( $I^A$ ) total del sistema, respectivamente [18]. Lo anterior, aplicado al caso de la figura 2.10, se representa en la ecuaciones 2.3 y 2.4 a continuación:

$$I^A = \sum_{i=1}^{M_P} I_i \quad [\dot{A}] \quad (2.3)$$

$$V^A = \sum_{i=1}^{M_S} V_i \quad [V] \quad (2.4)$$

Donde  $I_i$  es la corriente del string  $i$  conectado en paralelo [ $\dot{A}$ ],  $V_i$  es el voltaje del panel  $i$  que compone a un string [V],  $M_P$  es el número de módulos fotovoltaicos en paralelo y  $M_S$  es el número de módulos fotovoltaicos en serie.

Por ultimo, la cantidad de paneles solares que forma parte de un sistema,  $N$ , está dado por el cociente de la capacidad instalada de un arreglo fotovoltaico,  $P_{sist}$ , y la potencia máxima del panel,  $P_{máx}$ , tal como se muestra en la ecuación 2.5:

$$N = \frac{P_{sist}}{P_{máx}} \quad (2.5)$$

### 2.2.1.6. Efecto sombra

El efecto sombra se produce por el sombreado parcial o total de un panel solar, afectando la potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos debido a la disminución de la irradiancia incidente. Por lo tanto, es importante evitar la sombra producida entre por objetos, como edificios, árboles, murallas, entre paneles, etc, a la hora de diseñar e instalar un arreglo fotovoltaico.

Es posible evitar el sombreado entre paneles calculando la distancia mínima entre ellos, como se observa en la figura 2.11, mediante la ecuación 2.6 [21].

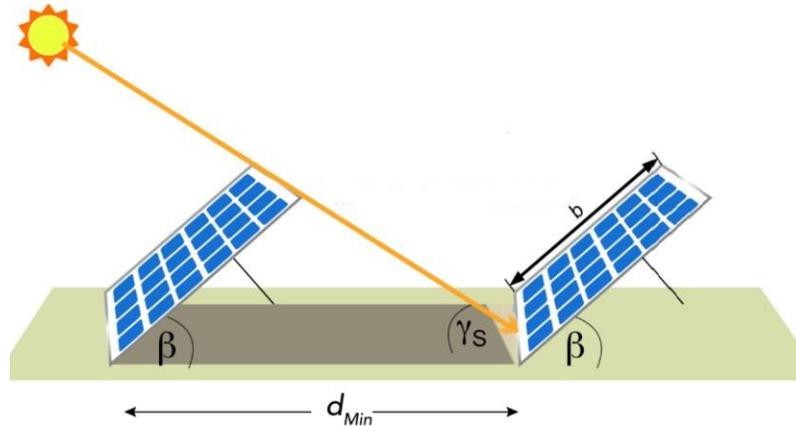


Figura 2.11: Distancia mínima entre paneles [21].

$$d_{min} = b \cdot \left( \cos(\beta) + \frac{\text{sen}(\beta)}{\tan(\gamma_s)} \right) \quad [m] \quad (2.6)$$

con

$$\gamma_s = 90^\circ - \text{Latitud} - 23,5^\circ$$

Donde  $\beta$  es la inclinación del panel [°] y  $b$  es el largo del panel [m].

### 2.2.2. Demanda a futuro

Según CNE, para 2038 la demanda energética aumentará un 57% [23]. Este crecimiento en la demanda en la generación de electricidad, sumado al objetivo del Gobierno de Chile por alcanzar la carbono neutralidad para 2050, provocarán un aumento en la demanda de suelo para proyectos energéticos, especialmente del tipo renovable como los proyectos fotovoltaicos. Esto se puede observar en el gráfico de la figura 2.12, donde se presenta la proyección de la matriz energética del país para lograr aquel objetivo. Aquí se observa una retirada gradual de las centrales a carbón hacia 2040 y un aumento en las producción energética a partir de ERNC, como la eólica, solar fotovoltaica y biomasa, las que serán las generadoras mayoritarias para el año 2050 [24].

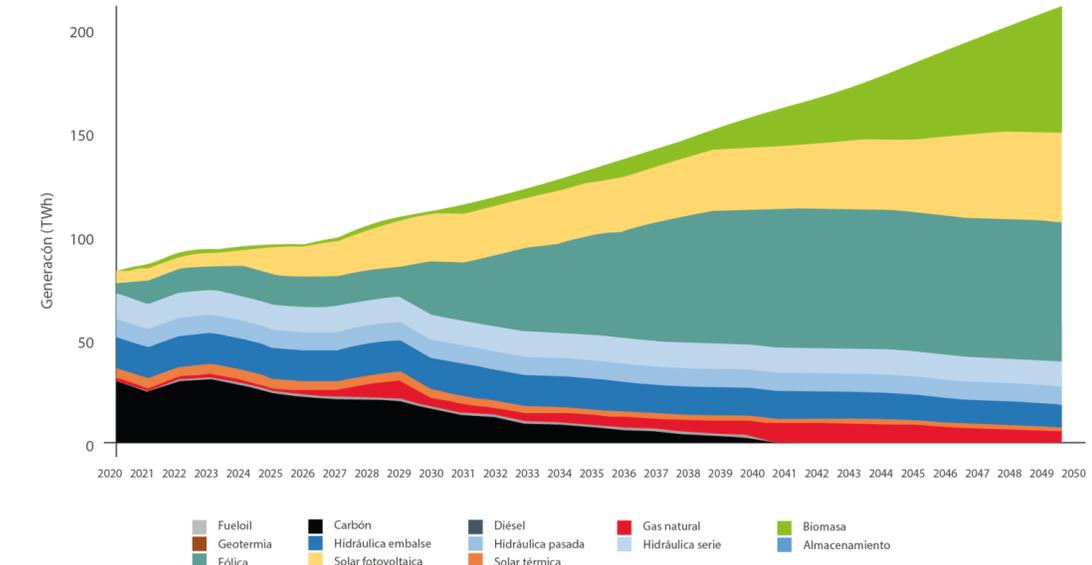


Figura 2.12: Proyección de matriz de generación eléctrica [24].

Las ERNC, generalmente, poseen un menor factor de planta por las fluctuaciones en el recurso energético primario de uso en conjunto con un mayor requerimiento de suelo en comparación con proyectos energéticos convencionales. De hecho, se estima que el uso de tierra ponderado por capacidad generada para un proyecto fotovoltaico en Chile es de 3,69 [ha/MW] [15], por lo que es necesaria la búsqueda de soluciones innovativas que reduzcan el requerimiento de los proyectos en materia de terreno. Algunos ejemplos de estas soluciones son la energía solar fotovoltaica integrada en edificios (BIPV por sus siglas en inglés) y los parques fotovoltaicos flotantes, como los que se observan en las figuras 2.13 y 2.14, respectivamente.



Figura 2.13: BIPV [25].



Figura 2.14: Parque flotante PV [26].

Otra de las soluciones de sistemas integrados que ha estado cobrando fuerza en los últimos años son los sistemas Agrivoltaicos (ver figura 2.15), pues promete dar solución a la problemática del uso del suelo, ya que mezcla la producción energética y agrícola en un mismo terreno. Además, entre los posibles efectos beneficiosos a los cultivos, se encuentra el uso eficiente del agua y la protección frente a eventos climáticos extremos, creando sistemas de resilientes frente a la crisis hídrica y climática de la zona.



Figura 2.15: Planta Agrivoltaica [27].

### 2.3. Sistemas Agrivoltaicos

La Agricultura Fotovoltaica, también conocida como Agrivoltaico o Agrovoltaica (AV) o simplemente como AgroPV, es un sistema de producción simultanea que mezcla la producción alimentaria y la energética, por medio de tecnología fotovoltaica, en un mismo terreno o suelo de actividad agrícola (ver figura 2.16). El objetivo principal de esta co-producción es aumentar la eficiencia del uso del suelo, permitiendo ampliar la capacidad de instalación de paneles fotovoltaicos sin causar conflictos en terrenos fértiles con posibilidad de cultivo para la agricultura. En el contexto de aumento de la demanda alimentaria, de la pérdida de terreno disponible para las actividades agrícolas frente a la urbanización e industrialización y de la creciente demanda de energía por medio de fuentes renovables que disminuyan las emisiones de gases de efecto invernadero, la implementación de sistemas AgroPV busca solucionar el inevitable conflicto entre el sector agropecuario y la industria energética por el uso de suelo para la generación alimentaria y energética.

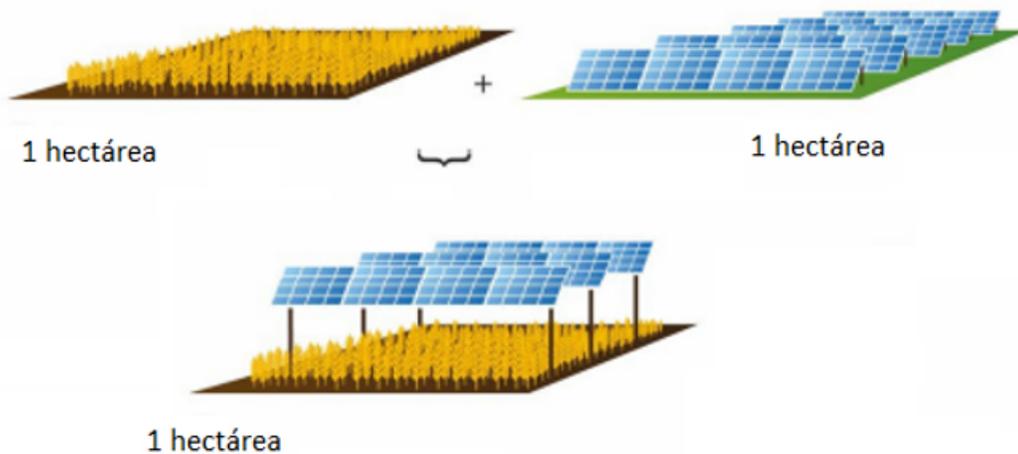


Figura 2.16: Diagrama de un sistema Agrivoltaico [17].

Acorde al estándar, generada por distintas organizaciones del Agrivoltaísmo en Alemania [28], los sistemas Agrivoltaicos se dividen en dos categorías, aquellas que poseen sus instalaciones fotovoltaicas en un soporte con altura libre (Categoría I) y aquellas que tienen sus respectivos soporte a un nivel cercano al suelo (Categoría II). A su vez, estas dos categorías pueden subdividirse en cuatro grupos, con respecto al uso suelo agrícola: (A) cultivos permanentes y plurianuales; (B) cultivos anuales y de más de un año; (C) pastos permanentes con corte y (D) pastos permanentes con pastoreo,

El mayor desafío de estos sistemas es la integración de la estructura asociada a la producción de energía solar con las actividades agrícola, tal que sea capaz de asegurar la generación energética y de biomasa de una forma eficiente, sostenible económicamente y con el menor impacto en el medio ambiente. Por lo tanto, a la hora de diseñar este tipo de plantas, es necesario definir el enfoque que tendrá la co-producción de estos dos sistemas. Dependiendo de la determinación del recurso principal del sistema Agrivoltaico, se tienen tres formas de abordar su diseño [32]:

- **Sistema AgroPV centrado en la generación de energía:** en este enfoque, tanto la infraestructura asociada a la tecnología fotovoltaica como a las practicas agrícolas están influenciadas por el objetivo principal de optimizar la producción de energía solar, por lo que es común en terrenos de gran área destinados a la generación de energía solar o en antiguas plantas fotovoltaicas que transitaron a sistemas Agrivoltaicos, cultivando el producto agrícola alrededor de las instalaciones fotovoltaicas, realizándoles mínimas modificaciones a su estructura.
- **Sistema AgroPV centrado en la producción agrícola:** en este enfoque, tanto las actividades agrícolas y como las de generación energética deben integrarse de tal forma que optimicen la producción de la biomasa, por lo que frecuentemente estos sistemas APV se realizan en terrenos con área limitada o que ya existen practicas agrícolas establecidas previamente.
- **Enfoque híbrido:** apunta a optimizar la producción agrícola y energética de la planta, pudiendo resultar en un rendimiento menor para los dos sistemas, pero obteniendo mayores ingresos para el agricultor. Esta integración de ambas formas de producción conlleva a realizar alteraciones estructurales, tanto en las actividades agrícolas como energéticas. Estos sistemas Agrivoltaicos son apropiados para terrenos en donde se tenga ya la existencia de parques solares o de tierras de cultivo agrícola, como también para terrenos sin desarrollo.

En la actualidad, existen varios antecedentes sobre la instalación de distintos sistemas AgroPV piloto y comerciales, tanto en Chile como en el mundo, donde la capacidad instalada de estos sistemas se encuentra con una tendencia al alza. Se estima que la capacidad instalada de sistemas Agrivoltaicos a enero del año 2020 alcanza los 2,8 [GWp], con alrededor de 2.200 sistemas AgroPV en operación. Globalmente, Japón es uno de los países en donde estos sistemas poseen mayor participación, con 1992 sistemas APV instalados, que representan el 0,8% de su producción fotovoltaica [27]. En el año 2018 en Alemania, el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar, cosechó, por segundo año consecutivo, los cultivos de cuatro tipos: papas, trigos invernales, trébol y apio, provenientes de un sistema Agrivoltaico de 0,3 hectáreas de tamaño y una capacidad de 194 [kWp], cuyo objetivo fue analizar la viabilidad de la planta con la maquinaria agraria y los impactos en los cultivos,

obteniendo resultados positivos sobre la sinergia entre ambos sistemas de producción [33].

Por otro lado, los proyectos realizados en suelo nacional han sido financiados por el Fondo de Innovación para la Competitividad Regional (FIC-R). Entre estos se encuentra el proyecto de la Universidad de O'Higgins, financiado por el FIC-R O'Higgins del año 2019, llamado "Invernadero Fotovoltaico Semitransparente Piloto", cuya finalidad es estudiar la potencialidad de la tecnología fotovoltaica en aplicaciones agrícolas comparar los sistemas PV convencionales (opacos) y los semitransparente en el contexto técnico económico regional [34]. La Universidad de Chile, por medio del Centro de Estudios de Zonas Áridas (CEZA) y de la financiación del FIC-R Coquimbo en el año 2017, puso en marcha el proyecto "Agricultura Fotovoltaica: Ahorrar agua produciendo energía", con el fin de evaluar el comportamiento de un sistema Agrivoltaico sobre hortalizas y huertos frutales [35]. El Instituto Fraunhofer Chile, con la financiación del FIC-R Metropolitano en el año 2015, implementó una serie de proyectos AgroPV en las comunas de El Monte, Curacaví y Lampa, con el objetivo de estudiar la instalación de estos sistemas en el país y impacto en los cultivos en regiones con climas áridos y altos niveles de radiación. Cada una de estas plantas posee una capacidad instalada de 13  $[kWp]$  y pudiendo generar hasta 20,8  $[MWh/año]$ , lo que implica la no emisión de 8,8  $[ton]$  de CO<sub>2</sub> por año [36].



Figura 2.17: Planta APV en Heggelbach, Alemania [33].



Figura 2.18: Invernadero Fotovoltaico Semitransparente Piloto [34].



Figura 2.19: Planta APV Coquimbo [35].



Figura 2.20: Planta piloto en Lampa [17].

## 2.4. Normativa

### 2.4.1. Agrivoltaico

Actualmente no se tiene una normativa oficial que regule a los sistemas Agrivoltaicos. Es por esta razón que en Alemania, Fraunhofer ISE y el Instituto Alemán de Normalización (DIN), en conjunto con organizaciones y entidades de investigación y negocios en el área agrícola y de tecnología solar, confeccionaron un estándar, la DIN SPEC 91434:2021-05 Instalaciones agrovoltaicas – Requisitos para un uso agrícola principal, la que establece los requisitos para el uso principal agrícola en los proyectos Agrivoltaicos e incluye recomendaciones para la planificación, el funcionamiento, la documentación y la supervisión del funcionamiento.

### 2.4.2. Generación residencial

En Chile, el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales está regulado por la ley 20.571, publicada en 2012 y, posteriormente, modificada en el año 2018 por la ley 21.118 [29] [30]. En esta ley se indica que usuarios que posean su propio equipamiento de generación de energía, por medio de métodos renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, tienen derecho a inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución local, siempre y cuando estos sistemas de autogeneración no superen los 300 [kW] de capacidad instalada.

La Ley de Generación Distribuida para el Autoconsumo, también llamada Ley de Facturación Neta o Net Billing, permite valorizar los excedentes inyectados, a un precio regulado menor que el precio de la energía consumida, y descontarla de la boleta o factura de la cuenta de electricidad del usuario, por parte de la compañía distribuidora correspondiente. En el gráfico de la figura 2.21, se muestra el caso del consumo de electricidad de un usuario con un sistema de autogeneración fotovoltaico con inyección de excedentes a la red distribuidora correspondiente:

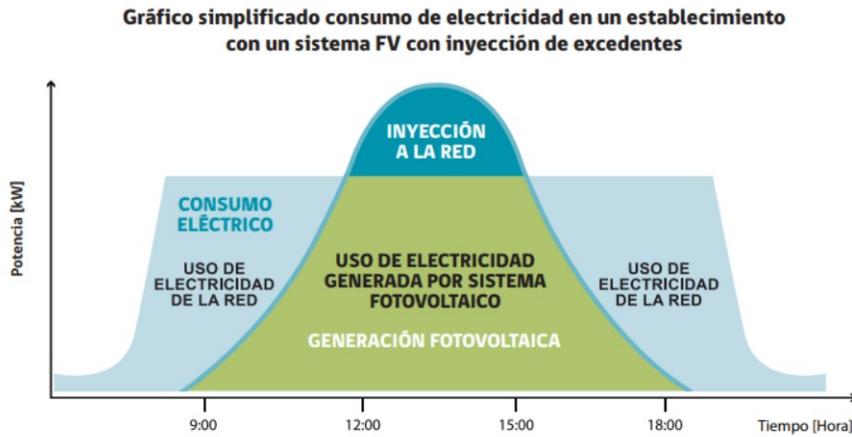


Figura 2.21: Consumo de electricidad de un usuario con sistema de autogeneración fotovoltaico con inyección de excedentes [31]

El pago de excedentes es posible para aquellos usuarios que cumplan las siguientes consideraciones:

- Clientes residenciales regulados cuya potencia conectada a la red no supere los 20 [kW].
- Personalidades jurídicas sin fines de lucro cuya potencia generada no supere los 50 [kW].
- Otros clientes que demuestren que sus sistema fue originalmente diseñado para el autoconsumo.

# Capítulo 3

## Metodología

En este capítulo se detalla la propuesta metodológica utilizada para el desarrollo del presente trabajo, la que se muestra en el diagrama de la figura 3.1. Además, se especifican las herramientas computacionales seleccionadas para el este trabajo, las que son usadas durante las etapas correspondientes al análisis del diseño del proyecto Agrivoltaico.

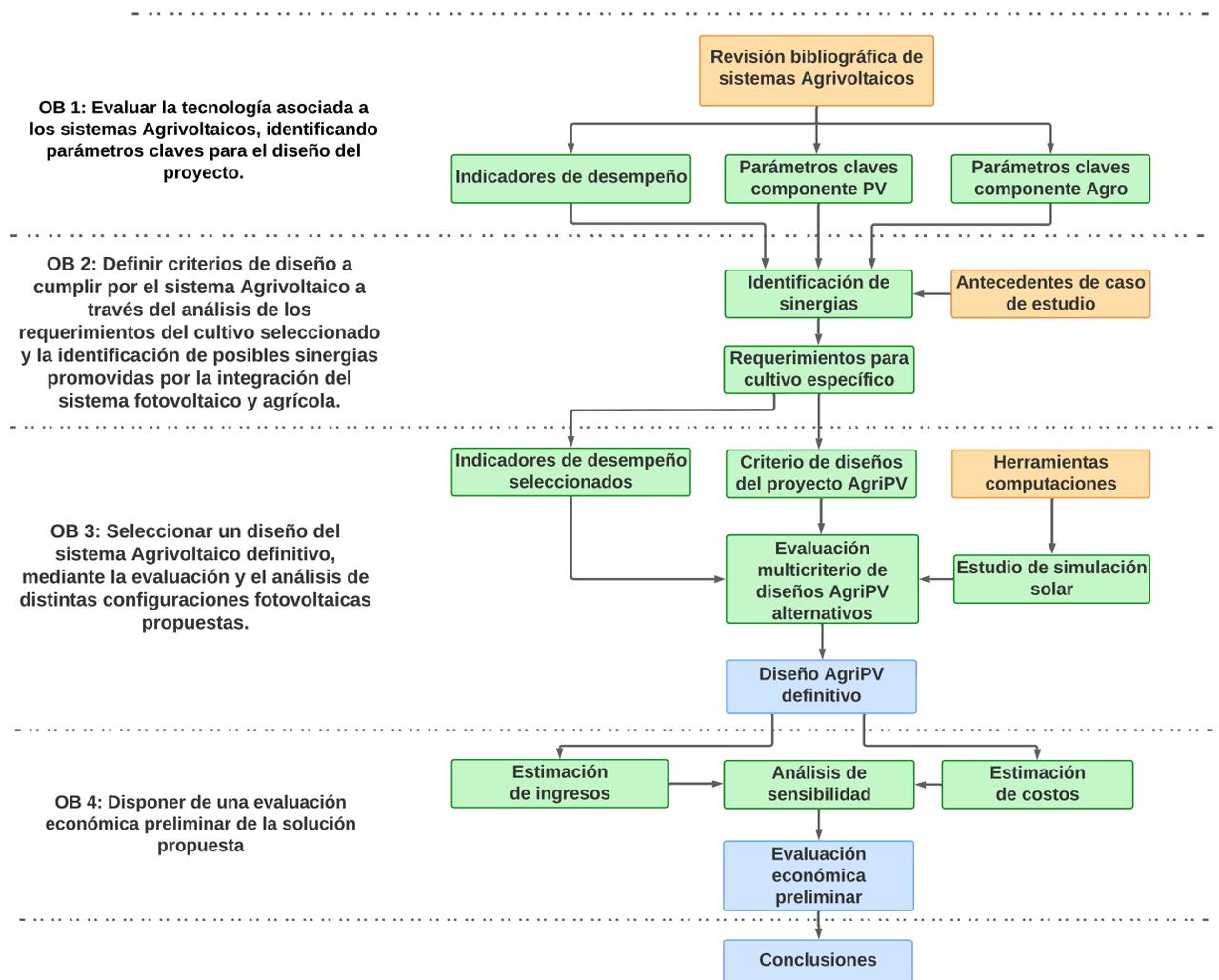


Figura 3.1: Diagrama de la propuesta metodológica.

Esta metodología está relacionada directamente con el objetivo general de este trabajo, es decir, con el diseñar un sistema solar fotovoltaico sobre cultivos frutales, con tal de identificar de sinergias entre ambos sistemas de producción. Cada rectángulo en el diagrama mostrado representa a un proceso, donde aquellos de color amarillo corresponden a parámetros o información de entrada del proyecto, como los datos asociados al lugar de emplazamiento o de información necesaria para caracterizar la tecnología a utilizar, los de color verde se definen como procesos que se obtienen a medida que el trabajo se va desarrollando y, finalmente, los de color azul corresponden a los resultados requeridos para el cumplimiento del objetivo del trabajo.

Esta propuesta metodológica se divide en cuatro partes, cada una correspondiente a los objetivos específicos definidos anteriormente en la sección 1.2, donde, por medio del análisis de la tecnología fotovoltaica y del recurso agrícola primario seleccionado, se espera poder definir los parámetros óptimos de un sistema Agrivoltaico para el contexto chileno.

A continuación, se describe con mayor profundidad cada paso necesario para la realización de la memoria, según lo mencionado previamente:

### **3.1. Objetivo N°1**

Para completar el primer objetivo específico, se realiza una completa revisión bibliográfica sobre los sistemas Agrivoltaicos. Esto corresponde a la recopilación de antecedentes, desde distintas fuentes de información, que logren caracterizar la composición y el funcionamiento de este tipo de proyectos.

Analizando técnicamente la información obtenida de estudios y de la experiencia sobre la implementación de proyectos similares al de este trabajo, tanto en casos nacionales como internacionales, con respecto a las componentes agrícola y fotovoltaica que conforman a los sistemas Agrivoltaicos, se determinan los parámetros claves y directrices a considerar para el diseño de la planta fotovoltaica, aplicado al contexto agrícola existente en la zona de emplazamiento.

Por último, se obtienen los indicadores de desempeño que se utilizan para analizar estos sistemas en operación, ya sea con respecto a su producción de biomasa, generación energética y eficiencia en el uso de terreno al integrar ambos sistemas.

### **3.2. Objetivo N°2**

Con los tres procesos obtenidos anteriormente, es decir, los indicadores de desempeño y los parámetros claves de diseño para las componentes fotovoltaica y agrícola del sistema Agrivoltaico y, especialmente, con los resultados experimentales obtenidos de la revisión bibliográfica de los proyectos Agrivoltaicos en funcionamiento, se tienen los efectos, ya sean positivos o negativos, que la instalación de paneles solares sobre cultivos, cualquiera sea el tipo, generan sobre el medio en el que el sistema está inmerso. Por lo tanto, tomando esto en cuenta, se procede a identificar las posibles sinergias por la implementación de los sistema Agrivoltaicos, a modo general.

Luego, se realiza una revisión de los antecedentes del caso a estudiar, los que dependen netamente de las características geográficas y las decisiones administrativas que se tomen sobre la zona de emplazamiento del proyecto. Lo anterior se realiza mediante los siguientes procesos:

- **Evaluación de la zona de emplazamiento:** Se analizan y evalúan las distintas variables meteorológicas registradas en la zona de emplazamiento, como lo son la radiación solar incidente en superficie, temperatura ambiental, velocidad del viento promedio, entre otras, las que se obtienen por medio de la herramienta del Explorador Solar del Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía. Particularmente, se caracteriza el recurso solar disponible en la zona, definiendo su comportamiento de manera mensual y diaria, con la finalidad de conocer los rangos de operación críticos que tiene la planta fotovoltaica.
- **Selección del cultivo:** La empresa selecciona un cultivo para ser utilizado como recurso principal en el proyecto Agrivoltaico, basándose en razones de su conveniencia económica y práctica.
- **Caracterización del cultivo:** Se caracteriza la plantación del cultivo presente en la zona de emplazamiento. Esto es, describir la variedad de cultivo a trabajar, la superficie plantada, la disposición espacial y su marco de plantación. También, se deben obtener datos con respecto a rendimiento esperado por temporada y utilización de maquinaria agrícola específica para la mantención, desarrollo y cosecha del frutal.

Con los antecedentes del caso estudio ya caracterizados, se procede a analizar y evaluar el frutal elegido. Esto se realiza a través de una investigación bibliográfica correspondiente al cultivo y, en particular, por una entrevista con un experto en el tema fisiológico del frutal en cuestión. Analizando su tolerancia a la sombra, necesidad de riego y calidad de fruta, se obtienen los requerimientos del cultivo específico frente a la instalación de paneles solares sobre la plantación, infiriendo su eventual comportamiento y desempeño como recurso agrícola principal en un sistema Agrivoltaico. Por medio de esta hipótesis, se identifican los posibles beneficios sinérgicos que surgen por la integración del sistema fotovoltaico con la actividad agrícola de este cultivo en particular.

### 3.3. Objetivo N°3

Teniendo los requerimientos del cultivo, en conjunto con su respectiva disposición espacial en el campo, los antecedentes del recurso solar de la ubicación del proyecto Agrivoltaico y sus correspondientes parámetros claves de diseño, se procede a definir los criterios de diseño que debe cumplir el arreglo fotovoltaico propuesto para el sistema AgroPV. Estos criterios de diseño tienen como finalidad encontrar el punto óptimo de operación entre las componentes fotovoltaicas y agrícolas, por lo que el diseño fotovoltaico a seleccionar debe estar basado en estos objetivos dispuestos. Para esto, se proponen una serie de variantes del diseño de la planta fotovoltaica, los que posteriormente son evaluados para obtener un arreglo solar definitivo.

Estas configuraciones fotovoltaicas propuestas varían entre sí en términos de parámetros característicos de un arreglo solar, como la inclinación de los paneles solares, la distancia existente entre ellos, la orientación de los módulos fotovoltaicos utilizadas, si utilizan un tipo de arreglo fijo o con seguimiento solar, la altura de la estructura de soporte. Luego, las variantes fotovoltaicas son analizadas, de forma simultánea mediante dos maneras, conformando así una evaluación multicriterios como sigue:

- **Estudio de simulación solar:** Por medio de la herramienta de *Insight Solar Analysis* del software de BIM Revit de Autodesk, se obtiene los valores de radiación solar incidente en la superficie del campo de cultivo para todas las configuraciones fotovoltaicas propuestas. El impacto del sombreado de los paneles solares en la superficie varía para todas las variantes del diseño, lo que se ve reflejado en el estudio solar de cada una de las configuraciones fotovoltaicas, por lo que se considera un método de comparación entre ellas.
- **Indicadores de desempeño específicos:** Del universo de indicadores de desempeño vistos en en la revisión bibliográfica de los sistemas Agrivoltaicos, se selecciona a aquellos que a utilizar específicamente para este proyecto en cuestión, los que son la producción energética anual de la planta fotovoltaica, el rendimiento de la biomasa frente al sombreado de los paneles y el Radio Equivalente de Suelo, para evaluar la eficiencia del sistema integrado. Específicamente, para el calculo la producción de energía anual, se utiliza la herramienta del generación fotovoltaica del Explorador Solar y el estudio de simulación energética de Revit.

Luego, de la evaluación de las distintas variantes propuestas, se selecciona aquella configuración fotovoltaica que cumpla de mejor manera los criterios de diseño previamente definidos. Por último, con el arreglo solar dispuesto, conociendo sus características eléctricas, se procede a seleccionar los demás componentes requeridos para su óptimo funcionamiento.

### 3.4. Objetivo N°4

Con el diseño fotovoltaico del sistema Agrivoltaico ya definido, se realiza una evaluación económica de la solución propuesta. El objetivo de esta es analizar la rentabilidad de construcción del proyecto mediante la comparación del desempeño económico de las situaciones Sin y Con Proyecto Agrivoltaico, en función de distintos escenarios climáticos, con tal de obtener resultados con respecto a su viabilidad y conveniencia de construcción en un contexto de crisis climática.

Para lograr lo anterior, primero se procede a definir los costos e ingresos a considerar para la evaluación de ambas situaciones antes mencionadas. Como se desea analizar la conveniencia de realizar o no un proyecto Agrivoltaico, se toman en cuenta aquellos costos e ingresos que dependan y varíen con la instalación de la planta fotovoltaica sobre un campo de cultivos en funcionamiento. Esto se realiza mediante el análisis, de forma separada, para cada situación. Así, para el caso de existir el sistema Agrivoltaico, se consideran los costos e ingresos de la componente agrícola y fotovoltaica del sistema, mientras que en la situación Sin Proyecto solamente se considera los costos e ingresos de la componente agrícola.

Luego, es necesario estimar los costos e ingresos definidos anteriormente para las situaciones Sin y Con Proyecto Agrivoltaico. Para la estimación de los costos e ingresos se utilizan referencias bibliográficas sobre proyectos y experiencias similares, tanto nacionales como internacionales. En el caso de la componente fotovoltaica, el ingreso está dado por la venta de la energía producida por la planta fotovoltaica, según la normativa chilena de generación distribuida vigente y la empresa eléctrica correspondiente a la ubicación del proyecto. En cuanto a los costos, se estiman asumiendo una planta fotovoltaica tradicional de la misma capacidad instalada que el proyecto diseñado, con la excepción del costo de inversión, donde se adapta el monto al sistema Agrivoltaico mediante proyectos internacionales al respecto. De la componente agrícola, se estiman los costos de producción e ingresos por venta por medio de información proporcionada por entes gubernamentales acorde al cultivo seleccionado para la zona de emplazamiento del proyecto.

Además, se calcula la depreciación de los equipos utilizados en la producción del cultivo y en la generación de energía. Esto se realiza mediante la identificación de los equipos y maquinarias requeridas para las actividades antes mencionadas. Luego, mediante una revisión del precio de mercado de dichos instrumentos, se procede a ponderarlas con su respectiva vida útil, valor que define el Servicio de Impuestos Internos de Chile.

Posteriormente, por medio de un análisis de económico, se evalúa la diferencia económica entre las situaciones Con Proyecto Agrivoltaico y Sin Proyecto Agrivoltaico sobre el flujo de caja privado del agricultor para los distintos escenarios climáticos y cada variante estudiada por el correspondiente análisis de sensibilidad. Para lograr esto, primero se seleccionan distintos escenarios de cambio climático en los que se evalúa el desempeño económico de todas las variantes. Se seleccionan tres de las proyecciones climáticas posibles en base a las emisiones de gases de efecto invernadero futuras propuestas por organismos internacionales. Luego, por medio de la Plataforma de Simulación Climática del Ministerio del Medio Ambiente del Gobierno de Chile, se obtienen, para dichos escenarios, distintas proyecciones de variables meteorológicas de interés para la zona de emplazamiento, durante el horizonte de evaluación definido para el proyecto.

Adicionalmente, es posible cuantificar la amenaza climática sobre el rendimiento del cultivo a través de la herramienta de Atlas de Riesgos Climáticos para Chile, donde se obtienen una serie de indicadores de riesgo por el cambio climático para el cultivo seleccionado en la zona de emplazamiento definida para el horizonte de evaluación del proyecto. Lo anterior, en conjunto con las variables meteorológicas, se utilizan para ponderar y cuantificar el efecto en la producción agrícola y energética, tanto para las situaciones Con y Sin Proyecto, para cada escenario de cambio climático definido.

Con los escenarios climáticos seleccionados y su efecto en la producción energética y agrícola, cuantificados, se procede a definir los parámetros a variar en el análisis de sensibilidad. Primero, se decide evaluar la conveniencia de construcción del proyecto Agrivoltaico en los casos hipotéticos de que los valores del costo de inversión y producción de la planta fotovoltaica aumenten, se mantengan y disminuyan con respecto a los costos actuales, considerando para cada caso una tasa constante del +20 %, 0 % y -20 %, respectivamente, tomando como caso base la propuesta del sistema Agrivoltaico diseñada y su símil sin sombreado. De esta manera, se tendrían tres casos de variación de costos de producción e inversión fotovoltaica

para cada escenario de cambio climático. Luego, puesto que no se tiene claridad de la realidad energética del agricultor, se decide variar la tarifa de venta de energía, según los valores obtenidos del Explorador Solar para la tarifa eléctrica seleccionada en la zona de emplazamiento del proyecto. Así, para cada variante de costos de producción e inversión, se tienen tres valores del precio de venta de excedentes de energía a la distribuidora eléctrica: 66,70 [CLP/kWh], 81,25 [CLP/kWh] y 127,86 [CLP/kWh]. Los escenarios de cambio climático y las respectivas sensibilidades definidas para la evaluación económica se muestran en la tabla 8.14 a continuación:

Tabla 3.1: Escenarios de cambio climático y variantes consideradas en el análisis de sensibilidad para la evaluación económica.

Escenario de cambio climático	Sensibilidad	
	Variación de costos de producción e inversión	Variación de precio electricidad [CLP/kWh]
Optimista	20 %	66,70
		81,25
		127,86
	0 %	66,70
		81,25
		127,86
	-20 %	66,70
		81,25
		127,86
Intermedio	20 %	66,70
		81,25
		127,86
	0 %	66,70
		81,25
		127,86
	-20 %	66,70
		81,25
		127,86
Pesimista	20 %	66,70
		81,25
		127,86
	0 %	66,70
		81,25
		127,86
	-20 %	66,70
		81,25
		127,86

Por lo tanto, considerando los escenarios climáticos y la sensibilidad en el valor de los costos de producción e inversión y en el precio de venta de excedentes, se tiene un total de 27 variantes de la diferencia entre la situación Con Proyecto con respecto a la Sin Proyecto a simular. La evaluación económica se realiza por medio de flujos de caja, donde los parámetros ingresados corresponden a la diferencia en ingresos, costos fijos y variables, depreciación, entre otros, entre las situaciones Con y Sin Proyecto Agrivoltaico, lo que es posible a través de la estimación de cada uno de estos parámetros para las dos situaciones de proyecto realizada anteriormente.

Luego, con el flujo privado de la diferencia económica entre las dos situaciones para cada variante definida ya calculada, se procede a evaluar los resultados obtenidos con respecto a indicadores económicos seleccionados: la Tasa Interna de Retorno y el Valor Presente Neto. Además, se calcula la diferencia porcentual de los ingresos y los costos percibidos por el agricultor una vez se instala un proyecto Agrivoltaico en su campo productivo de cultivo, con el objetivo de cuantificar la variación en estos parámetros. Finalmente, con los valores de la TIR, VPN y las diferencias porcentuales registradas es posible analizar y concluir sobre la rentabilidad y conveniencia de construcción de un proyecto Agrivoltaico para la zona de emplazamiento bajo un contexto incierto de cambio climático.

## 3.5. Herramientas computacionales

Tal como se dijo anteriormente, para el desarrollo de este trabajo se utilizan dos programas o herramientas computacionales: Revit y Explorador Solar. A continuación, se presenta una caracterización de ambos programas con respecto al contexto de este trabajo.

### 3.5.1. Revit

De la herramienta de *Insight Solar Analysis* de Revit es posible obtener datos de la radiación incidente en cualquier superficie a analizar durante un periodo de tiempo determinado. Permite la realización de dos tipos de estudio, los cuales son:

- Energía solar - Energía fotovoltaica anual: Simulación que indica una estimación de la producción anual de energía fotovoltaica.
- Personalizada: Simulación general de insolación solar en superficies.

Para el presente trabajo se utilizan de ambos estudios, pues se requiere estudiar los niveles de radiación incidente en la superficie con cultivos directamente debajo de los paneles solares, además de calcular la energía generada para para cada configuración simulada.

Los resultados que Revit están basados en dos componentes principales, que son la radiación directa y difusa, además de otros parámetros, los cuales obtiene de archivos de climas locales cercanos a la ubicación seleccionada. Luego, la ecuación es utilizada el programa para calcular y visualizar la radiación solar incidente:

$$\text{Radiación solar incidente} = I_b \cdot F_{\text{shading}} \cdot \cos(\theta) + I_d \cdot F_{\text{sky}} + I_r \quad \left[ \text{Wh}/\text{m}^2 \right] \quad (3.1)$$

Donde  $I_b$  es la radiación directa, medida perpendicularmente al sol en  $[W/m^2]$ ,  $F_{shading}$  es el factor de sombreado, siendo 1 si un punto no está sombreado, 0 si lo está y un porcentaje si es medido en una superficie,  $\theta$  es el ángulo de incidencia entre la superficie a analizar y el sol en  $[\circ]$ ,  $F_{sky}$  es el factor del cielo visible y  $I_r$  es la radiación reflejada desde el suelo en  $[W/m^2]$ . Sin embargo, aunque este último parámetro se encuentra en la ecuación, los resultados en la práctica indican que es un valor tan pequeño, que es desestimado del valor final [73].

Luego, como la superficie a analizar en el programa es horizontal, se toma el supuesto de que los resultados de radiación a obtener corresponden a la radiación global horizontal (GHI).

### 3.5.2. Explorador Solar

El Explorador Solar es una herramienta para la exploración del recurso solar presente exclusivamente en Chile, además de la estimación de generación energética por medio de tecnología fotovoltaica. De aquí se obtienen datos de radiación solar incidente en cualquier punto del país.

El objetivo del Explorador Solar en el contexto del presente trabajo es la validar los datos obtenidos desde Revit, tanto para los datos de radiación incidente y de generación fotovoltaica, ya que se considera a esta herramienta como aquella con mayor exactitud, considerando su contexto de funcionamiento. Esto se realiza por medio de la comparación con los valores obtenidos de los datos meteorológicos que entrega la herramienta, como también del cálculo de sistemas Fotovoltaicos.

### 3.5.3. Validación de los datos

Se procede a comparar los datos de radiación global horizontal en la ubicación del proyecto, obtenidos de Revit como con el Explorador Solar, para cada hora y para cada mes durante un año para la zona de emplazamiento del proyecto.

El objetivo es cuantificar el error porcentual entre Revit y el Explorador Solar para luego decidir si es un valor aceptable para proceder con las simulaciones. Esto se realiza por medio de la ecuación 3.2, donde se toman los datos de radiación global horizontal (GHI) mensual promedio de ambos programas.

$$\%Error = \frac{|GHI_E - GHI_R|}{GHI_R} \quad (3.2)$$

Donde  $GHI_E$  son los datos provenientes de Revit, considerados como mediciones experimentales y  $GHI_R$  son los datos del Explorador Solar, tomados como valores reales.

Para obtener la radiación global horizontal mensual promedio en Revit, se simula una superficie horizontal, sin objetos alrededor, seleccionando la ubicación en Talca, por lo que se utilizan datos meteorológicos de la estación más cercana a la comuna de San Clemente. Para el Explorador Solar, se simula la ubicación exacta del proyecto. Estos datos se presentan en el gráfico de la figura 3.2 y en la tabla 3.2 a continuación:

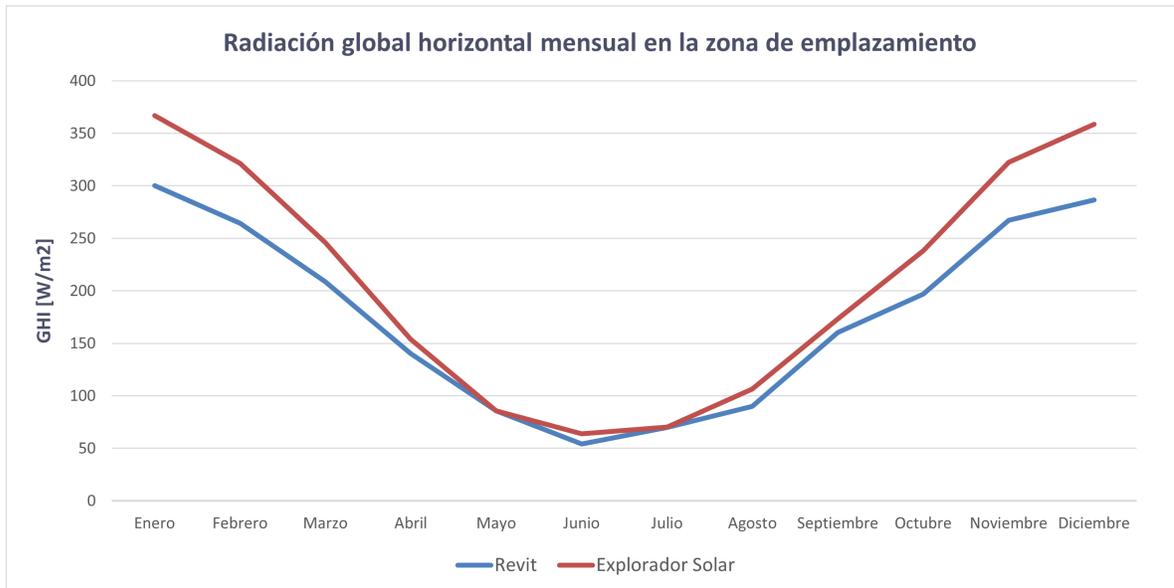


Figura 3.2: Datos GHI mensual en la zona de emplazamiento obtenidos de ambos programas.

Tabla 3.2: Datos de GHI promedio y error porcentual para cada mes analizado.

Mes	GHI [W/m <sup>2</sup> ]		Error [%]
	Revit	Exp. Solar	
Enero	300,00	366,96	18,25 %
Febrero	264,38	321,21	17,70 %
Marzo	208,75	246,03	15,15 %
Abril	140,04	153,90	9,00 %
Mayo	85,54	85,52	0,02 %
Junio	54,21	63,81	15,05 %
Julio	69,71	70,17	0,65 %
Agosto	89,96	106,57	15,58 %
Septiembre	160,38	173,12	7,36 %
Octubre	196,92	238,05	17,28 %
Noviembre	267,21	322,31	17,10 %
Diciembre	286,63	358,78	20,11 %
<b>Promedio</b>	<b>176,98</b>	<b>208,87</b>	<b>12,77 %</b>

Por lo tanto, existe, aproximadamente, un 13 % de error entre los datos de radiación global horizontal obtenidos por Revit en comparación con el Explorador Solar, lo que se considera como un valor aceptable y confiable para validar los resultados a obtener por medio de las simulaciones de las distintas configuraciones fotovoltaicas por Revit.

# Capítulo 4

## Análisis de los Sistemas Agrivoltaicos

En este capítulo se presenta una recopilación de antecedentes y su análisis correspondiente de los sistemas Agrivoltaicos. Particularmente, se analizan técnicamente, mediante información recopilada de la práctica y experiencia en la implementación de proyectos de este tipo, las dos componentes principales que forman parte de los sistemas Agrivoltaicos, es decir, **las componentes fotovoltaica y agrícola**. El objetivo de este capítulo es determinar los parámetros claves y directrices del diseño de la planta fotovoltaica, aplicado al contexto del caso particular de estudio, como también, obtener indicadores de desempeño útiles para evaluar el sistema mencionado en operación. Finalmente, se identifican las posibles sinergias que se pueden generar al implementar los sistemas Agrivoltaicos.

### 4.1. Componente fotovoltaica

La irradiación solar recibida en la superficie, es decir, la potencia de la radiación solar por unidad de superficie, y la temperatura de la célula fotovoltaica inciden de forma directa con la generación de electricidad por medios fotovoltaicos, por lo que, a mayor irradiación, mayor es la producción de electricidad. Tomando lo anterior en cuenta, se tiene que el diseño de una planta fotovoltaica tradicional tiene como objetivo principal la maximización de la irradiación solar que llega a los paneles solares, donde los parámetros de diseño, como los ángulos de inclinación y de orientación de los paneles solares, están optimizados para alcanzar tal objetivo. Sin embargo, para el caso de los sistemas Agrivoltaicos, se debe adaptar este diseño tradicional con la finalidad de encontrar un punto óptimo que garantice tanto la productividad agrícola como ganadera, si es el caso.

#### 4.1.1. Requerimiento de los paneles solares

Tomando en cuenta los requisitos de los cultivos con respecto a la necesidad de intensidad radiación, protección climática y maquinaria y trabajo necesario, los parámetros a modificar para un diseño de una planta son los siguientes [23]:

##### 4.1.1.1. Altura de los paneles solares

Existen dos categorías, mencionadas anteriormente, sobre el diseño de un sistema AgroPV con respecto a la elevación de la infraestructura de los módulos fotovoltaicos sobre los cultivos (ver figura 4.1) [28]:

- *Categoría I*: La estructura que contiene a los paneles fotovoltaicos se encuentra a una

altura de al menos 2,1 metros de altura del suelo. En la literatura encontrada [27] se define una altura máxima de 5 metros para esta categoría. Sin embargo, según el estándar de sistemas APV [28] esta altura máxima es libre, siempre y cuando se cumplan con las normativas nacionales correspondientes. También son conocidos como *Stilt-mounted PV*.

- *Categoría II*: La estructura que contiene a los paneles fotovoltaicos se encuentra a una altura inferior de 2,1 metros del suelo. En estos sistemas, también llamados *Ground-mounted PV*, la producción agrícola se puede realizar por debajo de los módulos o entre las filas de la instalación fotovoltaica.

La altura de los módulos fotovoltaicos debe relacionarse con el tipo de uso agrícola de los suelos, es decir, con el tipo de cultivo a utilizar, dependiendo de los requerimientos de radiación, humedad, temperatura y espacio que posea.

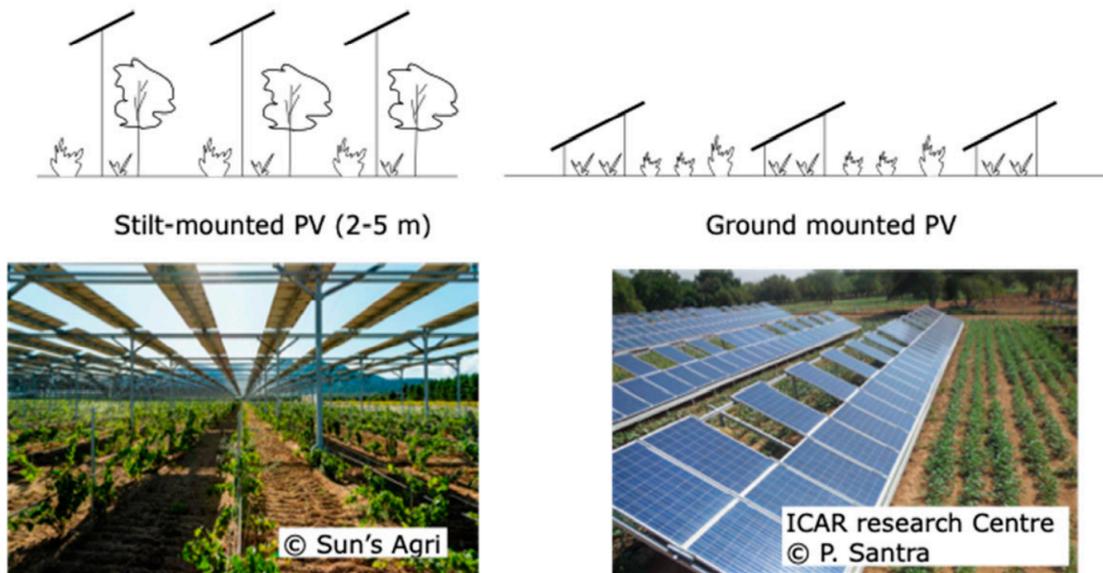


Figura 4.1: Enfoques de diseño de un sistema APV con respecto a la altura de los módulos fotovoltaicos [27].

Es así entonces como a mayor altura de la estructura de los módulos, mayor será la homogeneidad de la radiación que reciben los cultivos. Además, con estructuras más altas, es posible realizar actividades agrícolas bajo las plantas fotovoltaicas, facilitando las maniobras de la maquinaria utilizada en los campos (ver figura 4.14), no interfiriendo con las labores habituales de los agricultores para desarrollar los cultivos. Sin embargo, construir la estructura de los módulos fotovoltaicos en altura trae consigo ciertas problemáticas, como el gran impacto visual en el terreno, la dificultad en realizar tareas de mantenimiento y limpieza a los módulos fotovoltaicos, lo que podría ocasionar una disminución en la eficiencia energética de la planta fotovoltaica y por último, el gran costo de instalación de la estructura y su correspondiente efecto en el medioambiente, debido a las emisiones asociadas a su fabricación [40].



Figura 4.2: Maquinaria realizando arado en planta piloto de Curacaví [17].

Generalmente, en sistemas APV se utiliza el diseño asociado a la Categoría I, con su soporte en elevación. Sin embargo, las instalaciones agrivoltaicas de Categoría II están comenzando a ser utilizados más frecuentemente, debido a sus diseños innovativos, mayor adaptación al paisaje de la zona por su baja altura y menores costos asociado a la fabricación de la estructura [27]. Un ejemplo de esto es la planta Agrivoltaica de Pierrefonds, perteneciente a la compañía francesa Akuo Energy, mostrada en la figura 4.3 y que está ubicada en Saint-Pierre, en la isla francesa Réunion. Esta planta, cuyo cultivo de producción es la hierba de limón o citronela, posee una capacidad de 2,1 [MW], siendo capaz de suplir el consumo de 1.054 hogares. Su diseño integral permite el cultivo entre las filas de los paneles fotovoltaicos, lo que permite la adaptación de la planta a la topografía natural del lugar, reduciendo su impacto en el paisaje característico de la isla.



Figura 4.3: Planta APV de Pierrefonds [41].

#### 4.1.1.2. Orientación e inclinación de los paneles solares

En el diseño tradicional, para que los paneles fotovoltaicos puedan aprovechar al máximo la cantidad de radiación solar recibida, estos deben ser instalados con una orientación hacia el sol. Como Chile se encuentra en el hemisferio sur, los módulos fotovoltaicos deben mirar preferentemente hacia el norte, con un ángulo acimutal de  $0^\circ$ , tomando la convención del

ángulo positivo hacia el oeste, negativo hacia el este, con referencia de  $0^\circ$  al norte. Así, el ángulo acimutal varía de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  hacia el este y de  $0^\circ$  a  $-180^\circ$  hacia el oeste [20], tal como se muestra en la figura 4.4. Sin embargo, el cultivo de plantas tiene como requisito una radiación uniforme, lo cual no se cumple siguiendo el diseño tradicional de una planta, pues con una orientación hacia el norte ( $0^\circ$ ) se tiene una sombra persistente sobre los cultivos presentes debajo de los paneles. En cambio, si se toma una orientación hacia el noreste, entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , se asegura un perfil de sombra homogénea de la radiación solar, ya que, con el movimiento del sol durante el día, las sombras se desplazan, provocando que los cultivos puedan recibir una mayor cantidad de luz solar. No obstante, este cambio de orientación produce una disminución en la cantidad de electricidad producida. Además, tomando los requerimientos agrícolas en cuenta, es recomendado que el sistema fotovoltaico tenga la misma dirección que el campo de cultivo, lo que condiciona el diseño del sistema APV si es que en el terreno se realizan actividades agrícolas con anterioridad [45].

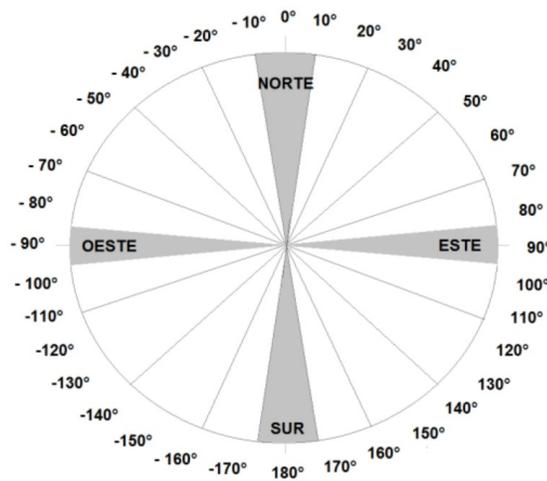


Figura 4.4: Ángulo acimutal.

Si bien es deseable que los sistemas APV sean estacionarios [32], existe la posibilidad de instalar módulos fotovoltaicos con seguimiento solar, lo cual ya es utilizado en algunos proyectos Agrivoltaicos. Según los datos disponibles en [42], se tiene que, dependiendo de la configuración utilizada en el tracking, es posible maximizar el rendimiento fotovoltaico a la vez que se mejora la cantidad de luz disponible, permitiendo el crecimiento de los cultivos. Esto se ve reflejado en los resultados obtenidos en [43], donde se comparan los rendimientos de distintos sistemas APV en cultivos de lechuga, donde uno de estos sistemas posee una orientación fija en sus paneles, mientras que dos son sistemas dinámicos en un eje, pero con diferentes configuraciones en el tracking: solar tracking (ST) y controlled tracking (CT). En ST los módulos fotovoltaicos se mueven de forma convencional, es decir, siguiendo el sol durante su trayecto en el día, maximizando la radiación solar obtenida por los paneles. Por otro lado, el objetivo de CT es el de minimizar la sombra producida por los paneles fotovoltaicos durante la mañana y la tarde, aumentando así la radiación solar disponible para el cultivo, mientras que a mediodía se hace lo opuesto, es decir, se maximiza la sombra en el cultivo, para así disminuir la temperatura y la evotranspiración de la lechuga, cuando las condiciones de luz y de radiación en el lugar alcanzan su peak.

Los resultados indican que en cuanto al rendimiento global de los sistema APV, los casos en que se utiliza paneles solares con tracking son mayores en comparación a la modalidad estacionaria. En cuando al desempeño de ambas configuraciones, se tiene que el sistema bajo modalidad ST posee una mayor productividad del terreno que el sistema con CT, lo cual se explica por la mayor generación de electricidad obtenido por el primer sistema. Sin embargo, en la modalidad CT se obtiene un claro aumento en la biomasa del sistema Agrivoltaico, en comparación con ST.

Además, los sistemas Agrivoltaicos dinámicos no solo pueden adaptarse a las necesidades del cultivo con respecto a los requerimiento de radiación solar, sino que también pueden brindar protección específica durante la ocurrencia de eventos climáticos. Por ejemplo, para evitar daños en los cultivos producto de las heladas, nieve, viento extremo y de la caída heterogénea del agua durante eventos de lluvias, tal como se observa en la figura 4.6.



Figura 4.5: Tecnología de seguimiento solar en sistemas Agrivoltaicos. [43].

#### 4.1.1.3. Posicionamiento y tipos de paneles a utilizar

En una planta fotovoltaica tradicional, se tiene por diseño, espacios entre las filas de los módulos fotovoltaicos con la finalidad de evitar efectos de sombreados entre los paneles y así optimizar la generación de energía. En un sistema Agrivoltaico, esta distancia deber ser aún mayor para aumentar la cantidad de irradiación solar que reciben los cultivos, como también, para mantener el sombreadamiento uniforme requerido y para facilitar cualquier manejo de maquinaria que se necesite.

Además, según estudios realizados [44], las condiciones óptimas para la producción de cultivos se alcanzan con una densidad menor del módulo fotovoltaico, lo cual aumentaría la irradiación solar disponible por debajo de los paneles solares, incluso en mayor medida que utilizando módulos fotovoltaicos móviles. Para el caso del proyecto APV ubicado en Montpellier en Francia, se analizó la productividad del terreno bajo dos modalidades de densidad de paneles fotovoltaicos: *full density* (FD) y *half density* (HD). Siendo la primera el diseño convencional de una planta fotovoltaica, y la segunda al mismo diseño convencional con una fila removida de dos. Los resultados indican que en FD se alcanza un alto rendimiento del sistema fotovoltaico, mientras que en HD se obtienen mayores rendimientos de la biomasa. Por lo tanto, si bien la productividad total del terreno es mayor en FD, lo que se explica por la gran generación eléctrica dada por el diseño, el funcionamiento óptimo del sistema APV se obtiene en escenarios en que tanto los sistemas fotovoltaicos y agrícolas lleguen a un compromiso mutuo.

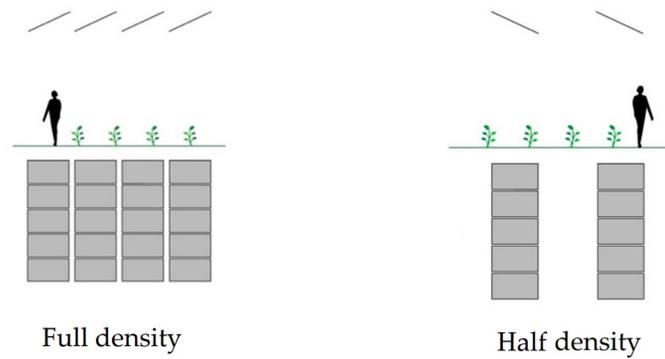


Figura 4.6: Modalidad de densidades de paneles fotovoltaicos, planta Montpellier, Francia [27].

En cuanto a los paneles fotovoltaicos a utilizar, no existe limitación alguna para la tecnología fotovoltaica en particular, por lo que teóricamente todos los tipos de módulos solares son compatibles con un sistema Agrivoltaico. Por su antigüedad, eficiencia y volumen en el mercado, los módulos monocristalinos y, en especial, los policristalinos son los que convencionalmente se emplean en los proyectos Agrivoltaicos. Sin embargo, durante el último tiempo, los módulos bifaciales han cobrado gran relevancia en el diseño de plantas fotovoltaicas, aumentando hasta un 25 % el rendimiento eléctrico obtenido en demostraciones experimentales y en la práctica, entre un 5 - 15 % [45]. La integración de estos módulos en sistemas APV puede significar potenciales efectos sinérgicos. En el estudio realizado en [46], se obtuvo un aumento de hasta un 39 % en el rendimiento específico y de un 50 % en la productividad del terreno de un sistema APV con paneles fotovoltaicos bifaciales en comparación con una planta PV convencional con paneles monofaciales, indicando que las modificaciones realizadas al diseño de una planta Agrivoltaica, como la mayor distancia entre filas y la altura de la estructura de soporte, pueden reducir la radiación no homogénea incidente en la parte trasera del panel bifacial, aumentando así su rendimiento.

Otro tipo de panel utilizado en proyectos APV son los semitransparentes (*semitransparent photovoltaic*, STPV). Estos paneles se caracterizan por absorber cierta fracción del espectro solar para ser utilizado en la generación energética, mientras deja pasar parte de la luz visible no ocupada. La eficiencia de este tipo de módulos alcanza los 7,2 % [47]. Según estudios realizados en [48], donde se analiza el desempeño de cultivos de espinaca y de albahaca bajo módulos fotovoltaicos semitransparentes. Los resultados indican que existe una ganancia económica de un 2,5 % para la albahaca y un 35 % para la espinaca, en comparación con los mismo tipo de cultivos producidos por métodos clásicos de agricultura, a pesar de una pérdida en el rendimiento de la biomasa de ambos cultivos, con un 15 % para la albahaca y un 26 % para la espinaca. Además, se observó un incremento en la cantidad de proteína acumulada en las plantas cultivadas bajo un régimen Agrivoltaico, lo que es de real interés en la búsqueda de fuentes alternativas de la proteína proveniente de proteínas de origen animal. Por lo tanto, existe potencial real con la integración este tipo de tecnología a sistemas APV, especialmente si se trabaja con cultivos que se beneficien la limitación en la radiación disponible en su crecimiento.

Por último, los paneles solares orgánicos (*Organic photovoltaic*, OPV) y las celdas solares

sensibilizada por colorante (*dye-sensitized solar cell*, DSSC) se presentan como una alternativa viable en el futuro para la generación energética y, en especial, para el panorama Agrivoltaico. Sin embargo, estas prometedoras tecnologías aún se encuentran en fases de desarrollo, siendo su estabilidad y sus valores de eficiencia bajos los principales parámetros críticos a mejorar para poder ser consideradas como una alternativa real para la tecnología fotovoltaica convencional existente actualmente en el mercado [32].

Una de las innovaciones que se están utilizando en los sistemas AgroPV para aumentar su eficiencia con respecto a sus módulos solares, es la implantación de paneles fotovoltaicos bifaciales verticales [42] en plantas *Ground-mounted PV*. La empresa alemana Next2Sun es una de las pioneras en utilizar esta idea en sistemas AgroPV. En la figura 4.7 se muestran una de sus plantas ubicada en Alemania, con capacidad instalada de 4,1 [MWp].



Figura 4.7: Planta APV Donaueschingen-Aasen, Baden-Württemberg, Alemania [49].

#### 4.1.2. Tecnología utilizada en plantas APV

En la tabla 4.1 mostrada a continuación, se tienen distintos proyectos Agrivoltaicos en el mundo, con su respectiva capacidad instalada, uso de seguimiento solar en su diseño, el tipo de paneles fotovoltaico elegido y el recurso agrícola utilizado.

Tabla 4.1: Tecnología fotovoltaica en proyectos Agrivoltaicos existentes en la actualidad <sup>a</sup>.

Planta	Capacidad [kWp]	Solar Tracking	Tipo de módulo	Cultivo
Montpellier, Francia [44] [43]	-	No	Monocristalino	Lechuga Pepino Trigo duro
		Sí (1-axis)		
Malemort, Francia [50]	61	Sí (1-axis)	Bifacial	Manzanas
Heggelbach, Alemania [51]	194,4	No	Bifacial	Papa Trigo de invierno Apio Trebol
Po Valley, Italia [32]	1461	Sí (2-axis)	Policristalino	Maíz
Melegnano, Italia [32]	-	No	Semitransparente	Espinaca Albahaca
Babberich, Países Bajos [27] [52]	2670	No	Semitransparente	Frambuesa
Oregon, USA [32]	1435	No	Policristalino	Pasto
Curacaví, Chile [15]	12,48	No	Policristalino	Coliflor
Coquimbo, Chile [53]	-	No	Policristalino	Uva de mesa

<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia

## 4.2. Componente agrícola

El rendimiento y la tasa de crecimiento de las plantas, y en particular de los cultivos agrícolas, dependen básicamente de las condiciones ambientales en la cual se encuentran insertas, siendo sensible ante cualquier variación del punto óptimo de dichas condiciones ambientales para cada especie [51]. Estas condiciones se caracterizan por medio de la disponibilidad de luz, humedad, temperatura, disponibilidad de agua, requerimientos de espacio y viento, entre otros. Sin embargo, para efectos del diseño del sistema APV y de la selección del tipo de cultivo a usar, se considera como factor determinante la disponibilidad de luz, y por lo tanto de radiación, relacionando así los requerimientos de luz del cultivo y del porcentaje sombra generada por las instalaciones fotovoltaicas, tal que no afecte en gran medida el rendimiento de biomasa [27].

La fotosíntesis en las plantas está relacionada con la cantidad de irradiación solar recibi-

da. Sin embargo, un mayor nivel de irradiación solar no significa una mayor producción de biomasa, ya que este proceso cuenta con una tasa máxima de conversión, siendo el punto de saturación de luz, aquel punto en donde la intensidad de irradiación no aumenta la tasa de fotosíntesis y cuyo valor depende del cultivo. La figura 4.8 muestra una comparación entre la generación eléctrica y de biomasa en función de la irradiación solar recibida, donde se ve claramente las diferencias entre estos dos procesos de conversión de energía solar [23].

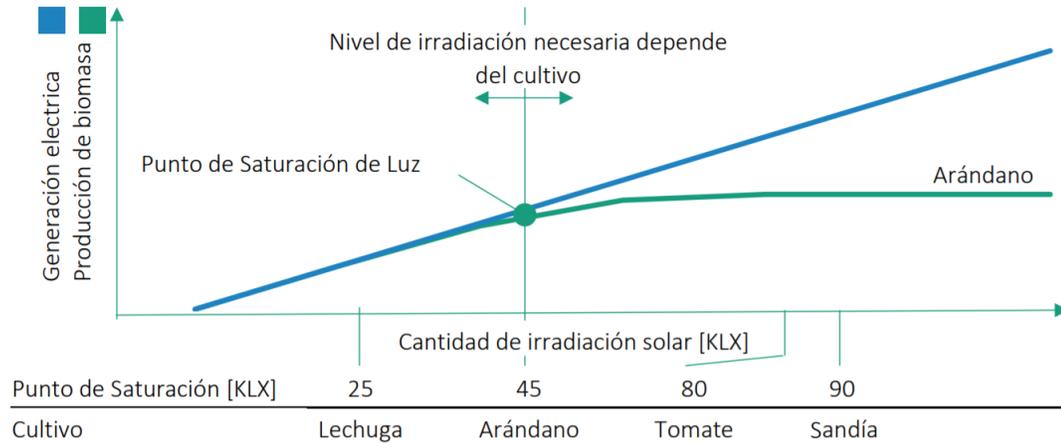


Figura 4.8: Generación eléctrica y de biomasa en función de la irradiación solar [23].

Por lo tanto, se puede llegar a una situación óptima, en donde los cultivos se vean beneficiados por la reducción de radiación debido a la instalación de los paneles fotovoltaicos sobre ellos. Del estudio de proyectos AgroPV realizados en Europa Central, China y USA, Fraunhofer ISE [17] realizó una estimación teórica sobre la cantidad de luz que requieren distintos cultivos. Los resultados se muestran en la figura 4.9, donde se tiene que los cultivos que se beneficiarían con una reducción del 30 % en la radiación solar disponible están en color verde (categoría PLUS), aquellos que no tendrían una variación evidente en su rendimiento en color amarillo (categoría ZERO) y los que verían su rendimiento afectado negativamente en color rojo (categoría MINUS). Estas categorías deben ser consideradas como una visión general del posible desempeño de los cultivos mencionados frente a un proyecto Agrivoltaico, ya que se es posible obtener distintos resultados dependiendo de la ubicación de la planta, por lo que se aconseja llevar a cabo análisis de campo para avalar la teoría.

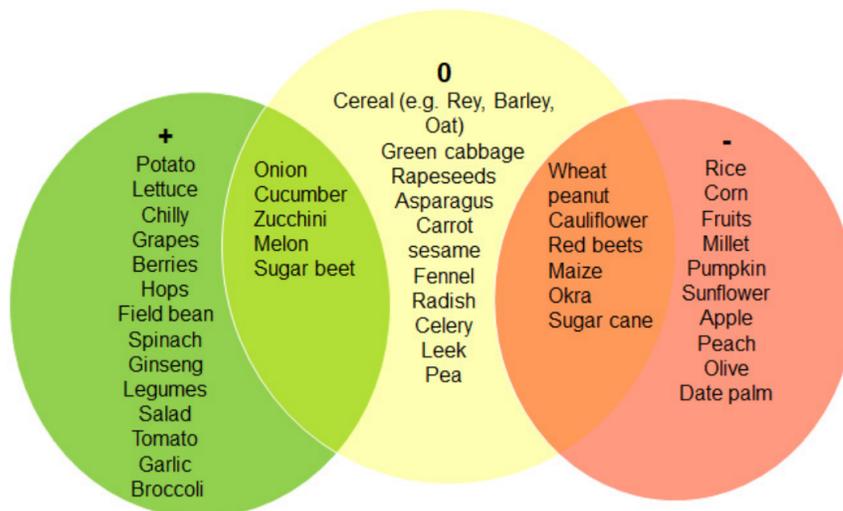


Figura 4.9: Grupo de cultivos y el impacto de una reducción en la radiación solar recibida [54].

Finalmente, la tolerancia a la sombra del cultivo, es decir, su habilidad de tolerar niveles bajos de luz es tomado como el principal requerimiento que debe tener el cultivo para que pueda ser seleccionado para el desarrollo del proyecto AgroPV.

### 4.3. Rendimiento de un sistema APV

Según la literatura encontrada [40] y [51], existen ciertos Indicadores Claves de Desempeño o *Key Perfomance Indicator* (KPI) utilizados para cuantificar el rendimiento de un sistema Agrivoltaico, con el fin de analizar y comparar valores con complejos de este tipo ya existentes y así ayudar con el desarrollo a futuro de estos sistemas. A continuación se muestran algunos de estos indicadores:

#### 4.3.1. Rendimiento de la biomasa (BMY)

Para obtener el rendimiento de la biomasa, primero es necesario evaluar el impacto del sombreadamiento de la estructura fotovoltaica sobre los cultivos. Para esto se utiliza Radiación Fotosintéticamente Activa (*Photosynthetically Active Radiation*, PAR), definida como la cantidad de radiación solar que utilizan los organismos para realizar fotosíntesis. El PAR se calcula entonces como la razón entre la radiación global horizontal (GHI) obtenida a nivel del suelo en la zona bajo los módulos solares y en la zona sin sombreadamiento, tal como se muestra en la ecuación 4.1.

$$PAR = \frac{GHI_{Módulos}}{GHI_{Sinsombra}} * 100 \% \quad (4.1)$$

Donde  $GHI_{Módulos}$  es la radiación global horizontal en el área bajo los módulos fotovoltaicos y  $GHI_{Sinsombra}$  es la radiación global horizontal en un área sin efectos de sombreadamiento, con ambas variables medidas en  $[kWh/ha]$ .

Luego, es posible describir el rendimiento de la biomasa en función del valor PAR obte-

nido anteriormente [51]. Utilizando modelos matemáticos dependiendo de la categoría PLUS (+), ZERO (0) y MINUS (-) de los cultivos vista en la sección 4.2, se tienen los siguientes rendimientos de la biomasa:

$$BMY_+ = 55,68 + (2 * 8.529 * \pi^{-1}) * 94,76 * (4 * (PAR - 74,93)^2 + 94,76^2)^{-1} \quad (4.2)$$

$$BMY_0 = 100 + (63,36 - 100) * (1 + \exp(PAR - 51,93) * 7,52^{-1})^{-1} \quad (4.3)$$

$$BMY_- = 29 + 1,14 * PAR - 0,0043 * PAR^2 \quad (4.4)$$

Donde  $BMY_+$  es el rendimiento de la biomasa para la categoría PLUS,  $BMY_0$  es el rendimiento de la biomasa para la categoría ZERO y  $BMY_-$  es el rendimiento de la biomasa para la categoría MINUS. Para ejemplificar las curvas descritas por las ecuaciones mostradas anteriormente, se toma un rendimiento de cultivo para una zona sin sombreadamiento de 10.000 [kg/ha], con lo que se obtienen los siguientes rendimientos de cultivo, según su categoría correspondientes, en función del PAR, presentadas en el gráfico de la figura 4.10.

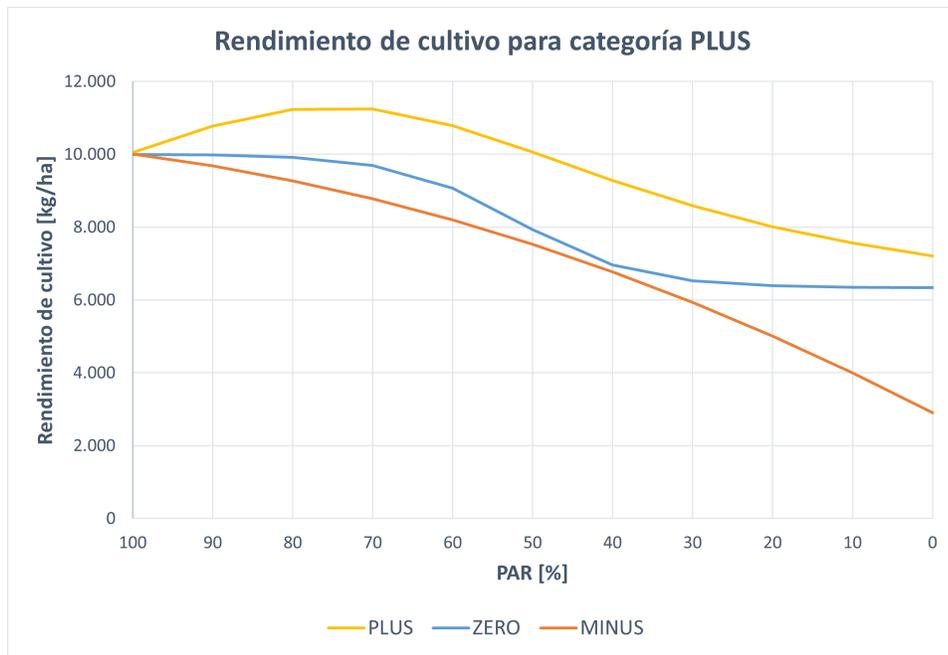


Figura 4.10: Rendimiento de un cultivo para las distintas categorías PLUS, ZERO y MINUS.

Cabe destacar que estas expresiones describen el rendimiento de la biomasa para el caso específico europeo y que cualquier extrapolación a otras ubicaciones, puede resultar en imprecisiones en los valores a obtener.

### 4.3.2. Relación Equivalente de Suelo (LER)

La Relación Equivalente de Suelo (*Land Equivalent Ratio*, LER) es un KPI utilizado para evaluar sistemas de cultivos mixtos, ya que permite comparar el rendimiento de la mezcla de dos o más cultivos, con el rendimiento de monocultivos en una área de terreno [44]. por lo tanto, es posible adaptar este concepto a cualquier sistema que requiera evaluar, de manera integral, dos o más tipos de producción en un mismo suelo, tal como es el caso de un

sistema Agrivoltaico. De esta forma es posible comparar el enfoque convencional, es decir, la producción de energía y agrícola de manera separada, con la propuesta de ambos sistemas integrados en la misma cantidad de suelo [27]. Luego, el LER de un sistema APV se obtiene por medio de la ecuación 4.5:

$$LER = \frac{Y_{Agri-APV}}{Y_{Agri}} + \frac{Y_{APV}}{Y_{PV}} \quad (4.5)$$

Donde  $Y_{Agri-APV}$  se refiere al rendimiento del cultivo del sistema Agrivoltaico un área de terreno,  $Y_{Agri}$  es el rendimiento del monocultivo (en  $[kg/ha]$  o  $[l/ha]$ ) para la misma área de terreno,  $Y_{APV}$  es el rendimiento de la generación energética del sistema Agrivoltaico y  $Y_{PV}$  es el rendimiento de generación energética para un sistema fotovoltaico convencional.

Si se obtienen valores de LER mayores a 1, indica entonces que la solución integrada de producción de cultivos y fotovoltaica es más efectiva que ambos sistemas por separado en la misma unidad de terreno. Por ejemplo, si se obtienen LER de 1,2, significa que una planta de 100  $[ha]$  producirá la misma cantidad de energía y biomasa que una planta de 120  $[ha]$  con medios de producción separados.

### 4.3.3. Relación de Cobertura del Suelo (GCR)

La Relación de Cobertura del Suelo (*Ground Coverage Ratio*, GCR) se define como la razón entre el área de la superficie de los módulos fotovoltaicos ( $A_{PV}$ ) y la superficie en el terreno cultivado que estos ocupan ( $A_{Terreno}$ ), tal como se muestra en la ecuación 4.6.

$$GCR = \frac{A_{PV}}{A_{Terreno}} \quad (4.6)$$

En los sistemas Agrivoltaicos, un alto valor de GCR significa tener un alto rendimiento de producción energético en la planta y un bajo rendimiento en la producción agrícola, pues la cantidad de radiación que reciben los módulos fotovoltaicos será mayor, generando mayor sombra en los cultivos, afectando el proceso de fotosíntesis.

## 4.4. Sinergia entre los dos sistemas

La sinergia se puede definir como la integración de dos o más elementos que tiene como resultado un efecto superior a la suma de los efectos individuales de cada elemento. Por lo tanto, la sinergia que se puede obtener entre la integración de los sistemas agrícola y fotovoltaico yace en el aprovechamiento de los beneficios mutuos que conlleva la utilización de un mismo suelo.

Si bien es cierto que los sistemas Agrivoltaicos poseen una menor producción eléctrica por área que una planta fotovoltaica normal, se debe tener en cuenta el hecho de que se obtienen nuevas zonas y suelos que antes no estaban considerados para implantar sistemas de generación energética. Además, al instalar paneles por sobre los cultivos, se pueden generar cambios en el microclima, que dependen del diseño y ubicación de la planta y que tienen efectos sinérgicos positivos tanto para el sistema agrícola como para el sistema fotovoltaico [23]. Así, los sistemas APV tienen el potencial de promover la adaptación de la agricultura al cambio climático y, simultáneamente, mitigar sus efectos, especialmente en regiones semiáridas.

das y áridas [53]. Dentro de los posibles beneficios sinérgicos que se pueden identificar entre estos dos sistemas se tiene:

- Se reduce la radiación solar disponible en un tercio aproximadamente, lo cual es importante en localidades con altos índices de radiación, como lo son las zonas semi áridas y áridas.
- Disminuyen las variaciones de temperatura entre el aire y el suelo, efecto que se intensifica en días caluroso.
- La humedad relativa del aire bajo la planta fotovoltaica aumenta.
- Se reduce la evapotranspiración, que es la evaporación del suelo y la transpiración de los cultivos.
- Se reduce la frecuencia de riego en los cultivos, utilizando el agua de una manera más eficiente al disminuir su demanda.
- Se puede disminuir la velocidad del viento dependiendo de la orientación y el diseño de la planta.
- Producto de la instalación de los paneles solares, se tiene un efecto de sombra artificial que protege a los cultivos de la sobreexposición a la radiación, reduciendo la posibilidad de la ocurrencia de fotoinhibición, golpes de sol y estrés hídrico debido a la transpiración acelerada de las plantas.
- El surgimiento del microclima produce una disminución en la temperatura de la parte inferior de módulos fotovoltaicos lo que se traduce en una mejor eficiencia energética.
- Debido a la instalación de los paneles fotovoltaicos, se crea un sistema de protección del cultivo frente a eventos climáticos extremos, como heladas, granizos y lluvias fuera de estación.
- Potenciar el uso de tecnología basada en ERNC en pos de obtener una mayor eficiencia y de reducir la huella de carbono de los procesos de producción, tales como la implementación sistemas de riego tecnificado y la utilización de maquinaria eléctrica.
- Asegura el acceso energético en localidades agrícolas rurales aisladas.
- Generar energía que puede ser utilizada por el mismo productor y ante la posibilidad de excedentes energéticos, estos pueden ser inyectados a las redes de distribución eléctrica existentes, obteniendo ingresos extras por medio de producción energética.

Estas sinergias se observan de una manera más concreta si se contextualizan en los resultados obtenidos en las distintas plantas Agrivoltaicas instaladas en Chile como en el mundo. Por ejemplo, en Alemania, bajo el contexto del proyecto APV-RESOLA (*Agrophotovoltaics – A Contribution to Resource-Efficient Land Use*) llevado a cabo entre los años 2016 y 2021 por Fraunhofer ISE [56], se instala en la comunidad agrícola Demeter, en Heggelbach, en el año 2016, una planta Agrivoltaica de dimensiones de 25,3 metros de ancho, 136,3 metros de largo y 5,5 metros de altura, con una capacidad de 194,4 [kWp] [27], mostrada en la figura. A partir de esto, se estudio la factibilidad técnica de este sistema APV mediante el análisis comparativo del rendimiento eléctrico y la productividad de la cosecha de cuatro cultivos:

las papas, el trigo de invierno, el apio y el trébol, en las temporadas de 2017 y 2018. Durante el primer año, la electricidad generada por la planta APV fue de alrededor de 246 [MWh], donde el rendimiento específico correspondiente para la temporada fue de 1.265 [kWh/kWp] que, significando un 17 % menos en su rendimiento eléctrico si se compara con una planta fotovoltaica convencional [51]. Luego, para el año 2018, se tuvo un producto energético del sistema APV de 250 MWh, lo que equivale a un aumento del 2 % de lo obtenido en la temporada pasada, con un rendimiento específico de 1.285 [kWh/kWp].



Figura 4.11: Planta APV de Fraunhofer ISE en Heggelbach, Alemania [45].

En cuanto al rendimiento de los cultivos, estos se vieron significativamente afectados por las condiciones climáticas del lugar, las que variaron durante las dos temporadas utilizadas para la medición de la producción. Para el año 2017 el cultivo con mejor desempeño fue el trébol, con una reducción en su rendimiento del 5 % en comparación con lo obtenido por el cultivo proveniente de un área de referencia, ubicado en las proximidades de las instalaciones, mientras que para las papas, el trigo de invierno y el apio de experimentaron reducciones en su rendimiento del 18 % y 19 %, respectivamente. Sin embargo, para el año 2018, se tiene que los cultivos de apio, de papas y de trigo de invierno registraron rendimientos mayores bajo el sistema APV que los obtenidos en la zona de referencia, siendo el apio el cultivo más productivo, con un rendimiento del 12 %, seguido por la papa con un 11 % y por último, el trigo de invierno con un 3 %. En este caso, el trébol fue el cultivo con un peor desempeño bajo el sistema APV, teniendo una disminución en un 8 % en el rendimiento comparado con la zona de referencia [51]. Con respecto a la eficiencia del uso del suelo en el sistema APV para los diferentes cultivos utilizados, se tiene que para la temporada 2017 se registraron LERs entre 1,56 y 1,70, mientras que para el año 2018, estos valores se encuentran entre 1,67 y 1,87. Los distintos LER obtenidos para cada cultivo y la diferencia entre ambos periodos de medición se muestran en la figura 4.12. Estos resultados, en conjunto a los rendimientos positivos de algunos cultivos producto del efecto sombra de los módulos, derivan del verano particularmente cálido y seco registrado en el año 2018, por lo que se podría decir que un sistema APV es especialmente beneficioso para la producción de cultivos en zonas áridas y semi áridas.



Figura 4.12: Valores de LERs obtenidos para los distintos cultivos utilizados para los años 2017 y 2018 [51].

Por medio de un análisis de las condiciones climáticas debajo del sistema APV, se puede decir que la irradiación solar disponible fue un 30 % menos que la registrada en el área de referencia. Además, se logró determinar que, durante los meses de primavera y verano, la temperatura del suelo debajo de los módulos fue menor que la obtenida en el área de referencia. En particular, para el cultivo de trigo de invierno durante el verano del 2018, se registró una humedad del suelo mayor que en el área de referencia [33]. Respecto a los términos económicos del sistema APV, se tiene que para 2017, el 41 % del producto energético generado por la planta fue consumido por los agricultores del lugar, por lo que se propone el aumento del auto consumo de energía a través del almacenamiento y la electrificación de la maquinaria para aumentar los beneficios económicos hacia el productor.

Uno de los casos presentes en Chile, es la planta APV piloto de Fraunhofer Chile Research, ubicada en la comuna de Curacaví con una dimensión de 8 metros de ancho, 23 metros de largo y 3,5 metros de altura, con capacidad de 12,48 [kWp], la cual se muestra en la figura 4.13. El estudio realizado del desempeño de la planta es con respecto a la producción eléctrica y sus pérdidas asociadas, además de comparar mediciones de radiación solar disponible y temperatura y humedad bajo los módulos fotovoltaicos obtenidos, con las mediciones de una zona de control definida en las instalaciones de la planta, sobre el cultivo de coliflor para el periodo comprendido entre diciembre 2018 y marzo 2019.



Figura 4.13: Planta APV de Fraunhofer CSET en Curacaví, Chile [57].

Los resultados indican que existe una disminución del 50 % en la producción energética en el sistema APV en comparación con una planta PV convencional de similares características, lo que está asociado únicamente al espacio definido entre las filas de los módulos fotovoltaicos. Además, se observó una tendencia decreciente de los coeficientes de rendimiento mensuales de la planta, desde un 71 % en diciembre a un 67 % en enero y, finalmente, un 58 % en febrero, las que fueron atribuidas al impacto del *soiling*, o la suciedad de los paneles, ya que no se realizaron actividades de limpieza en planta o se registraron lluvias en la zona, generando pérdidas de operación en la producción de energía. Con respecto a la irradiación solar registrada debajo del sistema APV, se registró una reducción que varía entre un 19,5 % a un 25,2 % en comparación con la radiación obtenida para la zona de control (ver figura 4.14.a). También, se tiene que la temperatura del aire debajo del sistema AgroPV es menos extrema, ya que la temperatura mínima mensual presenta un aumento de hasta 0,6C, mientras que la temperatura máxima mensual registra valores similares o ligeramente menores a las de la zona de referencia. En cuanto a la humedad relativa del aire, se tiene que esta es mayor en un sistema APV, obteniendo un aumento de hasta un 3 % en su valor mensual. Tanto el comportamiento de la temperatura y humedad relativa del sistema en comparación con su contraparte de referencia se pueden observar en los gráficos de las figuras 4.14.b, 4.14.c y 4.14.d, respectivamente. Se propone como mejora la implementación de un sistema de limpieza de modelo debido a la poca ocurrencia de lluvias en la Región Metropolitana, la que se acrecentará por la acción del cambio climático. Además, se sugiere una orientación sureste o suroeste de las instalaciones PV, para homogeneizar la sombra que estos generan sobre el cultivo [15].

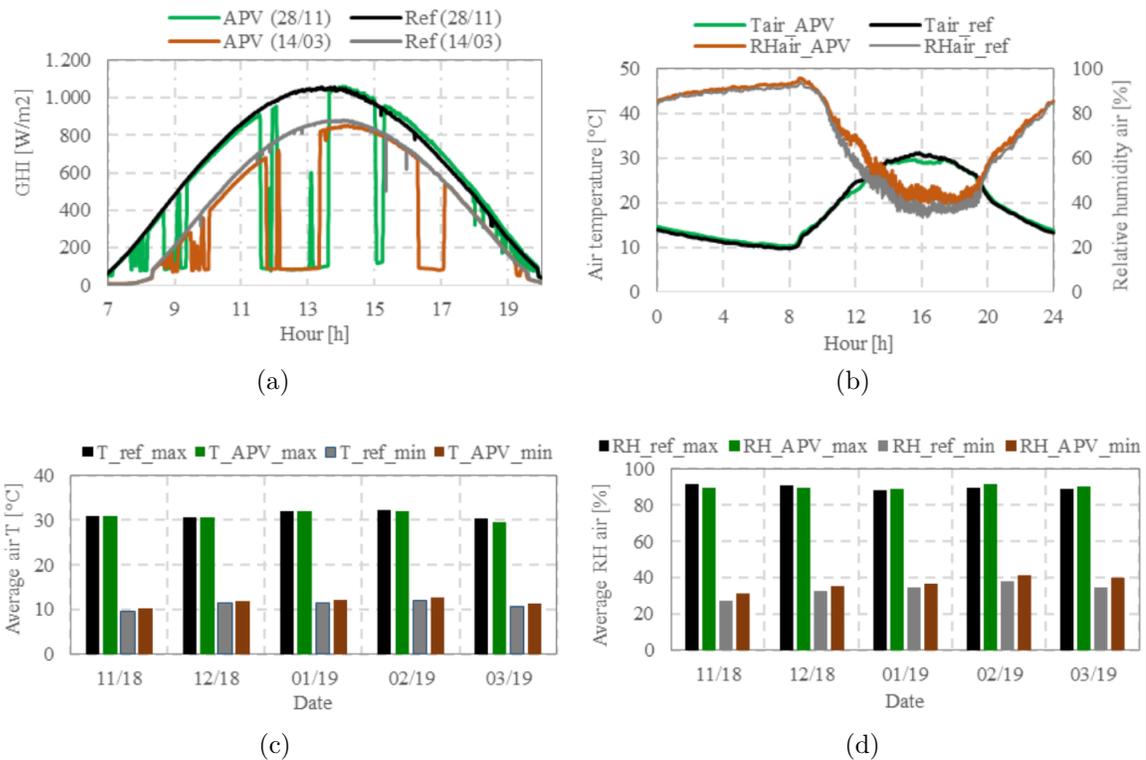


Figura 4.14: (a) Radiación global horizontal (GHI) registrada debajo del sistema APV y en el área de referencia entre los periodos de inicio y termino de cultivación. (b) Perfil de la temperatura ( $T_{air}$ ) y humedad relativa ( $RH_{air}$ ) del aire registrada debajo del sistema APV y en el área de referencia. (c) Temperatura promedio mínima y máxima del aire debajo del sistema APV y en el área de referencia. (d) Humedad relativa promedio mínima y máxima del aire debajo del sistema APV y en el área de referencia [15].

Otro caso chileno es el proyecto perteneciente al Centro de Estudios de Zonas Áridas de la Universidad de Chile “Agricultura Fotovoltaica: Ahorrar agua produciendo energía” ‘en la región de Coquimbo (ver figura 4.15) y que consistió en la instalación de unidades fotovoltaicas sobre cultivos de rotación y frutales en predios de la Agricultura Alfalfares en la localidad de Telhuén, comuna de Ovalle en el año 2017. La planta fotovoltaica se dividió en dos subestructuras, una de dos hileras paralelas de paneles de 33 metros de largo y 1 metro de ancho y la otra compuesta de tres hileras paralelas de 9 metros de largo y 1 metro de ancho. Ambas subestructuras se encuentran a 1 metro por encima del dosel de la fruta, correspondiente a vid de mesa var. Red Globe de 10 años de edad, cuyo propósito es la agroindustria, específicamente la elaboración de jugo.



Figura 4.15: Planta APV del CEZA en Coquimbo, Chile [53].

El estudio de este proyecto se centró en la medición de crecimiento, estatus hídrico y rendimiento del cultivo durante los años 2019, 2020 y 2021. Como resultados, se tiene que no existen grandes diferencias en términos de crecimiento entre el cultivo de prueba y el de referencia, sugiriendo la existencia de una aclimatación del cultivo al régimen de sombra impuesto y que el crecimiento estaría dado mayoritariamente por las condiciones presentes en la temporada actual y no por consecuencia de temporadas pasadas. En cuanto al estatus hídrico, se encontró que los cultivos que se encontraban en régimen de sombra registraban un estrés hídrico moderado, mientras que los cultivos del área de referencia se encontraban en condiciones de estrés hídrico severo, lo que abre la posibilidad de reducir la cantidad de agua para uso de riego o la utilización de forma más eficiente de este. Con respecto al rendimiento de los cultivos, no se encontró un efecto negativo de la sombra proyectada de las instalaciones fotovoltaicas en los cultivos en comparación con la cosecha del área de referencia, tanto en mediciones de kilogramos de fruta por planta o por superficie de terreno. Sin embargo, sí se encontró diferencia en el peso final de los racimos obtenidos, siendo los racimos cosechados en régimen de sombra los que poseen un mayor calibre, es decir, un mayor tamaño del producto.

En cuanto a términos económicos, se simuló la producción de fruta en una hectárea bajo un sistema APV montado en toda su extensión y los resultados indican una disminución en su producción del 16%. Del mismo modo, la producción de energía alcanzaría los 1.416 [ $MWh/año/ha$ ], lo que generaría un ingreso de 66.3 [ $MMCLP$ ] adicionales a los ingresos generados por la venta de fruta. Considerando la inversión inicial de la estructura asociada al sistema APV, se estima que el capital se recuperaría en un horizonte de 10 años [53].

# Capítulo 5

## Análisis del emplazamiento

En este capítulo se presenta una evaluación de las distintas variables meteorológicas registradas en la zona de emplazamiento del proyecto Agrivoltaico, entre las que se encuentra la radiación solar, temperatura ambiente, velocidad del viento y precipitaciones. La finalidad de esta sección es caracterizar la zona en donde estará ubicado el sistema Agrivoltaico.

### 5.1. Zona de emplazamiento

El proyecto Agrivoltaico a diseñar tendrá como zona de emplazamiento a la Estación Experimental San Agustín de Aurora, la cual se encuentra ubicada en la comuna de San Clemente, Región del Maule, en la zona centro sur del país, tal como se observa en la figura 5.1. Las características topográficas del sitio se muestran en la tabla 5.1 a continuación.

Tabla 5.1: Ubicación de la zona de realización del proyecto.

Latitud [°]	Longitud [°]	Elevación [m]
-35,4718	-71,4975	175

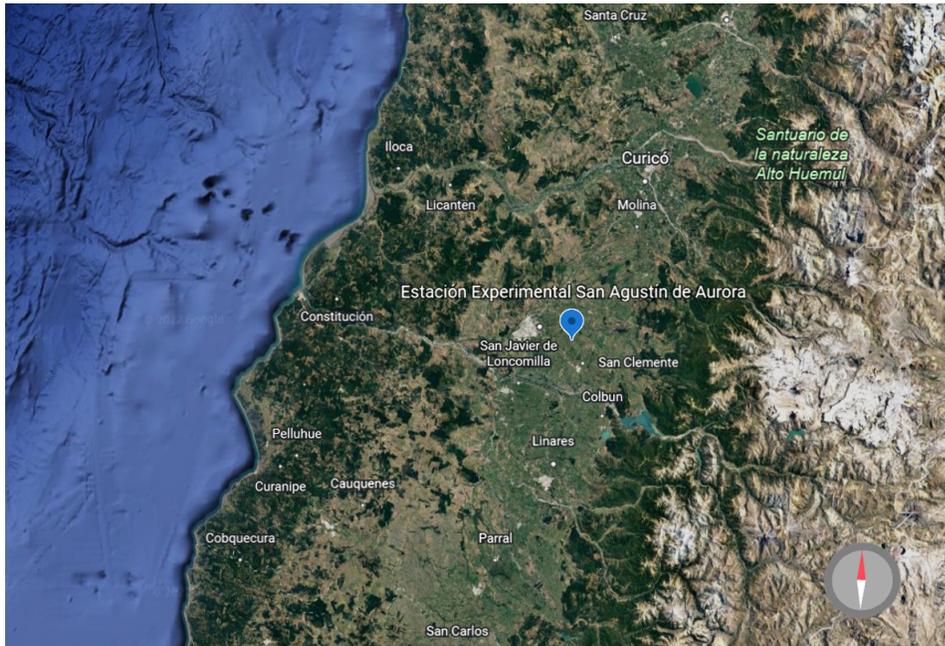


Figura 5.1: Ubicación de la Estación Experimental San Agustín de Aurora.

El fundo San Agustín de Aurora, perteneciente a la Facultad de Ciencias Agronómicas de la Universidad de Chile, tiene como objetivo la realización de diversos estudios y actividades de producción agrícolas asociadas a la cosecha de alimento [58]. El terreno está bajo la responsabilidad de la casa de estudio desde el año 1982 y posee una extensión de alrededor de 112,1 hectáreas de terreno, la cual es representada por el área encerrada en el polígono de color amarillo mostrado en la figura 5.2 [59].



Figura 5.2: Estación Experimental San Agustín de Aurora.

Si bien, como se menciona anteriormente, el lugar es de propiedad de la Universidad de Chile, las labores de producción frutícola son llevadas a cabo por empresas privadas,

como Copefrut y Solfrut. En la actualidad, el campo se encuentra ligado a la producción de manzanas y cerezas.

## 5.2. Estudio del recurso solar

Para el estudio del recurso solar de la zona, se obtienen los datos de la radiación global horizontal, la nubosidad, la temperatura ambiente y la velocidad del viento presentes en la zona del emplazamiento del proyecto, utilizando para esto la herramienta del Explorador Solar [60].

Según los datos obtenidos, la zona de la Estación Experimental San Agustín de Aurora posee una radiación global horizontal (GHI) promedio anual de 208,87 [ $W/m^2$ ], una temperatura ambiente promedio anual de 14,4 [ $^{\circ}C$ ], presencia de nubes promedio anual del 19 % y una velocidad del viento promedio anual de 2,5 [ $m/s$ ].

El ciclo diario y anual de la radiación solar global horizontal se muestra en las figuras 5.3 y 5.3, respectivamente.

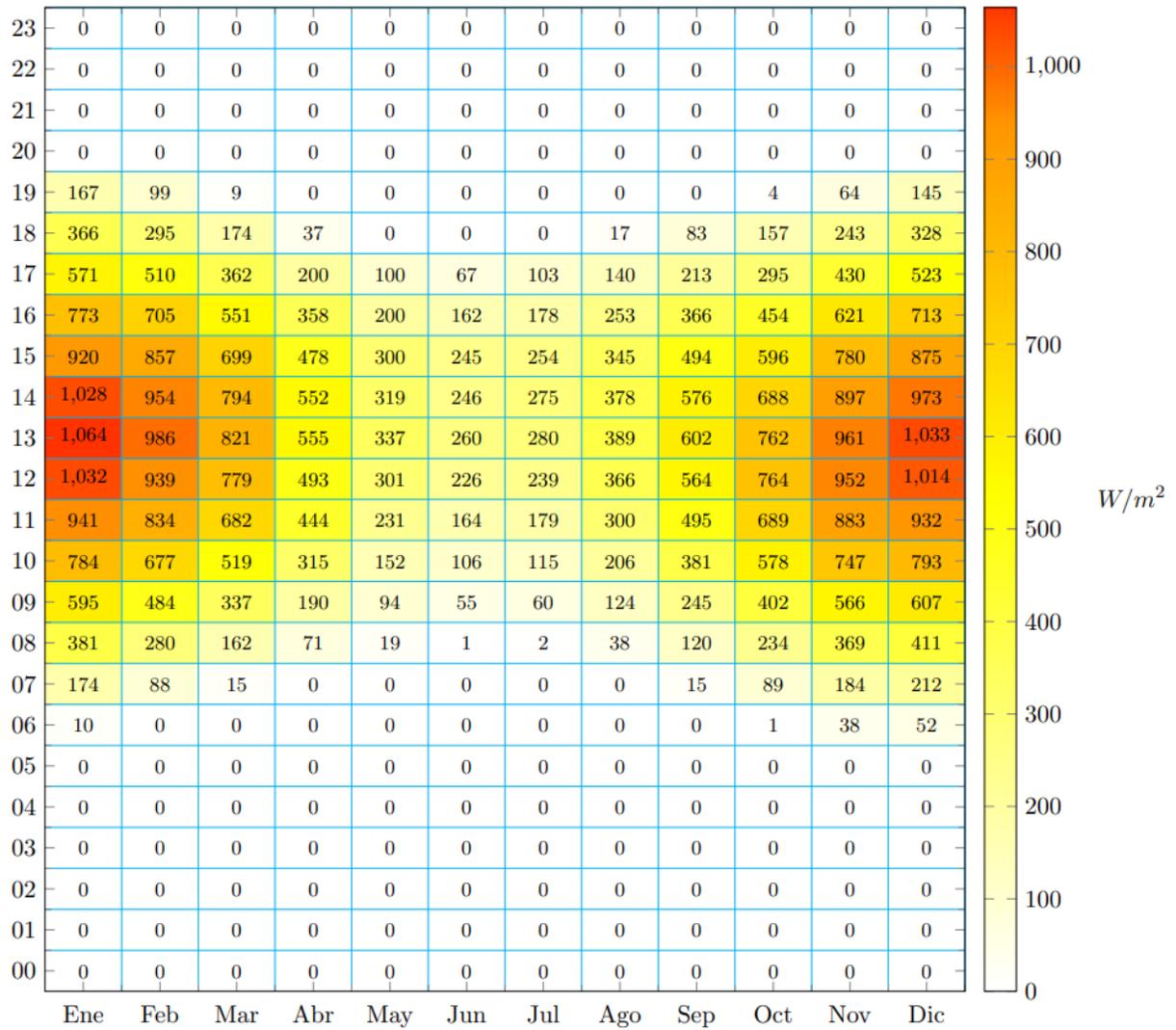


Figura 5.3: GHI promedio para cada hora y mes en la zona del emplazamiento.

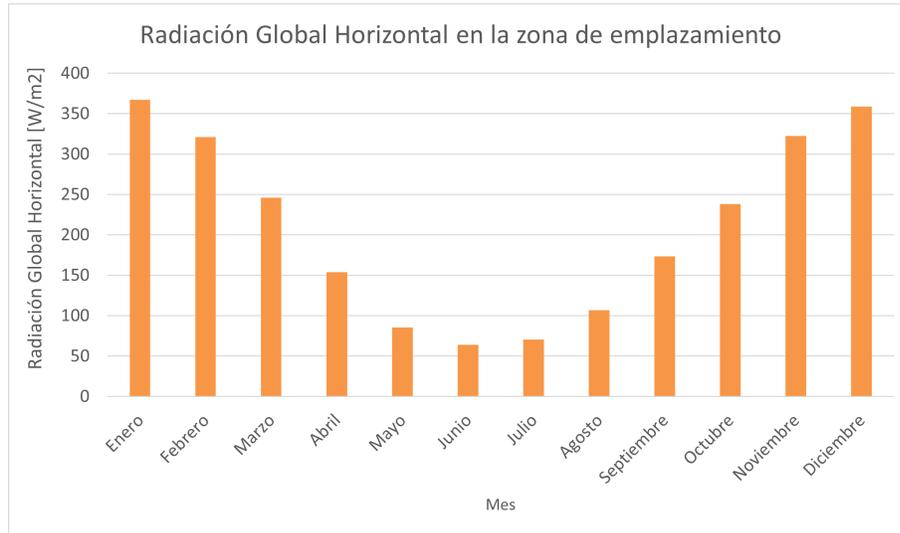


Figura 5.4: GHI mensual en la zona del emplazamiento.

De lo anterior se puede observar que el recurso solar se encuentra presente en mayor cantidad en los meses de verano, decayendo en los meses de invierno. Para el sitio del emplazamiento, se tiene que para los meses comprendidos entre noviembre y marzo, esta se da entre las 11:00 y 15:00 horas y, para el resto del año, la mayor radiación se encuentra entre las 13:00 y 15:00 horas. En cuanto a promedios mensuales, la mayor radiación se alcanza en el mes de enero, con un valor de  $366,96 [W/m^2]$ , mientras que el mes de menor radiación se obtiene en junio, con  $63,81 [W/m^2]$ .

En las figuras 5.5 y 5.6 se muestran las distribuciones de temperatura promedio diaria y mensual en la zona del emplazamiento:

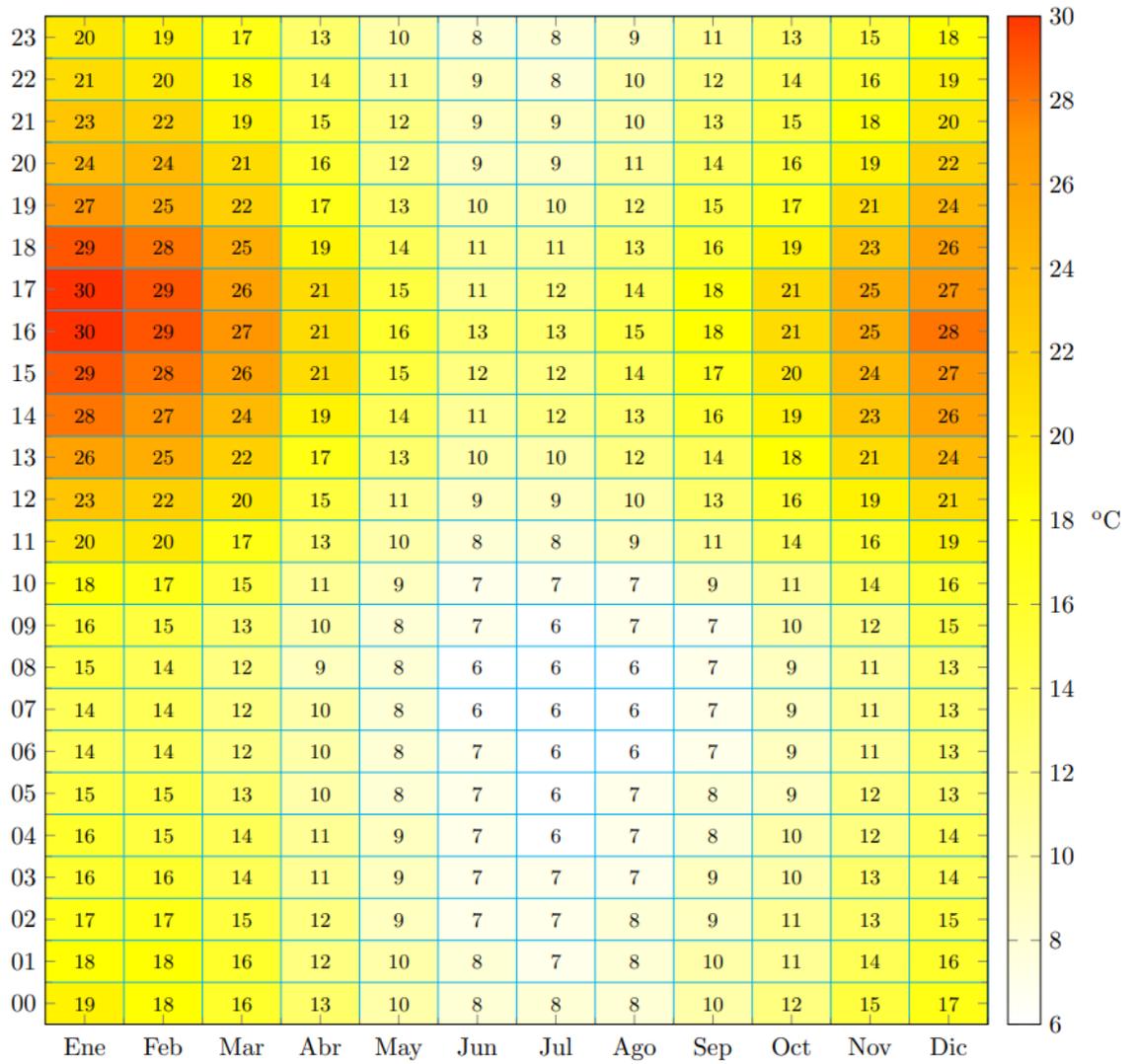


Figura 5.5: Temperatura diaria por cada mes en la zona del emplazamiento.

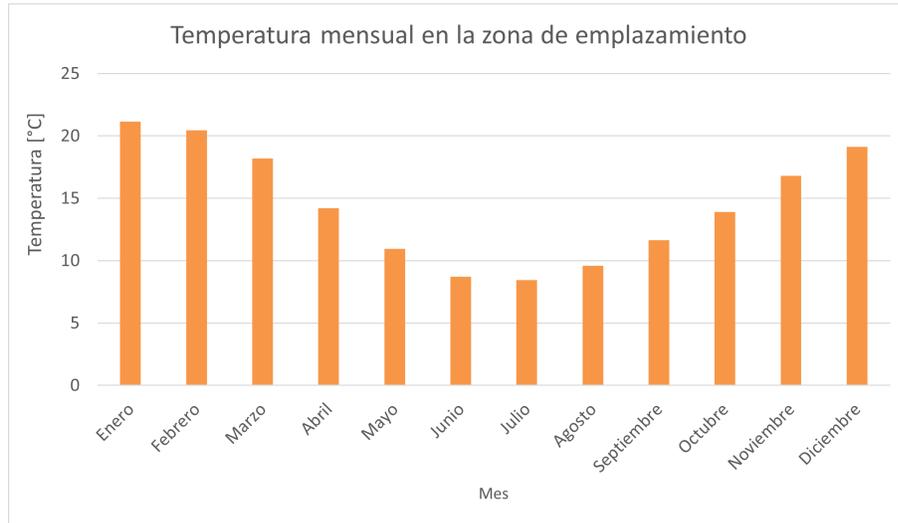


Figura 5.6: Temperatura mensual en la zona del emplazamiento.

Como es de esperar, las mayores temperaturas se registran en los meses de verano, siendo mínimas en los meses de invierno. La temperatura promedio mensual máxima se tiene en el mes enero, con un valor de 21,15 [°C], mientras que la temperatura mensual mínima se obtiene en el mes de julio, con 8,44 [°C]. En cuanto al comportamiento de la temperatura durante el transcurso del día en el sitio del proyecto, se tiene que estas son máximas entre las 15:00 y 17:00 horas y mínimas entre las 6:00 y 8:00 horas.

A continuación, en los gráficos de las figuras 5.7 y 5.8 se presentan los porcentajes de nubosidad promedio mensual y diario obtenidos en la zona del emplazamiento.

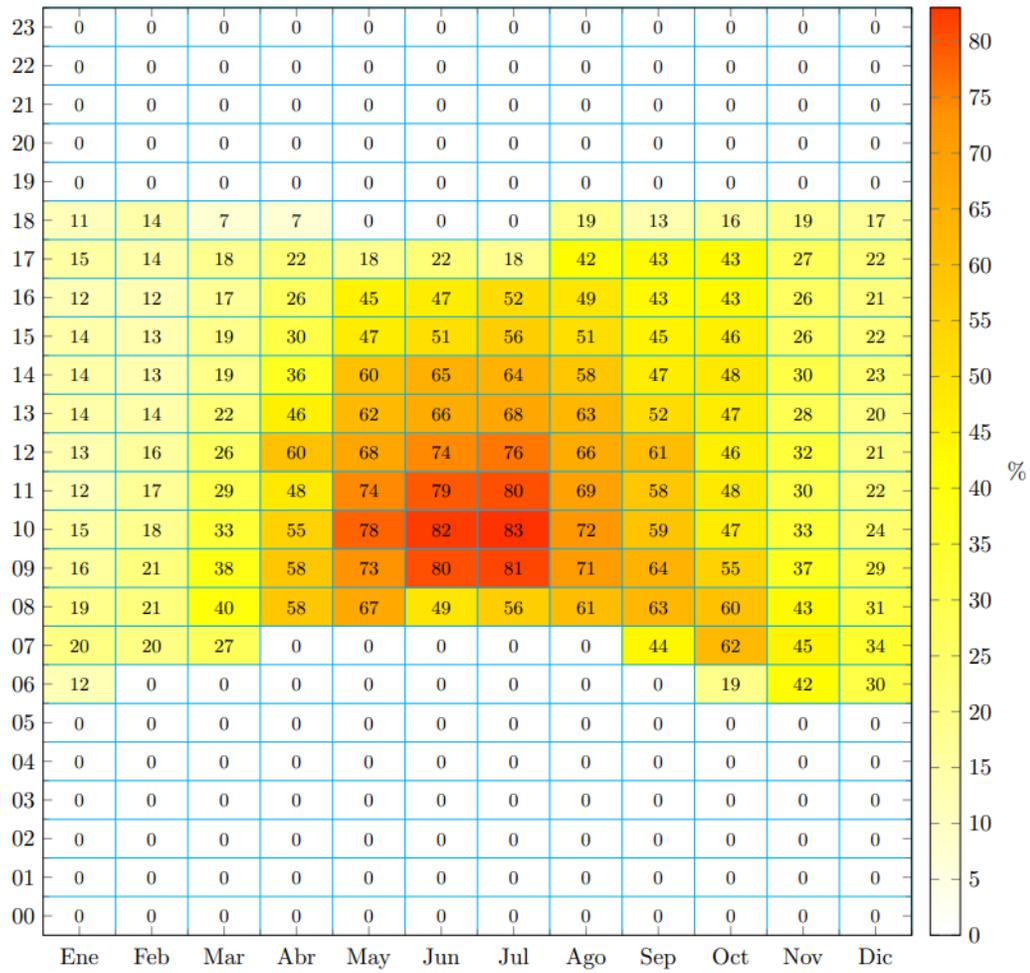


Figura 5.7: Porcentaje de tiempo con nubes para cada hora y mes para la zona de emplazamiento.

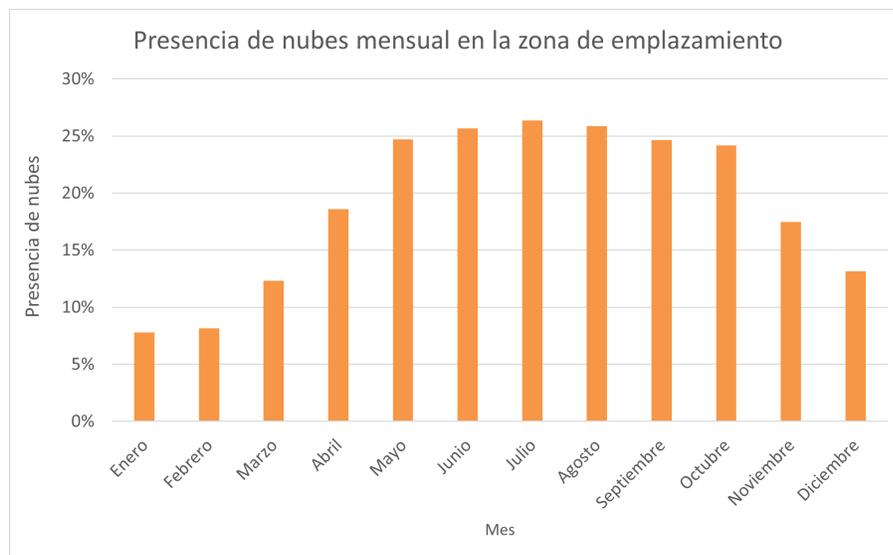


Figura 5.8: Porcentaje de tiempo con nubes mensual para la zona de emplazamiento.

Acorde a ambos gráficos, se observa que en los meses de invierno existe una mayor frecuencia de nubes que en los meses de verano. El caso crítico de mayor nubosidad se da en el mes de julio, donde la cobertura promedio de nubes alcanza el 26,4%, seguido por el mes de agosto con 25,9% y el mes de junio con 25,5%. En cambio, los meses de menor nubosidad se dan en enero y febrero, donde se tiene una nubosidad del 7,8% y 8,1%, respectivamente. Con respecto a la presencia de nubes durante el día, se da una clara tendencia a la nubosidad entre las 8:00 y 14:00 horas durante los meses de invierno, con un 82,63%.

Por lo tanto, tomando en cuenta los parámetros ambientales previamente analizados, se puede inferir entonces que el meses críticos para el funcionamiento de la planta Agrivoltaica a diseñar son el mes de enero y junio, donde se podrá obtener la mayor y menor producción agrícola y generación energética de la planta. Esto es debido a que en el mes de enero se tiene la mayor radiación disponible, la menor nubosidad y la mayor temperatura registrada anualmente, mientras que en junio se tiene la mínima radiación disponible, la tercera mayor nubosidad y la segunda más baja temperatura promedio del año.

### 5.3. Presencia de viento y precipitación

Para conocer el cuadro general de las condiciones medioambientales y climáticas, se obtienen los datos de la velocidad del viento y la cantidad de precipitación en la zona del emplazamiento del proyecto.

En los gráficos de las figuras 5.9 y 5.10 se muestran las velocidades del viento mensual y diaria, respectivamente, mediante datos obtenidos la herramienta del Explorador Solar [60].

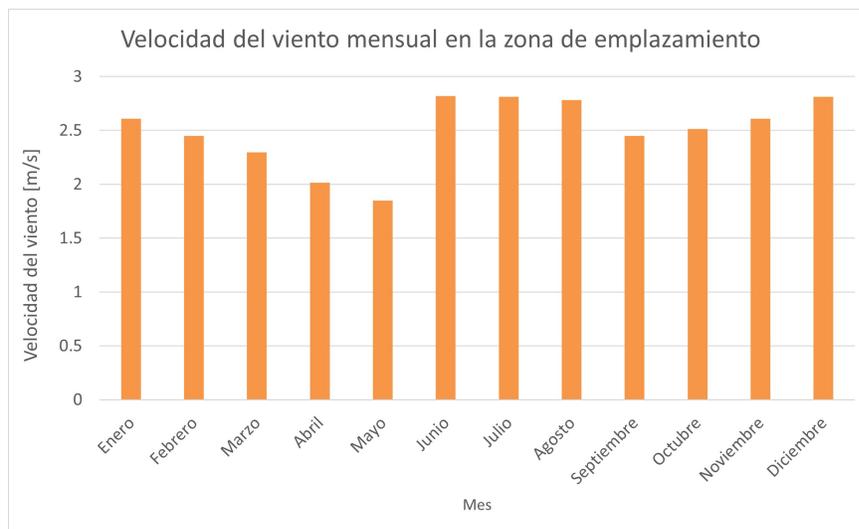


Figura 5.9: Velocidad del viento mensual en la zona del emplazamiento.

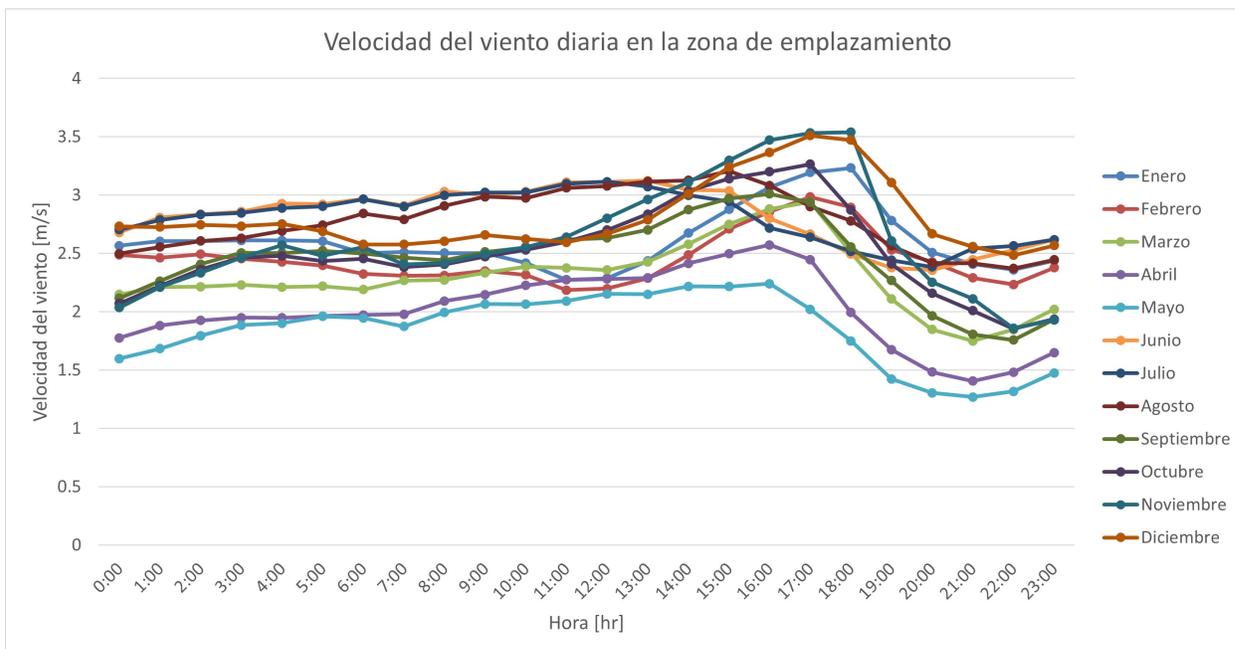


Figura 5.10: Velocidad del viento diaria en la zona del emplazamiento.

De lo anterior se tiene que no existe un comportamiento marcado de la velocidad del viento en relación a las estaciones del año. El rango de velocidad para la zona del emplazamiento se encuentra entre los 1,5 [m/s] y 2,8 [m/s], obteniendo el valor mínimo para el mes de mayo y el máximo en el mes de diciembre. Con respecto al comportamiento diario del viento, se registra una mayor velocidad en las tardes, entre las 15:00 y 19:00 horas, para decaer a valores mínimos en la noche, entre las 20:00 y 22:00 horas. Sin embargo, existen registros de ráfagas de viento de hasta 100[km/h], ocurridas durante temporales en la zona [?].

A continuación, se muestra la cantidad de precipitación caída presentes en la zona de ubicación del proyecto, por medio de los datos obtenidos desde la Dirección General de Aguas (DGA)<sup>7</sup>, representados en los gráficos de las figuras 5.11 y 5.12, para las precipitaciones mensuales [62] y acumuladas [63] registradas en estaciones meteorológicas cercana a la comuna de San Clemente.

<sup>7</sup> DGA: Dirección General de Agua <https://dga.mop.gob.cl/Paginas/default.aspx>

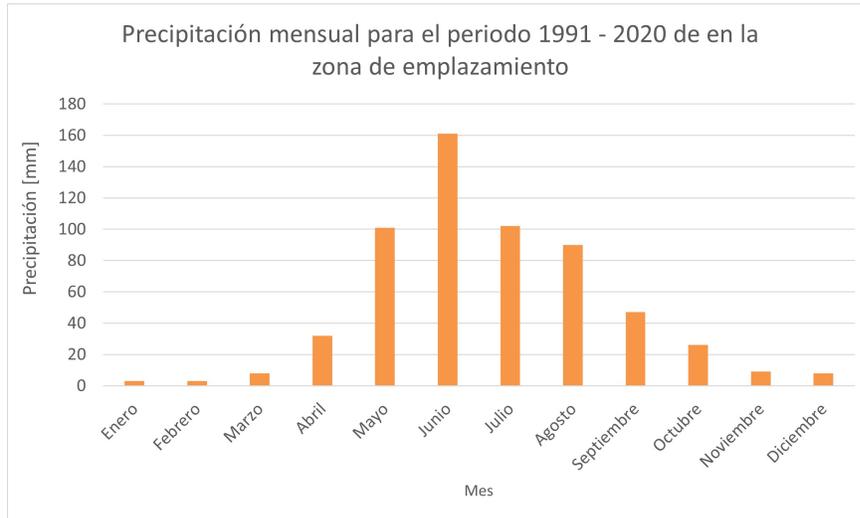


Figura 5.11: Precipitación mensual para el periodo 1991-2020 en la zona del emplazamiento.

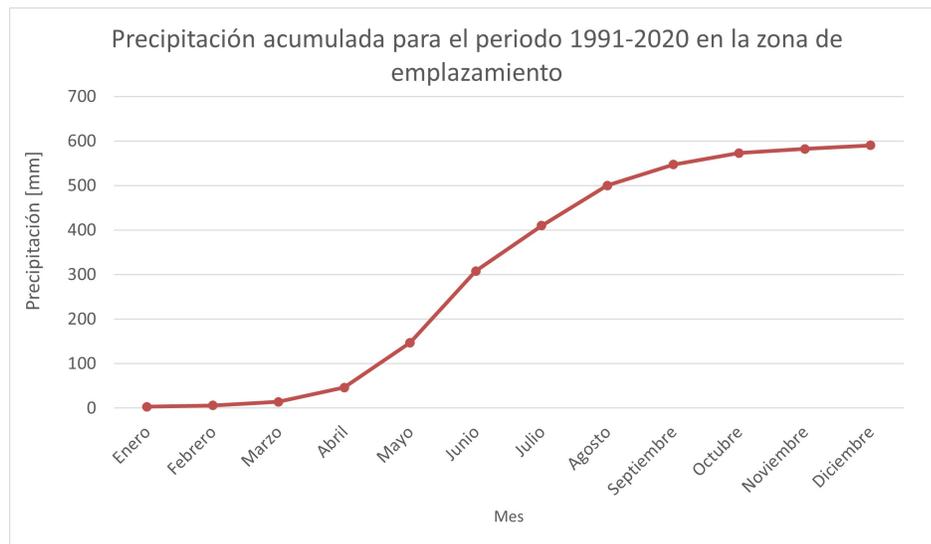


Figura 5.12: Normal de Lluvia del periodo 1991-2020 en la zona del emplazamiento.

De aquí se obtiene que las mayores precipitaciones históricamente se registran durante el mes de junio.

# Capítulo 6

## Análisis del cultivo

En este capítulo se presenta el cultivo seleccionado para ser utilizado como recurso principal en el sistema Agrivoltaico. El objetivo es obtener los requerimientos del frutal en específico frente a la instalación de paneles sobre la plantación, por medio de un análisis de distintos parámetros relacionados con su desarrollo. Estos requerimientos de cultivo se utilizan para inferir su comportamiento y desempeño en un sistema Agrivoltaico, lo que son necesarios a la hora de definir los criterios de diseño de la planta fotovoltaica.

### 6.1. Elección del cultivo

Tal como se menciona en la sección 5.1, el terreno se encuentra bajo la producción de cultivos de manzanos y cerezos. Se acuerda con la empresa administradora trabajar sobre el huerto de **cerezos**, siendo utilizado como recurso agrícola principal del proyecto Agrivoltaico, aludiendo a razones de rentabilidad del cultivo frente a la producción de manzanas, por lo que el costo de inversión puede sostenerse en un horizonte de tiempo y que, además, las plantaciones nacionales de cerezos enfrentan desafíos importantes ante la adaptación medioambiental a la realidad climática de Chile, por lo que parece interesante la exploración de los beneficios que la instalación de módulos fotovoltaicos podría traer a la producción del cultivo, en cuanto a sombreado generado y protección.

### 6.2. Cultivo de cerezos

El cerezo es un cultivo procedente de Asia, particularmente del norte de Irán, Ucrania y zonas del sur de las montañas del Cáucaso. Su nombre en latín es *Prunus avium*, producto de la diseminación secundaria en Europa, llevada a cabo principalmente por las aves [64]. Su producción se lleva a cabo en países con climas templados, como Turquía, Estados Unidos, Irán, España y Chile, siendo Turquía el mayor productor de cerezos a nivel mundial, con aproximadamente 500.000 [ton] de cosecha [65]. Los cerezos son considerados como frutales y pertenecen a la familia las Rosáceas, junto a otros cultivos como el manzano, el peral, el membrillero, y el almendro, entre otros.

A nivel nacional, se estima que existen alrededor de 29.000 hectáreas productivas, sumadas a las 20.000 [ha] en formación. Según proyecciones, para el año 2023 se espera que la cantidad de terreno plantado con cerezos alcance los 60.000 [ha], generando un volumen de cosecha para exportación de 346.000 toneladas. Lo anterior posiciona a Chile como el prin-

cipal productor de cerezos en el hemisferio sur y donde China es el principal destino de la producción nacional [64].

En cuanto a las variedades de cerezos más productivas en el cuadro agrícola nacional, se encuentran Brooks, Royal Dawn, Santina, Bing, Lapins, Kordia, Regina y Sweet Heart. El proyecto Agrivoltaico está pensado para ser realizado sobre un huerto de variedad Regina (ver figura 6.1).



Figura 6.1: Cereza de variedad Regina [66]

### 6.2.1. Requerimientos del cultivo

El calendario de producción del cerezo, según la consultora PEC Chile [67], se muestra en la figura 6.2. Aquí se muestra como la cosecha del cultivo comienza a finales noviembre, pero existen huertos que pueden cosechar tempranamente en octubre.

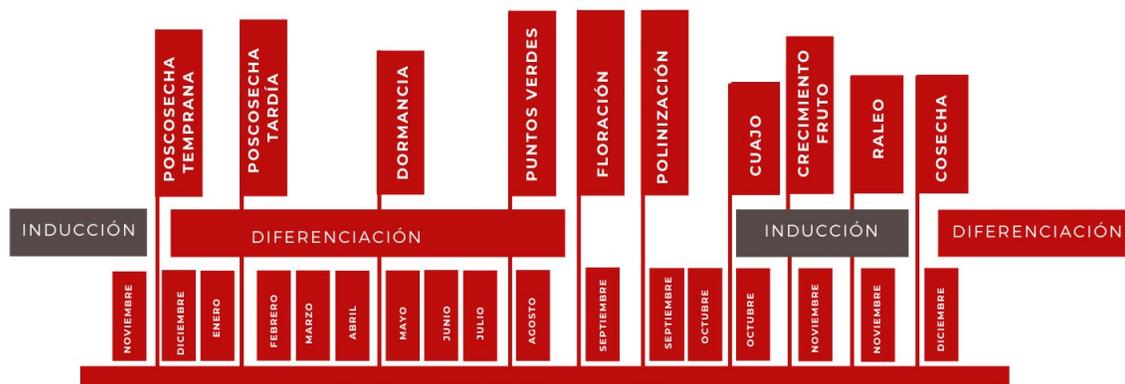


Figura 6.2: Calendario de producción de cerezos.

Entre los parámetros que afectan la producción de cerezos, la temperatura es aquella que

más análisis posee. La temperatura en la que se encuentre insertado el cultivo puede afectar varias etapas de desarrollo del cerezo, como la dormancia, el desarrollo floral y el crecimiento del fruto, los que a la larga pueden tener consecuencias en la producción y calidad de la fruta. Para los meses de invierno, que es cuando el cerezo debe acumular frío para su óptimo desarrollo floral [65], la temperatura media ideal se encuentra en el rango de 2 y 16 [°C]. Es importante que en este periodo el cultivo no alcance temperaturas cercanas a 30 [°C] para evitar el desarrollo de trastornos en el fruto. Luego, para las etapas de floración, polinización y fecundación, el rango de temperaturas fluctúa entre los 5 y 30 [°C], teniendo especial cuidado por las heladas propias de la estación, donde se registran temperaturas entre -1 y -4 [°C] pueden significar importantes daños en la producción, ya que los tejidos vegetales son altamente sensibles a esa condición ambiental. Para periodos del crecimiento y desarrollo de la fruta, la acumulación de calor posterior al proceso de cuaja es de vital importancia, por lo que la temperatura debe ser óptima para la actividad fotosintética, dentro de un rango entre los 19 y 25 grados Celsius, con especial énfasis en que la temperatura de hoja no sobrepase los 30 [°C], pues el árbol disminuye drásticamente su tasa de fotosíntesis [68].

Otro parámetro de gran importancia para la producción de cultivo es la ocurrencia de granizo y precipitaciones en el periodo previo a la cosecha, pues los daños de partiduras o, derechamente, la caída de frutos asociado a estos eventos climáticos son la principal pérdida económica en la industria nacional de cerezas [68], pues puede llevar, incluso, a la pérdida total de la producción de una temporada [69]. Un ejemplo de esto es lo ocurrido en la temporada de 2014-2015, donde las fuertes precipitaciones sufridas en un periodo cercano a la cosecha tuvieron como consecuencia la pérdida entre el 10- 40 % en las variedades que se estaban cosechando en el país. Además, esta disminución en el rendimiento por temporada de los cerezos no solo está asociada al colapso de la piel del fruto, sino que también a la proliferación de enfermedades, como hongos y bacterias, especialmente si luego de la lluvia la temperatura ambiente es alta [70].

Para evitar esto, los agricultores nacionales recurren a la instalación de cobertores (ver figura 6.3), principalmente de materiales plásticos, que aparte de brindar protección contra eventos de lluvia y granizos ligeros, viento y heladas, pueden tener otros efectos, tanto positivos como negativos, para el cultivo [64].



Figura 6.3: Huerto de cerezos bajo sistema de cobertura [64]

Con respecto a las necesidades riego del cerezo, se tiene que este cultivo se considera como uno de los frutales que menos agua requiere, logrando aguantar de buena manera periodos de sequía [71]. De hecho, por medio de estudios realizados bajo contexto del uso eficiente del recurso hídrico disponible, se tiene que técnicas de riego deficitario en periodos de postcosecha pueden lograr satisfacer completamente las necesidades de agua del cerezo, alcanzando ahorros del 60 % de este recurso, mientras se aumenta la producción acumulada de temporadas posteriores y se mejora la calidad de fruta [68]. Por otro lado, si se riega excesivamente, el cerezo puede verse negativamente afectado, pues posee una gran sensibilidad al exceso de agua.

### 6.2.2. Disposición del cultivo

Las plantaciones de cerezos que se encuentran en la Estación San Agustín de Aurora se realizaron en el año 2017. Luego, para la totalidad del terreno, se tienen aproximadamente un total de 45 hectáreas con plantaciones de cerezos, de diferentes variedades. Para la variedad seleccionada para la realización de proyecto Agrivoltaico, Regina, se tiene una superficie plantada de alrededor de 25 [ha]. Además, por decisión de la empresa, el huerto de cultivo a utilizar es el que se muestra en 6.4 y posee una extensión de 6,85 hectáreas aproximadamente.



Figura 6.4: Huerto de cerezos.

Considerando las imágenes satélites del terreno, se puede asumir que los árboles están plantados en hileras con una orientación aproximada de  $58^\circ$  NO. El marco de plantación del cerezos corresponde a 3,5 [m] de distancia entre hileras y a 2 [m] de distancia sobre hileras. Lo anterior significa que las hileras están separados entre sí por 3,5 metros y que los árboles plantados en una misma hilera están a una distancia de 2 metros. Con respecto a la altura de los cerezos, se tiene que se alcanza altura máxima, previo a la poda correspondiente, de 3,2 [m].

Según información entregada por la empresa, la mantención del cultivo y labores agrícolas asociadas a la actividad productiva no considera la utilización de maquinaria. En cuanto a la técnica de riego del cerezo, se tiene que pueden utilizar sistemas de riego por goteo o aspersores.

Finalmente, con respecto a la producción anual de cerezas, se tiene que para este año, temporada 2021-2022 se espera un rango de rendimiento entre las 8 y 10 [ton/ha]. Como la plantación en cuestión aún no alcanza su máxima productividad, se espera que para la temporada 2023-2024 tenga una producción estabilizada en un rango entre 14 y 15 [ton/ha]. Por lo tanto, tomando en cuenta la superficie destinada a cerezas de la variedad Regina, se tiene que la producción máxima de la plantación estaría entre 350-375 toneladas para la temporada 2023-2024.

### **6.2.3. Posibles efectos y sinergias por sombreado**

Para predecir los posibles efectos adversos y sinergias de la instalación de proyecto Agri-voltaico con respecto al cultivo de cerezo, se decide contar con la experiencia de un académico experto.

Por medio de una entrevista realizada el 23 de junio del año 2022 al profesor Claudio Pastenes, Ingeniero Agrónomo de la Universidad de Chile y experto en fisiología vegetal, se

obtiene información sobre el requerimiento lumínico e hídrico del cultivo, como también de la calidad de la fruta frente a condiciones de sombreado parcial del cerezo, con el fin de teorizar el comportamiento del cultivo en un proyecto Agrivoltaico [72].

### **Requerimiento hídrico**

Indica que cuando una planta está expuesta a condiciones de altas temperaturas y baja humedad relativa, el déficit de presión de vapor del aire se eleva fuertemente, lo que hace que las plantas transpiren más, perdiendo más agua. Por lo tanto, si se genera una disminución en la radiación solar incidente en superficie y, por consiguiente, de la temperatura ambiental por el sombreado parcial de los cerezos, la transpiración del cultivo también disminuirá. Esto provocaría un cambio en las necesidades de agua del cerezo, pues la planta perdería menos agua. Existirá, entonces, un importante ahorro del recurso hídrico, particularmente si la sombra generada se produce a la hora en que se registra la mayor temperatura en la zona.

En cuanto a la técnica de riego ante un eventual sombreado parcial, dice que este no cambiaría. Sin embargo, producto de la menor transpiración del cerezo, se disminuiría la frecuencia del riego y su duración, pues el objetivo del riego es reponer el agua perdida por la planta.

### **Requerimiento lumínico**

Con respecto a la tolerancia a la sombra del cerezo, no está seguro que pueda considerarse como un cultivo de crecimiento bajo sombra. Sin embargo, si se genera un sombreado parcial, es decir, el cerezo no recibe luz directamente durante un tiempo acotado, el efecto que esto podría traer en la fotosíntesis del cultivo, de manera global, es menor. Si bien es cierto que su capacidad fotosintética disminuye a medida que la sombra se posa sobre ella, al momento en que la planta esté nuevamente expuesta a la luz, la capacidad de hacer fotosíntesis se recupera por completo. Además, se debe tomar en cuenta que la capacidad fotosintética del cerezo depende de su punto de saturación del cultivo, el cual indica el límite del proceso de fotosíntesis a un valor de radiación dado, por lo que si se sombrea el cultivo en las horas de mayor radiación incidente en la superficie, el efecto en la fotosíntesis sería mínimo. En cambio, en las horas en que la radiación y la temperatura son más bajas, típicamente durante las mañanas, las plantas fotosintetizarán bastante, perdiendo poca agua en el proceso. Por lo tanto, recomienda que durante estas horas, se le brinde toda la luz disponible al cerezo, manteniendo el sombreado al mínimo.

También indica que no se puede cuantificar, teóricamente, la disminución en el rendimiento, sino que deben obtenerse valores de forma experimental, ya que no es posible describir el rendimiento del cultivo mediante una relación lineal con la luz absorbida a lo largo del tiempo. Con respecto a las categorías de cultivo propuestas por Fraunhofer (ver Sección 4.3.1), considera que no se pueden extrapolar a cualquier parte del mundo, pues depende mucho de la zona geográfica.

### **Calidad de la fruta**

De la calidad de la fruta a obtener mediante la producción en sombreado parcial, cree que,

si el sombreado se da durante ciertas horas del día, se podría llegar a tener algún efecto en el color del cerezo, obteniendo frutas rojas intensas o suaves.

En cuanto al posible surgimiento de enfermedades por el sombreado, no considera que incida en la aparición de hongos. Esto, a diferencia de los sistemas de cubiertas descritos anteriormente, ya que el material de estos sistemas genera un efecto de invernadero en la zona donde están instalados, de forma permanente en algunos casos. Además, la instalación de paneles solares sobre el cultivo tiene como objetivo el sombreado del cultivo, mientras que los sistemas de cubierta están pensados para brindar protección del cultivo por lluvias y granizos, por lo que no son sistemas comparables.

Debido a la posible modificación en la transpiración de la fruta, se podría llegar a obtener cerezas de calibre (tamaño) mayor. Esto es porque se logra un mayor ingreso de agua y nutrientes a la fruta, mientras que se disminuye lo que se pierde por la transpiración, lo que iría aumentando el tamaño de la cereza.

### **Visión del proyecto Agrivoltaico en cerezos**

Por último, el profesor Claudio Pastenes considera que los beneficios potenciales de la instalación de un proyecto Agrivoltaico sobre cultivos de cerezos son mayores que los posibles perjuicios. Resalta el importante ahorro de agua en la producción como la sinergia clave del sistema, tomando en cuenta la grave crisis hídrica que atraviesa el país y, en particular, la zona centro sur.

# Capítulo 7

## Diseño del sistema fotovoltaico

En el presente capítulo se presenta el proceso de selección del arreglo fotovoltaico definitivo del proyecto Agrivoltaico. Para esto, primero se procede a definir los criterios de diseño que la configuración de la planta fotovoltaica debe cumplir, los requerimientos de cultivo necesarios, expuestos en el capítulo 6 del presente trabajo. Luego, mediante la utilización de Revit y Explorador Solar, se analizan distintas configuraciones fotovoltaicas con tal de encontrar la más idónea para este proyecto en particular.

### 7.1. Criterios de diseño

Tal como se menciona en la sección 4.1.1, el diseño fotovoltaico tradicional debe adaptarse con la finalidad de encontrar un punto óptimo para la producción de ambos sistemas. A partir de esto, el diseño de las configuraciones fotovoltaicas depende de los siguientes parámetros:

- Tipo de panel solar.
- Orientación de los paneles.
- Altura de la estructura.
- Inclinación del panel solar.
- Distancia entre paneles.

Luego, los distintos diseños y sus correspondientes simulaciones deben basarse bajo ciertos criterios de diseño. Tomando en cuenta los requerimientos del cerezo, se decide que el diseño fotovoltaico debe tener que cumplir los siguientes objetivos:

- Mínima sombra durante las horas de menor radiación.
- Máxima sombra durante las horas de mayor radiación.

Con respecto al alcance de las simulaciones de las configuraciones fotovoltaicas, se decide considerar meses críticos de diseño, con el propósito de no extender innecesariamente el estudio. Del análisis del recurso solar realizado en la sección 5.2, se obtiene que los meses críticos para el funcionamiento de la planta Agrivoltaica son **enero y junio**, por lo que las simulaciones de los distintos diseños se realizan para estos dos meses en particular, para luego

extrapolar sus resultados de forma anual.

Además, se establece un rango de horas de análisis para las simulaciones, respetando los objetivos del diseño fotovoltaico anteriormente establecido. Según el análisis del recurso solar realizado en la sección 5.2, las horas de menor y mayor radiación en la superficie para ambos meses en cuestión se muestran a continuación:

<b>Menor radiación</b>	<b>Mayor radiación</b>
Enero 7am – 11am	Enero 11am – 3pm
Junio 8am – 1pm	Junio 1pm – 3pm

Por último, para focalizar el análisis de la radiación disponible para el cultivo, se acota el área de estudio a la superficie efectiva de los cerezos, tomando en cuenta la distancia entre hilera de cerezos y el diámetro aproximado del árbol, fijado en 2.5 [m]. Esto es para asegurarse de que el estudio solar se realice sobre los cerezos y no en superficie sin plantar, tal como se muestra en la figura 7.1, donde el rectángulo de color verde corresponde a la hilera de cerezos y el rectángulo de color café a la zona entre hilera sin cobertura vegetal.



Figura 7.1: Hileras de cerezos en diseño en Revit.

## 7.2. Tipo de panel solar

Para seleccionar el módulo fotovoltaico a utilizar en el proyecto Agrivoltaico, se realiza una búsqueda de paneles solares disponibles en el mercado, tanto nacional como internacional, cuyos resultados se observan en la tabla 7.1 a continuación:

Tabla 7.1: Paneles solares en el mercado.

Fabricante de panel	P <sub>máx</sub> [W]	Tipo de celda	Eficiencia máx [%]	Costo unitario <sup>a</sup> [CLP]
RISEN [74]	330	Policristalino	17,1	\$139.971
RISEN [75]	335	Policristalino	17,5	\$178.168
Astroenergy Chint Solar [76]	255	Policristalino	15,5	\$490.454
Jinko [77]	285	Policristalino	17,52	\$95.477
Aptos Solar Technology [78]	440	Monocristalino	20,21	\$300.199
REC [79]	405	Monocristalino	21,9	\$409.671
Jinko [80]	410	Monocristalino	20,38	\$149.571
Amerisolar [81]	370	Monocristalino	20	\$123.934
DAH Solar [82]	440	Monocristalino	20,24	\$148.500

<sup>a</sup> Según datos del Banco Central de Chile, se considera una tasa de cambio promedio para agosto 2022 de 904,35 [CLP/USD] y 915,18 [CLP/EUR].

Estos paneles solares son estudiados por medio de tres variables: eficiencia, el n° de paneles a utilizar para alcanzar la capacidad instalada esperada de la planta fotovoltaica y el precio del volumen de paneles requerido. De estas tres variables, la cantidad de módulos fotovoltaicas a usar es de vital importancia, pues indica la cantidad de superficie requerida para generar la energía requerida y, también, condiciona el tamaño de la estructura de soporte de los paneles. La cantidad de paneles solares a utilizar para producir 25 [kW] se muestran en la tabla 7.2, los cuales fueron obtenidos por medio de la ecuación 2.5.

Tabla 7.2: Cantidad de paneles solares necesarios para lograr la capacidad instalada de la planta.

Fabricante	P <sub>máx</sub> [W]	N° paneles
RISEN	330	76
RISEN	335	75
Astroenergy/Chint Solar	255	99
Jinko	285	88
Aptos Solar Technology	440	57
REC	405	62
Jinko	410	61
Amerisolar	370	68
DAH Solar	440	57

Por lo tanto, considerando la eficiencia del panel, la cantidad de paneles solares requeridos y el precio de estos, se decide utilizar el **panel monocristalino de DAH Solar de 440 [W]** (ver figura 7.2). Algunas de sus especificaciones mecánicas, eléctricas, térmicas y condiciones de operación se presentan en las tablas 7.3 y 7.4, respectivamente:

Tabla 7.3: Especificaciones de panel solar seleccionado [82].

Modelo	DHM-72L9-440W
Dimensión [mm]	2094 x 1038 x 35
Peso [kg]	23,5
Voltaje $V_{mp}$ [V]	41,81
Corriente $I_{mp}$ [A]	10,52
Voltaje Circuito Abierto $V_{voc}$ [V]	49
Corriente Corto-Circuito $I_{sc}$ [A]	11,29
Eficiencia de Módulo [%]	20,24

Tabla 7.4: Condiciones de operación y características térmicas [82].

Máximo Voltaje del sistema [V]	1000/1500 DC
Corriente Inversa Máxima [A]	20
temperatura de Operación [C°]	-40 a +85
Temperatura de operación nominal de celda [C°]	45 $\pm$ 2
Coefficiente de Temperatura de Potencia Máxima [%/C°]	-0,35
Coefficiente de Temperatura de Voltaje Máximo [%/C°]	-0,31
Coefficiente de Temperatura de Corriente Máxima [%/C°]	0,05

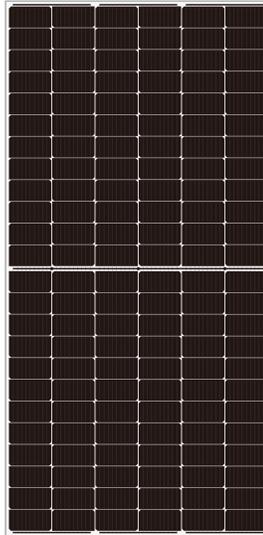


Figura 7.2: Panel Solar DHM-72L9-440W [82]

### 7.3. Orientación de los paneles solares

Los cultivos de cerezos, tal como se dijo anteriormente en la sección 6.2.2, tienen una orientación de 58° hacia el Noroeste. Luego, recomendación bibliográfica mencionada en la

sección 4.1.1.2, se desea que los paneles solares se instalen sobre los cultivos de frutales, siguiendo la misma orientación del campo en cuestión. Para cumplir aquello, se decide que la planta Agrivoltaica tenga una orientación de **32° NE**.



Figura 7.3: Orientación del campo.

Tal como se dijo anteriormente, el terreno tiene una superficie de aproximadamente 6,85 [ha]. Sin embargo, para efectos del estudio solar, se considera un campo de dimensiones 30 [m] de ancho y de 35 [m] de largo, alcanzando una superficie de 1.050 [m<sup>2</sup>], equivalente al rectángulo de color rojo mostrado en la figura 7.4. La razón de este acotamiento yace en la focalización del estudio a las zonas directamente afectadas por el sombreado producto de la instalación de los paneles fotovoltaicos, ya que la instalación de los paneles solares solo será en un área limitada del campo de cultivo de cerezos. La disposición del terreno en el programa Revit se observa en la figura 7.5. Notar la orientación NE del campo.



Figura 7.4: Superficie a considerar para el estudio.

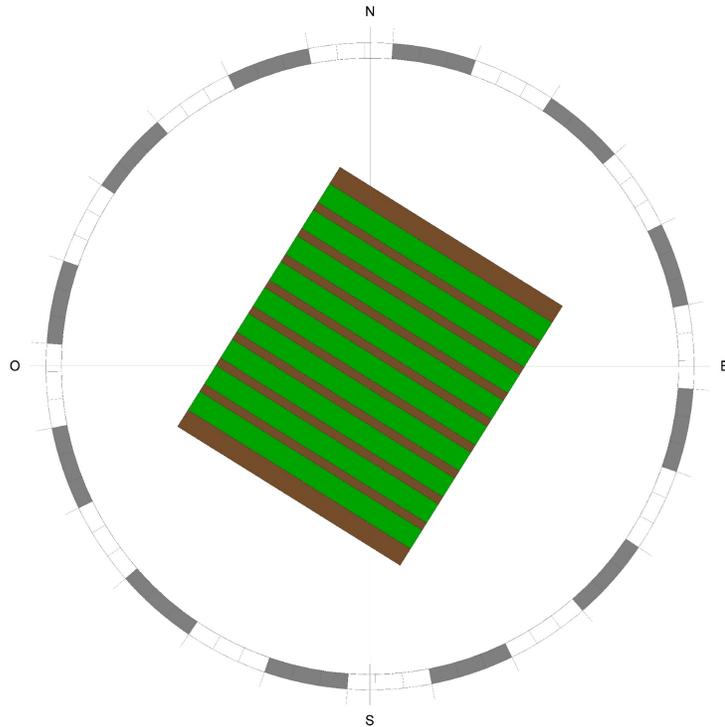


Figura 7.5: Disposición y orientación del campo en programa Revit.

## 7.4. Altura de la estructura de soporte

Con respecto a la definición de la altura de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos, se tiene que esta depende netamente de los requerimientos de espacio debido al desarrollo del cultivo, pues no se utiliza maquinaria externa para su mantenimiento y cosecha. Por lo tanto, como los cerezos alcanzan una altura máxima de 3,2 [m], los paneles solares se instalan a unos **3,5 [m] de altura** desde la superficie, tal como se observa en la figura 7.6.

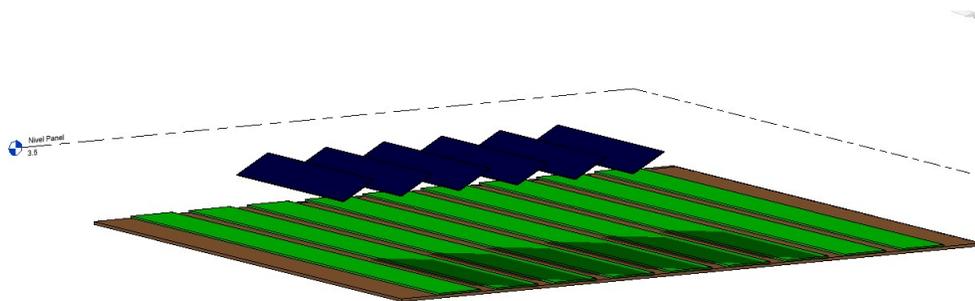


Figura 7.6: Altura de los módulos fotovoltaicos en programa Revit.

Si bien es cierto que a mayor altura de la estructura de soporte, la homogeneidad de la radiación disponible en superficie es mayor, se decide mantener fija la altura de instalación de los paneles solares y no considerarla como un parámetro variable al momento de conformar las distintas configuraciones fotovoltaicas. La razón detrás de esto es por el gran costo económico

que significa construir una estructura de soporte con mayor altura, por lo que se decide optar por la mínima altura de diseño posible.

## 7.5. Inclinación de los paneles solares

Se decide evaluar el comportamiento de la radiación disponible para los cultivos de cerezos para los distintos diseños fotovoltaicos preliminares bajo tres tipos de arreglo: **Fijo inclinado**, **Control Tracking (CT)** y **Sun Tracking (ST)**.

Para las configuraciones fotovoltaicas que tengan un arreglo fijo inclinado, se decide variar la inclinación del panel solar entre los  $15^\circ$  y  $40^\circ$ , según recomendación bibliográfica [21] para las condiciones geográficas del país. Además, teniendo las coordenadas de la zona del emplazamiento del proyecto, se optimiza la inclinación del panel en el Explorador Solar, resultando en un valor de  $28^\circ$ . Por lo tanto, se tienen 7 distintas inclinaciones de panel, correspondiente a una configuración fotovoltaica de estructura fija a simular. Estas se muestran en la siguiente tabla 7.5 y ejemplificado en la figura 7.7.

Tabla 7.5: Valores de inclinación del panel solar para un sistema fijo inclinado a simular.

Inclinación [ $^\circ$ ]						
15	20	25	28	30	35	40

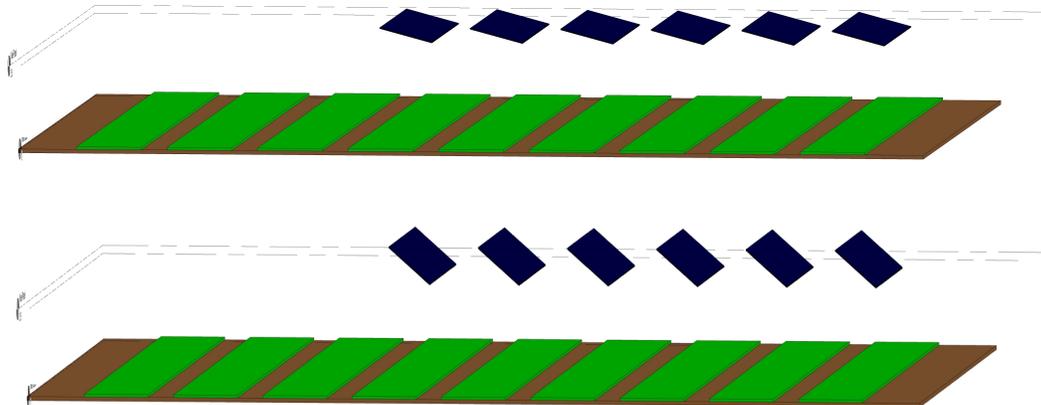


Figura 7.7: Paneles solares con inclinación de  $15^\circ$  y  $40^\circ$ .

En cuanto a las configuraciones fotovoltaicas que emplean el sistema de seguimiento solar, se decide por un sistema con eje de orientado de norte - sur, tomando como orientación del eje  $32^\circ$  hacia NE, tal como se muestra en la figura 7.8. Se selecciona este tipo de seguimiento pues, considerando las condiciones geográficas de la zona de emplazamiento, es el que tendrá un mejor desempeño a la hora de captar mayoritariamente la radiación incidente.

En cuanto a la configuración fotovoltaica con Sun Tracking, se emplea una modalidad de seguimiento solar tradicional. Como el sistema rota con respecto al eje norte - sur, el panel

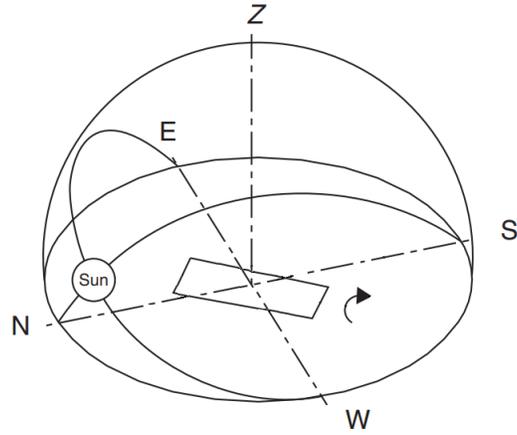


Figura 7.8: Disposición de los paneles solares con seguimiento solar [20].

solar se moverá siguiendo al sol desde que amanece por el este, hasta el atardecer por el oeste, moviéndose siempre perpendicular a los rayos del sol.

Para el tipo de arreglo de Control Tracking, se selecciona una modalidad que facilite lo expuesto anteriormente en los criterios de diseño. Por lo tanto, se tiene que los paneles solares se moverán de forma paralela a los rayos del sol en las horas de menor radiación, y así minimizar la sombra producida por su presencia en el cultivo, para luego cambiar a una modalidad de seguimiento solar tradicional durante el resto del día, maximizando la sombra a los cultivos, como también la generación de energía en las horas de mayor radiación.

Tanto para los arreglos ST y CT, es necesario saber la posición del sol en todo momento del día para todo el año, por lo que se deben obtener una serie de parámetros y ángulos solares. Sin embargo, para efecto de la simulación solar, se utilizarán los parámetros y ángulos solares correspondientes a enero y junio, los meses críticos de funcionamiento de la planta Agrivoltaica. Para lo anterior, se sigue el método expuesto en el libro *Solar Energy Engineering Processes and Systems* [20], explicado a continuación.

### 7.5.1. Parámetros y ángulos solares

#### Declinación ( $\delta$ )

La declinación solar se define como el ángulo que se forma entre proyección de la línea que une el centro del sol y el centro de la Tierra con el plano ecuatorial. Este ángulo varía constantemente a lo largo del año, producto de la inclinación fija de  $23,45^\circ$  del eje de rotación de la Tierra con respecto al eje eclíptico.

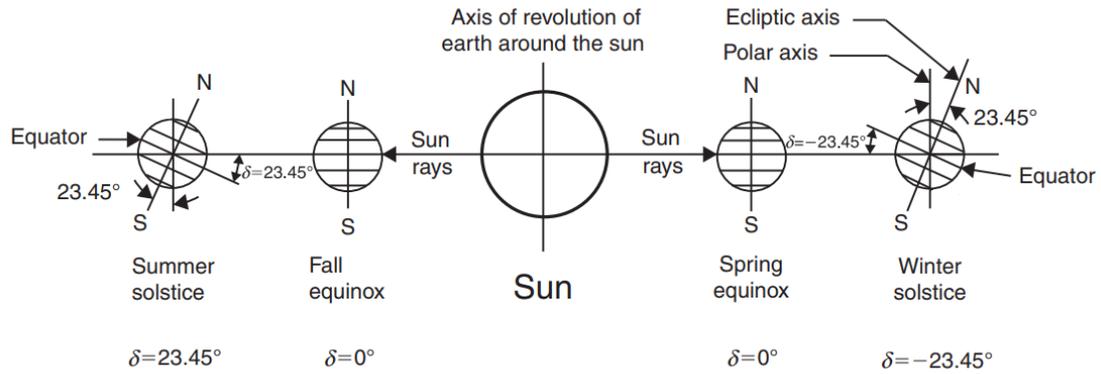


Figura 7.9: Variación anual de la declinación solar [20].

La variación de la declinación solar durante un día  $N$  cualquiera del año se puede calcular de forma aproximada y está dada por la ecuación 7.1:

$$\delta(N) = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + N)\right) \quad [^\circ] \quad (7.1)$$

En la tabla 7.6 se muestran valores de la declinación solar para días promedio de cada mes.

Tabla 7.6: Declinación solar para día  $N$  de cada mes.

Mes	Día del mes	N	$\delta$
<b>Enero</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>-20,92</b>
Febrero	16	47	-12,95
Marzo	16	75	-2,42
Abril	15	105	9,41
Mayo	15	135	18,79
<b>Junio</b>	<b>11</b>	<b>162</b>	<b>23,09</b>
Julio	17	198	21,18
Agosto	16	228	13,45
Septiembre	15	258	2,22
Octubre	15	288	-9,60
Noviembre	14	318	-18,91
Diciembre	10	344	-23,05

### Ángulo horario ( $h$ )

El ángulo horario se define como el ángulo en el que la Tierra debiera girar para traer el meridiano de un punto cualquiera de la superficie de la Tierra justo por debajo del sol. En la figura 7.10 se puede observar la declinación solar y el ángulo horario de un punto P.

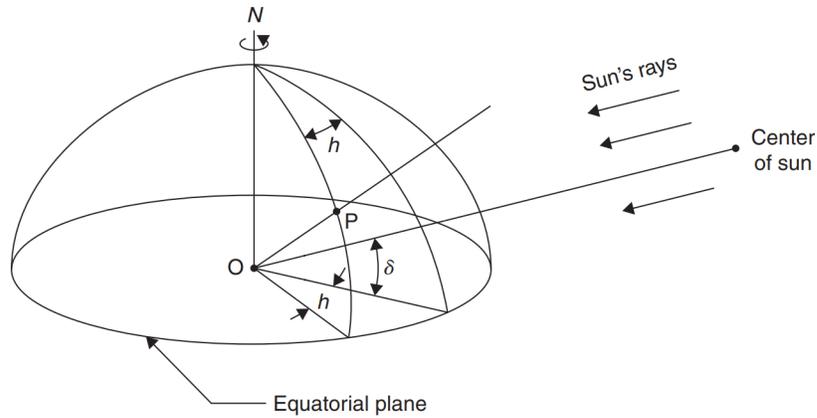


Figura 7.10: Declinación y ángulo solar [20].

Matemáticamente, el ángulo horario se define por la siguiente ecuación 7.2:

$$h = \pm 0,25M \quad [^\circ] \tag{7.2}$$

Donde M son los minutos desde el mediodía solar del día respectivo [min] y que el signo (+) aplica la horas de la tarde y el signo (-) a las horas de la tarde.

El mediodía solar se refiere a la hora en que el sol se encuentra en el punto más alto del cielo. Este varía diariamente y por ubicación geográfica, por lo que para la zona de emplazamiento del proyecto y para los días promedio del mes de enero y junio se tienen en la tabla 7.7 los siguientes datos:

Tabla 7.7: Mediodía solar para días promedio de enero y junio [83].

Mes	Día	Mediodía solar [hh:mm]
Enero	17	12:57
Junio	11	12:47

Por lo tanto, el ángulo horario para la totalidad de las horas con sol para los días promedio de enero y junio se muestran en las tablas 7.8 y 7.9.

Tabla 7.8: Ángulo horario para el día 17 del mes de enero.

Hora [hh:mm]	M [min]	h [°]
6:00	-417	-104,25
7:00	-357	-89,25
8:00	-297	-74,25
9:00	-237	-59,25
10:00	-177	-44,25
11:00	-117	-29,25
12:00	-57	-14,25
13:00	3	0,75
14:00	63	15,75
15:00	123	30,75
16:00	183	45,75
17:00	243	60,75
18:00	303	75,75
19:00	363	90,75
20:00	423	105,75

Tabla 7.9: Ángulo horario para el día 11 del mes de junio.

Hora [hh:mm]	M [min]	h [°]
8:00	-287	-71,75
9:00	-227	-56,75
10:00	-167	-41,75
11:00	-107	-26,75
12:00	-47	-11,75
13:00	13	3,25
14:00	73	18,25
15:00	133	33,25
16:00	193	48,25
17:00	253	63,25

### Ángulo de altitud solar ( $\alpha$ )

El ángulo de altitud solar es aquel ángulo formado entre los rayos del sol y un plano horizontal, tal como se muestra en la figura 7.11.

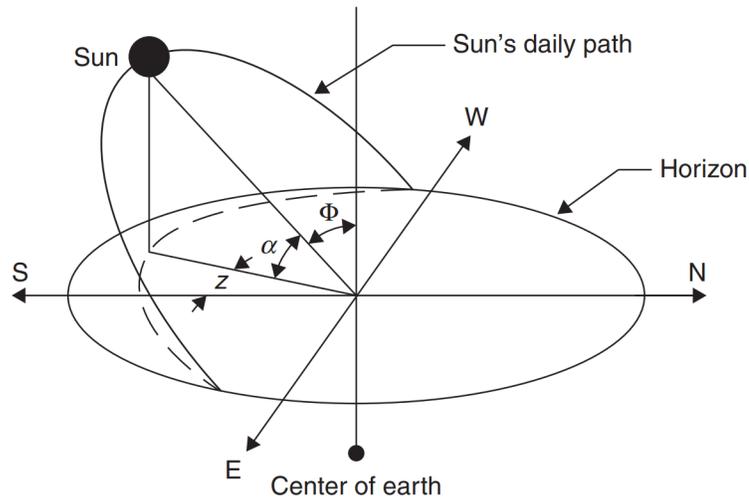


Figura 7.11: Ángulo de altitud solar, ángulo cenital solar y ángulo azimutal solar [20].

La expresión matemática para el ángulo de altitud solar se presenta en la ecuación 7.3.

$$\sin(\alpha) = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(h) \quad (7.3)$$

Donde  $L$  se refiere a la latitud de la ubicación en cuestión. En las tablas 7.10 y 7.11 se muestran los ángulos de altitud solar para los meses de enero y junio, respectivamente.

Tabla 7.10: Ángulo de altitud solar para el día 17 del mes de enero.

Hora [hh:mm]	$\alpha$ [°]
6:00	1,14
7:00	12,54
8:00	24,44
9:00	36,59
10:00	48,77
11:00	60,56
12:00	70,82
13:00	75,43
14:00	69,94
15:00	59,42
16:00	47,56
17:00	35,37
18:00	23,23
19:00	11,37
20:00	0,04

Tabla 7.11: Ángulo de altitud solar para el día 11 del mes de junio.

Hora [hh:mm]	$\alpha$ [°]
8:00	0,41
9:00	10,56
10:00	19,35
11:00	26,20
12:00	30,39
13:00	31,36
14:00	28,94
15:00	23,51
16:00	15,74
17:00	6,30

### Ángulo cenital solar ( $\Phi$ )

El ángulo cenital solar está relacionado directamente con el ángulo de altitud solar, pues se define como el ángulo entre los rayos del sol y la normal a un plano horizontal, como se puede ver en la figura 7.11. Se calcula por medio de la ecuación 7.5.

$$\Phi = 90^\circ - \alpha \quad [^\circ] \quad (7.4)$$

Los valores de este ángulo para los meses de enero y junio se muestran en las tablas 7.12 y 7.13, respectivamente.

Tabla 7.12: Ángulo cenital solar para el día 17 del mes de enero.

Hora [hh:mm]	Phi [°]
6:00	88,86
7:00	77,46
8:00	65,56
9:00	53,41
10:00	41,23
11:00	29,44
12:00	19,18
13:00	14,57
14:00	20,06
15:00	30,58
16:00	42,44
17:00	54,63
18:00	66,77
19:00	78,63
20:00	89,96

Tabla 7.13: Ángulo cenital solar para el día 11 del mes de junio.

Hora [hh:mm]	$\Phi$ [°]
8:00	89,59
9:00	79,44
10:00	70,65
11:00	63,80
12:00	59,61
13:00	58,64
14:00	61,06
15:00	66,49
16:00	74,26
17:00	83,70

### Ángulo acimutal solar ( $z$ )

El ángulo acimutal solar es el ángulo, en el plano horizontal, de los rayos del sol medidos desde el sur, para el Hemisferio Norte, y desde el norte, para el Hemisferio Sur. Tiene un valor positivo hacia el oeste y un valor negativo hacia el este.

La expresión matemática está dada por la ecuación 7.5,

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta)\sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad (7.5)$$

Esta ecuación es válida únicamente si se cumple que  $\cos(h) > \tan(\delta)/\tan(L)$ . Si no se cumple, entonces el ángulo acimutal solar será  $-\pi + |z|$  para las horas de la mañana y  $\pi - z$  para las horas de la tarde.

Luego, el ángulo acimutal solar para los meses de enero y junio se presentan en las tablas 7.14 y 7.15, respectivamente.

Tabla 7.14: Ángulo acimutal solar para el día 17 del mes de enero.

Hora [hh:mm]	z [°]
6:00	-115,10
7:00	-106,89
8:00	-99,08
9:00	-90,97
10:00	-81,49
11:00	-68,24
12:00	-44,42
13:00	2,79
14:00	47,67
15:00	69,87
16:00	82,55
17:00	91,82
18:00	99,86
19:00	107,69
20:00	115,97

Tabla 7.15: Ángulo acimutal solar para el día 11 del mes de junio.

Hora [hh:mm]	z [°]
8:00	-60,89
9:00	-51,50
10:00	-40,48
11:00	-27,48
12:00	-12,54
13:00	3,50
14:00	19,22
15:00	33,37
16:00	45,48
17:00	55,74

### Ángulo de incidencia ( $\theta$ )

El ángulo de incidencia solar es el ángulo que se forma entre los rayos del sol y la normal a una superficie. Para una superficie horizontal, el ángulo de incidencia y el ángulo cenital solar son iguales. Para una superficie fija inclinada, ver figura 7.12, el ángulo de incidencia está dado por la ecuación

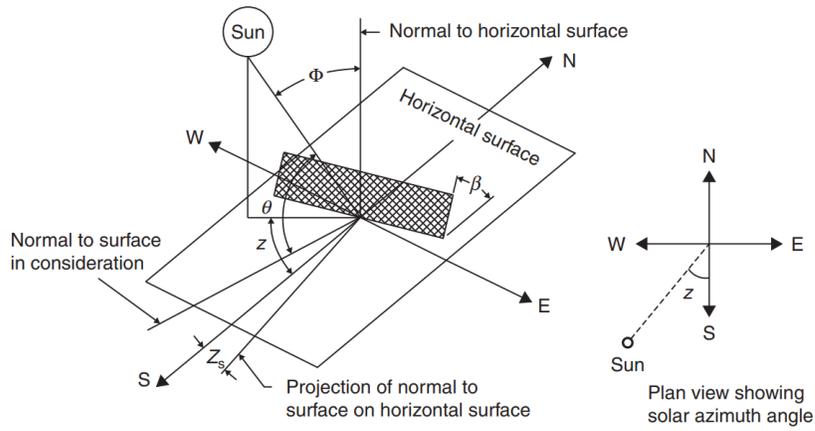


Figura 7.12: Ángulo de incidencia [20].

$$\begin{aligned}
 \cos(\theta) = & \sin(L)\sin(\delta)\cos(\beta) - \cos(L)\sin(\delta)\sin(\beta)\cos(Z_S) \\
 & + \cos(L)\cos(\delta)\cos(h)\cos(\beta) + \sin(L)\cos(\delta)\cos(h)\cos(Z_S) \\
 & + \cos(\delta)\sin(h)\sin(\beta)\sin(Z_S)
 \end{aligned} \tag{7.6}$$

Donde  $Z_S$  corresponde al ángulo acimutal de la superficie, definido como el ángulo entre la normal a la superficie inclinada y el Norte.

Sin embargo, como el panel tiene un sistema de seguimiento solar, la superficie constantemente ajusta su inclinación para minimizar el valor del ángulo de incidencia, la expresión matemática para obtener este valor varía. Para un sistema con el eje rotacional N-S y seguimiento de E-O, como el utilizado en este proyecto y ejemplificado en la figura 7.8, la expresión matemática para obtener el ángulo de incidencia se presenta en la ecuación 7.7 a continuación:

$$\cos(\theta) = \sqrt{\sin^2(\alpha) + \cos^2(\delta)\sin^2(h)} \tag{7.7}$$

En las tablas 7.16 y 7.17 se muestran los ángulos de incidencia para el mes de enero y junio, respectivamente.

Tabla 7.16: Ángulo de incidencia para el día 17 del mes de enero.

Hora [hh:mm]	$\theta$ [°]
6:00	25,10
7:00	16,48
8:00	8,26
9:00	0,78
10:00	5,60
11:00	10,50
12:00	13,57
13:00	14,55
14:00	13,35
15:00	10,08
16:00	5,02
17:00	1,48
18:00	9,05
19:00	17,33
20:00	25,97

Tabla 7.17: Ángulo de incidencia para el día 11 del mes de junio.

Hora [hh:mm]	$\theta$ [°]
8:00	29,11
9:00	37,74
10:00	45,86
11:00	52,75
12:00	57,35
13:00	58,46
14:00	55,72
15:00	49,98
16:00	42,44
17:00	34,03

### Pendiente ( $\beta$ )

Por último, la pendiente de un panel solar con seguimiento solar en eje N-S está determinada por la ecuación 7.8 a continuación.

$$\tan(\beta) = \tan(\Phi)|\cos(Z_S - z)| \quad (7.8)$$

Donde, tomando en cuenta la orientación del terreno y de los paneles solares, el valor de  $Z_s$  es  $58^\circ$  o  $-122^\circ$ , dependiendo del ángulo acimutal solar:

$$\begin{aligned} \text{Si } z > 0^\circ, Z_S &= 58^\circ \\ \text{Si } z < 0^\circ, Z_S &= -122^\circ \end{aligned}$$

Luego, en las tablas 7.18 y 7.19 se muestran las pendientes de un panel solar para los meses de enero y junio, respectivamente.

Tabla 7.18: Pendiente del panel solar para el día 17 del mes de enero.

Hora [hh:mm]	$\beta$ [°]
6:00	-88,85
7:00	-77,03
8:00	-63,74
9:00	-49,09
10:00	-33,67
11:00	-18,45
12:00	-4,28
13:00	8,43
14:00	19,76
15:00	30,04
16:00	39,75
17:00	49,49
18:00	60,04
19:00	72,73
20:00	89,93

Tabla 7.19: Pendiente del panel solar para el día 11 del mes de junio.

Hora [hh:mm]	$\beta$ [°]
8:00	-89,16
9:00	-60,82
10:00	-22,79
11:00	-9,10
12:00	29,59
13:00	43,62
14:00	54,65
15:00	64,42
16:00	73,89
17:00	83,70

Donde la convención de signo para la inclinación del módulo fotovoltaico se muestra en la figura 7.13 a continuación:

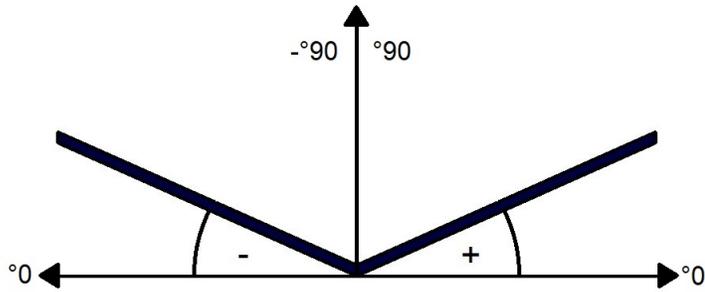


Figura 7.13: Convención de signo para pendiente del panel solar.

### 7.5.2. Seguimiento solar

Ya con los ángulos solares y parámetros calculados, se procede a definir la modalidad de los sistemas de seguimiento solar.

Para la modalidad **Sun Tracking**, la inclinación de panel solar que se utiliza, para la totalidad de las horas de luz, es la pendiente  $\beta$ . Mientras que, para la modalidad **Control Tracking**, se considera que la pendiente de los paneles solares sea igual al ángulo de altitud solar,  $\alpha$ , durante las horas de menor radiación, es decir, de 7:00 a 11:00 horas en enero y de 8:00 a 13:00 horas en junio, pues se requiere que los módulos fotovoltaicos se muevan en paralelo a los rayos del sol y es este ángulo en particular el que describe ese movimiento. Para el resto del día, es decir, desde las 11:00 hasta las 22:00 horas para enero y desde las 13:00 hasta las 18:00 horas para junio, la inclinación del panel solar será igual a la pendiente  $\beta$  calculada anteriormente.

Cabe destacar que se considera un sistema de seguimiento solar con un rango de movimiento de  $\pm 60^\circ$ , por lo que los paneles solares no podrán tener pendientes que sobrepasen este valor. Luego, las pendientes de los paneles solares durante las horas luz en ambas modalidades para los meses de enero y junio se muestran en las tablas 7.20 y 7.21, respectivamente.

Tabla 7.20: Pendiente del panel solar con ambas modalidades de seguimiento solar para el día 17 del mes de enero.

Hora [hh:mm]	$\beta$ [°]	
	Control Tracking	Sun Tracking
6:00 - 7:00	12,54	-60,00
7:00 - 8:00	24,44	-60,00
8:00 - 9:00	36,59	-49,09
9:00 - 10:00	48,77	-33,67
10:00 - 11:00	60,00	-18,45
11:00 - 12:00	-4,28	-4,28
12:00 - 13:00	8,43	8,43
13:00 - 14:00	19,76	19,76
14:00 - 15:00	30,04	30,04
15:00 - 16:00	39,75	39,75
16:00 - 17:00	49,49	49,49
17:00 - 18:00	60,00	60,00
18:00 - 19:00	60,00	60,00
19:00 - 20:00	60,00	60,00

Tabla 7.21: Pendiente del panel solar con ambas modalidades de seguimiento solar para el día 11 del mes de junio.

Hora [hh:mm]	$\beta$ [°]	
	Control Tracking	Sun Tracking
8:00 - 9:00	10,56	-60,00
9:00 - 10:00	19,35	-22,79
10:00 - 11:00	26,20	-9,10
11:00 - 12:00	30,39	29,59
12:00 - 13:00	31,36	43,62
13:00 - 14:00	54,65	54,65
14:00 - 15:00	60,00	60,00
15:00 - 16:00	60,00	60,00
16:00 - 17:00	60,00	60,00
17:00 - 18:00	60,00	60,00

## 7.6. Distribución y distancia entre paneles

De la sección 7.2 se tiene que, con el tipo de panel solar seleccionado, la cantidad de módulos fotovoltaicos a utilizar para alcanzar la capacidad instalada de 25 [kW] es 57. Para obtener un diseño simétrico de la planta, se decide añadir 3 paneles a la configuración fotovoltaica, teniendo un total de 60 módulo fotovoltaico, aumentando así la capacidad instalada

del sistema a un valor de 26,4 [kW].

Luego, es necesario decidir el lugar donde se instalarán estos paneles solares, ya que pueden colocarse sobre los cerezos o entre ellos. De los requerimientos del cultivo mencionados en el Capítulo 6, se tiene que los cerezos son sensibles a eventos climáticos, tales como la nieve, lluvia y granizos. Como se espera que los módulos fotovoltaicos actúen como sistemas de protección al cultivo ante tales eventos, se considera la instalación de paneles solares sobre ellos.

Con respecto a la distancia entre paneles, se decide tratar a este parámetro de diseño como variable, para estudiar el efecto de este parámetro en la radiación disponible en superficie para el cultivo. Primero, es necesario saber la distancia mínima entre paneles para evitar sombreado o colisión entre ellos. Por medio de la ecuación 2.6, se tiene que esta distancia mínima depende la inclinación que tenga el panel solar, por lo que se decide calcular este parámetro en la inclinación mínima y máxima registrada en las distintas configuraciones fotovoltaicas a estudiar, lo que se presenta en la siguiente tabla 7.22.

Tabla 7.22: Distancia mínima entre paneles para la inclinación mínima y máxima registrada.

Inclinación [°]	Distancia mínima [m]
0	2,094
60	0,662

Luego, ya teniendo la distancia mínima entre paneles, se procede a variar la distancia efectiva entre paneles, procurando que sea mayor, la que se define según el tipo de arreglo correspondiente a la configuración fotovoltaica a simular, tal como se explica a continuación:

- Para las configuraciones con tipo de arreglo fijo inclinado, se decide estudiar dos distancias de módulos fotovoltaicos. En la primera variación se ubican los paneles en cada hilera de cerezos y en la segunda, se ubican cada una hilera por medio. Por lo tanto, los paneles solares se encuentran a **3,5 [m]** y **7 [m]** de distancia entre ellos, respectivamente. Producto de lo anterior, la configuración de 3,5 [m] de distancia entre paneles tiene una disposición de 10 módulos fotovoltaicos por fila o string, con 6 filas en total. Mientras que para la configuración de 7 [m] de distancia entre paneles, se tiene una disposición de 15 módulos fotovoltaicos por string, con 4 strings en total. Estos dos tipos de configuraciones se muestran en la figura 7.14.
- Para el estudio de las configuraciones CT y ST, se consideran dos distancias entre módulos fotovoltaicos. Como se espera cubrir la mayor cantidad de cultivo con la instalación de los paneles solares y tomando en cuenta que la distancia entre cerezos de una misma hilera es de dos metros, se decide ubicar las filas de módulo a una distancia de **4 [m]** y **6 [m]**, para evitar que ocurra sombreadamiento, aunque sea mínimo, entre ellos o que puedan chocar al estar completamente horizontales. Así, la disposición de estas configuraciones es de 20 paneles solares por string, con 3 strings en total, tal como se pueden observar en la figura 7.15.

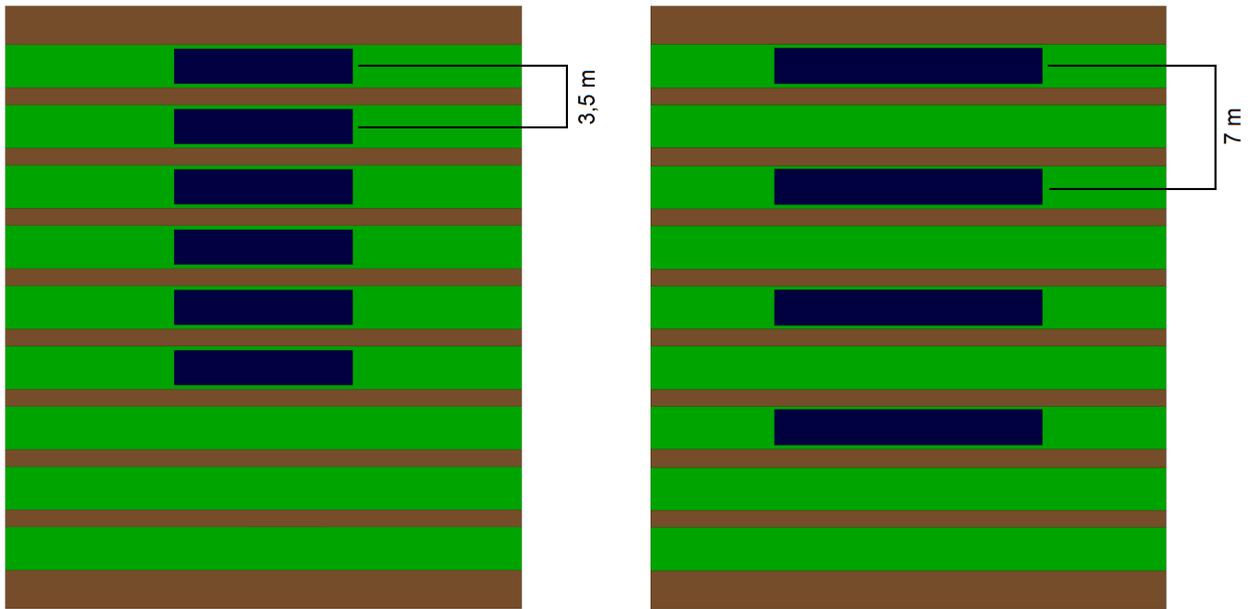


Figura 7.14: Configuraciones con 3,5 [m] y 7 [m] de distancia entre paneles.

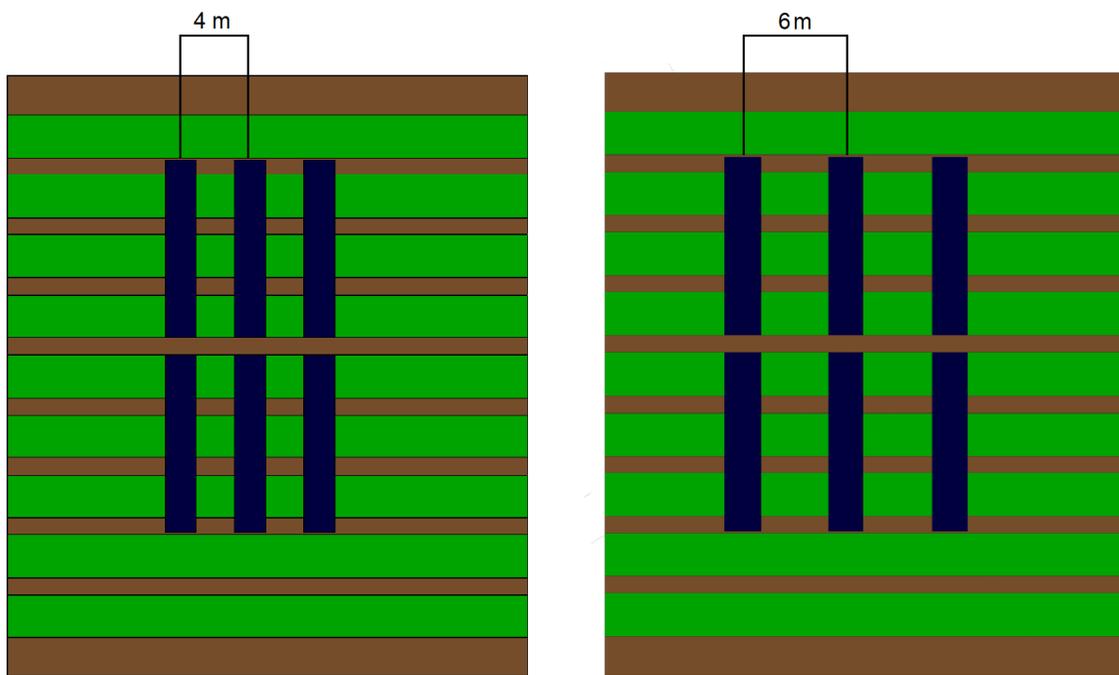


Figura 7.15: Configuraciones con 4 [m] y 6 [m] de distancia entre paneles.

## 7.7. Simulación

Por lo tanto, ya mencionadas todas las variaciones de las configuraciones a estudiar, se presenta la tabla 7.23. Aquí se muestran las distintas configuraciones fotovoltaicas a simular, tanto en Revit como en Explorador Solar, con sus respectivos parámetros distintivos.

En total se tienen 18 configuraciones fotovoltaicas, las que varían según los parámetros de distancia entre paneles, tipo de arreglo del sistema fotovoltaico, inclinación de paneles, número de paneles por string y filas de paneles totales. Por lo tanto, son 18 configuraciones fotovoltaicas que son simuladas y analizadas en cuanto a la radiación disponible para el cultivo según rango horario, cantidad de energía generada, rendimiento de la biomasa y productividad del terreno.

Cabe destacar que, de ahora en adelante, cada configuración fotovoltaica será denominada por el nombre presentado en la tabla 7.23.

Tabla 7.23: Configuraciones fotovoltaicas a simular en el estudio solar.

Orientación	Altura	Distancia	Inclinación	N° panel/string	N° string	Nombre	
32°	3,5m	3,5m	15°	10	6	A 15	
			20°			A 20	
			25°			A 25	
			28°			A 28	
			30°			A 30	
			35°			A 35	
			40°			A 40	
		7m	15°	15	4	B 15	
			20°			B 20	
			25°			B 25	
			28°			B 28	
			30°			B 30	
			35°			B 35	
			40°			B 40	
		4m	Control Tracking	20	3	C CT	
			Sun Tracking			C ST	
			6m			Control Tracking	D CT
						Sun Tracking	D ST

Para efectos de la simulación, se toma un factor de pérdida de sistemas fotovoltaicos equivalente al 14%.

## 7.8. Resultados

### 7.8.1. Radiación disponible en superficie

Para estudiar, comparar y analizar las configuraciones fotovoltaicas previamente señaladas, es necesario obtener los datos de radiación solar incidente en superficie para todas las configuraciones, incluyendo el caso sin sombreado (SS).

Empleando la herramienta Solar Analysis del programa Revit, se obtienen los valores de la radiación solar incidente en las superficies efectiva de cerezos, mencionadas anteriormente en la Sección 7.1, para cada configuración fotovoltaica de la tabla 7.23. Esto se realiza por medio de simulaciones de intervalos de una hora, durante la duración de un día solar promedio para los meses de enero y de junio. Cabe destacar que tanto el intervalo de duración del análisis y la inclinación, especialmente para las configuraciones con seguimiento solar, deben realizarse de forma manual. A modo de ejemplo, se muestra en la figura 7.16, la simulación realizada para la configuración A28 durante el mes de junio, para el rango horario de 15:00 a 16:00.

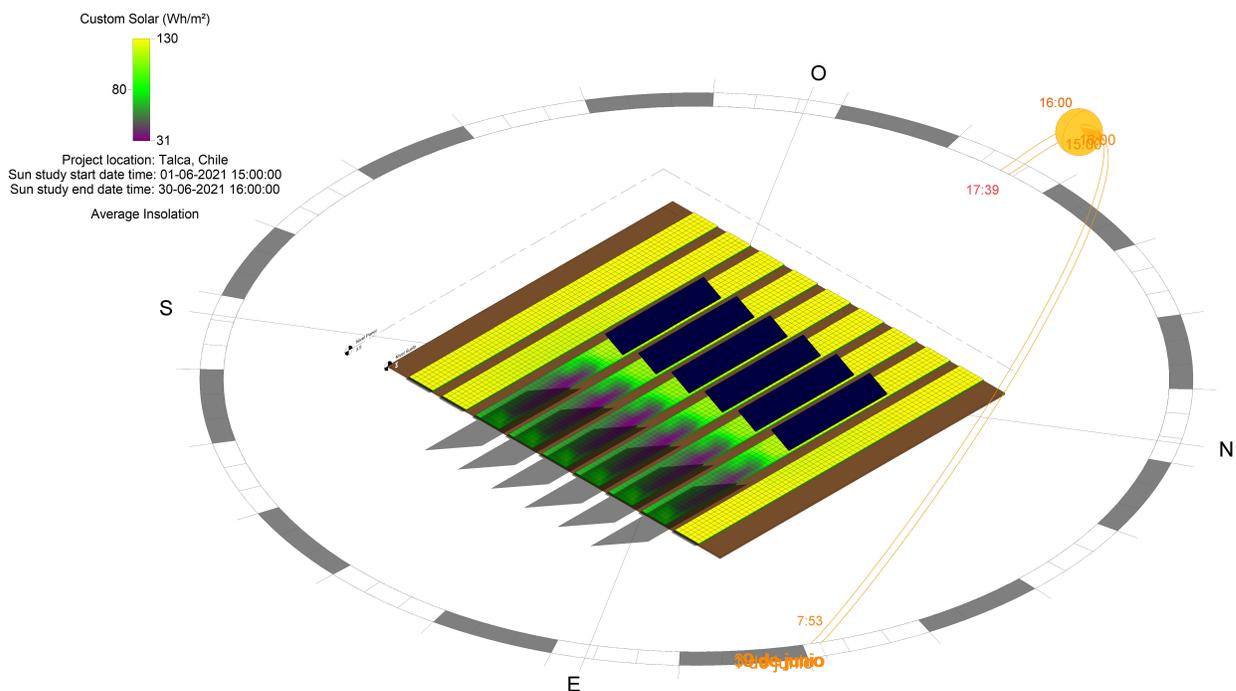


Figura 7.16: Vista isométrica de simulación de radiación solar incidente en superficie para A28, durante el rango horario de 15:00 - 16:00 para el mes de junio.

Notar la trayectoria del sol durante el día solar y la sombra producida por los paneles solares sobre la superficie del cultivo. Para observar más claramente el efecto de la instalación de los paneles solares sobre los cerezos en la radiación solar incidente en la superficie, se tiene la figura 7.17, donde se presenta la vista superior de la superficie analizada. Los datos que el programa entrega como resultados son la radiación solar incidente por cada bloque del mallado utilizado, que se pueden apreciar en la figura antes mencionada, y la radiación solar incidente promedio por superficie de cultivo por cada configuración fotovoltaica. Aquí se

puede observar la diferencia entre la cantidad de radiación solar disponible para los cultivos entre las áreas no sombreada y aquellas que sí. Con respecto al resto de las configuraciones fotovoltaicas, en el Anexo A se muestran las simulaciones de la radiación solar incidente para un día promedio de los meses de enero y junio.

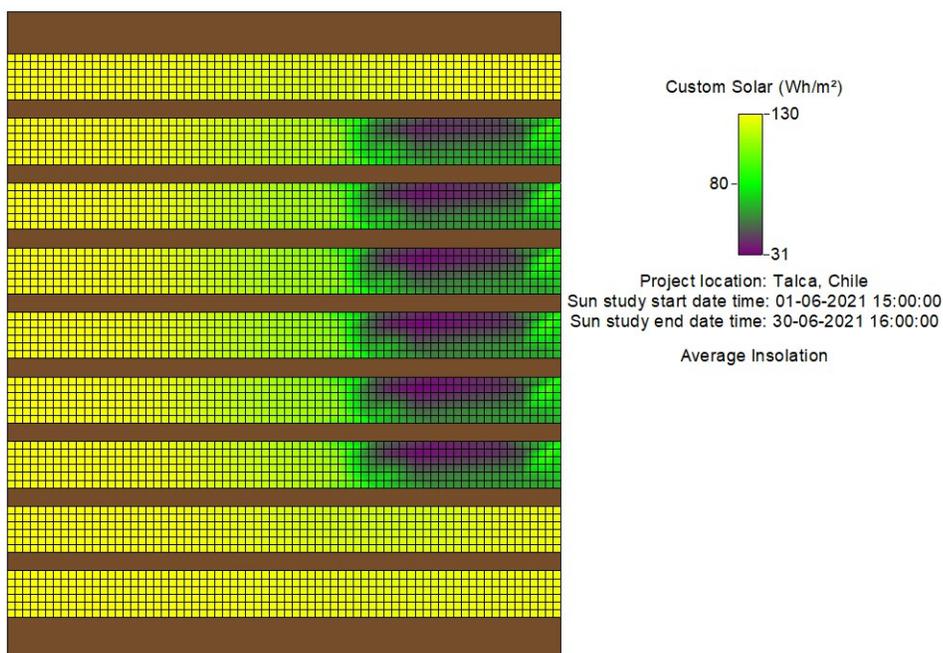


Figura 7.17: Vista superior de simulación de radiación solar incidente en superficie para A28, durante el rango horario de 15:00 - 16:00 para el mes de junio. Notar la malla utilizada para la simulación.

Con la obtención de la radiación solar incidente en las múltiples superficie de cultivo, se procede a promediar estos valores para así tener un valor de la radiación solar incidente única para cada hora por configuración fotovoltaica. Estos valores se muestran en las tablas B.1 y B.2 para enero y en las tablas B.3 y B.4 para junio, presentadas en el Anexo B.

Posteriormente, se realizan las comparaciones pertinentes para seleccionar el diseño más adecuado para el proyecto Agrivoltaico. Para lo anterior, primero se procede a agrupar y promediar los valores de radiación solar incidente en superficie, para todas las configuraciones fotovoltaicas y el caso base sin sombreado, acorde al rango horario mencionado en la Sección 7.1, asumiendo que simplificando el análisis no conlleva la pérdida de generalidad de los resultados. Para el caso base sin sombreado de los módulos fotovoltaicos, la radiación solar incidente en superficie se muestra en la tabla 7.24.

Una vez realizado lo anterior, es necesario encontrar la forma de cuantificar la reducción en la radiación disponible para los cultivos debajo de los paneles solares con respecto al caso base sin sombra, para cada configuración fotovoltaica según el rango horario correspondiente. Por lo tanto, se procede a calcular la diferencia porcentual entre la radiación solar incidente en superficie para cada rango horario de cada configuración fotovoltaica con su equivalente en el caso base sin sombra. Estos datos se muestran en las tablas 7.25 y 7.26 para los meses de enero y junio, respectivamente.

Tabla 7.24: Radiación solar incidente en superficie sin sombreadamiento.

Mes	Rango horario	Radiación [W/m <sup>2</sup> ]
Enero	7 am - 11am	454,28
	11am - 3pm	877,66
	Diario	515,37
Junio	8am - 1pm	134,83
	1pm - 3pm	215,08
	Diario	130,39

Tabla 7.25: Radiación solar incidente en superficie promedio y diferencia porcentual con caso base sin sombra, según rangos de horarios definidos para el mes de enero.

Configuración	Radiación [W/m <sup>2</sup> ]	$\Delta$	Radiación [W/m <sup>2</sup> ]	$\Delta$
	7am - 11am	7am - 11am	11am - 3pm	11am - 3pm
<b>A 15</b>	395,28	-12,99 %	750,13	-14,53 %
<b>A 20</b>	392,30	-13,64 %	749,29	-14,63 %
<b>A 25</b>	396,89	-12,63 %	750,69	-14,47 %
<b>A 28</b>	382,34	-15,84 %	734,69	-16,29 %
<b>A 30</b>	393,08	-13,47 %	759,75	-13,43 %
<b>A 35</b>	392,16	-13,67 %	757,80	-13,66 %
<b>A 40</b>	390,50	-14,04 %	765,51	-12,78 %
<b>B 15</b>	397,12	-12,58 %	749,84	-14,56 %
<b>B 20</b>	395,33	-12,98 %	749,59	-14,59 %
<b>B 25</b>	395,42	-12,96 %	752,18	-14,30 %
<b>B 28</b>	392,84	-13,53 %	757,28	-13,72 %
<b>B 30</b>	390,81	-13,97 %	759,47	-13,47 %
<b>B 35</b>	390,98	-13,93 %	762,03	-13,18 %
<b>B 40</b>	388,78	-14,42 %	769,89	-12,28 %
<b>C CT</b>	438,95	-3,37 %	751,14	-14,42 %
<b>C ST</b>	373,93	-17,69 %	751,14	-14,42 %
<b>D CT</b>	440,90	-2,94 %	751,86	-14,33 %
<b>D ST</b>	374,02	-17,67 %	751,86	-14,33 %

Tabla 7.26: Radiación solar incidente en superficie promedio y diferencia porcentual con caso base sin sombra, según rangos de horarios definidos para el mes de junio

Configuración	Radiación [W/m <sup>2</sup> ]	$\Delta$	Radiación [W/m <sup>2</sup> ]	$\Delta$
	8am - 1pm	8am - 1pm	1pm - 3pm	1pm - 3pm
<b>A 15</b>	108,99	-19,16 %	182,06	-15,35 %
<b>A 20</b>	107,76	-20,08 %	181,87	-15,44 %
<b>A 25</b>	107,43	-20,33 %	179,41	-16,58 %
<b>A 28</b>	107,65	-20,16 %	171,65	-20,19 %
<b>A 30</b>	108,15	-19,79 %	176,24	-18,06 %
<b>A 35</b>	107,28	-20,43 %	176,55	-17,91 %
<b>A 40</b>	107,04	-20,61 %	176,66	-17,86 %
<b>B 15</b>	109,56	-18,74 %	182,46	-15,16 %
<b>B 20</b>	107,65	-20,16 %	182,00	-15,38 %
<b>B 25</b>	106,92	-20,70 %	179,71	-16,44 %
<b>B 28</b>	106,53	-20,99 %	176,78	-17,81 %
<b>B 30</b>	105,76	-21,56 %	176,73	-17,83 %
<b>B 35</b>	105,43	-21,81 %	174,82	-18,72 %
<b>B 40</b>	102,32	-24,12 %	175,68	-18,32 %
<b>C CT</b>	117,88	-12,58 %	171,21	-20,40 %
<b>C ST</b>	117,68	-12,72 %	171,21	-20,40 %
<b>D CT</b>	116,30	-13,75 %	170,59	-20,68 %
<b>D ST</b>	116,09	-13,90 %	170,59	-20,68 %

El objetivo del diseño fotovoltaico, tal como se dijo anteriormente en la Sección 7.1, es que para las horas en que se registre una menor radiación durante el día, la sombra generada sobre el cultivo por la instalación de los paneles solares sea mínima y que para las horas del día en que se tenga una mayor radiación, este sombreado del cerezo sea máximo, se decide centrar el análisis en la reducción de la radiación solar incidente en superficie registrada, por medio de la diferencia porcentual entre la radiación incidente en superficie para las distintas configuraciones fotovoltaicas y el caso base sin sombra.

Por lo tanto, para visualizar de mejor manera los resultados y, así, facilitar su análisis, se muestran distintos gráficos de la información presentada en las tablas anteriores, separados por rango horario y por mes de estudio. La línea constante en todos estos gráficos representa la radiación solar incidente en superficie promedio para el caso base sin sombra, según el mes y rango horario correspondiente. Lo que se busca, entonces, es que la configuración fotovoltaica a seleccionar sea aquella que tenga la menor y la mayor reducción de la radiación solar incidente en superficie, reflejado en el valor de la diferencia porcentual calculada anteriormente, según el rango horario con respecto al caso sin sombra.

Luego, para el mes de enero, se tienen los gráficos de las figuras 7.18 y 7.19, donde se muestran los valores de radiación solar incidente obtenidas en superficie para las distintas

configuraciones fotovoltaicas, según el rango horario de menor y mayor radiación registrada en la ubicación del proyecto, respectivamente.

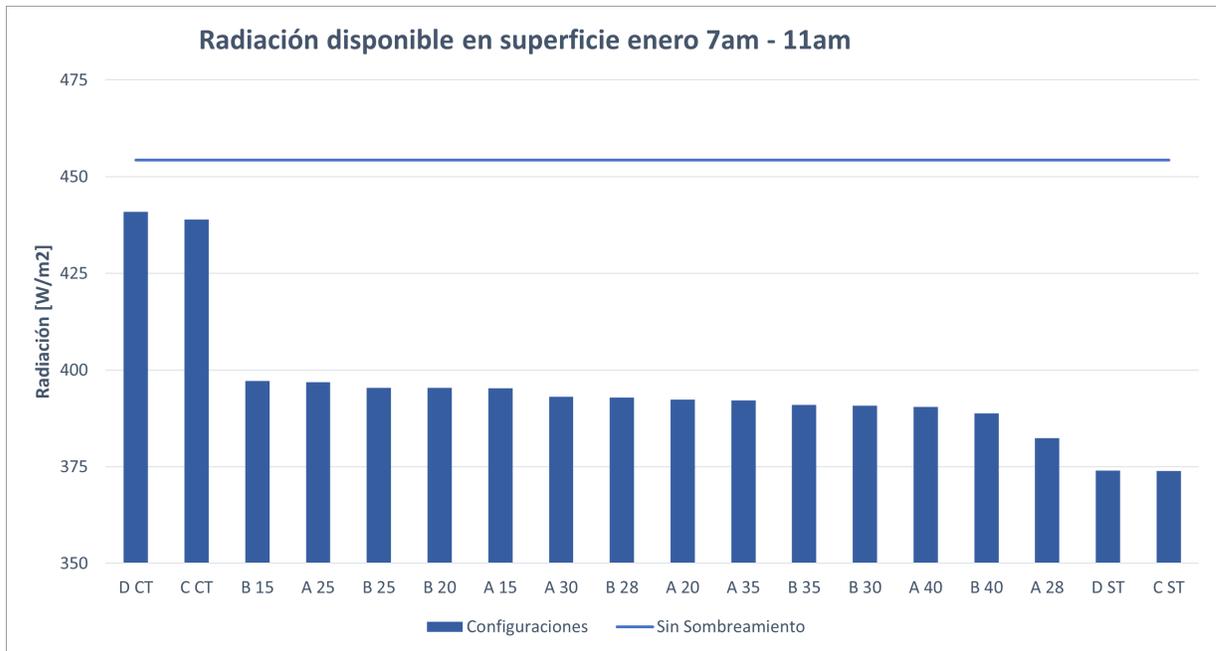


Figura 7.18: Radiación solar incidente en superficie para enero 7am - 11am.

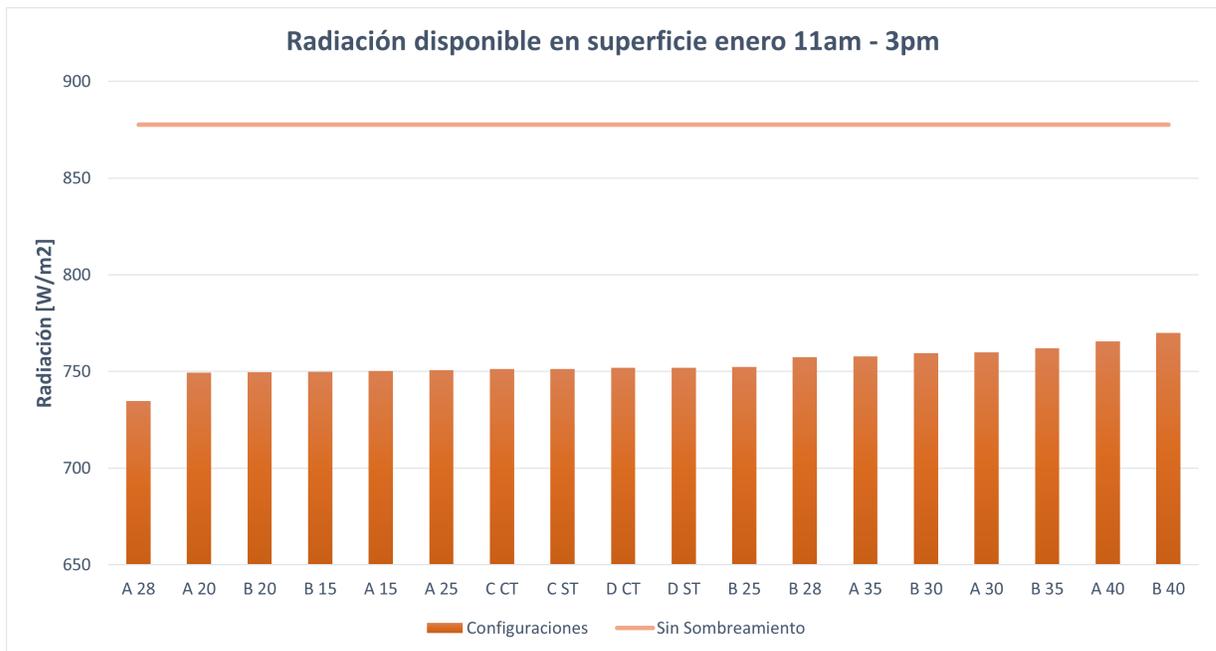


Figura 7.19: Radiación solar incidente en superficie para enero 11am - 3pm.

Para el rango horario comprendido entre las 7:00 y 11:00 horas, se tiene que las configuraciones fotovoltaicas que presenta un menor nivel de sombreado a los cultivos de cerezos son las *D CT*, *C CT* y *B 15*, donde la diferencia porcentual entre las radiaciones en superficie registradas para cada configuración y el caso base sin sombra es de 2,94 %, 3,37 % y 12,58 %, respectivamente.

respectivamente. En cambio, las configuraciones donde se tiene una mayor diferencia porcentual y, por lo tanto, un mayor radiación solar incidente disponible para los cultivos, son *A 28* con 15,84%, *D ST* con 17,67% y *C ST* con 17,69%.

Luego, entre las 11:00 y 15:00 horas, se observa que las configuraciones fotovoltaicas *A 28*, *A 20* y *B 20* son las que poseen un mayor sombreado en los cultivos de cerezos, con una reducción en la radiación solar incidente en la superficie de 16,29%, 14,63% y 14,59%, respectivamente. Por otro lado, las configuraciones con una menor diferencia porcentual son *B 35* con 13,18%, *A 40* con 12,78% y, por último, *B 40* con 12,28%.

Para el mes de junio, se tienen los gráficos de las figuras 7.20 y 7.21, donde se muestran los valores de radiación solar incidente obtenidas en superficie para las distintas configuraciones fotovoltaicas, según el rango horario de menor y mayor radiación registrada en la ubicación del proyecto, respectivamente.

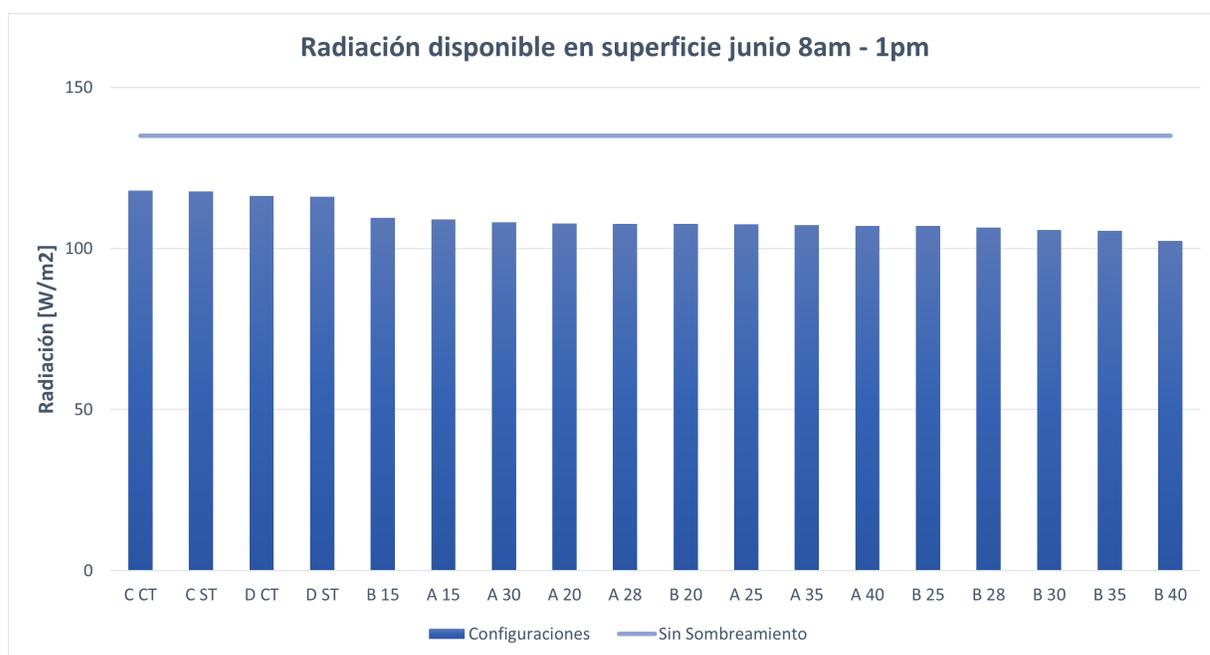


Figura 7.20: Radiación solar incidente en superficie para junio 8am - 1pm.

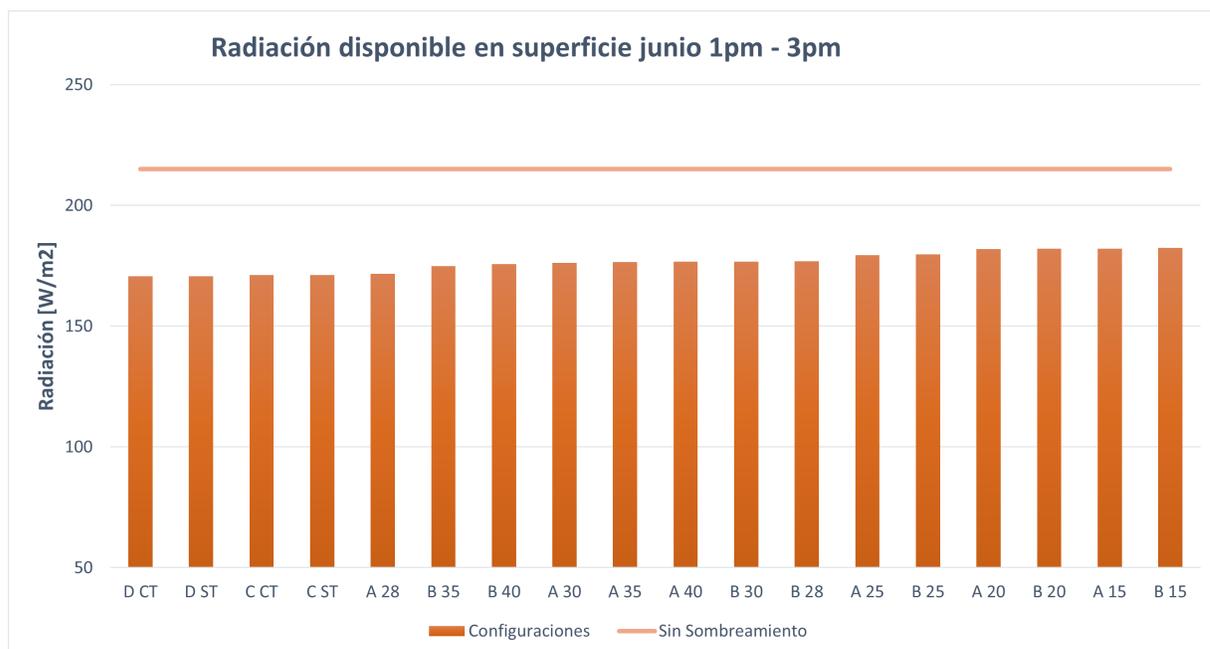


Figura 7.21: Radiación solar incidente en superficie para junio 1pm - 3pm.

Se observa que, para el rango de horario comprendido entre las 8:00 y 13:00 horas, las configuraciones fotovoltaicas que experimentan un menor sombreado en el cultivo son *C CT*, con un 12,58 % de reducción de la radiación solar incidente en superficie en comparación con el caso base sin sombra, seguido por *C ST* con un 12,72 % y por *D CT* con un 13,75 %. En cuanto a las configuraciones *B 30*, *B 35* y *B 40*, se tiene que estas registran una mayor diferencia porcentual en la radiación solar incidente en superficie, con 21,56 %, 21,81 % y 24,12 %, respectivamente, lo que significa un mayor sombreado a los cultivos en las horas analizadas.

Para el rango horario analizado entre las 13:00 y 15:00 horas, se tiene que las configuraciones fotovoltaicas con una mayor reducción en la radiación en superficie son *D CT* y *D ST*, ambas con una disminución del -20,68 % en comparación con el caso sin sombra, seguidas por *C CT* y *C ST*, con -20,40 %. Por último, las configuraciones que poseen un menor sombreado en el cultivo en este rango horario son *B 20*, *A 15* y *B 15*, donde los valores de diferencia porcentual en la radiación solar incidente registrada en superficie son 15,38 %, 15,35 % y 15,16 %, respectivamente.

Por último, en la tabla 7.27 se muestra la radiación solar incidente mensual en superficie y su correspondiente diferencia porcentual con el caso sin instalación de módulos fotovoltaicos en superficie para un día solar de los meses de enero y junio.

Tabla 7.27: Radiación solar incidente en superficie y correspondiente diferencia porcentual con el caso sin sombra para los meses de enero y junio.

Configuración	Prom enero [W/m <sup>2</sup> ]	$\Delta$ enero	Prom junio [W/m <sup>2</sup> ]	$\Delta$ junio
<b>A 15</b>	448,65	-12,95 %	107,84	-17,29 %
<b>A 20</b>	448,60	-12,95 %	107,20	-17,78 %
<b>A 25</b>	451,06	-12,48 %	106,57	-18,27 %
<b>A 28</b>	441,45	-14,34 %	104,68	-19,71 %
<b>A 30</b>	454,03	-11,90 %	106,17	-18,57 %
<b>A 35</b>	454,63	-11,79 %	105,89	-18,79 %
<b>A 40</b>	456,84	-11,36 %	105,83	-18,84 %
<b>B 15</b>	432,56	-16,07 %	108,41	-16,86 %
<b>B 20</b>	450,02	-12,68 %	107,39	-17,64 %
<b>B 25</b>	451,06	-12,48 %	106,48	-18,33 %
<b>B 28</b>	452,41	-12,22 %	105,75	-18,89 %
<b>B 30</b>	453,30	-12,04 %	105,35	-19,20 %
<b>B 35</b>	454,31	-11,85 %	104,73	-19,68 %
<b>B 40</b>	457,27	-11,27 %	103,33	-20,75 %
<b>C CT</b>	451,23	-12,44 %	109,09	-16,33 %
<b>C ST</b>	432,56	-16,07 %	108,66	-16,66 %
<b>D CT</b>	451,83	-12,33 %	108,30	-16,94 %
<b>D ST</b>	432,56	-16,07 %	107,86	-17,28 %

De aquí se tiene que las configuraciones fotovoltaicas con mayor reducción en la radiación solar incidente en superficie para el mes de enero son *C ST* y *D ST*, ambas con diferencial porcentual con el mes sin sombreado de 16,07 %, y para el mes de junio se tiene a *B 40*, con un reducción del 20,75 %. Mientras que las configuraciones fotovoltaicas que experimentan una disminución menor en la radiación solar incidente en superficie son *B 40* para el mes de enero y *C CT* para el mes de junio, con una diferencia porcentual de 11,27 % y 16,33 %, respectivamente.

Además, no se observa una tendencia clara con respecto a la distancia entre paneles fotovoltaicos y el valor de radiación solar incidente en superficie mensual obtenido para cada configuración. Esto ocurre tanto para las configuraciones fotovoltaicas con arreglo fijo y con seguimiento solar.

Finalmente, en cuanto a la inclinación de los paneles solares para las configuraciones fotovoltaicas con arreglo fijo, se tiene que el valor de radiación solar incidente en superficie obtenido desciende a medida que se acerca a un ángulo de 28°, que es el ángulo óptimo dado por el Explorador Solar y en el que se registra el mínimo de radiación en superficie para ambos meses, para luego ascender en su valor, llegando al máximo de radiación incidente en superficie en la inclinación de 40°.

## 7.8.2. Generación eléctrica

Si bien la configuración fotovoltaica a utilizar en el proyecto Agrivoltaico ya está decidida y la generación eléctrica de la planta fotovoltaica no se considera como un criterio de diseño, se decide analizar de igual forma el comportamiento de este parámetro correspondiente a cada caso. La producción energética fotovoltaica, tanto diaria como anual, se obtienen mediante la utilización de la herramienta *Generación eléctrica fotovoltaica* del Explorador Solar y *Energía Solar - Energía FV anual* de Revit, respectivamente.

A modo de ejemplo, en la figura 7.22 se muestra la simulación realizada en Revit para la configuración A 28, donde se muestra la generación energética fotovoltaica por unidad de área. Luego, los datos de generación eléctrica para cada configuración fotovoltaica se muestran en la tabla 7.28 y 7.23 a continuación:

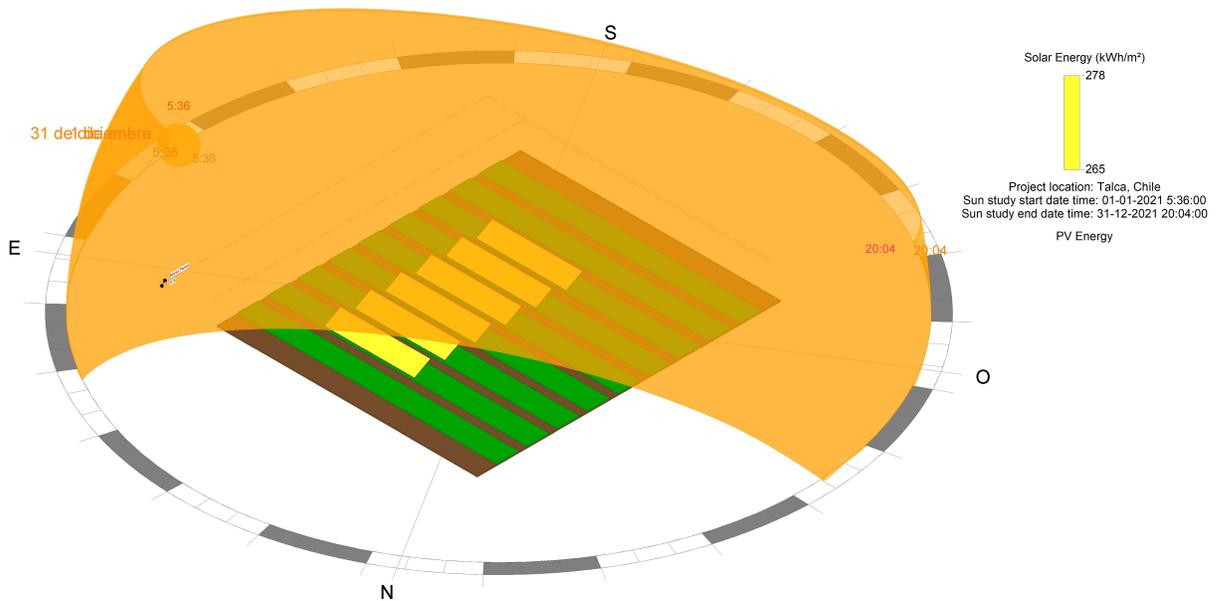


Figura 7.22: Vista isométrica de simulación de la generación de energía fotovoltaica anual para A28.

Tabla 7.28: Generación de energía para cada configuración fotovoltaica.

Configuración	Producción diaria [kWh]	Producción anual [kWh/año]
<b>A 15</b>	95,47	35.093
<b>A 20</b>	98,58	35.560
<b>A 25</b>	99,17	35.687
<b>A 28</b>	99,27	35.710
<b>A 30</b>	99,34	35.563
<b>A 35</b>	98,91	35.102
<b>A 40</b>	97,99	34.764
<b>B 15</b>	95,47	35.233
<b>B 20</b>	98,58	35.779
<b>B 25</b>	99,17	36.110
<b>B 28</b>	99,27	36.201
<b>B 30</b>	99,34	36.191
<b>B 35</b>	99,91	36.010
<b>B 40</b>	97,99	35.580
<b>C CT</b>	110,58	40.288
<b>C ST</b>	129,52	50.420
<b>D CT</b>	110,58	41.105
<b>D ST</b>	129,52	51.285

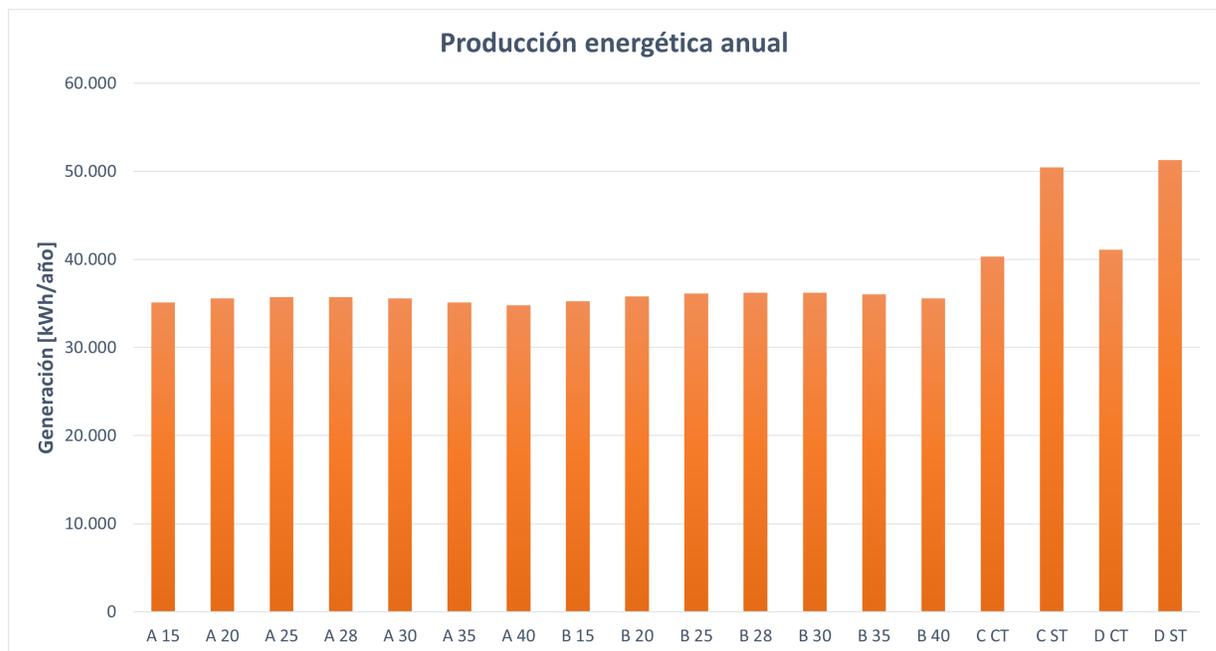


Figura 7.23: Producción anual energética para cada configuración fotovoltaica.

De lo anterior se puede decir que la energía generada es siempre mayor en las configura-

ciones fotovoltaicas que emplean alguna modalidad de seguimiento solar, en comparación a aquellas que tienen tipo de arreglo fijos. De la simulación se puede decir que:

- Para las configuraciones fotovoltaicas con sistemas de arreglo fijas inclinadas, existe una pequeña tendencia a aumentar su producción energética a medida que el ángulo de inclinación se acerca a los  $28^\circ$ , valor de inclinación óptima según Explorador Solar. Sin embargo, es notoria la diferencia con las configuraciones que utilizan sistemas de seguimiento solar, donde la producción energética puede aumentar hasta en un 30 % de su valor.
- Para las configuraciones fotovoltaicas con tipo de arreglo de seguimiento solar, la modalidad de Sun Tracking la que posee el mejor desempeño energético, como es de esperar, pues su objetivo es maximizar la radiación incidente y así obtener mayores niveles de producción.
- Al comparar las distintas configuraciones fotovoltaicas con su símil directo, ya sea con tipo de arreglo fijo inclinado o con seguimiento solar, aquellas que posean la distancia entre paneles solares más grande, serán las que generen una mayor cantidad de energía. Esto puede deberse al sombreado producido por los mismos paneles en las horas en que el sol se encuentre cercano a la línea del horizonte.

Luego, la configuración fotovoltaica con mayor generación de energía es *D ST*, con 51.285 [kWh/año], seguida por *C ST* con 50.420 [kWh/año]. En cuanto a las modalidades de Control Tracking, se tiene que *D CT* produce 41.105 [kWh/año] y *C CT* produce 40.288 [kWh/año], según los valores obtenidos de Revit.

## 7.9. Configuración fotovoltaica definitiva

En la tabla 7.29, se muestran los datos relevantes para la elección de la configuración fotovoltaica definitiva, correspondiente a la diferencia porcentual con el caso referencia de la radiación incidente en superficie y de la generación de energía anual para cada configuración estudiada. La selección se basa en un ordenamiento, de tipo ranking, de las tres configuraciones fotovoltaicas con mejor desempeño con respecto a los criterios de diseños definidos en la sección 7.1, donde la intensidad del color de las celdas indican el puesto que ocupa la configuración fotovoltaica en la variable en cuestión. Así, las celdas de color azul corresponden al rango horario de menor radiación, las celdas de color rojo corresponden al rango horario de mayor radiación y las celdas de color verde a la variable de producción energética anual.

Tabla 7.29: Variación porcentual de radiación incidente en superficie respecto a caso de referencia y generación de energía anual para cada configuración.

Conf.	Variación porcentual de radiación incidente en superficie respecto a caso de referencia				Producción energética anual [kWh/año]
	Enero		Junio		
	6am - 11am	11am - 3pm	8am - 1pm	1pm - 3pm	
<b>A 15</b>	-12,99 %	-14,53 %	-19,28 %	-15,35 %	35.093
<b>A 20</b>	-13,64 %	-14,63 %	-20,19 %	-15,44 %	35.560
<b>A 25</b>	-12,63 %	-14,47 %	-20,44 %	-16,58 %	35.687
<b>A 28</b>	-15,84 %	-16,29 %	-20,28 %	-20,19 %	35.710
<b>A 30</b>	-13,47 %	-13,43 %	-19,91 %	-18,06 %	35.563
<b>A 35</b>	-13,67 %	-13,66 %	-20,55 %	-17,91 %	35.102
<b>A 40</b>	-14,04 %	-12,78 %	-20,73 %	-17,86 %	34.764
<b>B 15</b>	-12,58 %	-14,56 %	-18,86 %	-15,16 %	35.233
<b>B 20</b>	-12,98 %	-14,59 %	-20,28 %	-15,38 %	35.779
<b>B 25</b>	-12,96 %	-14,30 %	-20,82 %	-16,44 %	36.110
<b>B 28</b>	-13,53 %	-13,72 %	-21,11 %	-17,81 %	36.201
<b>B 30</b>	-13,97 %	-13,47 %	-21,68 %	-17,83 %	36.191
<b>B 35</b>	-13,93 %	-13,18 %	-21,92 %	-18,72 %	36.010
<b>B 40</b>	-14,42 %	-12,28 %	-24,23 %	-18,32 %	35.580
<b>C CT</b>	-3,37 %	-14,42 %	-12,70 %	-20,40 %	40.288
<b>C ST</b>	-17,69 %	-14,42 %	-12,85 %	-20,40 %	50.420
<b>D CT</b>	-2,94 %	-14,33 %	-13,87 %	-20,68 %	41.105
<b>D ST</b>	-17,67 %	-14,33 %	-14,03 %	-20,68 %	51.285

De lo anterior se puede observar que la configuración fotovoltaica que tiene un mejor desempeño, considerando cada rango horario para el nivel de radiación solar incidente y para la producción de energía anual, es la configuración fotovoltaica *D CT*, pues es aquella que:

- Posee un menor sombreado a los cultivos de cerezo durante el rango horario de 6:00 a 11:00 hrs. en el mes de enero.
- Es la tercera configuración fotovoltaica con menor sombreado a los cultivos de cerezo en el rango horario de 8:00 a 13:00 hrs. en el mes de junio.
- Es la segunda configuración fotovoltaica con la mayor disminución en la radiación solar incidente para el rango horario comprendido entre las 13:00 y 15:00 horas para el mes de junio.
- Es la tercera configuración fotovoltaica con mayor generación de energía en el año.

Si bien es cierto que existen otras configuraciones fotovoltaicas con mejor desempeño en algunos de los rangos horarios y en la producción energética anual, como por ejemplo, las

configuraciones  $CCT$  y  $CST$ , se considera que el desempeño global de  $DCT$  es la que más se adapta a los criterios de diseños mencionados.

Por lo tanto, la configuración fotovoltaica seleccionada para el proyecto Agrivoltaica es  $DCT$ , es decir, aquella con un tipo de arreglo de seguimiento solar particular llamada Control Tracking y que su disposición espacial está conformada por 20 módulos fotovoltaicos por string, con 3 string en total, cuya separación entre los paneles solares es de 6 [m] y la altura de la estructura que los soporta es de 3,5 [m]. En las figuras 7.24, 7.25 y 7.26 se muestran las vistas lateral, frontal e isométrica del proyecto Agrivoltaico definitivo, respectivamente.



Figura 7.24: Vista lateral del proyecto Agrivoltaico definitivo.

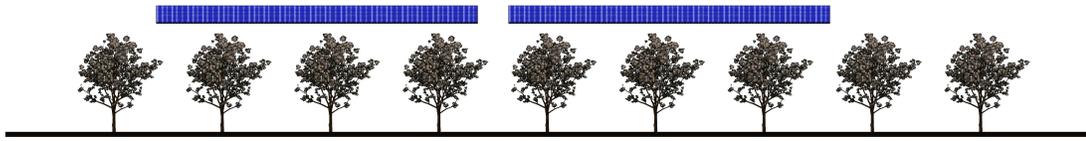


Figura 7.25: Vista frontal del proyecto Agrivoltaico definitivo.

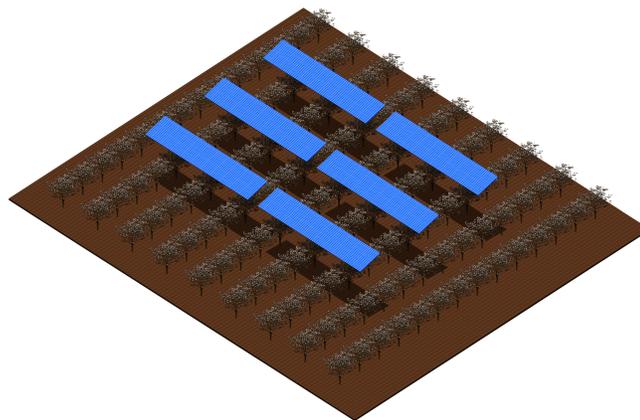


Figura 7.26: Vista isométrica del proyecto Agrivoltaico definitivo.

El arreglo fotovoltaico del proyecto, mostrado de una forma esquematizada, se presenta en la figura 7.27.

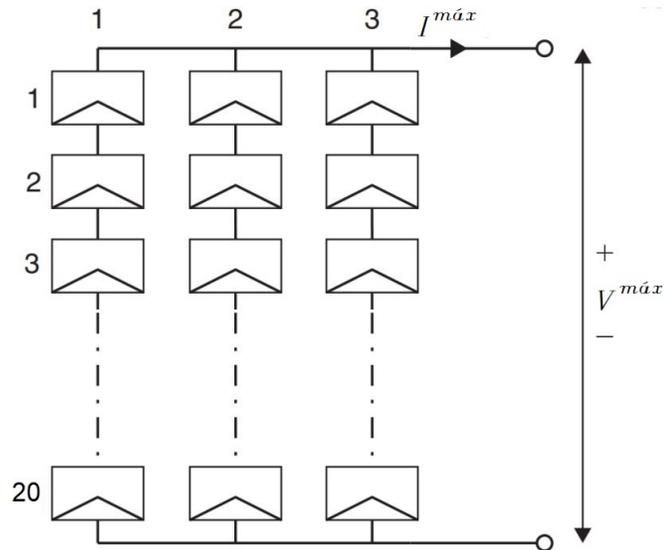


Figura 7.27: Vista isométrica del proyecto Agrivoltaico definitivo.

Luego, para calcular la corriente y el voltaje total del sistema, se utilizan las ecuaciones 2.3 y 2.4, respectivamente, mencionadas en la sección 2.2.1.5. Tomando en cuenta que el voltaje  $V_{MP}$  y la corriente  $I_{MP}$  del panel solar escogido es 41,82 [V] y 10,52 [A], se tiene lo siguiente:

$$I^{máx} = \sum_{i=1}^3 10,52[A] = 31,56 \quad [A]$$

$$V^{máx} = \sum_{i=1}^{20} 41,81[V] = 836,2 \quad [V]$$

Entonces las especificaciones eléctricas de operación de la configuración fotovoltaica escogida se muestran en la tabla 7.30 a continuación:

Tabla 7.30: Especificaciones eléctricas de la configuración fotovoltaica seleccionada.

Voltaje $V_{OC}$ [V]	980
Corriente $I_{SC}$ [A]	33,87
Voltaje máx [V]	836,2
Corriente máx [A]	31,56
Potencia máx [kW]	26,39

Además, en la tabla 7.31 se muestra un resumen de los resultados obtenidos por la configuración fotovoltaica seleccionada, en cuanto a reducción de la radiación observada y generación energética anual.

Tabla 7.31: Desempeño de la configuración fotovoltaica seleccionada.

Disminución en la radiación incidente en superficie	Enero	7am - 11am	-2,94 %
		11am - 3pm	-14,33 %
		Mensual	-12,33 %
	Junio	8am - 1pm	-13,87 %
		1pm - 3pm	-20,40 %
		Mensual	-17,00 %
Producción energética [kWh/año]			41.105

Luego, en los gráficos de las figuras 7.28 y 7.29 se muestra un comparación entre la radiación solar incidente diaria en la superficie para la configuración fotovoltaica *D CT* y el caso sin sombreado de paneles solares, para los meses de enero y junio, respectivamente. Notar como la diferencia entre la curva de radiación solar incidente del caso sin sombreado y de la configuración fotovoltaica seleccionada se hace más pronunciada para el rango horario de mayor radiación solar registrada en la zona de emplazamiento para ambos meses estudiados, lo que indica que el diseño fotovoltaico cumple con su objetivo de generar un sombreado sobre el cultivo en las horas mencionadas.

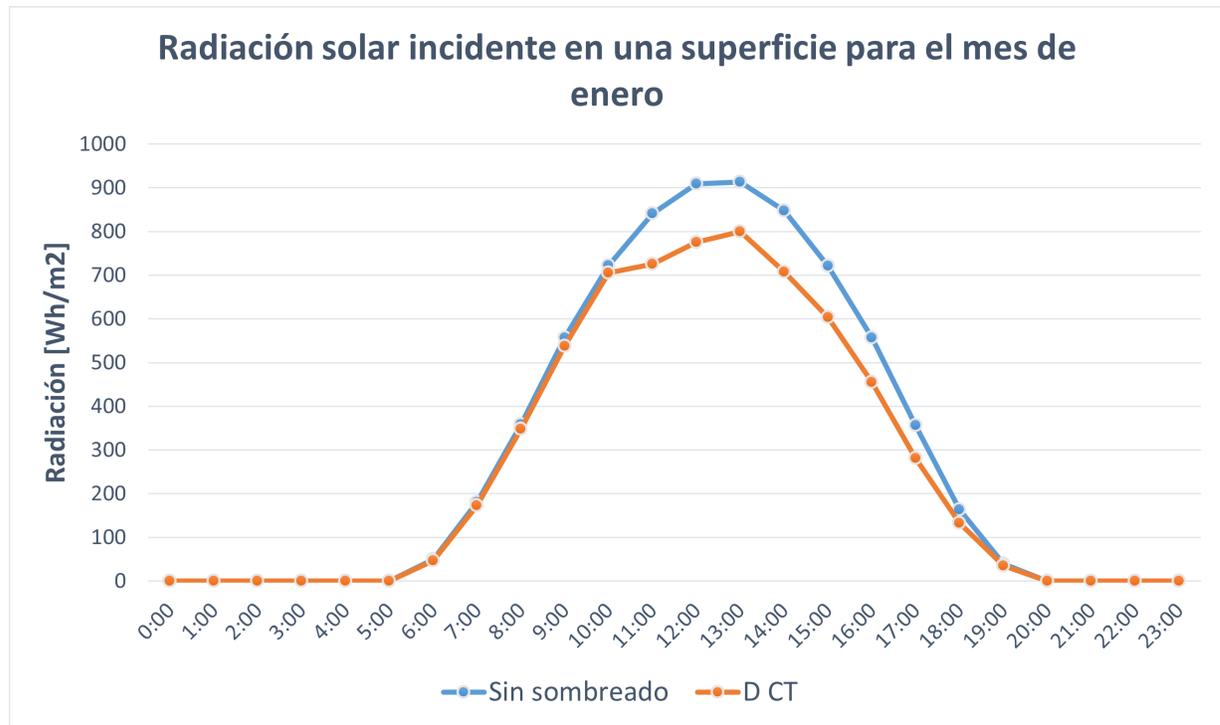


Figura 7.28: Producción anual energética para cada configuración fotovoltaica.

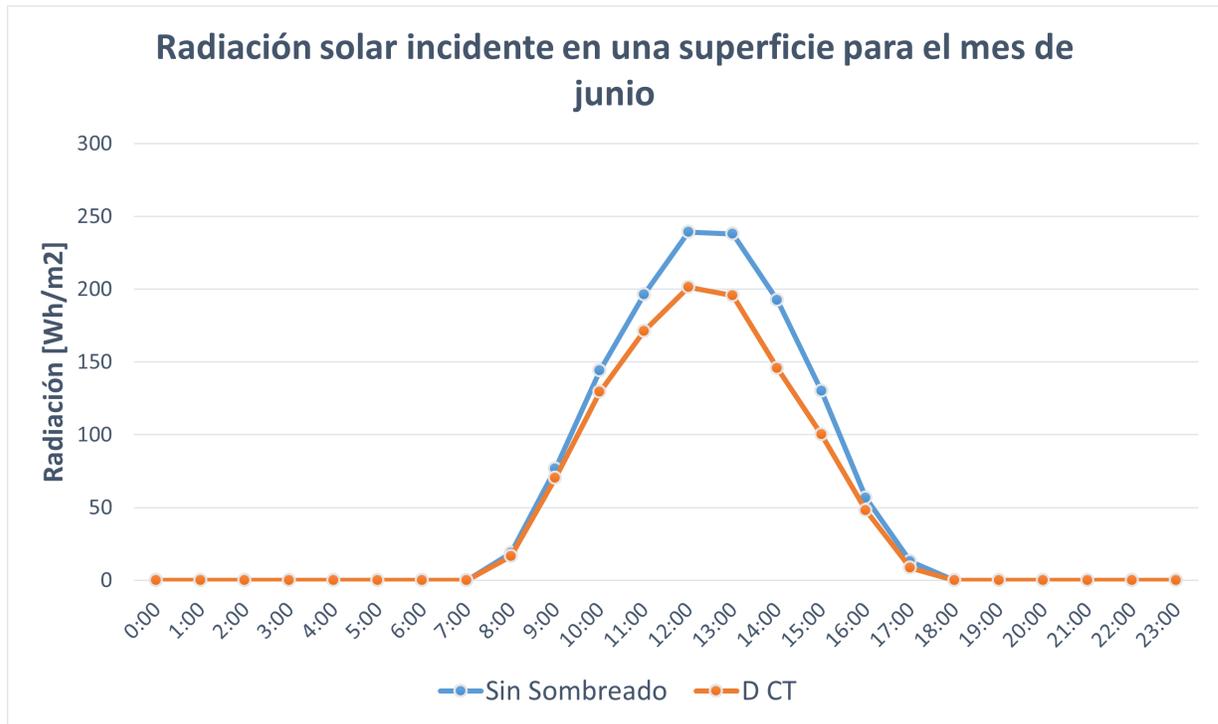


Figura 7.29: Producción anual energética para cada configuración fotovoltaica.

Por último, en el Anexo C, se muestra la distribución de la radiación solar incidente en superficie para cada hora de un día promedio para los meses de enero y junio. Aquí se puede observar como se comporta el sombreado generada por los paneles con el movimiento del sol para los meses de funcionamiento crítico del proyecto Agrivoltaico.

### 7.9.1. Equipos

Ya con la configuración fotovoltaica de la planta Agrivoltaica definida, se procede a seleccionar los componentes necesarios para su funcionamiento como generador residencial, como lo son el inversor y el medidor bidireccional.

Considerando los datos expuestos en la tabla 7.30, se decide por un inversor CanadianSolar CSI-30K-T400 de 39 [kW], el cual se puede apreciar en la figura 7.30. Las especificaciones eléctricas del componente se muestran en la tabla 7.32.



Figura 7.30: Inversor CSI-30K-T400 [84].

Tabla 7.32: Características del inversor seleccionado [84].

Marca	CanadianSolar
Modelo	CSI-30K-T400GL02-E
Potencia máxima AC [kW]	33
Potencia máxima DC [kW]	39
Rango voltaje MPPT [V]	200 - 1000
Corriente máxima Imp [A]	78
Voltaje máximo DC [V]	1100
Eficiencia máxima [%]	98,8

Con respecto al medidor bidireccional requerido para registrar la cantidad de energía comprada y vendida, se decide utilizar un medidor bidireccional trifásico marca Elster modelo AS1440, tal como el que se observa en la figura 7.31.



Figura 7.31: Medidor bidireccional Elster AS1440 [85].

# Capítulo 8

## Análisis económico preliminar

En este capítulo se presenta la evaluación económica del proyecto Agrivoltaico. El objetivo es comparar las situaciones Con Proyecto y Sin Proyecto por medio de indicadores de desempeño, con tal de evaluar la conveniencia de construcción del sistema Agrivoltaico. Para esto, se identifican los costos e ingresos percibidos por el agricultor a considerar en la evaluación económica, siendo aquellos que dependan y varíen por la instalación del proyecto en el campo de cultivo en funcionamiento. Por medio de un análisis CapEx y OpEx, se estiman los costos de producción e inversión del proyecto asociados a las componentes fotovoltaicas y agrícolas, según corresponda, para las situaciones Con y Sin Proyecto. De forma similar, se analizan los ingresos a obtener por el agricultor por cada subsistema que compone a un sistema Agrivoltaico, considerando a aquellos relacionado a la producción energética y del cultivo para el caso Con Proyecto, mientras que, para la situación Sin Proyecto, solamente se toma en cuenta la producción agrícola.

Una vez identificados los costos e ingresos a considerar en la evaluación económica, se procede a su estimación. Lo anterior se realiza mediante una revisión bibliográfica de proyectos similares, de carácter nacional e internacional, como también de información y herramientas provenientes de entes gubernamentales relacionados con la actividad agrícola y fotovoltaica nacional. Además, con respecto a las componentes y equipos necesarios para la realización del proyecto Agrivoltaico, se cuenta con información de mercado, las que se adaptan a las situaciones, dimensiones y características del proyecto en específico. A partir de lo anterior, se procede a calcular la depreciación de equipos necesarios para la producción de cultivo y de energía.

Luego, con el fin de evaluar el desempeño de la propuesta Agrivoltaica en un contexto de crisis climática, se definen tres escenarios de proyección de cambio climático, obtenidos desde organizaciones internacionales ligados al tema. Estas proyecciones climáticas son analizadas, evaluando y cuantificando el efecto que tendría en la producción agrícola y energética la variación de los parámetros meteorológicos para cada uno de estos escenarios climáticos.

Con la definición de los distintos escenarios climáticos en los que se evalúa la propuesta Agrivoltaica, se procede a determinar los parámetros de variación para el análisis de sensibilidad. Se decide evaluar bajo casos hipotéticos en que los valores del costo de inversión y producción del proyecto aumenten, se mantengan y disminuyan con respecto a los costos actuales, considerando para cada caso una tasa constante del +20 %, 0 % y -20 %, respecti-

vamente. Esto se realiza para cada proyección climática y como caso base, se considera la propuesta del sistema Agrivoltaico diseñada y su similar sin sombreado. Además, se decide variar la tarifa de venta de energía a la distribuidora eléctrica. Se toman tres valores del precio de venta de excedentes de energía para la zona de emplazamiento, los que son: 66,70 [CLP/kWh], 81,25 [CLP/kWh] y 127,86 [CLP/kWh].

Por lo tanto, respecto a los escenarios climáticos y a la sensibilidad en el valor de los costos de producción e inversión y en el precio de venta de excedentes, se tiene un total de 27 variantes de la diferencia entre la situación Con Proyecto con respecto a la Sin Proyecto a simular. Para evaluar estas variantes y analizar la conveniencia de construcción del proyecto Agrivoltaico frente a continuar con un proyecto agrícola de monocultivo, se realizan distintos flujos de caja en donde se analiza la diferencia en ingresos, costos fijos y variables, depreciación, entre otros, entre las situaciones Con y Sin Proyecto Agrivoltaico, utilizando para ello la estimación de cada uno de estos parámetros para las dos situaciones de proyecto realizada anteriormente.

Posteriormente, se evalúa el flujo privado de la diferencia económica entre las dos situaciones para cada variante por medio de dos indicadores económicos seleccionados: la Tasa Interna de Retorno y el Valor Presente Neto. Además, se calcula la diferencia porcentual de los ingresos y los costos percibidos por el agricultor una vez se instala un proyecto Agrivoltaico en su campo productivo de cultivo, con el objetivo de cuantificar la variación en estos parámetros. Finalmente, con los valores de la TIR, VPN y las diferencias porcentuales registradas es posible analizar y concluir sobre la rentabilidad y conveniencia de construcción de un proyecto Agrivoltaico para la zona de emplazamiento bajo un contexto incierto de cambio climático.

## 8.1. Estimación de costos

Se identifican y estudian los costos considerados para la evaluación económica en términos de inversión y operación de las situaciones Con y Sin Proyecto Agrivoltaico, analizándolos, de forma separada para los componentes agrícola y energético, según corresponda, mediante un análisis CapEx y OpEx. Como se quiere estudiar la diferencia en los costos que se tiene al instalar un proyecto Agrivoltaico en un campo de cultivo existente, se identifican los costos que se ven afectados por tal acción. Por lo tanto, para la situación Sin Proyecto, se considera solo el costo asociado a la producción de cultivo, mientras que para situación Con Proyecto se toman en cuenta los costos relacionados con la inversión de la planta fotovoltaica, la producción de cultivo y la generación de energía. Se asume que la instalación de la estructura fotovoltaica se realiza sobre campos cultivados y cosechados con anterioridad, por lo que los costos relacionados a la inversión y mantención de la componente agrícola no son considerados.

En cuanto a los costos de inversión o de gastos capital (CapEx, por sus siglas en inglés<sup>8</sup>), se consideran aquellos relacionados con la adquisición y la instalación de la planta fotovoltaica, tomando en cuenta los materiales y equipos requeridos como también la instalación de la estructura de soporte de los paneles en altura. Para los costos de capital asociados a la

---

<sup>8</sup> Capex: Capital Expenditure.

mantención, operación o mejora de los equipos del proyecto (OpEx, por sus siglas en inglés <sup>9</sup>), se calculan para las componentes agrícolas y fotovoltaicas en ambas situaciones, existiendo costos variables y fijos.

### 8.1.1. Determinación de costos de inversión CapEx

Para estimar los costos de inversión del proyecto Agrivoltaico, se utiliza el informe *"Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile"* en su versión 2020 [86]. De esto se extraen los costos totales de inversión y la respectiva distribución de costos entre los elementos que componen a un proyecto fotovoltaico instalado en Chile según la capacidad máxima de la planta generadora. Lo anterior se muestra en el gráfico de la figura 8.1.

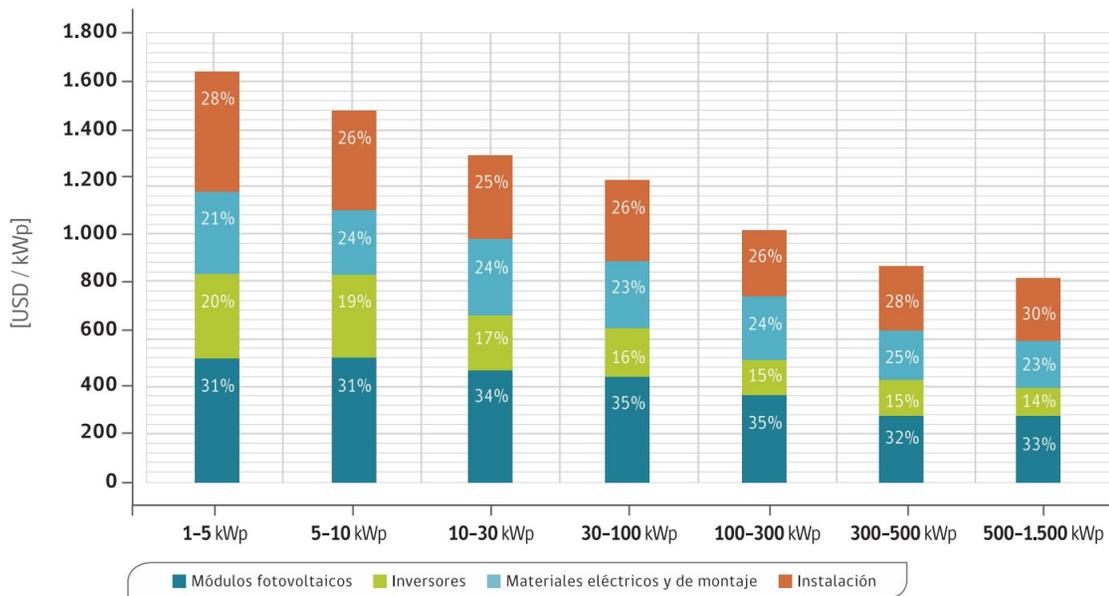


Figura 8.1: Gráfico de distribución de costos de proyectos FV en Chile [86].

Conociendo la capacidad instalada de la planta fotovoltaica, es posible adaptar la correspondiente distribución de costos de las distintas partes de un proyecto Agrivoltaico. Como se sabe el costo unitario y la cantidad de paneles solares a utilizar, se calcula el costo total correspondiente a estos elementos para la solución propuesta. Según lo indicado por la figura 8.1, para una planta fotovoltaica de 26,4 [kW] de capacidad instalada, se tiene que la parte de los paneles solares equivale a un 34 % del valor total de la inversión. Por lo tanto, es posible obtener el costo estimado de inversión para una planta fotovoltaica tradicional de 26,4 [kW] de capacidad instalada, tal como se observa en la tabla 8.1, obteniendo un valor total que asciende a los \$26.205.882 [CLP].

<sup>9</sup> OpEx: Operating Expenses.

Tabla 8.1: Costo por ítem y su correspondiente distribución con respecto al costo total de inversión para el proyecto fotovoltaico tradicional.

Ítem	Módulos fotovoltaicos	Materiales	Instalación	Inversores
Costo [CLP]	\$ 8.910.000	\$ 6.289.412	\$ 6.551.471	\$ 4.455.000
Distribución	34,0 %	24,0 %	25,0 %	17,0 %

Luego, como los costos de inversión asociados a los elementos de instalación y de materiales para un proyecto Agrivoltaico aumentan en comparación a los costos de los mismos elementos en un proyecto fotovoltaico tradicional, debido a la estructura de soporte de los paneles solares en altura, tal como se dijo en la sección 4.1.1.1, es necesario adaptar el valor obtenido. Para lo anterior, se toma como guía la experiencia de construcción e implementación de este tipo de proyectos en Alemania, donde se tiene que los costos de los elementos relacionados con la elevación de los paneles solares, como lo son el montaje, los materiales y la instalación, aumentan en un 234 % en comparación con los proyectos fotovoltaicos tradicionales [27]. Además, como se considera un sistema con seguimiento solar, se decide aumentar en un 15 % el valor del ítem de materiales, en comparación con sistemas de tipo de arreglo fijo inclinado, como se considera en el informe mencionado. Por lo tanto, aplicando estos ajustes, y sabiendo el costo total de inversión para un proyecto fotovoltaico tradicional de similar capacidad instalada, se obtienen los siguientes costos por ítem y su correspondiente distribución con respecto al costo total de inversión para un sistema Agrivoltaico de 26,4 [kW], lo que se muestra en la tabla 8.2 a continuación:

Tabla 8.2: Costo por ítem y su correspondiente distribución con respecto al costo total de inversión para el proyecto Agrivoltaico.

Ítem	Módulos fotovoltaicos	Materiales	Instalación	Inversores
Costo [CLP]	\$ 8.910.000	\$ 15.660.635	\$ 15.330.441	\$ 4.455.000
Distribución	20,1 %	35,3 %	34,6 %	10,0 %

Sumando todo, se tiene que el costo de un proyecto Agrivoltaico de la capacidad instalada mencionada es de **\$44.356.076 [CLP]**.

### 8.1.2. Determinación de costos fijos OpEx

Se considera como costos fijos para la evaluación del proyecto a aquellos relacionados netamente a la planta Agrivoltaica, pues corresponden a todos los gastos en los que se debe incurrir anualmente con tal de mantener operativa la unidad generadora, siendo válidos solamente a la situación Con Proyecto. A modo de simplificar el cálculo de este ítem, se decide considerar los costos fijos del proyecto como los gastos asociados a una planta solar fotovoltaica tradicional de similar capacidad instalada. Estos costos son distintos para todas las tecnologías de generación de energía, ya que cada una de estas tiene sus propias complejidades y elementos. A continuación, en la figura 8.2 se puede ver una tabla generada por la Comisión Nacional de Energía con los costos fijos aproximados para distintas energías [90].

Tecnología	Costo fijos (% valor de inversión)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1% - 2%
Térmica diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmica diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2%
Conjunto motores Gas	2% - 3%
Eólica	1% - 2%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	1%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	1% - 2%
Térmica a Biogás	1% - 2%
Geotérmica	2% - 3%
Eólica con Almacenamiento	1% - 2%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%

Figura 8.2: Tabla de costos fijos según tecnología [90].

Por lo tanto, el costo fijo anual considerado para el proyecto Agrivoltaico corresponde a al 2% del valor de la inversión total de un sistema fotovoltaico de 26,4 [kW], según el análisis antes realizado.

### 8.1.3. Determinación de costos variables OpEx

Con respecto a los costos variables de la evaluación, se tiene que estos tienen una relación directa con la producción del sistema, por lo que se tienen costos variables OpEx para ambas situaciones. En el caso de la situación Con proyecto, se toman los costos asociados a la producción del cultivo y de energía, mientras que para la situación Sin Proyecto, solamente se considera el costo asociado a la producción de cultivo. Por lo tanto, se tienen costos variables de la componente fotovoltaica y de la componente agrícola.

Respecto a la componente fotovoltaica, se tiene que el costo del proyecto Agrivoltaico varía con el volumen existente de la planta generadora de energía. Luego, se pueden distinguir dos tipos de costos variables asociados a este ítem: los costos específicos y los costos variables no combustibles. Los valores asociados a estas categorías dependen netamente de las características de cada tecnología generadora, bajo los diferentes componentes y criterios utilizados. Los costos específicos son los costos asociados al combustible utilizado para la generación de energía, como también sus costos relacionados a los insumos necesarios para su operación. En cuanto a los costos variables no combustibles, estos se refieren a los costos operacionales de la planta generadora.

A partir de lo anterior, se tiene que los costos específicos asociados a la componente fotovoltaica son 0 USD por MWh generado, pues su tecnología se basa en la utilización de energías renovables, no requiriendo ningún tipo de combustible para funcionar y producción

energía. Con respecto a los costos no combustibles, se tiene en la figura 8.3 una tabla generada por la Comisión Nacional de Energía con los costos variables no combustibles aproximados para distintas tecnologías generadoras [90].

Tecnología	CVNC (US\$/MWh)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	3,5
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	3,5
Térmica diésel – Grupos Motor-Generador	3,5 – 10,0
Eólica	-
Solar Fotovoltaica	-
Solar Térmica (Concentración)	-
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1,3
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	1,3
Hidráulica de Embalse	1,3
Térmica a Biomasa	5,6
Térmica a Biogás	9,3
Geotérmica	-
Eólica con Almacenamiento	-
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	-

Figura 8.3: Tabla de costos variables no combustibles [90].

Por lo tanto, los costos variables no combustibles para la componente fotovoltaica como son 0 USD por MWh generado.

Con respecto a los costos asociados a la producción agrícola, se tiene por bibliografía [87], que estos dependen del rendimiento obtenido durante la temporada por el cultivo de cerezo. Luego, en la tabla 8.3, se muestra el costo unitario por la producción de cereza en función del rendimiento promedio obtenido por agricultores de tecnología media.

Tabla 8.3: Costo unitario según rendimiento dado de cerezos [87].

Rendimiento [kg/ha]	Costo unitario [CLP/kg]
11.600	\$1.088
12.900	\$980
14.190	\$891

Por lo tanto, se decide utilizar estos valores como el costo unitario asociado a la producción del cerezo para las situaciones Sin y Con Proyecto Agrivoltaico por temporada en función del rendimiento de la biomasa obtenida por el cultivo, ponderado por la superficie considerada para el estudio de la solución propuesta.

## 8.2. Estimación de ingresos

De forma similar a la estimación de costos del proyecto, se definen los ingresos a considerar en la evaluación económica con respecto a las componentes agrícolas y energético, según corresponda a la situación del proyecto. Entonces, para la situación Sin Proyecto, se considera

los ingresos percibidos a la componente agrícola. En cambio, para la situación Con Proyecto Agrivoltaico, se tienen los ingresos producto de los componentes agrícola y energético.

Luego, para estimar los **ingresos generados por la componente agrícola**, se toma como guía la *Ficha Técnico Económica - Cerezo (Prunus avium L.), 2020 - 21, Región del Maule*, el cual es un informe técnico-financiero para la zona del emplazamiento del proyecto, elaborado para agricultores de tecnología media, orientado específicamente a aquellos que no poseen un sistema de registro de contabilidad interna de sus actividades. Entre la información que entrega esta ficha, se encuentran los costos totales de producción y precio de venta de los cerezos en función de su rendimiento [87], los cuales se calculan tomando en cuenta los costos directos, como la mano de obra, maquinaria e insumos, posibles imprevistos en la producción y costos indirectos, como el arriendo, contribuciones y administración. Cabe destacar que, en la sección de insumos, se considera el gasto asociado al uso de agua para el cultivo, electricidad y fertilizante, entre otros.

Luego, en la tabla 8.4, se muestra el precio de venta correspondiente para el rendimiento promedio obtenido por agricultores de tecnología media.

Tabla 8.4: Precio de venta para rendimiento dado de cerezos [87].

Rendimiento [kg/ha]	Precio de venta [CLP/kg]
11.600	\$1.309
12.900	\$1.190
14.190	\$1.071

Por lo tanto, se decide utilizar estos valores precio de venta del cerezo para el proyecto Agrivoltaico por temporada en función del rendimiento de la biomasa obtenida por el cultivo, ponderado por la superficie considerada para el estudio de la solución propuesta.

Con respecto a los **ingresos por la componente fotovoltaica**, estos corresponden netamente a la generación eléctrica. Para la comuna de San Clemente, la empresa distribuidora de energía es CGE DISTRIBUCIÓN. Sin embargo, aparte de este dato, no se cuenta con mayor información de la situación tarifaria ni del consumo eléctrico del campo en cuestión, por lo que no es posible caracterizar el modo de consumo que tendrá la planta fotovoltaica y/o cuantificar sus excedentes. Se decide tomar el supuesto de que el agricultor posee una tarifa BT1 o BT2. Luego, según la información que entrega la herramienta de Calculadora Avanzada del Explorador Solar, los valores de la tarifa eléctrica de la zona correspondiente a estos dos tipos de tarifa se muestran en la tabla

Tabla 8.5: información de tarifa eléctrica para la comuna de San Clemente.

Tipo tarifa eléctrica	Valores de tarifa eléctrica [CLP/kWh]
BT1	66,7 - 127,86
BT2	66,7 - 81,25

Donde el menor valor de la tarifa considera que el cliente no consume el total de energía generada por los paneles fotovoltaicos, por lo que se inyecta a la red de distribución. El mayor

valor de la tarifa considera que el total de la energía producida es utilizada por el cliente como autoconsumo, por lo que no existe excedente de energía inyectados.

Por lo tanto, el valor real de venta de la energía producida por el sistema Agrivoltaico se encuentra dentro de los rangos presentados para las dos tarifas eléctrica. Como reajuste a futuro de la tarifa, se considera una evaluación de la tasa anual de este valor equivalente a un 3%.

### 8.3. Depreciación de equipos

Para la componente agrícola, no se considera la inversión en equipos ni maquinaria para su funcionamiento, por lo que no se tiene depreciación asociada para tal actividad.

Con respecto a la depreciación de los equipos y elementos componentes de la planta fotovoltaica, se considera que los paneles solares, el inversor, el medidor y la estructura de soporte son los que están sujetos a desgaste monetario. Luego, la vida útil y las depreciaciones anuales [89] de estos equipos y elementos se observan en la tabla 8.6 a continuación:

Tabla 8.6: Vida útil y depreciación de elementos y equipos de plata Agrivoltaica.

Elemento/Equipo	Vida útil [año]	Depreciación [CLP]
Módulos fotovoltaicos	25	\$ 356.400
Inversor	10	\$ 445.500
Estructura de soporte	20	\$ 1.549.554

### 8.4. Desarrollo del flujo de caja

Con los costos, ingresos y depreciación definidas, se procede a realizar el estudio de flujo de caja. Para esto, se procede a tomar los siguientes supuestos respecto al flujo de caja de la situación Sin Proyecto y Con Proyecto Agrivoltaico:

- Se considera un horizonte de evaluación para ambas situaciones comprendido entre los años 2024 y 2044, es decir, se evalúan un total de 21 años.
- Las instalaciones de la planta fotovoltaica se construyen en el año 2023, y su funcionamiento comienza en el año 2024. Previo a dicho año, el campo de cultivo se encuentra en funcionamiento, por lo que no se consideran costos de inversión asociado a la actividad agrícola del lugar.
- Se espera que el cultivo de cerezos comience a operar a plena capacidad el año 2024, cuando alcanza su máximo rendimiento de 14.500 [kg/ha]. De ahí la razón de considerar el año inicial del horizonte de evaluación del proyecto el 2024.
- Según los datos del Sistema de Impuestos Internos de Chile, se considera una tasa de impuesto de primera categoría del 27% [91].

- Para efectos de financiamiento de la situación Con Proyecto, se considera un proyecto puro. Esto quiere decir que el financiamiento del proyecto se lleva a cabo con capital propio de los dueños y no mediante créditos o aportes.
- Para efecto de la evaluación económica de los resultados, se utiliza una tasa de descuento equivalente al 6% [100].

Además, como se requiere evaluar el desempeño económico de la solución Agrivoltaica propuesta en comparación a la situación Sin Proyecto frente a la variabilidad en el medio a lo largo de los años producto del cambio climático y su efecto en la producción agrícola y en la generación de energía del sistema, se decide considerar en el análisis económico, distintos escenarios de proyecciones de cambio climático para el futuro cercano.

### 8.4.1. Escenarios climáticos

Para llevar a cabo lo anterior, se consideran los escenarios futuros de cambio climático propuestos en el Quinto Informe de Evaluación (AR5) del Panel Intergubernamental de Cambio Climático <sup>10</sup>. Estos cuatro escenarios de emisión se denominan como Trayectorias de Concentración Representativas (RCP, por sus siglas en inglés<sup>11</sup>) y se identifican por su forzamiento radiativo al año 2100, el que se refiere a la variación, medida en  $[W/m^2]$ , en el flujo neto de energía radiativa en la atmósfera debido a cambios en su composición, como la variación en la concentración de dióxido de carbono, o por cambios en el aporte externo de la radiación solar [92]. Los escenarios RCP varían en el aumento de forzantes radiativas del sistema terrestre, representando valores que oscilan entre los +2,6 y +8,5  $[W/m^2]$  respecto a la era pre-industrial, tal como se muestra en la tabla 8.7 a continuación.

Tabla 8.7: Trayectorias de Concentración Representativas (RCP) [92].

RCP	Forzamiento radiativo $[W/m^2]$	Tendencia del forzamiento radiativo al 2100	Concentración de CO2 al 2100 $[ppm]$
RCP 2,6	2,6	Decreciente	421
RCP 4,5	4,5	Estable	538
RCP 6,0	6,0	Estable	670
RCP 8,5	8,5	Creciente	936

Según el resultado de las simulaciones climáticas basadas en estas proyecciones, se tiene que es probable que, para finales del siglo XXI, se obtenga un aumento superior a 1,5  $[^{\circ}C]$  en la superficie terrestre en comparación con el periodo comprendido entre los años 1850 y 1900, tal como se puede observar en el gráfico de la figura 8.4. A partir de esto, se tiene que el escenario RCP 2,6, es denominado como el escenario optimista, pues representa emisiones bajas de CO2, lo que se traduce en un aumento de la temperatura global en superficie de no más de 2  $[^{\circ}C]$ , siendo compatible con lo estipulado en el Acuerdo de París en la COP21<sup>12</sup> y

<sup>10</sup> IPCC: The Intergovernmental Panel on Climate Change <https://www.ipcc.ch/>.

<sup>11</sup> RCP: Representative Concentration Pathways

<sup>12</sup> COP21: 21<sup>a</sup> Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

que fue ratificada por 194 partes, conformadas de 193 países y la Unión Europea)[93]. Los escenarios climáticos intermedios estarían dados por los escenarios RCP 4,5 y RCP 6,0. En cuanto al escenario RCP 8,5 es considerado como el escenario pesimista, ya que se siguen las tendencias de emisiones más altas de CO<sub>2</sub>, teniendo como consecuencia aumentos importantes de en la temperatura. Actualmente, la trayectoria actual de emisiones de CO<sub>2</sub> es similar a los resultados obtenidos por el escenario RCP 8,5. En la tabla 8.8 se muestra el cambio en la temperatura media superficial terrestre para los distintos escenarios de cambio climático.

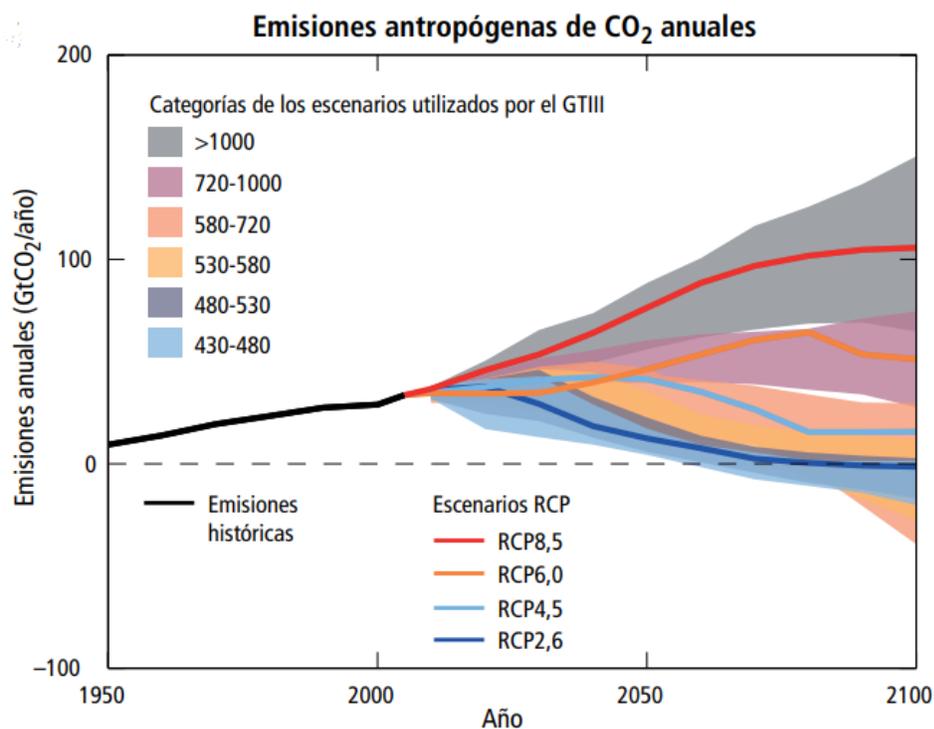


Figura 8.4: Escenarios de cambio climático según AR5 del IPCC [94].

Tabla 8.8: Cambios estimados en las temperaturas medias globales para los distintos escenarios RCP [92].

RCP	Periodo 2046 - 2065		Periodo 2081 - 2100	
	Media [°C]	Rango probable [°C]	Media [°C]	Rango probable [°C]
RCP 2,6	1,0	0,4 - 1,6	1,0	0,3 - 1,7
RCP 4,5	1,4	0,9 - 2,0	1,8	1,1 - 2,6
RCP 6,0	1,3	0,8 - 1,8	2,2	1,4 - 3,1
RCP 8,5	2,0	1,4 - 2,6	3,7	2,6 - 4,8

A nivel local, el Ministerio de Medio Ambiente, en conjunto con el Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia<sup>13</sup>, desarrolla una Plataforma de Simulación Climática [95], con el objetivo de promover información de las proyecciones climáticas, por medio de la generación de mapas y gráficos, entre otros, con tal de estudiar, analizar y estimar la vulnerabilidad del país

<sup>13</sup> CR<sup>2</sup>: Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia <https://www.cr2.cl/>.

frente al cambio climático. La Plataforma de Simulaciones Climáticas entrega información de distintas variables climáticas de Sudamérica y de Chile continental, este último tanto para sus macrozonas como puntos definidos en el territorio. En cuanto a los escenarios considerados en la plataforma, se encuentran el histórico, correspondiente a simulaciones climáticas de un periodo estándar comprendido entre 1950 - 2005, y los RCP 2,6 y RCP 8,5. Para los periodos temporales en que se efectúan estas simulaciones climáticas, se tiene el presente (1985 - 2005), futuro cercano (2020 - 2044), futuro intermedio (2045 - 2069) y futuro lejano (2070 - 2094) [96].

Por lo tanto, tomando en cuenta que se requiere evaluar el desempeño del sistema Agrivoltaico frente a distintos escenarios de cambio climático y que la plataforma entrega información dentro de un horizonte de tiempo futuro para dos escenarios RCP antes mencionados, se decide considerar el escenario RCP 2,6 y RCP 8,5 como los escenarios optimista y pesimista, respectivamente, del proyecto. Luego, dentro de las múltiples variables climáticas disponibles, se decide evaluar cada escenario de cambio climático respecto a aquellas consideradas claves en la producción agrícola y energética del sistema Agrivoltaico, las cuales son:

- Temperatura
- Precipitaciones
- Velocidad del viento zonal
- Humedad relativa
- Radiación superficial incidente
- Nubosidad

Luego, se obtienen datos anuales de las variables climáticas mencionadas para la zona de emplazamiento del proyecto, dentro del horizonte temporal fijado anteriormente, utilizando un tipo de cálculo específico que posee la Plataforma de Simulación Climática, el cual entrega la diferencia entre dos periodos de medición, ya sea porcentual o en unidades de la variable correspondiente. Para este caso, se utiliza la diferencia entre el periodo presente y el futuro cercano. En cuanto al escenario intermedio a considerar, por falta de datos de la Plataforma respecto a los restantes escenarios de cambio climático, se decide utilizar el promedio de los datos obtenidos de las variables antes mencionadas para los escenarios RCP 2,6 y 8,5. Cabe destacar que las proyecciones implican un grado considerable de incertidumbre, particularmente para los datos de precipitación, pero los datos obtenidos se consideran aceptables para el propósito del presente ejercicio económico. A continuación, en la tabla 8.9, se muestra la variación promedio para el periodo futuro cercano, comprendido entre 2020 y 2044, para las distintas variables climáticas definidas según los tres escenarios de cambio climático considerados en la evaluación:

Tabla 8.9: Variación promedio de las distintas variables climáticas seleccionadas para los escenarios climáticos considerados para el periodo 2020 - 2044.

Variables climáticas	Escenarios de cambio climáticos		
	Optimista	Intermedio	Pesimista
Temperatura [°C]	0,57	0,77	0,97
Precipitaciones [%]	95,23	90,74	86,25
Velocidad zonal [m/s]	0,08	0,08	0,08
Humedad relativa [%]	-0.80	-1.22	-1.64
Radiación superficial incidente [%]	100,90	101,19	101,48
Nubosidad [%]	97,42	97,18	96,94

De manera adicional, se tienen los gráficos de las figuras 8.5, 8.6 y 8.7, donde se presentan las variaciones por año obtenidas para las variables climáticas de temperatura, precipitación y radiación superficial en la zona de emplazamiento para el horizonte de evaluación de 2024 - 2044, respectivamente. Aquí se puede observar la tendencia plasmada en la tabla anterior, teniendo en forma general, años consecutivamente más cálidos, con menores precipitaciones registradas y con una mayor radiación incidente en superficie, existiendo una clara diferencia en la magnitud de esta variación dependiendo del escenario de cambio climático analizado, siendo estos cambios leves para el escenario optimista y considerables para el escenario pesimista. En el anexo D se muestran la variación de todas las variables climáticas para los periodos de futuro cercano, intermedio y lejano.

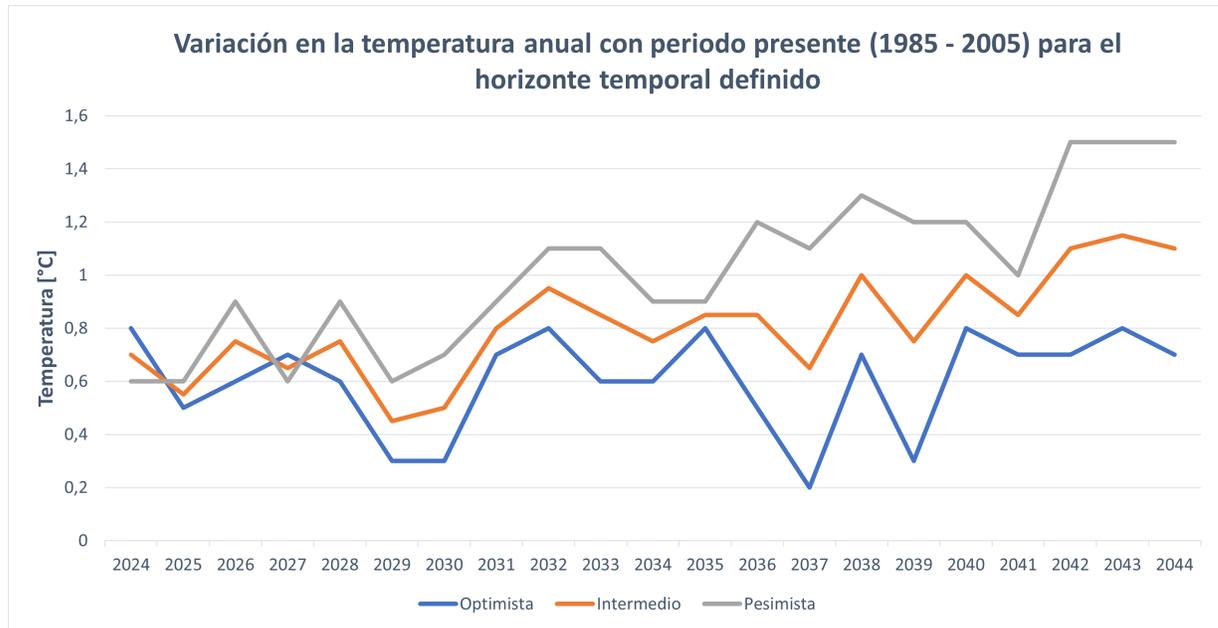


Figura 8.5: Diferencia en la temperatura anual con periodo presente para el horizonte temporal definido.

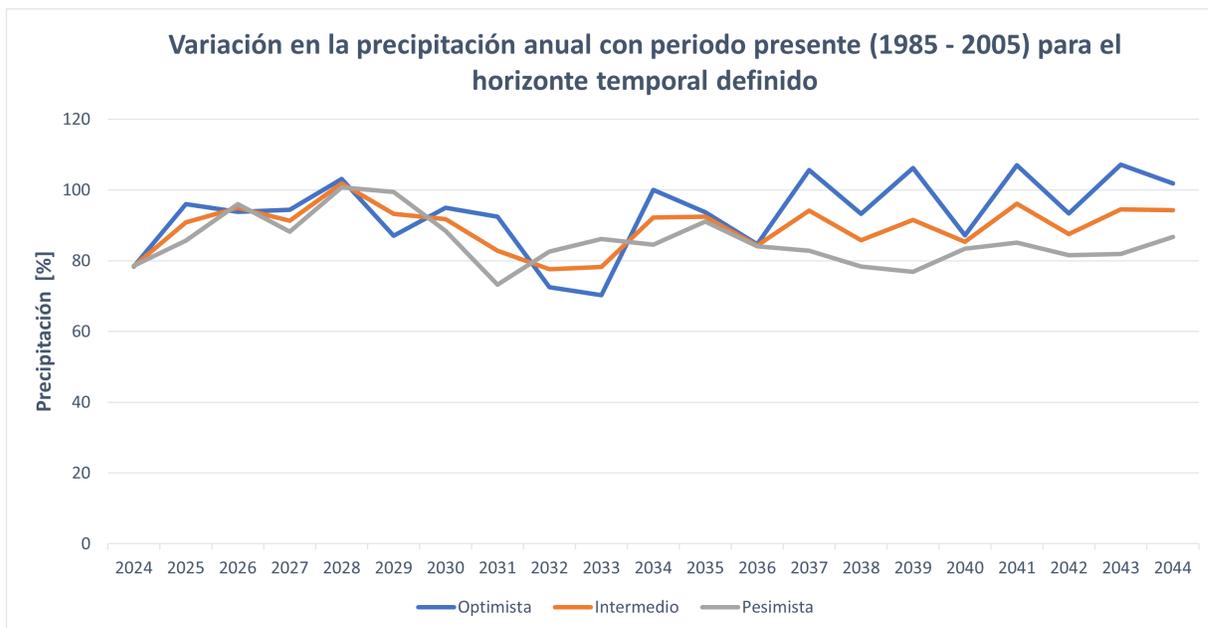


Figura 8.6: Diferencia en la precipitación anual con periodo presente para el horizonte temporal definido.

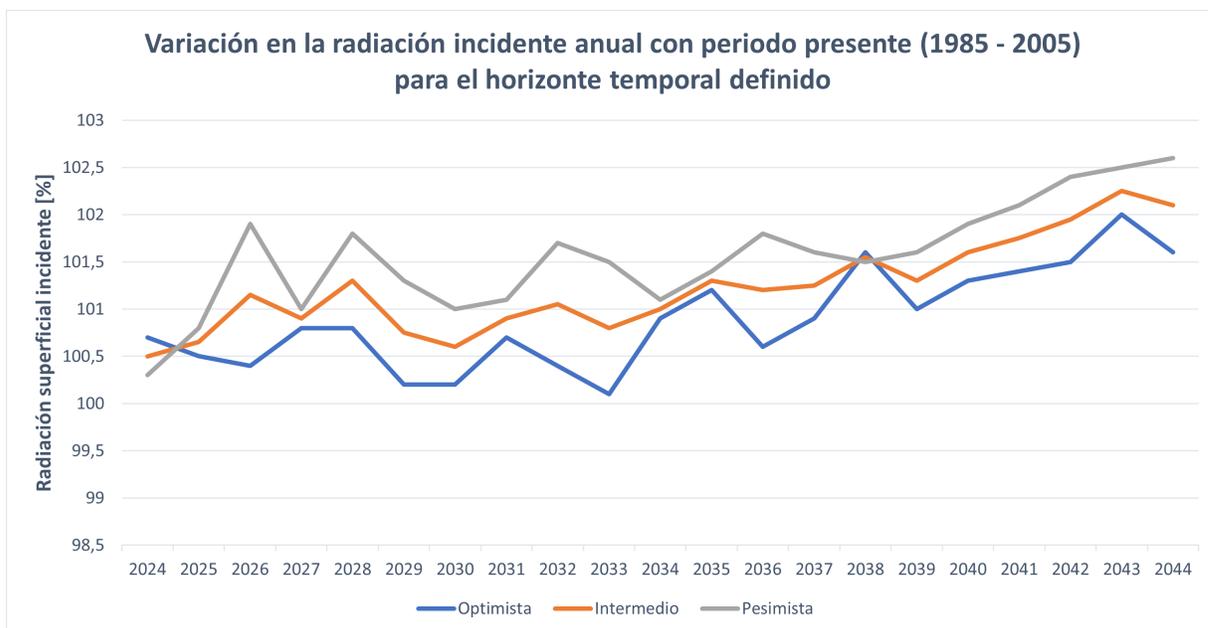


Figura 8.7: Diferencia en la radiación superficial incidente anual con periodo presente para el horizonte temporal definido.

Es así como, teniendo los datos de las variables climáticas de interés para el periodo presente y para periodos futuros, es posible estimar el efecto que estas tendrían en la producción agrícola y en la generación energética.

## 8.4.2. Efecto en la producción agrícola

Para evaluar el efecto que tendría en la producción agrícola el cambio climático, se utiliza la herramienta Atlas de Riesgos Climáticos para Chile (ARCLim)[97], el cual nace como un proyecto conjunto del Ministerio de Medio Ambiente, el CR2, el Centro de Cambio Global<sup>14</sup> y colaboradores nacionales e internacionales. Este Atlas entrega información diversos sectores nacionales en los que el cambio climático generaría un impacto, ya sea positivo, neutro o negativo, lo que se muestra a través de mapas de riesgos en detalle por comunas o sobre puntos específicos del terreno nacional. El objetivo es poder ser una herramienta capaz de ayudar en el diseño de políticas públicas y la implementación de medidas de mitigación y adaptación de los sistemas afectados por la crisis climática [98].

Las amenazas a los diversos sectores estudiados se obtiene mediante el análisis de la variación de distintas variables climáticas entre los periodos de pasado reciente (1980 - 2010) y futuro cercano (2035 - 2065), por medio del resultado de simulaciones climáticas, utilizando para ello, las proyecciones del escenario de cambio climático RCP 8,5. Dentro de los sectores de cobertura del Atlas de Riesgos se tiene el de la Agricultura, donde se entrega información sobre el cambio en la productividad de distintos cultivos anuales, frutales, praderas y sistemas de producción animal relevantes al contexto nacional. Entre los grupos frutales analizados por el Atlas se encuentra el cerezo.

El cambio en la producción del sistema frutícola de los cultivos debido al cambio climático y su riesgo asociado por las fluctuaciones en las variables meteorológicas en el futuro cercano se estima mediante la identificación de tres parámetros:

- Amenaza climática (A): se refiere a la variación en el rendimiento del cultivo de cerezo entre los escenarios futuro cercano y pasado reciente, según la comuna estudiada. Si se obtienen valores positivos significan un aumento en el rendimiento producto de los efectos del cambio climática, mientras que resultados negativos indican una pérdida en el rendimiento del cerezo.
- Exposición (E): representa la superficie del cultivo de cerezo a estudiar en cada comuna. Se mide en hectáreas.
- índice de sensibilidad (S): es la estimación del grado de vulnerabilidad frente al cambio climático de cada comuna. Si se obtiene un valor cercano a cero, quiere decir que el sistema tiene una baja sensibilidad frente al cambio climático, mientras que para valores cercanos al 1 indican una alta sensibilidad frente al cambio climático.

Entonces, utilizando el Atlas de Riesgos para analizar el cambio de productividad del cultivo de cerezos [99] para la comuna de San Clemente, se obtiene la matriz de riesgo presentada en la tabla 8.10 a continuación:

---

<sup>14</sup> CCG-UC: Centro de Cambio Global de la Universidad Católica de Chile <https://cambioglobal.uc.cl/>

Tabla 8.10: Matriz de riesgo para la productividad del cerezo para la comuna de San Clemente.

Amenaza climática [kg/ha]	-5.128,21
Exposición [ha]	765,50
Índice de sensibilidad	0,49

Para efectos de la evaluación del desempeño económico del cerezo, se considera como parámetro de interés solamente a la amenaza climática, pues tiene directa relación con los costos e ingresos de producción asociados al cultivo. Luego, suponiendo que el valor obtenido corresponde al año 2044 en el escenario pesimista, es posible proyectar este resultado a los otros escenarios de cambio climático a analizar, lo cual se realiza ponderando la amenaza climática por la variación de la temperatura ambiente para el periodo 2024-2044 para el escenario optimista e intermedio con respecto al escenario pesimista, la que se muestra en la tabla 8.9 anteriormente. Así, en la tabla 8.11 se tienen los siguientes valores de la amenaza climática en el cerezo para el año 2044 para los tres escenarios climáticos analizados.

Tabla 8.11: Amenaza en el rendimiento del cultivo de cerezos para el año 2044 según escenario de cambio climático.

Escenario climático	Optimista	Intermedio	Pesimista
Rendimiento de cerezo [kg/ha]	-3.013	-4.071	-5.128

Posteriormente, para proyectar el comportamiento de la variación del rendimiento del cultivo a través de los años del periodo de evaluación 2024-2044, se asume una tendencia lineal de este parámetro, tomando en cuenta que para el año inicial la amenaza climática es 0 [kg/ha]. Por otro lado, suponiendo que el cultivo de cerezos pertenece a la categoría MINUS mencionada anteriormente en la sección 4.3.1 y teniendo los datos de radiación solar incidente en superficie para cada año y escenario de cambio climático en cuestión, es posible obtener los rendimientos anuales del cultivo cerezo para los escenarios climáticos optimista, intermedio y pesimista para las situaciones Sin y Con Proyecto, a los que, restándole la amenaza climática según el año correspondiente, resultan en el rendimiento y producción neta del cerezo considerando los efectos del cambio climático. Los resultados para el rendimiento neto del cultivo de cerezos se muestran en la tabla 8.12 a continuación.

Cabe destacar que tanto la metodología como los resultados de la productividad, rendimiento del cultivo y de la amenaza climática para ambas situaciones de proyecto estudiadas, se muestran en el anexo E.

Tabla 8.12: Rendimiento neto del cultivo de cerezos para el periodo 2024-2044 de las situaciones Sin y Con Proyecto según escenario de cambio climático.

Rendimiento del cultivo de cerezos [kg/ha]						
Año	Situación Sin Proyecto			Situación Con Proyecto		
Año	Optimista	Intermedio	Pesimista	Optimista	Intermedio	Pesimista
2024	14.500	14.500	14.500	14.500	14.500	14.500
2025	14.349	14.296	14.244	13.725	13.680	13.634
2026	14.199	14.093	13.987	13.570	13.501	13.431
2027	14.048	13.889	13.731	13.439	13.285	13.131
2028	13.897	13.686	13.474	13.288	13.101	12.913
2029	13.747	13.482	13.218	13.108	12.870	12.633
2030	13.596	13.279	12.962	12.957	12.660	12.362
2031	13.445	13.075	12.705	12.831	12.471	12.110
2032	13.295	12.872	12.449	12.666	12.274	11.883
2033	13.144	12.668	12.192	12.500	12.059	11.617
2034	12.993	12.465	11.936	12.389	11.865	11.341
2035	12.843	12.261	11.679	12.253	11.676	11.099
2036	12.692	12.057	11.423	12.073	11.468	10.862
2037	12.541	11.854	11.167	11.937	11.266	10.596
2038	12.391	11.650	10.910	11.820	11.077	10.335
2039	12.240	11.447	10.654	11.640	10.862	10.083
2040	12.089	11.243	10.397	11.504	10.673	9.841
2041	11.939	11.040	10.141	11.358	10.476	9.594
2042	11.788	10.836	9.885	11.212	10.282	9.352
2043	11.637	10.633	9.628	11.086	10.093	9.100
2044	11.487	10.429	9.372	10.916	9.882	8.849

Luego, con la estimación de la producción del cerezo para el sistema Agrivoltaico para cada escenario de cambio climático, es posible obtener los ingresos por venta y costos de producción del cultivo en las situaciones Con y Sin Proyecto Agrivoltaico, según los supuestos, estimaciones y consideraciones mencionadas en la sección 8.1.3.

### 8.4.3. Efecto en la generación energética

Como se tiene la producción de energía de la componente fotovoltaica del sistema Agrivoltaico para el año 2021, la cual equivale a 51.285 [kWh/año], es posible estimar el efecto que tendría sobre este valor la variación de los datos meteorológicos en el periodo entre 2024 - 2044. Con respecto a la nubosidad en la zona, se tiene que, tal como se muestra en la tabla 8.9, existe una pequeña disminución en la presencia de nubes en San Clemente para todos los escenarios de cambio climático estudiados, por lo que no tendría un efecto negativo en la generación de energía en los paneles. Sin embargo, como no existe más información sobre el nivel de sombreado, las horas del día ni la temporada estacional de mayor presencia de

la nubosidad, no se considera como datos concluyentes para condicionar una mayor o menor producción de energía de la planta. Por lo tanto, se realiza el supuesto de que la producción de energía solo depende del nivel de radiación incidente en superficie observado para el periodo 2024 - 2044 según el escenario optimista, intermedio y pesimista, por lo que se pondera la generación de energía para el año 2021 según cada aumento o disminución en la radiación cada año. Así, se obtiene la generación eléctrica para el horizonte de evaluación del sistema Agrivoltaico, lo que se muestran en la tabla 8.13.

Tabla 8.13: Producción de energía para el periodo 2024-2044 según escenario de cambio climático.

Año	Generación energética [kWh/año]		
	Optimista	Intermedio	Pesimista
2024	51.336	51.362	51.388
2025	51.234	51.259	51.285
2026	51.952	51.670	51.388
2027	51.541	51.516	51.490
2028	51.644	51.670	51.695
2029	51.388	51.311	51.234
2030	51.234	51.464	51.695
2031	51.695	51.747	51.798
2032	51.336	51.413	51.490
2033	51.644	51.516	51.388
2034	51.644	51.695	51.747
2035	51.644	51.618	51.593
2036	51.439	51.541	51.644
2037	51.695	51.798	51.900
2038	51.644	51.798	51.952
2039	52.003	51.952	51.900
2040	51.695	51.721	51.747
2041	51.798	51.772	51.747
2042	51.644	51.541	51.439
2043	51.541	51.618	51.695
2044	51.490	51.875	52.259

#### 8.4.4. Análisis de sensibilidad

Una vez definidos los escenarios climáticos a utilizar en el estudio y de determinar los posibles efectos en la producción energética y agrícola que la variación de los parámetros meteorológicos en cada uno de ellos podría tener, se procede a realizar el análisis de sensibilidad de cada variante del proyecto.

Como se dijo anteriormente, la evaluación de la conveniencia de construcción del proyecto Agrivoltaico por medio de un análisis de sensibilidad que se lleva a cabo sobre dos parámetros

relacionados a los costos e ingresos percibidos por el agricultor en la situación Con y Sin Proyecto Agrivoltaico: Costos de inversión y producción de la planta fotovoltaica y precio de venta de la electricidad generada.

#### **8.4.4.1. Variación de los costos de inversión y producción**

Primero, se decide evaluar la diferencia económica entre las situaciones Con y Sin Proyecto en los casos hipotéticos de que los valores del costo de inversión y producción de la planta fotovoltaica aumenten, se mantengan y disminuyan, con respecto a los costos actuales, calculados en el presente trabajo, considerando para cada caso una tasa constante del +20 %, 0 % y -20 %, respectivamente, tomando como caso base la propuesta del sistema Agrivoltaico diseñada y su símil sin sombreado. El objetivo de detrás de esto se debe a que es de interés observar cómo varía la rentabilidad del proyecto Agrivoltaico en función del comportamiento de los costos asociados a la tecnología fotovoltaica.

Por lo tanto, para cada escenario de cambio climático se tendrían tres casos de variación de costos de producción e inversión fotovoltaica.

#### **8.4.4.2. Variación de los precios de venta de electricidad**

Como se dijo anteriormente en la sección 8.2, no se tiene mayor información sobre la realidad tarifaria y de consumo eléctrico del campo. Producto de esto, y tal como se menciona en la sección ??, no sé tiene un precio de venta fijo de la energía generada, por lo que se decide tomar este parámetro como una sensibilidad económica.

Luego, para cada variación de costos de inversión y producción en cada escenario de cambio climático, se tienen tres valores extremos del precio de venta de excedentes de energía a la distribuidora eléctrica presentados en la tabla 8.5 para las tarifas BT1 y BT2 en la zona del emplazamiento. Por lo tanto, se sensibiliza el precio de venta a los siguientes valores: 66,70 [CLP/kWh], 81,25 [CLP/kWh] y 127,86 [CLP/kWh].

#### **8.4.4.3. Simulación económica**

Por lo tanto, ya definidas las sensibilidades a estudiar, se tiene un total de 27 variantes de la diferencia económica para el agricultor entre la situación Con Proyecto con respecto a la Sin Proyecto a simular, correspondientes a 3 variaciones de precio de venta de energía generada por cada variación de costos de producción e inversión de las instalaciones fotovoltaicas para cada escenario de cambio climático definido. Esto se muestra en la tabla 8.14 a continuación:

Tabla 8.14: Escenarios de cambio climático y variantes consideradas en el análisis de sensibilidad para la evaluación económica.

Escenario de cambio climático	Sensibilidad	
	Variación de costos de producción e inversión	Variación de precio electricidad [CLP/kWh]
Optimista	20 %	66,70
		81,25
		127,86
	0 %	66,70
		81,25
		127,86
	-20 %	66,70
		81,25
		127,86
Intermedio	20 %	66,70
		81,25
		127,86
	0 %	66,70
		81,25
		127,86
	-20 %	66,70
		81,25
		127,86
Pesimista	20 %	66,70
		81,25
		127,86
	0 %	66,70
		81,25
		127,86
	-20 %	66,70
		81,25
		127,86

Se procede, entonces, a realizar la evaluación económica, empleando para ello flujos de caja para cada variante definida. Tal como se menciona anteriormente, la evaluación se realiza sobre la diferencia económica entre las situaciones Con y Sin Proyecto, donde los parámetros ingresados en cada flujo de caja corresponden a la diferencia en ingresos, costos fijos y variables, depreciación, entre otros, entre las situaciones Con y Sin Proyecto Agrivoltaico. Se utiliza para esto las estimaciones de cada uno de estos parámetros asociado a los costos e ingresos para las dos situaciones de proyecto calculadas y definidas en las secciones 8.2 y 8.1, respectivamente.

## 8.5. Resultados

Con el desarrollo de los flujos privados correspondientes a la diferencia económica para el agricultor entre las dos situaciones para cada variante definida ya calculados, se decide utilizar dos indicadores de desempeño económico para evaluar los resultados: Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VNA). Utilizando una tasa de descuento del 6 %, se obtienen los siguientes valores de los indicadores de desempeño mencionados para cada variante para los tres escenarios de cambio climáticos definidos, los que se muestran en la tabla 8.15 a continuación:

Tabla 8.15: Indicadores de desempeño de las distintas variantes, según escenario de cambio climático y sensibilidad de costos de producción e inversión y precio de venta de energía inyectada.

Escenario climático	$\Delta$ Costos	$\Delta$ Precio de energía [CLP/kWh]	TIR	VNA
Optimista	20 %	66,70	3,35 %	<b>-\$13.077.135</b>
		81,25	5,07 %	<b>-\$4.724.145</b>
		127,86	9,83 %	\$21.178.765
	0 %	66,70	3,95 %	<b>-\$7.794.162</b>
		81,25	6,06 %	\$244.546
		127,86	11,84 %	\$26.268.461
	-20 %	66,70	6,32 %	\$1.022.896
		81,25	8,70 %	\$9.138.161
		127,86	15,28 %	\$35.206.524
Intermedio	20 %	66,70	3,35 %	<b>-\$13.066.578</b>
		81,25	5,08 %	<b>-\$4.700.855</b>
		127,86	9,83 %	\$21.212.406
	0 %	66,70	3,96 %	<b>-\$7.778.637</b>
		81,25	6,07 %	\$264.488
		127,86	11,84 %	\$26.296.417
	-20 %	66,70	6,32 %	\$1.035.072
		81,25	8,70 %	\$9.147.066
		127,86	15,29 %	\$35.228.795
Pesimista	20 %	66,70	3,36 %	<b>-\$13.056.670</b>
		81,25	5,08 %	<b>-\$4.680.402</b>
		127,86	9,83 %	\$21.244.858
	0 %	66,70	3,96 %	<b>-\$7.777.611</b>
		81,25	6,07 %	\$269.933
		127,86	11,84 %	\$26.313.930
	-20 %	66,70	6,32 %	\$1.021.091
		81,25	8,70 %	\$9.136.273
		127,86	15,28 %	\$35.231.369

Además, se calcula la diferencia porcentual entre las situaciones Sin Proyecto y Con Proyecto de los ingresos y los costos percibidos por el agricultor durante el horizonte de evaluación, para cada variante en cada uno de los escenarios de cambio climático, lo que se presenta en la tabla 8.16.

Tabla 8.16: Variación porcentual de los ingresos y costos entre las situaciones Sin y Con Proyecto de las distintas variantes, según escenario de cambio climático y sensibilidad de costos de producción e inversión y precio de venta de energía inyectada.

Escenario climático	$\Delta$ Costos	$\Delta$ Precio de energía [CLP/kWh]	$\Delta$ Ingresos [%]	$\Delta$ Costos [%]
Optimista	20 %	66,70	292 %	68 %
		81,25	356 %	68 %
		127,86	561 %	68 %
	0 %	66,70	292 %	68 %
		81,25	356 %	68 %
		127,86	561 %	68 %
	-20 %	66,70	292 %	68 %
		81,25	356 %	68 %
		127,86	561 %	68 %
Intermedio	20 %	66,70	293 %	68 %
		81,25	357 %	68 %
		127,86	563 %	68 %
	0 %	66,70	293 %	68 %
		81,25	357 %	68 %
		127,86	563 %	68 %
	-20 %	66,70	293 %	68 %
		81,25	357 %	68 %
		127,86	563 %	68 %
Pesimista	20 %	66,70	298 %	68 %
		81,25	364 %	68 %
		127,86	574 %	68 %
	0 %	66,70	298 %	68 %
		81,25	364 %	68 %
		127,86	574 %	68 %
	-20 %	66,70	298 %	68 %
		81,25	364 %	68 %
		127,86	574 %	68 %

### 8.5.1. Discusión de resultados

Con respecto a los valores obtenidos para la Tasa de Retorno de la Inversión y del Valor Presente Neto, se tiene que:

- Para un mismo escenario de cambio climático y tasa de variación de costos de producción e inversión de la componente fotovoltaica, se tiene que tanto la TIR como el VNA aumentan en su valor a medida que el precio de venta para la energía inyectada aumenta. Esto da muestra de la relación directa que se tiene entre el ingreso económico de la componente fotovoltaica del sistema Agrivoltaico y la conveniencia de construcción del proyecto, pues a mayor ingreso registrado por el sistema Agrivoltaico, mayor es su rentabilidad, independiente de los costos y escenario climático.
- Para un mismo escenario de cambio climático y valor de inyección de energía a la empresa distribuidora de la zona de emplazamiento, se tiene que los resultados de la TIR y VNA indican que el proyecto Agrivoltaico tiene una rentabilidad mayor en el caso de que los costos de inversión y producción de energía fotovoltaica disminuyan en un futuro cercano. Esto indica el efecto que tienen los costos de la componente fotovoltaica en la conveniencia de construcción del proyecto.
- Para una misma tasa de variación de costos de inversión y de producción y valor de inyección de energía a la empresa distribuidora en la zona de emplazamiento del proyecto, se tiene que, para los distintos escenarios de cambio climático, la variación de los valores TIR y VNA son mínimos, no pudiendo encontrar una correlación clara entre los efectos del cambio climático y la rentabilidad del proyecto.

Luego, para los resultados de la diferencia porcentual entre el escenario Sin Proyecto y Con Proyecto Agrivoltaico en los ingresos y costos percibidos por el campo del agricultor, se puede decir que:

- La variación de los ingresos que percibe el agricultor al instalar un sistema Agrivoltaico son claramente mayores al aumento de los costos en comparación a la situación Sin Proyecto.
- Para un mismo escenario de cambio climático y tasa de variación de los costos de producción e inversión, se tiene que la diferencia entre los ingresos percibida por el agricultor para la situación Con Proyecto y Sin Proyecto aumenta a medida que el precio de inyección de energía a la empresa distribuidora aumenta. Esto se explica debido a que los ingresos asociados a la componente agrícola se mantienen similares entre ambas situaciones, por lo que al variar el valor de venta de electricidad se estaría modificando los ingresos del sistema Agrivoltaico. En cuanto a la diferencia porcentual entre los costos para el agricultor, no existe variación alguna entre los valores obtenidos, pues no existe relación alguna .
- Para un mismo escenario de cambio climático y valor de inyección de energía a la empresa distribuidora, se obtiene que los ingresos no tienen relación alguna con la tasa de variación de costos de producción e inversión de la componente fotovoltaica. De igual forma, la diferencia porcentual de los costos no registra variación.
- Para una misma tasa de variación de costos de producción e inversión de la tecnología fotovoltaicos y valor de inyección de energía, se tiene que la diferencia porcentual de los ingresos y los costos entre la situación Con y Sin Proyecto Agrivoltaico varía de forma mínima, decimal, entre los escenarios de cambio climático. Aún así, se tiene que para escenarios climáticos pesimistas los ingresos y costos que registra el agricultor son mayores teniendo un proyecto Agrivoltaico en comparación a seguir con el campo de monocultivo.

Luego, acorde a los resultados, se puede decir que el caso óptimo para la instalación y funcionamiento del sistema Agrivoltaico, se da en el escenario de cambio climático pesimista, con una disminución del 20 % en los costos de producción e inversión asociada a la tecnología fotovoltaica y un valor de inyección de la energía generada a la empresa distribuidora de 127,86 [CLP/kWh]. Es en este caso donde se obtienen el mayor valor de la TIR y VNA dentro de las variantes estudiadas. Además, es la variante que registra la mayor mayores ingresos al agricultor, en comparación con su símil Sin Proyecto. Por otro lado, la construcción del sistema Agrivoltaico no es recomendable si se está en el caso correspondiente a un escenario de cambio climático optimista, con un aumento del 20 % en los costos de producción e inversión de la tecnología fotovoltaica y con un valor de inyección de electricidad de 66.7 [CLP/kWh], puesto que a pesar de obtener mayores ingresos que en su símil Sin Proyecto, se tienen valores negativos para la TIR y VNA, indicando la rentabilidad negativa de esta alternativa.

# Capítulo 9

## Conclusiones y trabajo a futuro

### 9.1. Conclusiones

En el presente trabajo, se ha propuesto el diseño de un sistema Agrivoltaico sobre monocultivo de cerezos para el contexto de la zona central de Chile. La metodología y los procesos expuestos consiguen identificar y definir los requerimientos y criterios de diseño asociados a las componentes fotovoltaica y agrícola del sistema mencionado. Lo anterior posibilita la identificación de posibles efectos sinérgicos positivos por la integración de ambos sistemas de producción en un mismo terreno.

Se identificaron los parámetros claves de diseño del sistema Agrivoltaico, los que se definieron y seleccionaron por medio de referencias bibliográficas y experiencia previas. Principalmente, el diseño de la componente fotovoltaica de un sistema Agrivoltaico depende del tipo de módulo fotovoltaico a utilizar, la distancia entre los paneles solares, la orientación y tipo de arreglo fotovoltaico a utilizar.

Analizando los requerimientos del cultivo, se definen los criterios de diseño del sistema Agrivoltaico. Se determina que, para las horas de mayor y menor radiación solar incidente registrada en la zona de emplazamiento, la planta fotovoltaica maximice y minimice la sombra generada sobre el cultivo, respectivamente.

A partir de lo anterior, se teoriza sobre las posibles sinergias que puedan surgir con la integración de los sistemas fotovoltaicos y agrícolas. Se espera que el principal efecto del sombreado sobre los cultivos sea la disminución importante de la demanda hídrica del cerezo, generando un ahorro de este recurso. Además, la instalación de paneles solares puede entregar una protección efectiva de la superficie de cultivo cubierta contra eventos climáticos extremos, pudiendo ser una alternativa viable a los métodos que se emplean en la actualidad agrícola nacional. Esto último no fue evaluado, ni técnica o económicamente, en el presente trabajo pues la superficie cubierta por el sistema Agrivoltaico propuesto es mínima. No obstante, el comportamiento del cultivo de cerezos frente a la instalación de paneles solares descrito anteriormente es teórico, por lo que el real efecto del sombreado en la fenología de la planta y en su desempeño productivo debe ser evaluado con datos reales en terreno y durante una cierta cantidad de temporadas agrícolas. El cultivo debe ser evaluado bajo variables que sean indispensable para su desarrollo y correcto desempeño, por lo que se debe evaluar su demanda hídrica, fotosíntesis, calidad del fruto y rendimiento del cultivo. Una

vez analizados estos datos, el diseño de la solución Agrivoltaica propuesta puede ser validado.

Por medio de los parámetros claves, criterios de diseño y el análisis de las simulaciones virtuales para distintas configuraciones fotovoltaicas, se obtiene el diseño óptimo del sistema Agrivoltaico propuesto, el que corresponde a una planta fotovoltaica de 26,4 [kW] de capacidad instalada, con una superficie cubierta del cultivo equivalente a 0,02 [ha] y una generación energética que alcanza los 41.105 [kWh/año]. En cuanto a la radiación solar incidente en superficie, se tiene una disminución del 12,48 % y 16,33 % para los meses de enero y junio, respectivamente. Con respecto a los parámetros claves del diseño, estos se muestran a continuación:

- Tipo de celda fotovoltaica: monocristalino
- Orientación de la planta fotovoltaica: 32° Noreste
- Distancia entre paneles: 6 metros
- Altura de la estructura de soporte: 3,5 metros
- Tipo de arreglo: Seguimiento solar modalidad Control Tracking

De lo anterior, la selección del panel fotovoltaico fue por medio de tres parámetros: eficiencia de conversión de energía, costo y cantidad de equipo necesario para alcanzar capacidad instalada propuesta. Así, el panel fotovoltaico monocristalino de 400 [W] utilizado es el que menos sombreado generaba al cultivo, por la menor cantidad de paneles a utilizar para cumplir con la capacidad instalada propuesta.

Respecto a la distancia entre los paneles fotovoltaicos, no se logra obtener una tendencia clara entre este parámetro y el comportamiento de la radiación solar incidente en superficie por medio de los resultados obtenidos de las simulaciones para las distintas configuraciones fotovoltaicas, tanto para las aquellas con arreglo fijo y con seguimiento solar. Esto puede explicarse por el supuesto de considerar la superficie del cultivo de manera generalizada en las simulaciones, lo que tiene como consecuencia la imposibilidad de analizar el impacto del sombreado de manera localizada en la radiación solar incidente en los cultivos que efectivamente quedan debajo de los paneles solares.

Además, analizando los resultados con respecto a la variación en la inclinación de los paneles solares para las configuraciones fotovoltaicas con arreglo fijo, se obtiene que la radiación solar incidente en superficie descende a medida que la inclinación del módulo fotovoltaico converge a los 28°, para luego aumentar en su valor, llegando a un máximo de radiación incidente en superficie para la inclinación de 40°. Lo anterior se debe a que la inclinación de 28° es el valor óptimo dado por el Explorador Solar para la zona de emplazamiento, lo que significa que es la inclinación en la que se maximiza la captación de radiación de los paneles solares, generando un sombreado mayor en la superficie de cultivo debajo de ellos.

En cuanto a la altura de la estructura de soporte de la instalación fotovoltaica, se tiene que esta fue definida acorde a los requerimientos de los cerezos, específicamente la altura máxima alcanzada por el cultivo, por lo que no se tienen datos respecto a su incidencia en la cantidad de radiación registrada en superficie, ya que la decisión fue netamente económica,

para disminuir los costos asociados a este ítem.

Con respecto al tipo y modalidad de arreglo, se requiere encontrar un punto óptimo en la integración y desarrollo de los sistemas fotovoltaicos y agrícolas del proyecto. De las configuraciones con seguimiento solar, se tiene que aquellas con modalidad de Sun Tracking son las que producen una mayor cantidad de energía en comparación con las configuraciones que utilizan Control Tracking. Esto se explica porque los objetivos de ambas modalidades son distintos, pues mientras el Sun Tracking maximiza la radiación incidente en el módulo fotovoltaico, el Control Tracking fue propuesto en base a los criterios de diseño del sistema Agrivoltaico. Entre las configuraciones fotovoltaicas con arreglo fijo inclinado, se observa que aquellas que poseen una mayor distancia entre paneles solares generan una mayor cantidad de energía. Lo anterior puede deberse al efecto sombra que se da en las configuraciones fotovoltaicas con menor distancia entre paneles durante las horas cercanas al amanecer y atardecer. Comparando ambos tipos de arreglo, se tiene que las configuraciones que utilizan tecnología de seguimiento solar poseen una mayor producción eléctrica en comparación con aquellas configuraciones fotovoltaicas con arreglo fijo inclinado. Además, por su movilidad, son capaces de cumplir de mejor forma con los criterios de diseño del sistema Agrivoltaico impuestos.

Respecto del análisis económico, se llega a la conclusión de que la rentabilidad y conveniencia de construcción del sistema Agrivoltaico depende de los costos de producción e inversión de la componente fotovoltaica y, en mayor medida, del valor de inyección de la electricidad a la empresa distribuidora de energía. En cuanto a los distintos escenarios de cambio climático estudiados, no se determinan como un factor de peso en el desempeño económico del proyecto, esto es debido a la forma en que se analizaron e incorporaron en la evaluación. Comparando las situaciones Sin Proyecto y Con Proyecto Agrivoltaico para todas las variantes estudiadas, se tiene un aumento en los ingresos percibidos por el agricultor que va desde los 292 % a 594 %, una vez instalado el sistema Agrivoltaico, . En el caso de los costos, al realizar el proyecto, el agricultor ve un aumento de los costos anuales de mantención y producción del 68 %, en comparación a seguir con una actividad agrícola de monocultivo.

Es así que, en base a los resultados de los indicadores económicos, se aconseja la construcción del sistema Agrivoltaico para los escenarios climáticos optimista, intermedio y pesimista, en todos los casos hipotéticos de variación porcentual de los costos de producción e inversión fotovoltaica comparado con los valores del mercado actual y para un valor de inyección de energía equivalente a 127,86 [CLP/kWh]. Cabe destacar que en la evaluación económica realizada en el presente trabajo se supuso la mayoría de los parámetros de mercado y condiciones de la empresa utilizados, obtenidos se referencias nacionales e internacionales, y no con datos reales de la mantención y producción del campo de cultivo.

Finalmente, los resultados presentados en este trabajo dan cuenta de que los sistemas Agrivoltaicos podrían significar una alternativa atractiva de desarrollar soluciones intersectoriales, mezclando actividades productivas importantísimas para la economía del país y que juegan un rol vital en la crisis climática actual, como lo son el área de energía y agrícola, considerando los posibles efectos sinérgicos a obtener por su implementación, generando sistemas con alta adaptabilidad y más sustentables con los recursos naturales disponibles. Este trabajo muestra la importancia de seguir investigando el gran potencial del Agrivoltaísmo en Chile.

## 9.2. Trabajo a futuro

Con el objetivo de complementar el diseño de una propuesta de un sistema Agrivoltaico para el contexto chileno, se considera la complementación del trabajo por medio de mejoras del procedimiento utilizado o la inclusión de puntos no abordados. A continuación, se presentan directrices para el trabajo a futuro:

- Para validar el diseño Agrivoltaicos, es imperante evaluar, con datos reales de terreno, el impacto del sombreado por la instalación de paneles solares en el desempeño del cultivo de cerezo, al menos de las variables demanda hídrica, fotosíntesis, calidad del fruto y rendimiento del cultivo.
- Se sugiere analizar otros tipos de módulos fotovoltaicos para el diseño del sistema Agrivoltaico y su eventual efecto en la radiación efectiva que incide en la superficie, como, por ejemplo, los paneles solares bifaciales, semitransparentes, de película delgada, etc. Esto no fue posible de realizar en el presente trabajo, pues el programa utilizado considera las superficies utilizadas en la simulación solar como volúmenes opacos. Otra línea de investigación de interés es el estudio de sistemas Agrivoltaico verticales, evaluando su desempeño, tanto agrícola como energético, analizando los posibles valores asociados que su disposición particular podría brindar en el contexto agrícola y ganadero chileno.
- Para analizar el efecto del sombreado sobre los cultivos de cerezos por la instalación de los paneles solares de una manera más localizada, se sugiere utilizar los datos de radiación solar incidente en superficie que entrega Revit sobre cada elemento correspondiente al mallado del área de estudio, a diferencia de la forma utilizada en el presente trabajo, que generaliza la superficie de estudio.
- Se sugiere desarrollar la línea de investigación asociada a encontrar un punto óptimo entre la capacidad instalada de la planta fotovoltaica, la cantidad de superficie superficie de cultivo cubierta, la producción del cultivo y la generación eléctrica.
- Complementar la evaluación económica con datos que describan de una forma más realista la situación económica actual de la empresa, con tal de obtener resultados con mayor precisión. Esto incluye información sobre el estado tarifario y consumo eléctrico actual del campo, costos reales de producción para la actividad agrícola realizada en específico. Además, por medio del diseño de la estructura de soporte requerida para las características de la planta fotovoltaica, es posible añadir los costos asociados a tal ítem, considerando que gran parte de los costos de los sistemas Agrivoltaicos provienen de la construcción de esta estructura.
- Como una oportunidad de dar valor agregado a la estructura, se sugiere identificar posibles mejoras que puedan ayudar en los procesos de la actividad agrícola del lugar, como el diseño de sistemas de apoyo al riego tecnificado o con sistemas de limpieza autónomos para los paneles solares.

# Bibliografía

- [1] Naciones Unidas. Desafío globales: Cambio climático. [en línea] <<https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>> [consultado: 21 de noviembre de 2022]
- [2] COP27, un momento crucial para pasar de las promesas a la implementación. France24. 7 noviembre de 2022. [en línea] <<https://www.france24.com/es/medio-ambiente/20221107-cop27-un-momento-crucial-para-pasar-de-las-promesas-a-la-implementaci%C3%B3n>> [consultado: 21 de noviembre de 2022]
- [3] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Plan de Acción Nacional de Cambio Climático. [en línea]. <[https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/07/plan\\_nacional\\_climatico\\_2017\\_2.pdf](https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/07/plan_nacional_climatico_2017_2.pdf)> [consultado: 21 de noviembre de 2022]
- [4] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Vulnerabilidad y adaptación. [en línea]. <<https://mma.gob.cl/cambio-climatico/vulnerabilidad-y-adaptacion/>> [consultado: 10 de febrero de 2022]
- [5] Ministerio de Agricultura, Gobierno de Chile. Agricultura chilena, reflexiones y desafíos al 2030. [en línea]. 2017. ODEPA (Oficina de Estudios y Políticas Agrarias). <[https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2018/01/ReflexDesaf\\_2030-1.pdf](https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2018/01/ReflexDesaf_2030-1.pdf)> [consultado: 04 de diciembre de 2022]
- [6] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Estrategia Climática de Largo Plazo 2050. [en línea]. <<https://cambioclimatico.mma.gob.cl/estrategia-climatica-de-largo-plazo-2050/descripcion-del-instrumento/>> [consultado: 05 de diciembre de 2022]
- [7] CNE. Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2022 - 2042, Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos. Diciembre 2022. Santiago, Chile. [en línea]. <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/12/Informe-Preliminar-Prevision-de-Demanda-2022-2042.pdf>> [consultado: 05 de diciembre de 2022]
- [8] Gil, P. M., Maldini, F. ERNC y producción agrícola: hacia una coexistencia equilibrada. 07 de noviembre de 2022. [en línea]. <<https://www.redagricola.com/cl/ernc-y-produccion-agricola-hacia-una-coexistencia-equilibrada/>> [consultado: 05 de diciembre de 2022]
- [9] Ministerio de Agricultura, ODEPA. Evolución de la fruticultura chilena en los últimos 20 años. 7 de julio 2020. [en línea]. <<https://www.odepa.gob.cl/publicaciones/articulos/evolucion-de-la-fruticultura-chilena-en-los-ultimos-20-anos#:~:text=Es%20el%20principal%20pa%C3%ADs%20productor,manzana%2C%20uva%20y%20ciruela%20deshidratada.>> [consultado: 05 de diciembre de 2022]
- [10] Ministerio de Agricultura, Gobierno de Chile. Panorama de la Agricultura Chilena / Chilean Agriculture Overview. [en línea]. 2019. ODEPA (Oficina de Estudios y Políticas Agrarias). <<https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2019/09/panorama2019Final.pdf>> [consultado: 04 de noviembre de 2021]

- [11] INE. Usos de suelos. [en línea] <<https://www.ine.cl/censoagropecuario/resultados-preliminares/usos-de-suelo>> [consultado: 26 de octubre de 2022]
- [12] INE. CENSO Agropecuario 2007. [en línea] <<https://www.ine.cl/estadisticas/economia/agricultura-agroindustria-y-pesca/censos-agropecuarios>> [consultado: 04 de noviembre de 2021]
- [13] INE. Cambios Estructurales en la Agricultura Chilena – Análisis Intercensal 1976 – 1997 - 2007. [en línea] <[https://www.ine.cl/docs/default-source/censo-agropecuario/publicaciones-y-anuarios/2007/cambios-estructurales-en-la-agricultura-chilena---analisis-intercensal-1976-1997-2007.pdf?sfvrsn=9dfd0a74\\_7](https://www.ine.cl/docs/default-source/censo-agropecuario/publicaciones-y-anuarios/2007/cambios-estructurales-en-la-agricultura-chilena---analisis-intercensal-1976-1997-2007.pdf?sfvrsn=9dfd0a74_7)> [consultado: 04 de noviembre de 2021]
- [14] INE. Superficie sembrada de cultivos anuales, año agrícola 2020-2021.[en línea] <<https://www.ine.cl/estadisticas/economia/agricultura-agroindustria-y-pesca/cosecha>> [consultado 10 de noviembre de 2021]
- [15] Gese, P.,” et al ”. 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. [en línea]. Fraunhofer Chile Research – CSET. ISES Solar World Congress. 2019. <<http://proceedings.ises.org/?doi=swc.2019.19.04>> [consultado: 27 de noviembre de 2021]
- [16] Ministerio de Agricultura, Gobierno de Chile. Agricultura Chilena Reflexiones y Desafíos al 2030. [en línea]. Primera edición, 2017. ODEPA (Oficina de Estudios y Políticas Agrarias). < [https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2018/01/ReflexDesaf\\_2030-1.pdf](https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2018/01/ReflexDesaf_2030-1.pdf)> [consultado 14 de noviembre de 2021]
- [17] Fraunhofer Chile Research. Concepto Agro PV y su aplicación en el sector hortalizas en la Región Metropolitana de Santiago. [en línea] <<https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/CsbDocument/PressMedia/FOLLETO%20AGROPV%20.pdf>> [consultado: 04 de noviembre de 2021]
- [18] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Programa de Capacitación en energía solar fotovoltaica para liceos de educación media profesional. [en línea]. Tomo III, 2019. < <https://www.mienergia.cl/oportunidades-y-beneficios/programa-de-capacitacion>> [consultado: 13 de agosto de 2022]
- [19] SOLARGIS. Solar resource maps of Chile. [En línea]. <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/chile>> [consultado: 13 de agosto de 2022]
- [20] Kalogirou, S. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. 2da edición. Elsevier. 2009. [consultado: 13 de agosto de 2022]
- [21] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Especificaciones y consideraciones técnicas mínimas para permitir futura instalación de un sistema fotovoltaico en proyectos de Infraestructura. Programas Techos Solares Públicos. [en línea] <[https://techosolares.minenergia.cl/?page\\_id=9](https://techosolares.minenergia.cl/?page_id=9)> [consultado: 13 de agosto de 2022]
- [22] CNE. Energía Abierta, Capacidad Instalada. [en línea]. <<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>> [consultado: 19 de noviembre de 2021]
- [23] Jung, D., Salmon, A. Agrivoltaico: Protección de cultivos, agua y clima con paneles fotovoltaicos. Fraunhofer Chile Research - CSET. [en línea] <<https://www.fraunhofer.cl/es/cset/publicaciones/white-papers/agrivoltaico--proteccion-de-cultivos--agua-y-clima-con-paneles-f.html>> [consultado: 17 de noviembre de 2021]

- [24] Benavides, C. " et al ". Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile. [en línea]. Banco Interamericano de Desarrollo, BID. Agosto de 2021. <<http://dx.doi.org/10.18235/0003527>> [consultado: 13 de agosto de 2022]
- [25] HISOUR. Fotovoltaica integrada en el edificio. [en línea] <<https://www.hisour.com/es/building-integrated-photovoltaics-39923/>>
- [26] esenergía. La planta fotovoltaica flotante más grande de Europa. [en línea] <<https://esenergia.es/planta-fotovoltaica-flotante-mas-grande/>> [consultado: 15 de enero de 2022]>
- [27] Toledo, C., Scognamiglio, A. Agrivoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrivoltaic Patterns). [en línea]. Sustainability. 2021. Vol 13. N° 12. Art 6871. <<https://doi.org/10.3390/su13126871>> [consultado: 15 de enero de 2022]
- [28] (PAS) DIN SPEC. (2021). Agri-photovoltaic systems - Requirements for primary agricultural use. (DIN SPEC 91434:2021-05) <<https://dx.doi.org/10.31030/3257526>> [consultado: 26 de febrero de 2022]
- [29] Ley 20.571. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Ministerio de Energía. Chile. 22 de marzo de 2012. <<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211&idParte=9243750&idVersion=2012-03-22>> [consultado: 29 de agosto de 2022]
- [30] Ley 21.118. Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de generadoras residenciales. Chile. 17 de noviembre de 2018. <<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560&idParte=9968877&idVersion=2018-11-17>> [consultado: 29 de agosto de 2022]
- [31] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Net Billing. [en línea]. <[https://autoconsumo.minenergia.cl/?page\\_id=245](https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=245)> [consultado: 29 de agosto de 2022]
- [32] Zainol Abidin, M.A., Mahyuddin, M.N., Mohd Zainuri, M.A.A. Solar Photovoltaic Architecture and Agronomic Management in Agrivoltaic System: A Review. Sustainability. 2021, Vol 13. Art 7846. <<https://doi.org/10.3390/su13147846>> [consultado: 20 de abril de 2022]
- [33] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Agrophotovoltaics: High Harvesting Yield in Hot Summer of 2018. [en línea]. Fraunhofer ISE Press. April 12, 2019. Press Release n°10. <<https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2019/agrophotovoltaics-high-harvesting-yield-in-hot-summer-of-2018.html>> [consultado: 16 de noviembre de 2021]
- [34] Reporte Sostenible. Paneles fotovoltaicos semitransparentes instalados en un invernadero permiten cosechar sus primeros frutos. [en línea]. 28 de abril de 2019. <<https://reportesostenible.cl/Paneles-fotovoltaicos-semitransparentes-instalados-en-un-invernadero-permiten-cosechar-sus-primeros-frutos/>> [consultado: 16 de noviembre de 2021]
- [35] Homer, I. " et al ". Efecto de la sombra de un sistema agrivoltaico sobre cultivo de tomates. [en línea]. MUNDOAGRO. Julio 13, 2021. <<https://www.mundoagro.cl/efecto-de-la-sombra-de-un-sistema-agrivoltaico-sobre-cultivo-de-tomates/>> [consultado: 16 de noviembre de 2021]
- [36] Fraunhofer Chile Research. Agricultural production and photovoltaic solar energy in the

- same area. [en línea] <[https://www.fraunhofer.cl/en/fcrsb/mission\\_vision/agriculture-food-and-ingredients/agricultural-production-and-photovoltaic-solar-energy-in-the-sam.html](https://www.fraunhofer.cl/en/fcrsb/mission_vision/agriculture-food-and-ingredients/agricultural-production-and-photovoltaic-solar-energy-in-the-sam.html)> [consultado: 16 de noviembre de 2021]
- [37] TRITEC Sostenible. Eficiencia de diferentes tipos de células solares de Silicio (Parte II). [en línea]. Agosto de 16, 2019 <<https://tritec-intervento.cl/eficiencia-de-diferentes-tipos-de-celulas-solares-de-silicio-parte-2/>> [consultado: 16 de noviembre de 2021]
- [38] TRITEC Sostenible. Tipos de paneles fotovoltaicos. [en línea]. Agosto de 18, 2017 <<https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>> [consultado: 16 de noviembre de 2021]
- [39] Eficiencia de los distintos tipos de paneles solares. (2020). En N. Mira (Comp), EL-6000 Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables. Universidad de Chile.
- [40] Brecht, W. ” et al ”. A standardized classification and performance indicators of agrivoltaic systems. [en línea]. Research Group Energy Automation, Faculty of Engineering Technology, KU Leuven. Octubre, 2020. <<http://dx.doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-6CV.2.47>> [consultado: 16 de febrero de 2022]
- [41] AKUO. Pierrefonds. [en línea]. <<https://www.akuoenergy.com/en/pierrefonds>> [consultado: 16 de abril de 2022]
- [42] Weselek, A. ” et al ”. Agrophotovoltaic systems: applications, challenges and opportunities. A review. Agronomy for Sustainable Development.[en línea]. Agronomy for Sustainable Development. 2019. Vol 39, Art 35. <<https://doi.org/10.1007/s13593-019-0581-3>> [consultado: 17 de noviembre de 2021]
- [43] Valle, B.,” et al ”. Increasing the total productivity of a land by combining mobile photovoltaic panels and food crops. [en línea]. Applied Energy. 2017. Vol 206. <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.113>> [consultado: 08 de mayo de 2022]
- [44] Dupraz, C.,” et al ”. Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimizing land use: Towards new agrivoltaic schemes. [en línea]. Renewable Energy. 2011. Vol 36, Issue 10. pp 2725-2732. <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>> [consultado: 17 de noviembre de 2021]
- [45] Trommsdorff, M. ” et al ”. Opportunities for Agriculture and the Energy Transition. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. [en línea]. <<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/agrivoltaics-opportunities-for-agriculture-and-the-energy-transition.html>> [consultado: 16 de marzo de 2022]
- [46] Katsikogiannis, O.A., Ziar, H., Isabella, O. Integration of bifacial photovoltaics in agrivoltaic systems: A synergistic design approach. [en línea]. Applied Energy. 2022. Vol 309. <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118475>> [consultado: 21 de abril de 2022]
- [47] Solartechadvisor. Use of Semi-Transparent Solar Panels in Greenhouse Food Production. [en línea]. Noviembre 28, 2021. <<https://solartechadvisor.com/semitransparent-solar-greenhouse-agriculture/>> [consultado: 21 de abril de 2022]
- [48] Thompson, E. P. ” et al ”. Tinted Semi-Transparent Solar Panels Allow Concurrent Production of Crops and Electricity on the Same Cropland. [en línea]. Advanced Energy Materials. 02 de Agosto 2020. <<https://doi.org/10.1002/aenm.202001189>> [consultado: 10 de mayo de 2022]
- [49] Next2Sun. References. [en línea]. <<https://www.next2sun.de/en/references/>> [consulta-

do: 17 de enero de 2022]

- [50] Juillion, P. Shading apple trees with an agrivoltaic system: impact on water relations, leaf morphophysiological characteristics and yield determinants. [en línea]. SSRN. <<https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4045895>> [consultado: 08 de mayo de 2022]
- [51] Trommsdorff, M., et al. Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany. [en línea]. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021. Vol 140. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110694>> [consultado: 01 de marzo de 2022]
- [52] BayWa r.e. Case Study: Solar installations bear fruit for Netherlands Agri-PV. [en línea]. <<https://www.baywa-re.com/en/cases/emea/solar-installations-bear-fruit-for-netherlands-agri-pv>> [consultado: 08 de mayo de 2022]
- [53] Zamorano, D. et al. Experiencia de sistema agrivoltaico en uva de mesa var. Red Globe en parrón español. [en línea]. MUNDOAGRO. Julio 16, 2021. <<https://www.mundoagro.cl/experiencia-de-sistema-agrivoltaico-en-uva-de-mesa-var-red-globe-en-parron-espanol/>> [consultado: 12 de noviembre de 2021]
- [54] Neupane Bhandari S. et al. Economic Feasibility of Agrivoltaic Systems in Food-Energy Nexus Context: Modelling and a Case Study in Niger. [en línea]. Agronomy. 2021. Vol 11. <<https://doi.org/10.3390/agronomy11101906>> [consultado: 12 de abril de 2022]
- [55] Hassanpour Adeg E., Selker J.S., Higgins C.W. Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency. [en línea]. PLOS one. November 1, 2018. <<https://doi.org/10.1371/journal.pone.0203256>> [consultado: 21 de febrero de 2022]
- [56] Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE. APV-RESOLA – Agrophotovoltaic - A Contribution to Resource-Efficient Land Use. [en línea]. <<https://www.ise.fraunhofer.de/en/research-projects/apv-resola.html>> [consultado: 16 de marzo de 2022]
- [57] Fraunhofer Chile Research. AgroPV. [en línea]. <<https://www.fraunhofer.cl/es/Presencia/biblioteca-virtual/galeria-de-fotos/agropv.html>> [consultado: 16 de marzo de 2022]
- [58] Facultad de Ciencias Agronómicas, Universidad de Chile. Infraestructura. [en línea]. <<http://www.agronomia.uchile.cl/facultad/la-facultad/infraestructura-y-equipamiento.html>> [consultado: 06 de mayo de 2022]
- [59] Ramirez, R. Estación Experimental San Agustín de Aurora. [en línea]. Revista Antumapu. Diciembre 1988. <<https://revistasdex.uchile.cl/index.php/ant/article/download/2012/1954/7072>> [consultado: 06 de mayo de 2022]
- [60] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Explorador Solar. [en línea]. <<http://solar.minenergia.cl/inicio>> [consultado: 17 de enero de 2022]
- [61] Publímetro. Temporal: ráfagas de viento llegarían a los 120 km/h el sábado. [en línea]. Publímetro en línea. 07 de agosto de 2015. <<https://www.publímometro.cl/cl/nacional/2015/08/07/temporal-rafagas-viento-llegarian-120-kmh-sabado.html>> [consultado: 06 de mayo de 2022]
- [62] Dirección Nacional de Aguas, Ministerio de Obras Públicas, Gobierno de Chile. Boletines Hidrológicos. [en línea]. <<https://dga.mop.gob.cl/productosyservicios/informacionhidrologica/Paginas/default.aspx>> [consultado: 22 de abril de 2022]

- [63] División de Hidrología, Dirección Nacional de Aguas del Ministerio de Obras Públicas, Gobierno de Chile. Nuevas Normales Climáticas 1991 - 2020. [en línea]. Junio 2021. Santiago. <[https://dga.mop.gob.cl/dgadocumentos/Nuevas\\_Normales\\_Climaticas.pdf](https://dga.mop.gob.cl/dgadocumentos/Nuevas_Normales_Climaticas.pdf)> [consultado: 22 de abril de 2022]
- [64] Sanchez-Contreras, J. " et al ". Cerezos bajo cubiertas plásticas en Chile: efecto en la fenología y calidad de la fruta. [en línea]. Unidad de cerezos. Centro de Pomáceas. Facultad de Ciencias Agrarias, Universidad de Talca, Chile. <<https://pomaceas.otalca.cl/wp-content/uploads/2021/10/Fructicultura.-Cerezos-bajo-cubierta-plasticas.-2021.pdf> >[consultado: 23 de junio de 2022]
- [65] ViLab, Agricultura Digital .Clima para el cultivo del cerezo. [en línea] <<https://www.vilab.cl/cultivos/cerezos/cerezo/#:~:text=En%20Chile%2C%20el%20cultivo%20comercial,150.000%20toneladas%20de%20cerezas%20exportadas> >[consultado: 23 de junio de 2022]
- [66] Red Agrícola. Experiencia con Regina en distintas zonas productivas. [en línea]. 11 de mayo de 2021. <<https://www.redagricola.com/cl/experiencia-con-regina-en-distintas-zonas-productivas/> >[consultado: 22 de septiembre de 2022]
- [67] PECChile. Calendario del cerezo. [en línea]. <<https://pecchile.com/calendario-del-cerezo/> >[consultado: 23 de junio de 2022]
- [68] PEC Magazina. El cultivo en un ambiente protegido. [en línea]. PECChile. Edición N° 5. Julio - Agosto 2022. [consultado: 25 de julio de 2022]
- [69] Rojas, G. " et al ". Adapting sweet cherry orchards to extreme weather events - Decision Analysis in support of farmers' investments in Central Chile. Agricultural Systems. Vol 187. 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.agsy.2020.103031> >[consultado: 23 de junio de 2022]
- [70] Boletín Técnico Pomáceas: Maximización productiva de Cerezos. [en línea]. Centro de Pomáceas, Universidad de Talca. Volumen 18, N° 6. Diciembre, 2018. <<https://pomaceas.otalca.cl/wp-content/uploads/2019/03/Bolet%C3%ADn-T%C3%A9cnico-Diciembre-2018.pdf> >[consultado: 23 de junio de 2022]
- [71] Agromática. Guía de cultivo y características del cerezo. [en línea]. <<https://www.agromatica.es/el-cultivo-del-cerezo/> >[consultado: 23 de junio de 2022]
- [72] Reunión Memorista Javiera Chasco. (23 de junio de 2022). Reunión vía plataforma Zoom. 2022.
- [73] M. Pete. User Study: Revit Solar Lighting Analysis and Reflectivity. Julio 16, 2015. [en línea]. <<https://autodesk.typepad.com/bpa/2015/07/user-study-revit-solar-lighting-analysis-and-reflectivity.html>>[consultado: 09 de septiembre de 2022]
- [74] RHONA. Panel solar policristalino 330 Wp 72 celdas. [en línea]. <<https://rhona.cl/producto/10331/panel-solar-policristalino.html> > [consultado: 01 de agosto de 2022]
- [75] RHONA. Panel solar policristalino 335 Wp 72 celdas. [en línea]. <<https://rhona.cl/producto/10586/panel-solar-policristalino.html> > [consultado: 01 de agosto de 2022]
- [76] SECONDSOL. SOLAR PANEL Astronergy / Chint Solar - CHSM 6610P 255Wp. [en línea]. <<https://www.secondsol.com/en/anzeige/18746/solar-panel/crystalline/poly/astronergy-chint-solar/chsm-6610p-255wp>> [consultado: 01 de agosto de 2022]

- [77] KUHN. Panel solar fotovoltaico policristalino 285 watts. [en línea]. <<https://www.kuhn.cl/webstore/energiasolar/fotovoltaica/panelsolar/panel-solar-fotovoltaico-policristalino-285-watts-as-6p30-285-amerisolar.html>> [consultado: 01 de agosto de 2022]
- [78] SOLARIS. Aptos DNA-144 DNA-144-MF26-440W 440W Mono Solar Panel. [en línea]. <<https://www.solaris-shop.com/aptos-dna-144-dna-144-mf26-440w-440w-mono-solar-panel/>>
- [79] SOLARIS. REC Alpha Black REC405AA 405W Mono Solar Panel. [en línea]. <<https://www.solaris-shop.com/rec-alpha-black-rec405aa-405w-mono-solar-panel/>>
- [80] KUHN. Panel solar fotovoltaico monocristalino 410 watts. [en línea]. <<https://www.kuhn.cl/webstore/energiasolar/fotovoltaica/panelsolar/panel-solar-fotovoltaico-monocristalino-410-watts-jkm410m-72-jinko.html>> [consultado: 01 de agosto de 2022]
- [81] KUHN. Panel solar fotovoltaico monocristalino 370 watts. [en línea]. <<https://www.kuhn.cl/webstore/energiasolar/fotovoltaica/panelsolar/panel-solar-fotovoltaico-monocristalino-370-watts-as-6m120-hc-amerisolar.html>> [consultado: 01 de agosto de 2022]
- [82] CASA EDISON. PANEL SOLAR DAH 440W MONO PERC HALF CELL. [en línea]. <<https://www.casaedison.cl/producto/panel-solar-dah-440w-mono-perc-half-cell/1930>> [consultado: 01 de agosto de 2022]
- [83] Salida y puesta de sol .Hora de salida y puesta del sol en Talca. [en línea]. <<https://salidaypuestadelosol.com/sun/talca>> [consultado: 29 de julio de 2022]
- [84] TECNORED solar. Inversor String Canadian Solar 30kW. [en línea]. <<https://www.tiendatecnored.cl/inversor-string-canadian-solar-30kw.html>> [consultado: 20 de agosto de 2022]
- [85] TECNORED solar. Medidor Trifásico Elster 5(100)A 230/400V Bidireccional Directo. [en línea]. <<https://www.tiendatecnored.cl/medidor-elster-5-100-a230-400v-c-ver-bidicc.html>> [consultado: 20 de agosto de 2022]
- [86] NAMA. Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile. [en línea]. 2020 <<https://energia.gob.cl/educacion/indices-de-precios>> [consultado: 20 de agosto de 2022]
- [87] ODEPA. Ficha de costo del cerezo, región del Maule. [en línea]. <<https://www.odepa.gob.cl/fichas-de-costo/ficha-de-costo-del-cerezo-region-del-maule>> [consultado: 20 de agosto de 2022]
- [88] CGE. Tarifas. [en línea]. <<https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/>> [consultado: 03 de septiembre de 2022]
- [89] SII. Nueva Tabla de Vida Útil de los bienes físicos del activo inmovilizado. [en línea]. <[https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla\\_vida\\_enero.htm](https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm)> [consultado: 04 de diciembre de 2022]
- [90] CNE .Informe de costos de tecnologías de generación. [en línea]. <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>> [consultado: 04 de diciembre de 2022]
- [91] SII. ¿Qué tasas de Impuesto de Primera Categoría se aplican desde el año 1977 en adelante?. [en línea]. <[https://www.sii.cl/preguntas\\_frecuentes/renta/001\\_002\\_4708.htm](https://www.sii.cl/preguntas_frecuentes/renta/001_002_4708.htm)> [consultado: 04 de diciembre de 2022]

- [92] Ministerios de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Gobierno de España. Cambio Climático: Bases Físicas. [en línea]. <[https://comunicacambioclimatico.files.wordpress.com/2019/09/guia\\_resumida\\_ar5-ipcc\\_tcm30-177777.pdf](https://comunicacambioclimatico.files.wordpress.com/2019/09/guia_resumida_ar5-ipcc_tcm30-177777.pdf)> [consultado: 10 de diciembre de 2022]
- [93] Naciones Unidas. El Acuerdo de París. [en línea] <<https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>> [consultado: 10 de diciembre de 2022]
- [94] IPCC. Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. 2014. Ginebra, Suiza. [en línea]. <[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full\\_es.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full_es.pdf)> [consultado: 10 de diciembre de 2022]
- [95] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Plataforma de Simulaciones Climáticas. 2017. [en línea]. <<https://simulaciones.cr2.cl/>> [consultado: 10 de diciembre de 2022]
- [96] Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia. Guía de referencia para la plataforma de visualización de simulaciones climáticas. Santiago. 2018. [en línea]. <<https://www.cr2.cl/wp-content/uploads/2019/06/Gui%CC%81a-de-referencia-plataforma-de-simulaciones-clima%CC%81ticas-2018.pdf>> [consultado: 10 de diciembre de 2022]
- [97] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Atlas de Riesgos Climáticos. 2020. [en línea]. <<https://arclim.mma.gob.cl/>> [consultado: 15 de diciembre de 2022]
- [98] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Acerca de ARClím. 2020. [en línea]. <<https://arclim.mma.gob.cl/about/>> [consultado: 15 de diciembre de 2022]
- [99] Ministerio del Medio Ambiente, Gobierno de Chile. Cambio de Productividad Cultivo de Cerezo. 2020. [en línea]. <[https://arclim.mma.gob.cl/atlas/view/agricultura\\_cereza/](https://arclim.mma.gob.cl/atlas/view/agricultura_cereza/)> [consultado: 15 de diciembre de 2022]
- [100] Ministerio de Desarrollo Social y Familia, Gobierno de Chile. Precios Sociales 2022. Abril, 2022. [en línea]. <[https://sni.gob.cl/storage/docs/Precios\\_Sociales\\_Vigentes.pdf](https://sni.gob.cl/storage/docs/Precios_Sociales_Vigentes.pdf)> [consultado: 15 de diciembre de 2022]

# Anexo A

## Simulación en Revit

A continuación, se muestra la distribución de la radiación solar incidente en superficie para un día promedio de enero y junio, para todas las configuraciones fotovoltaicas.

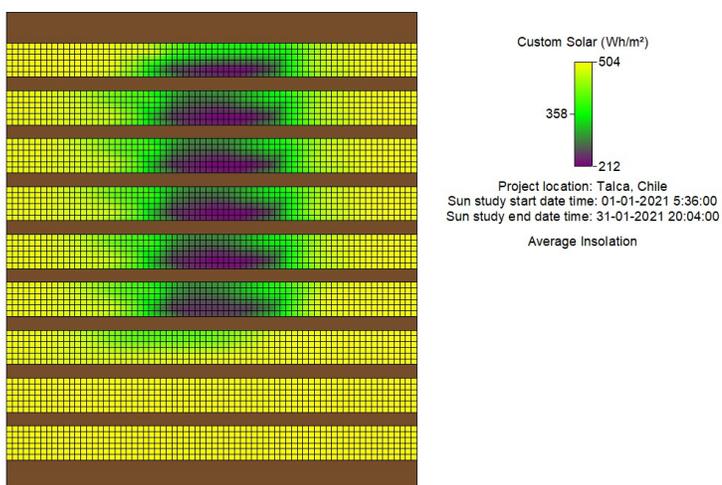


Figura A.1: Radiación solar incidente en superficie para A15 en enero.

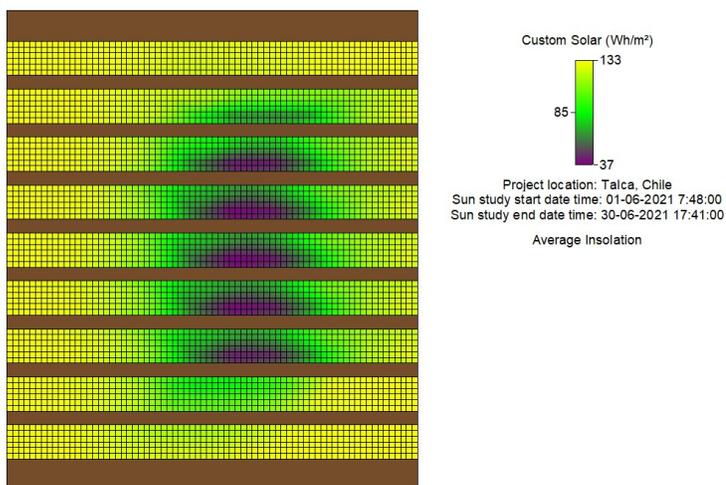


Figura A.2: Radiación solar incidente en superficie para A15 en junio.

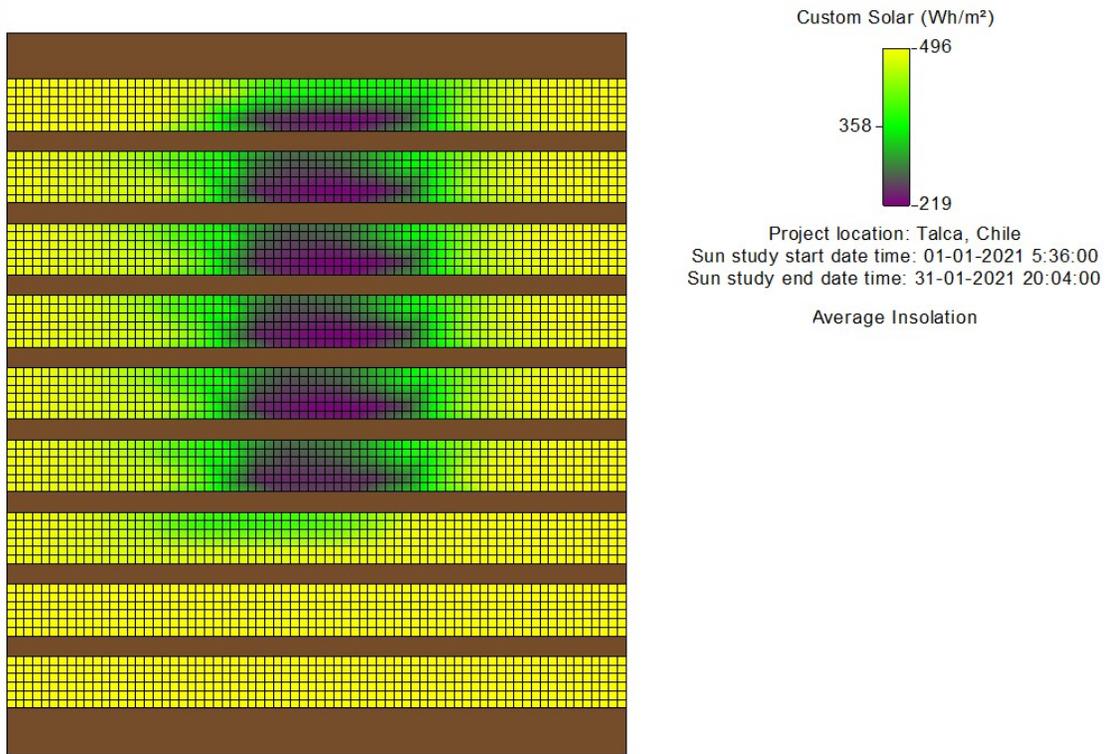


Figura A.3: Radiación solar incidente en superficie para A20 en enero.

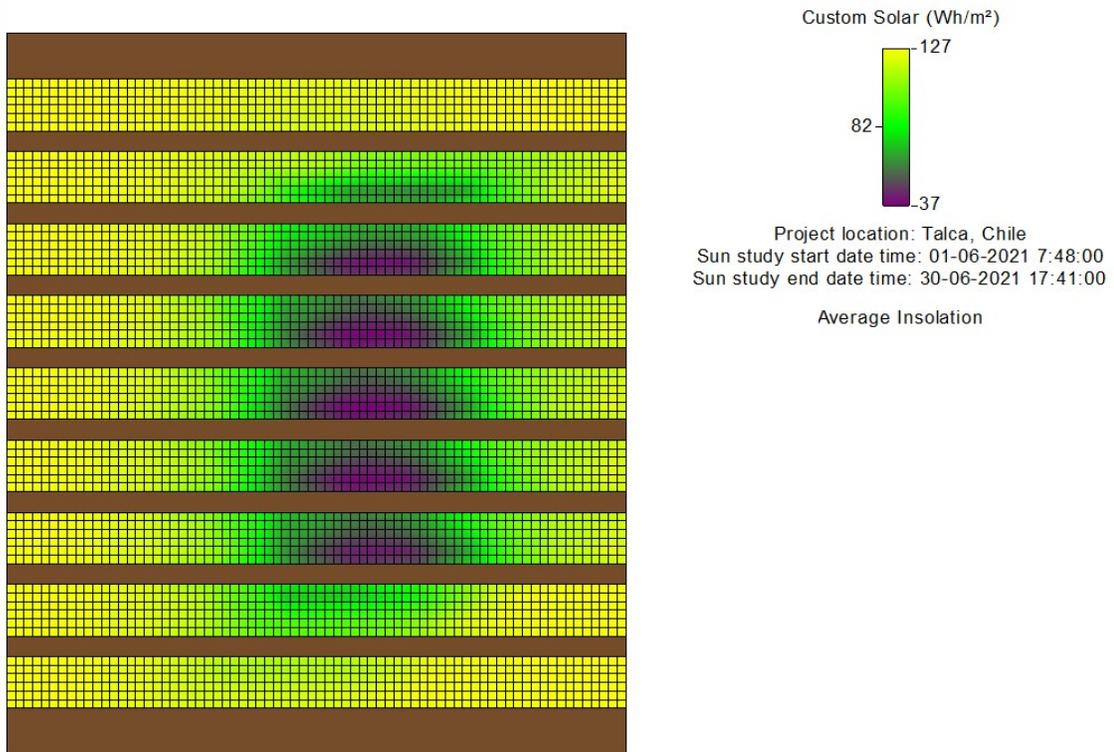


Figura A.4: Radiación solar incidente en superficie para A20 en junio.

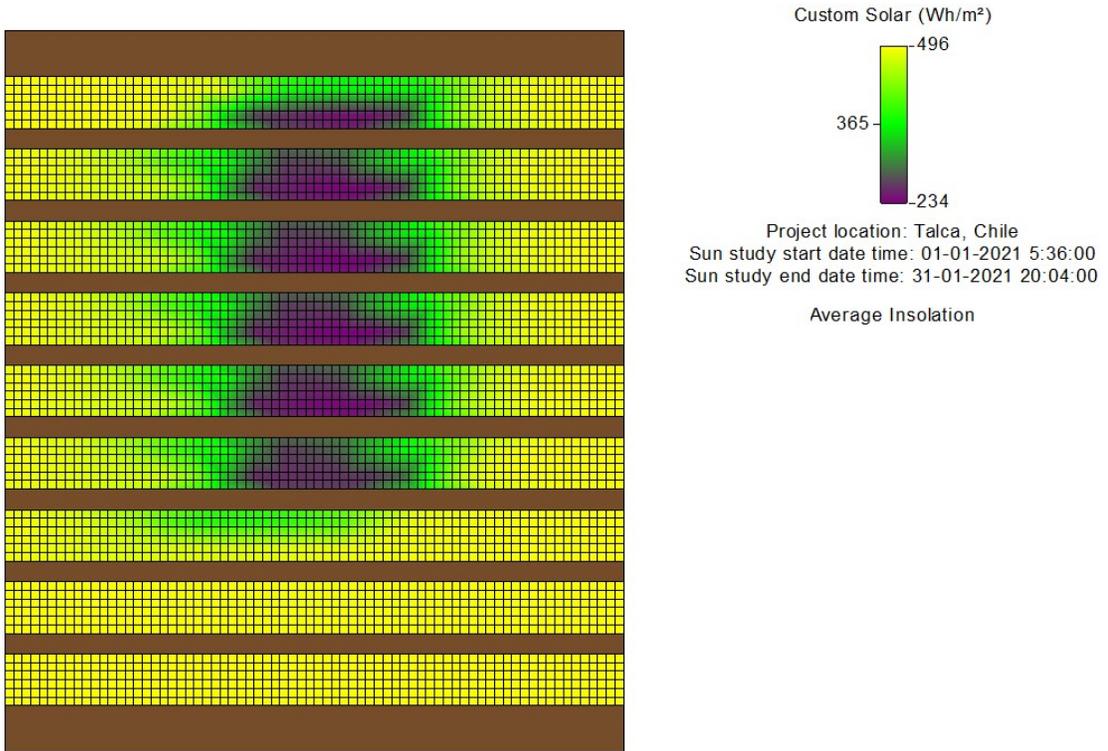


Figura A.5: Radiación solar incidente en superficie para A25 en enero.

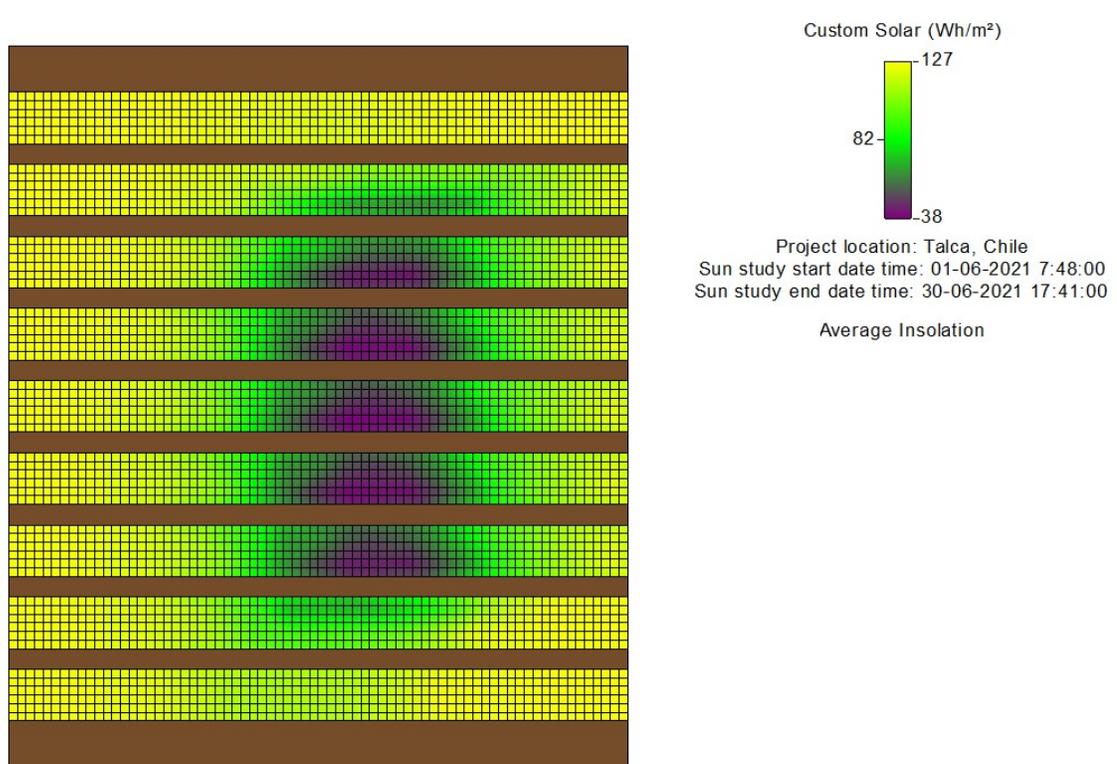


Figura A.6: Radiación solar incidente en superficie para A25 en junio.

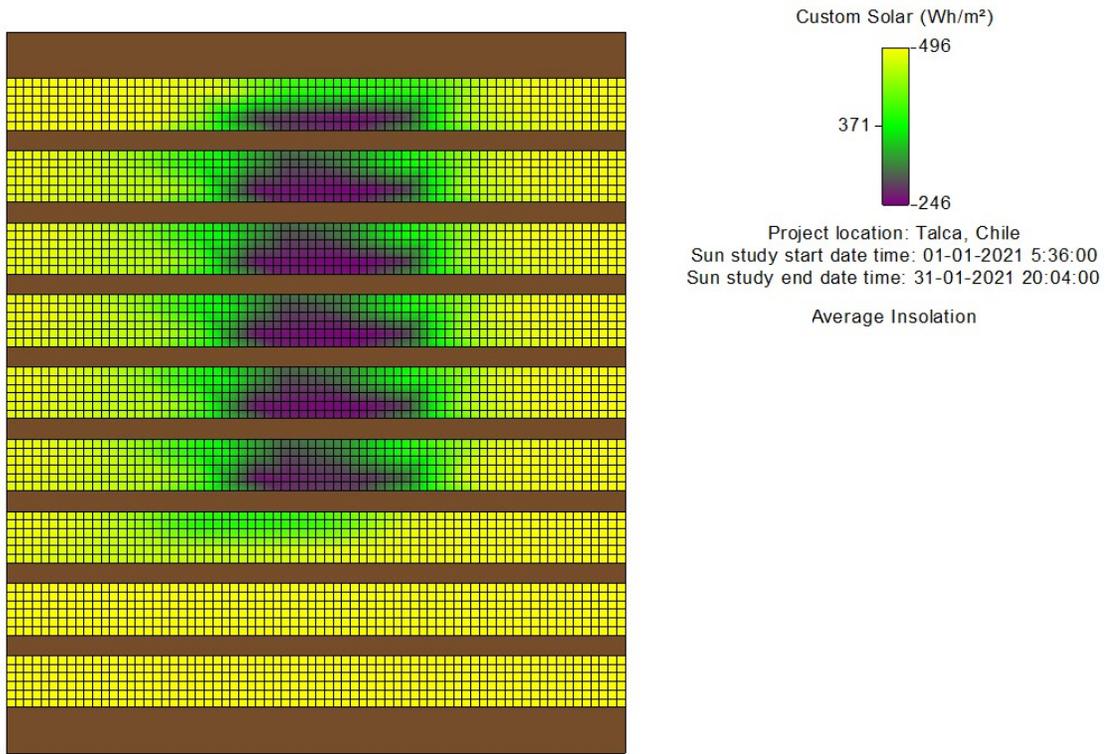


Figura A.7: Radiación solar incidente en superficie para A30 en enero.

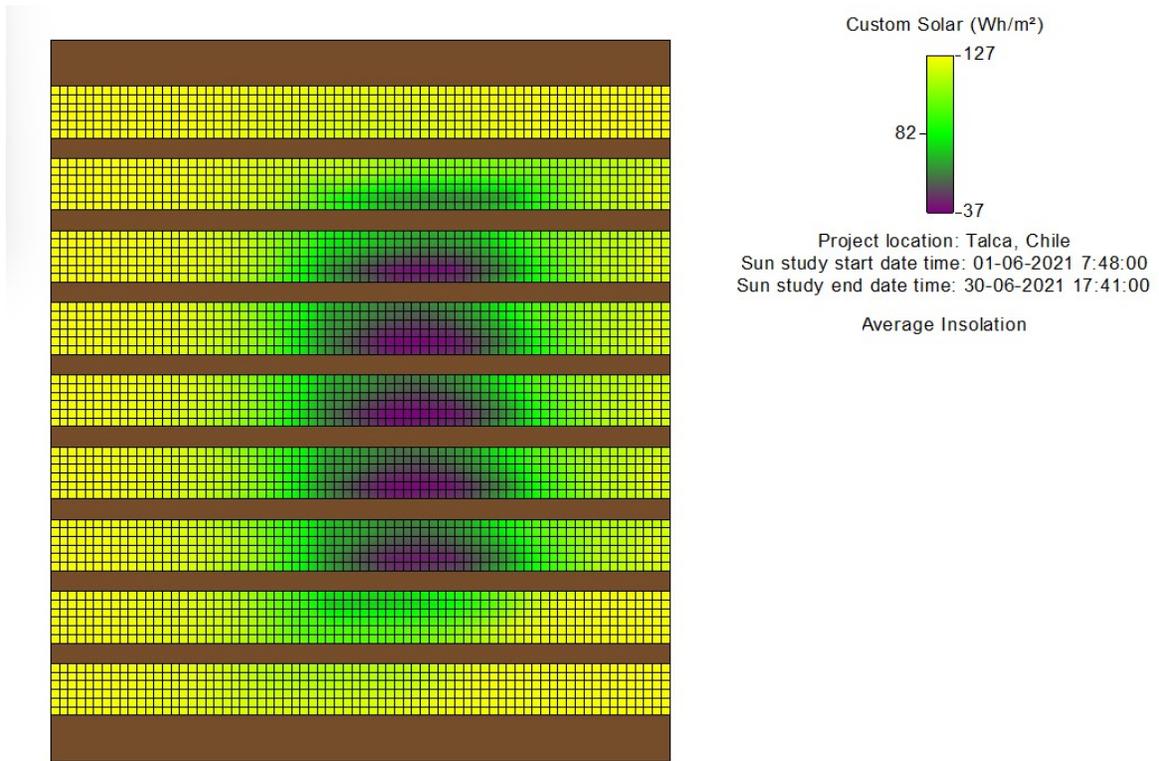


Figura A.8: Radiación solar incidente en superficie para A30 en junio.

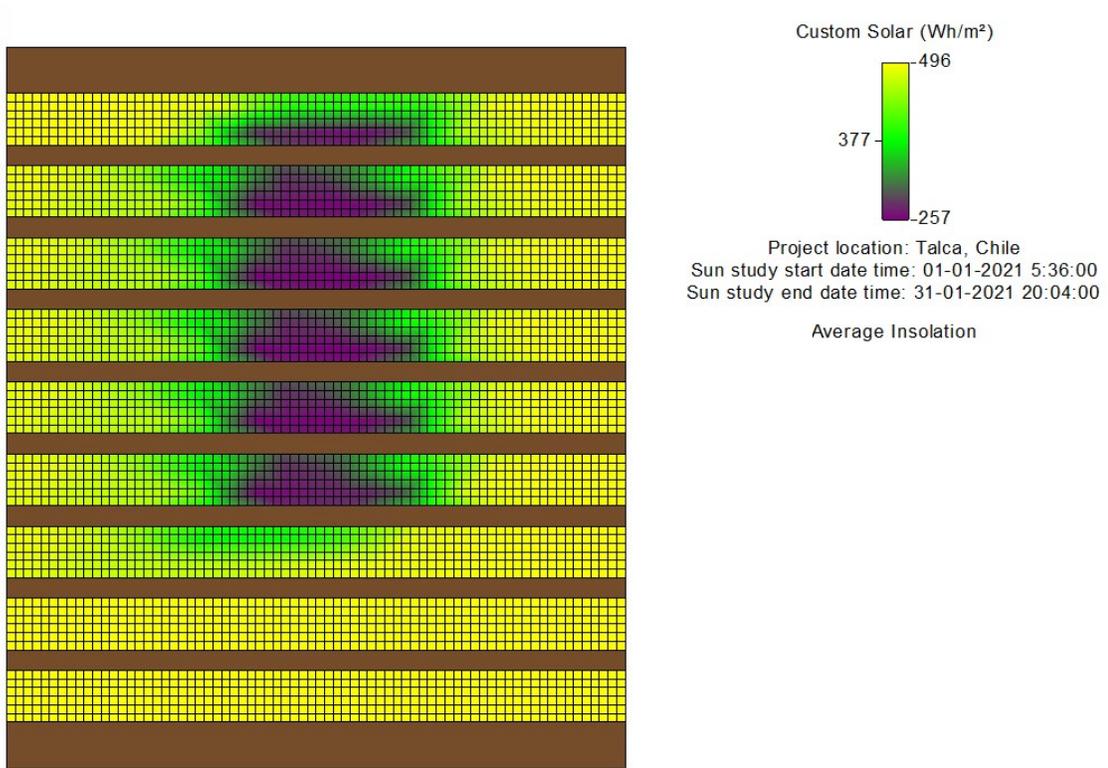


Figura A.9: Radiación solar incidente en superficie para A35 en enero.

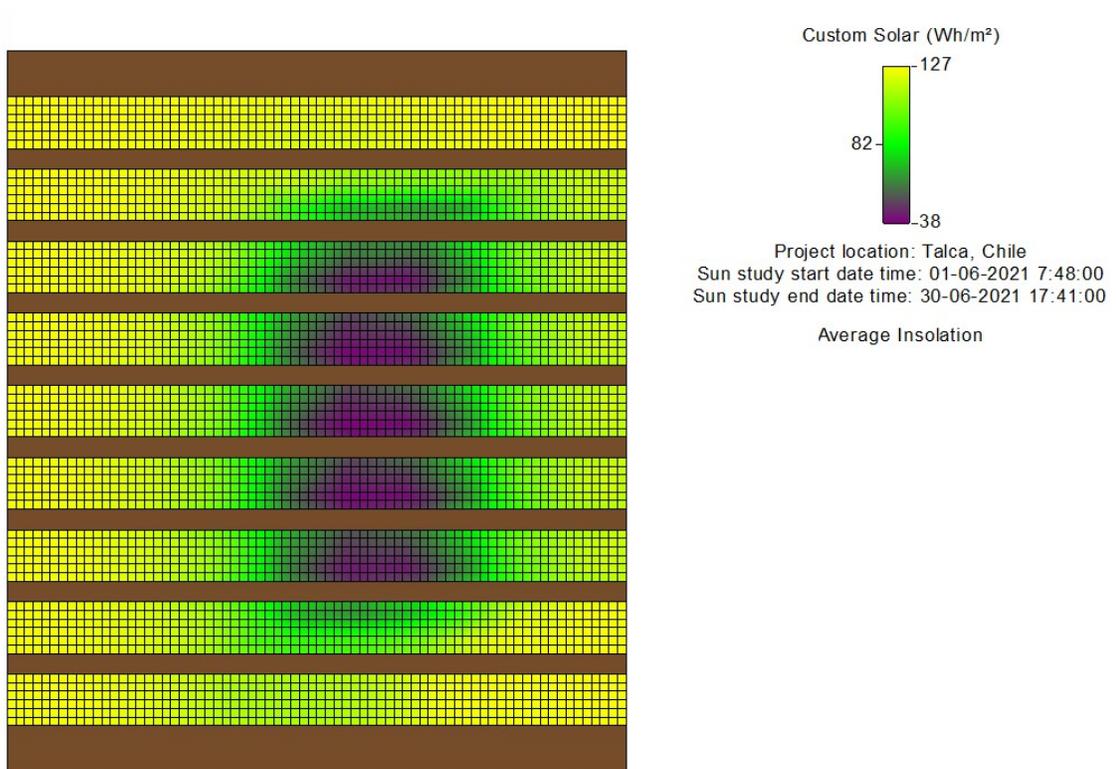


Figura A.10: Radiación solar incidente en superficie para A35 en junio.

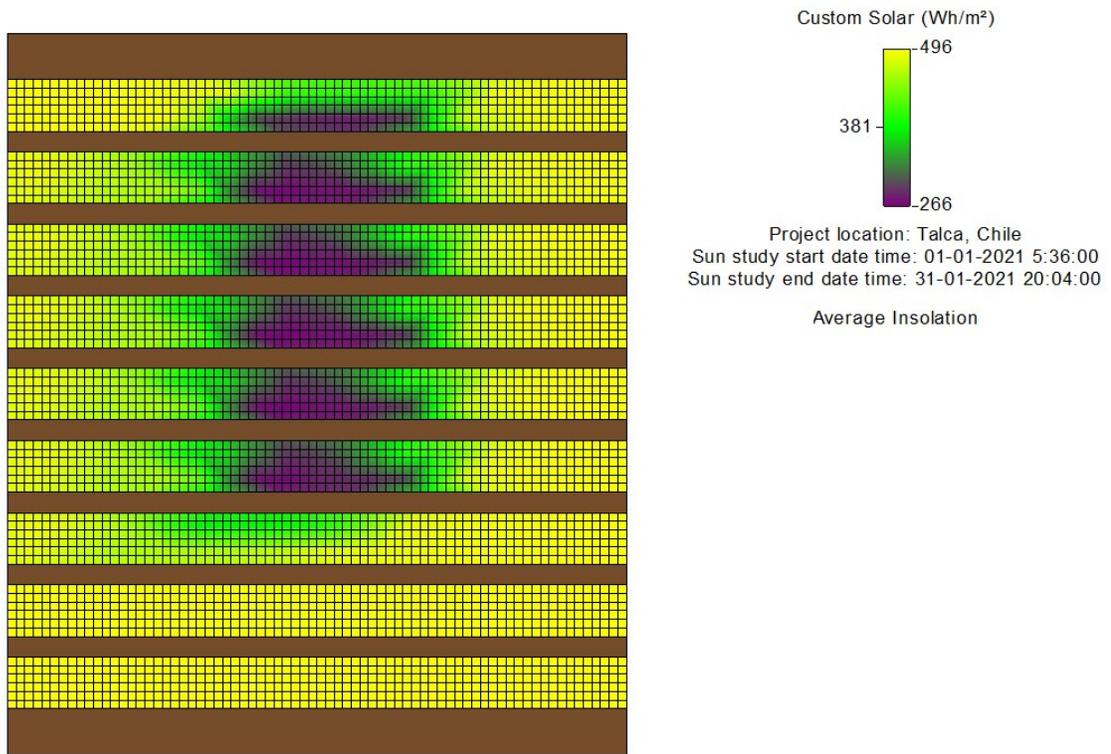


Figura A.11: Radiación solar incidente en superficie para A40 en enero.

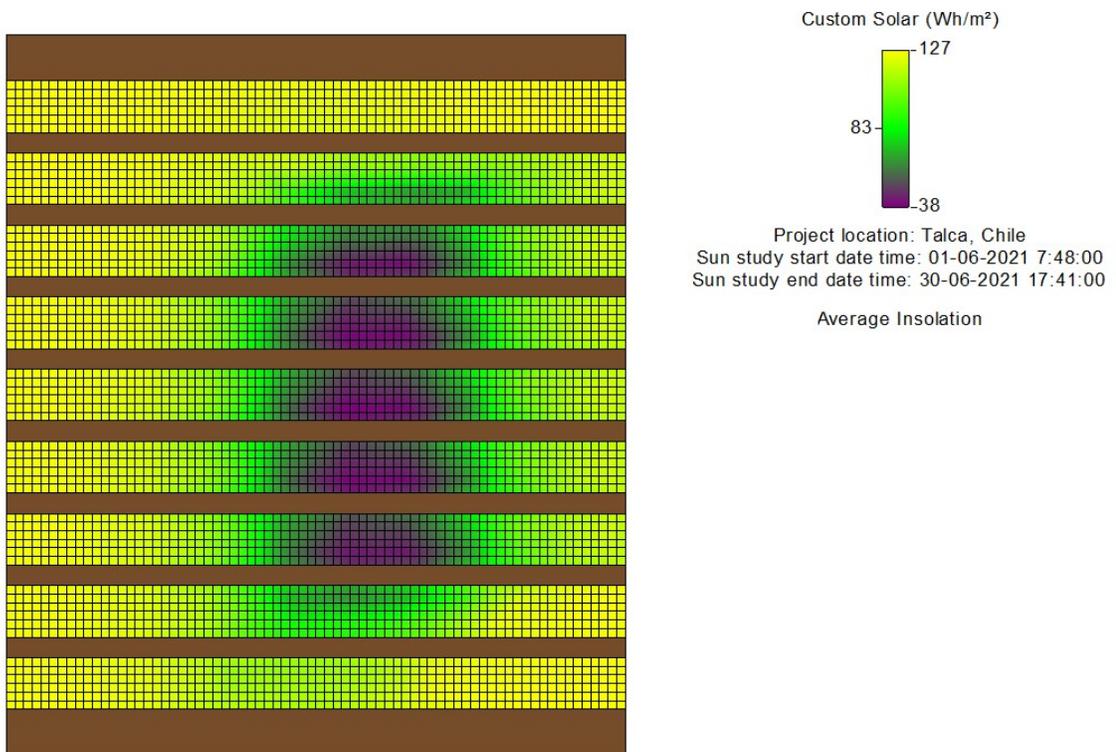


Figura A.12: Radiación solar incidente en superficie para A40 en junio.

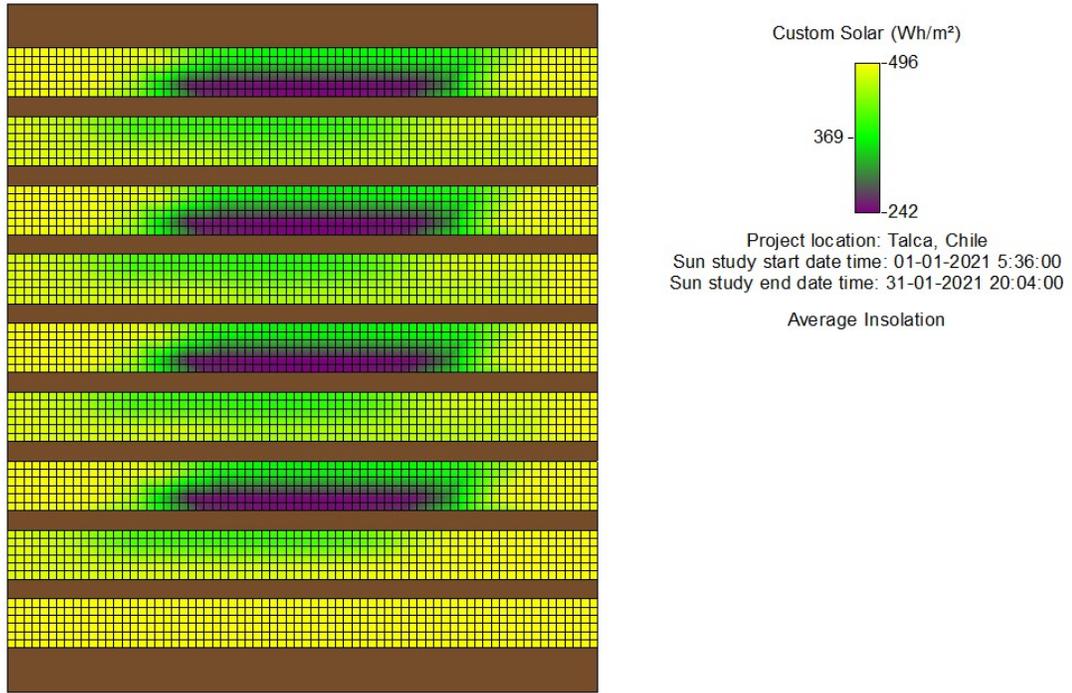


Figura A.13: Radiación solar incidente en superficie para B15 en enero.

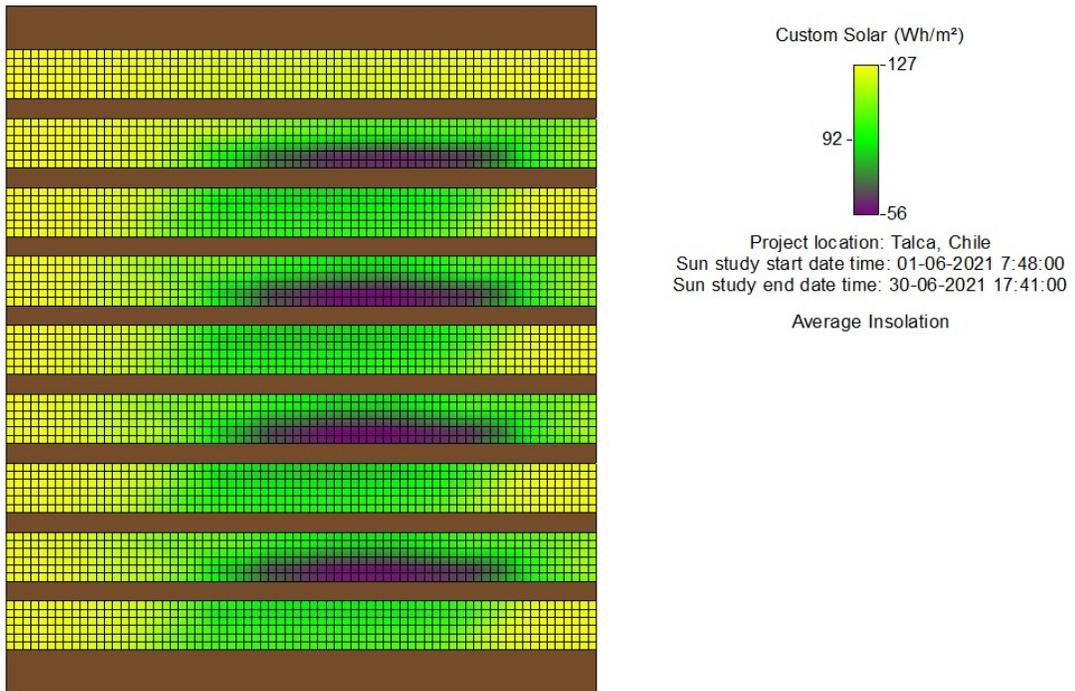


Figura A.14: Radiación solar incidente en superficie para B15 en junio.

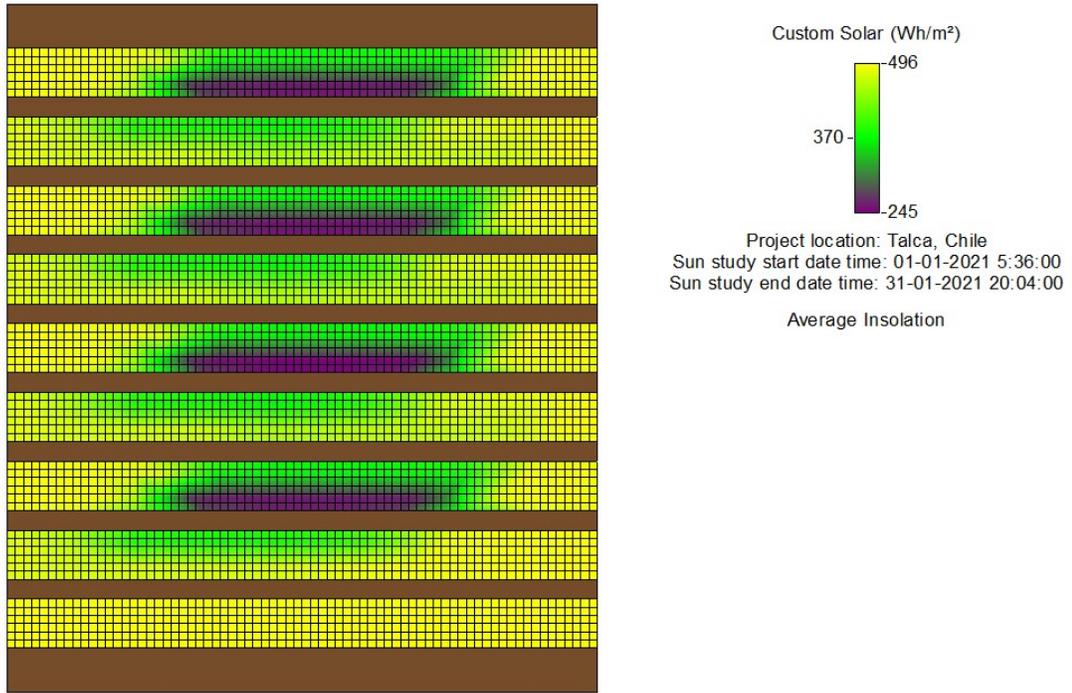


Figura A.15: Radiación solar incidente en superficie para B20 en enero.

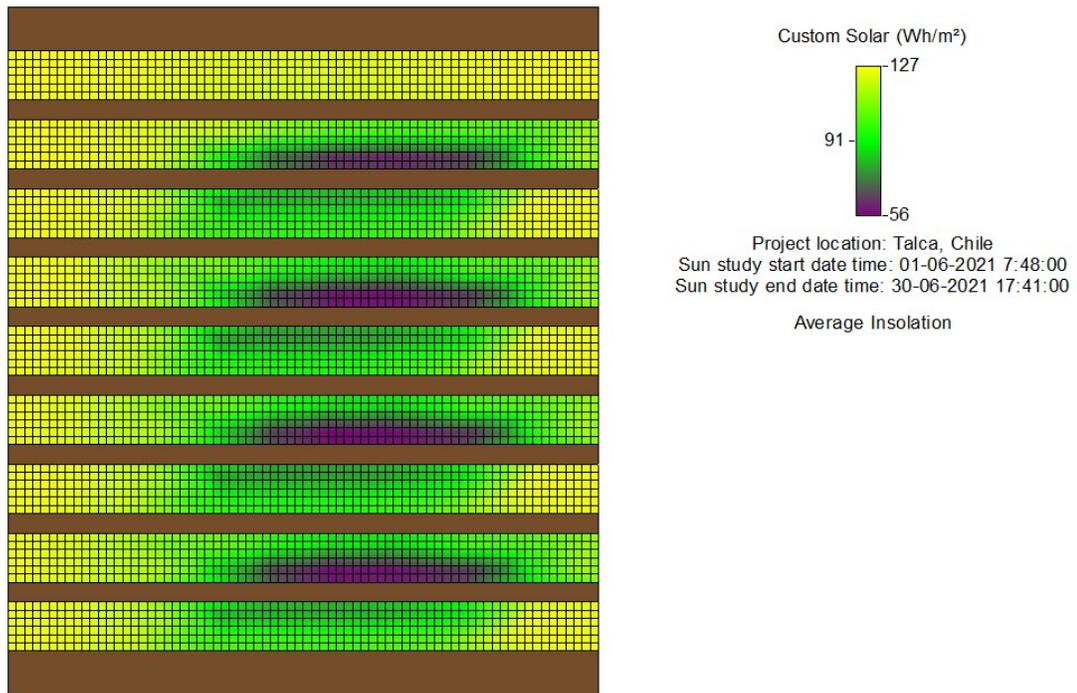


Figura A.16: Radiación solar incidente en superficie para B20 en junio.

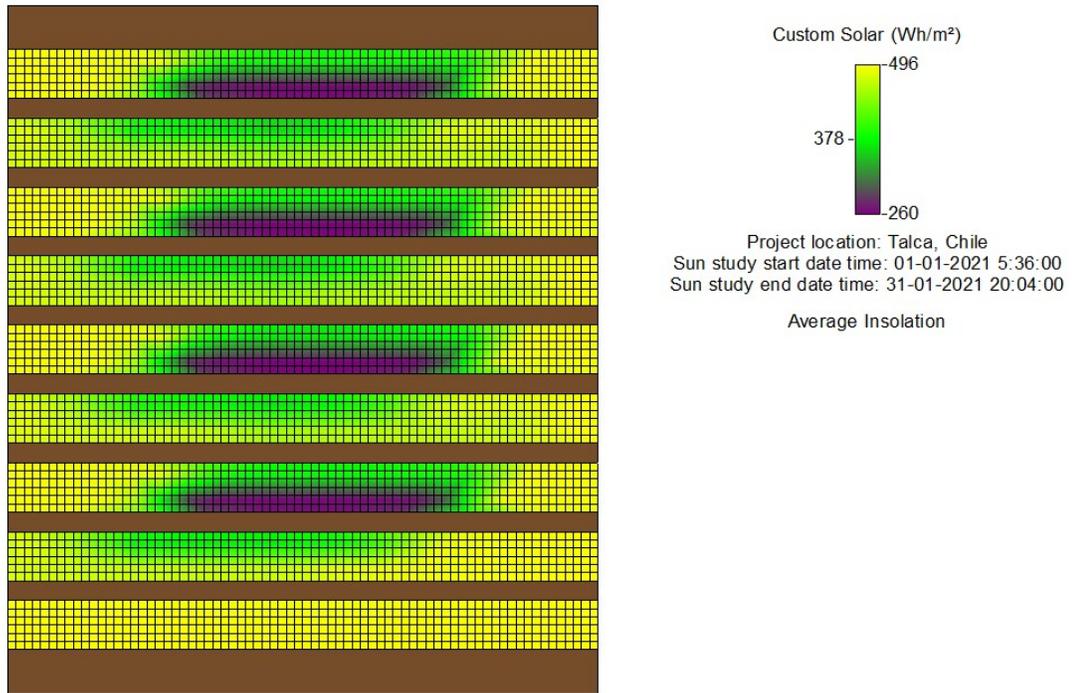


Figura A.17: Radiación solar incidente en superficie para B25 en enero.

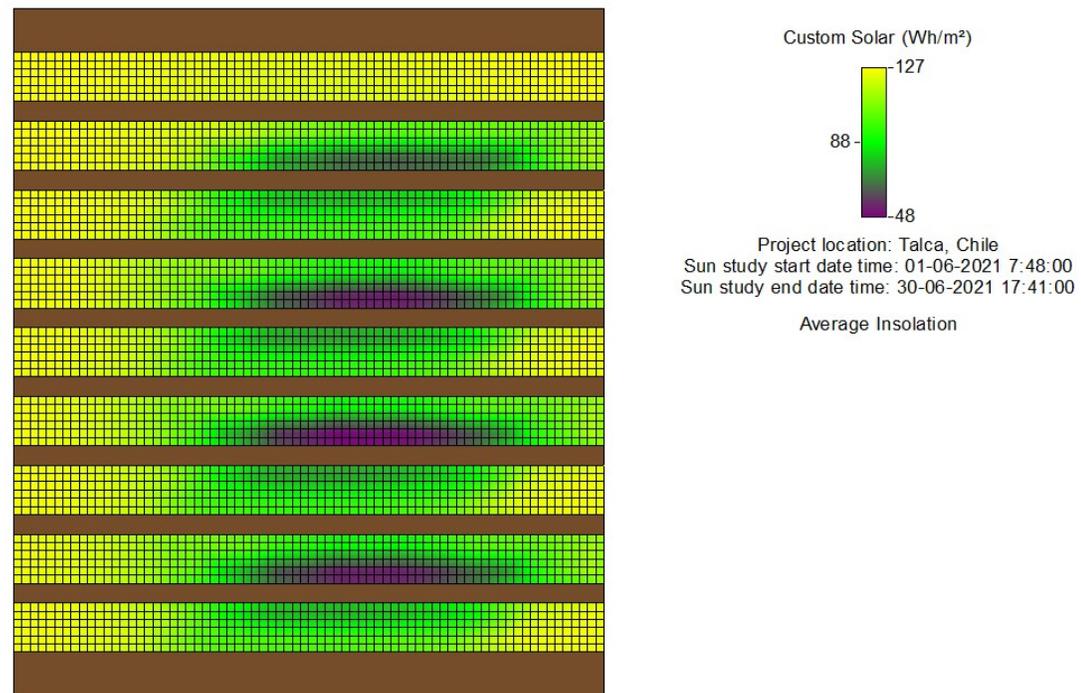


Figura A.18: Radiación solar incidente en superficie para B25 en junio.

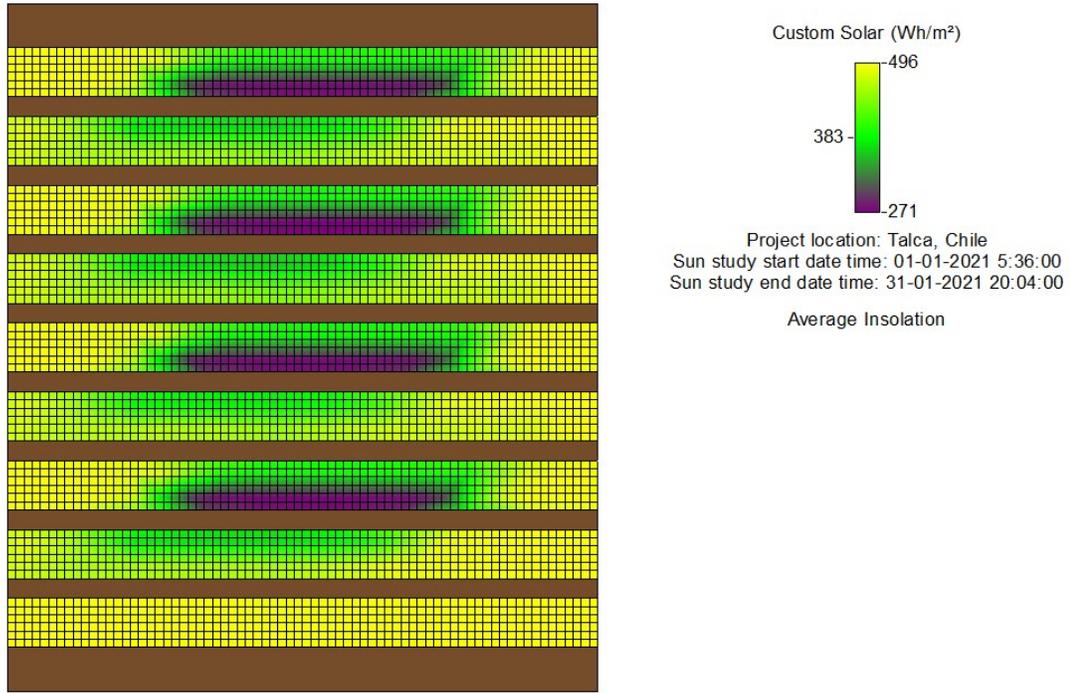


Figura A.19: Radiación solar incidente en superficie para B30 en enero.

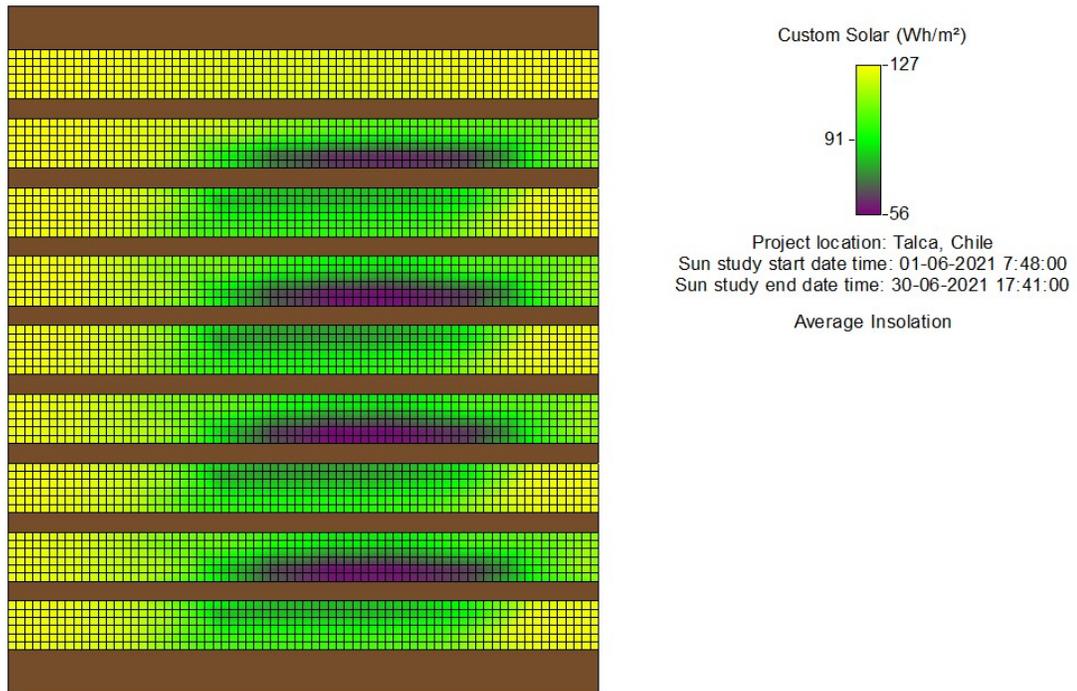


Figura A.20: Radiación solar incidente en superficie para B30 en junio.

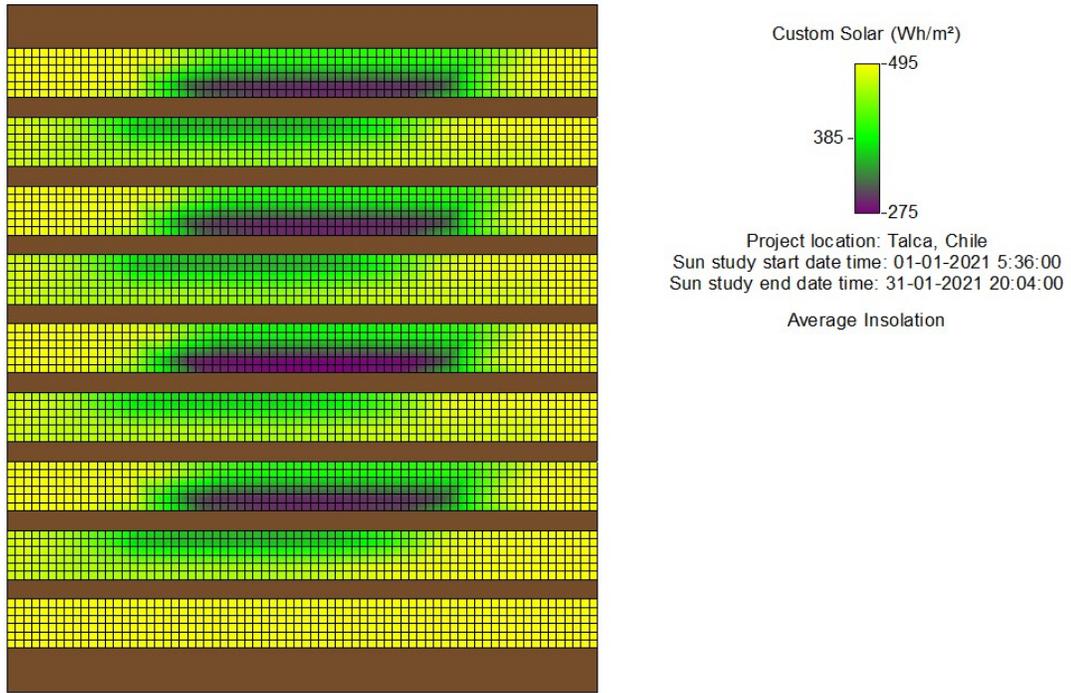


Figura A.21: Radiación solar incidente en superficie para B35 en enero.

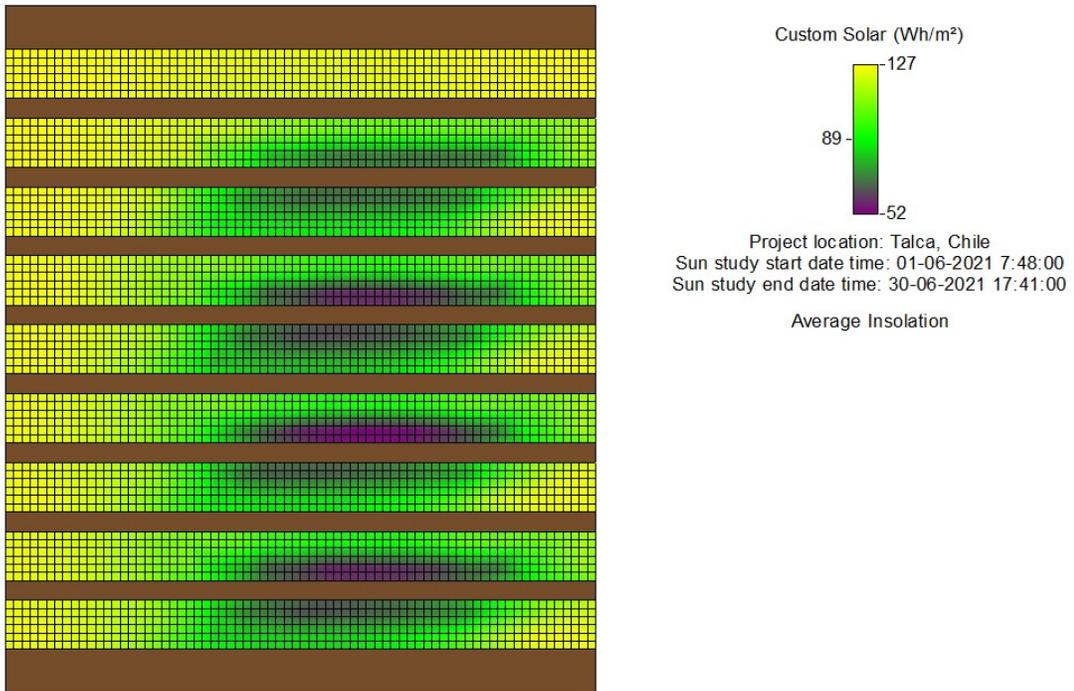


Figura A.22: Radiación solar incidente en superficie para B35 en junio.

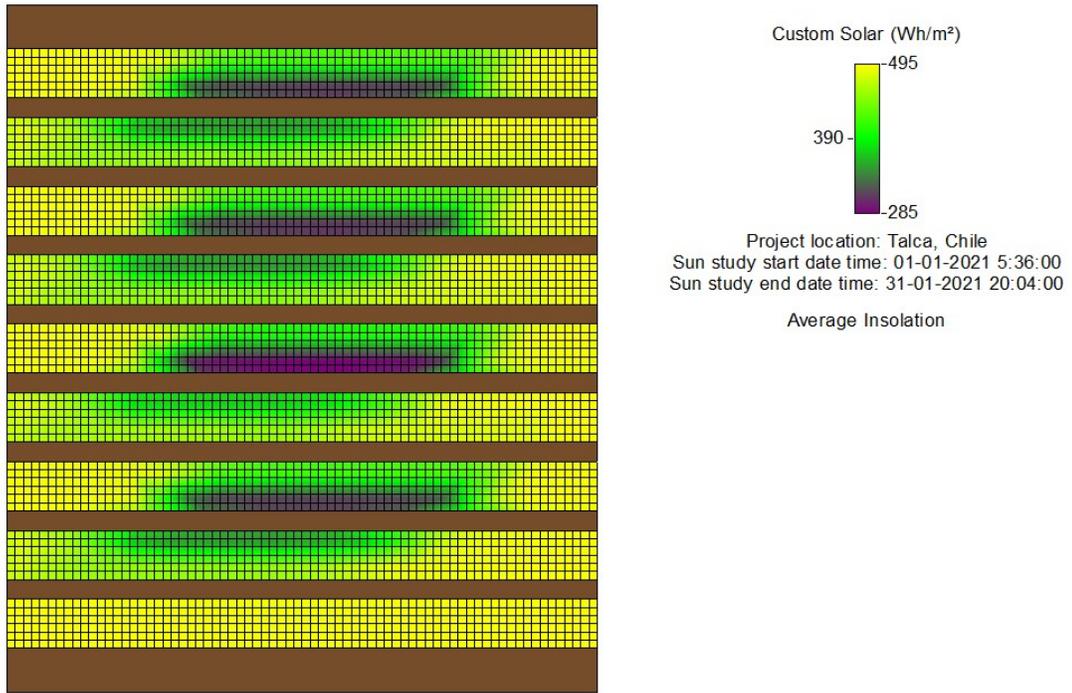


Figura A.23: Radiación solar incidente en superficie para B40 en enero.

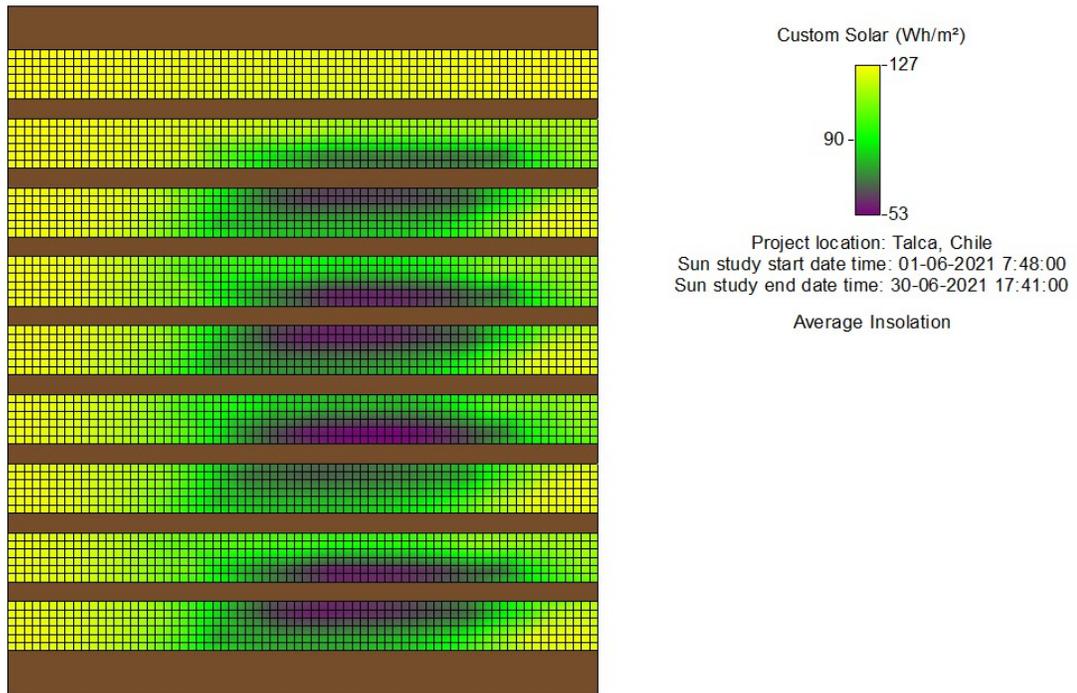


Figura A.24: Radiación solar incidente en superficie para B40 en junio.

# Anexo B

## Radiación solar incidente en superficie de las distintas configuraciones

A continuación, se muestran en los datos de radiación solar incidente en superficie para las distintas configuraciones fotovoltaicas, durante cada hora del día solar, para los meses de enero y junio.

Tabla B.1: Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de enero para las distintas configuraciones.

Hora	Radiación en superficie [W/m <sup>2</sup> ]							
	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00
<b>A 15</b>	45,65	152,72	303,41	488,36	636,62	736,34	805,83	781,91
<b>A 20</b>	45,87	152,98	306,52	488,77	620,93	733,11	805,45	782,09
<b>A 25</b>	46,02	153,37	306,32	488,02	639,86	733,39	805,67	785,69
<b>A 28</b>	46,09	152,12	288,83	473,64	614,76	703,67	797,68	766,64
<b>A 30</b>	46,12	150,71	293,79	487,82	640,00	741,95	805,75	793,95
<b>A 35</b>	46,21	150,44	290,80	487,58	639,83	730,88	805,78	794,21
<b>A 40</b>	46,47	150,96	291,15	478,43	641,48	743,37	806,24	801,66
<b>B 15</b>	45,81	155,21	305,58	488,83	638,88	740,51	801,72	784,02
<b>B 20</b>	45,84	155,21	305,95	488,66	631,53	735,73	801,86	786,25
<b>B 25</b>	45,93	153,85	302,13	486,95	638,76	732,45	801,90	793,52
<b>B 28</b>	45,98	153,88	294,41	486,65	636,41	743,94	802,00	801,25
<b>B 30</b>	46,02	153,23	291,77	479,31	638,93	744,03	802,06	801,39
<b>B 35</b>	46,02	153,21	292,58	480,41	637,73	747,77	802,26	804,63
<b>B 40</b>	46,08	153,19	292,91	469,72	639,30	759,76	802,59	806,79
<b>C CT</b>	46,61	172,03	346,98	534,69	702,11	725,36	773,69	798,04
<b>D CT</b>	46,95	173,16	347,58	537,99	704,90	725,43	774,90	799,65
<b>C ST</b>	45,23	145,96	276,43	456,51	616,83	725,36	773,69	798,04
<b>D ST</b>	44,75	143,35	279,62	456,27	616,85	725,43	774,90	799,65
<b>SS</b>	50,02	179,95	358,13	556,55	722,49	841,11	908,64	913,34

Tabla B.2: Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de enero para las distintas configuraciones (continuación).

Hora	Radiación en superficie [W/m <sup>2</sup> ]						
	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	Prom
<b>A 15</b>	45,65	152,72	303,41	488,36	636,62	736,34	448,65
<b>A 20</b>	45,87	152,98	306,52	488,77	620,93	733,11	448,60
<b>A 25</b>	46,02	153,37	306,32	488,02	639,86	733,39	451,06
<b>A 28</b>	46,09	152,12	288,83	473,64	614,76	703,67	441,45
<b>A 30</b>	46,12	150,71	293,79	487,82	640,00	741,95	454,03
<b>A 35</b>	46,21	150,44	290,80	487,58	639,83	730,88	454,63
<b>A 40</b>	46,47	150,96	291,15	478,43	641,48	743,37	456,84
<b>B 15</b>	45,81	155,21	305,58	488,83	638,88	740,51	449,49
<b>B 20</b>	45,84	155,21	305,95	488,66	631,53	735,73	450,02
<b>B 25</b>	45,93	153,85	302,13	486,95	638,76	732,45	451,06
<b>B 28</b>	45,98	153,88	294,41	486,65	636,41	743,94	452,41
<b>B 30</b>	46,02	153,23	291,77	479,31	638,93	744,03	453,30
<b>B 35</b>	46,02	153,21	292,58	480,41	637,73	747,77	454,31
<b>B 40</b>	46,08	153,19	292,91	469,72	639,30	759,76	457,27
<b>C CT</b>	46,61	172,03	346,98	534,69	702,11	725,36	451,23
<b>D CT</b>	46,95	173,16	347,58	537,99	704,90	725,43	451,83
<b>C ST</b>	45,23	145,96	276,43	456,51	616,83	725,36	432,56
<b>D ST</b>	44,75	143,35	279,62	456,27	616,85	725,43	432,56
<b>SS</b>	50,02	179,95	358,13	556,55	722,49	841,11	515,37

Tabla B.3: Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de junio para las distintas configuraciones.

Hora	Radiación en superficie [W/m <sup>2</sup> ]					
	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00
<b>A 15</b>	15,77	63,42	115,80	155,34	194,64	205,83
<b>A 20</b>	15,79	63,44	115,78	155,30	188,50	205,14
<b>A 25</b>	15,81	63,43	114,46	155,19	188,25	201,20
<b>A 28</b>	15,84	64,66	116,93	154,68	186,14	186,21
<b>A 30</b>	15,81	63,41	114,37	157,07	190,07	194,87
<b>A 35</b>	15,81	63,42	114,32	155,40	187,48	193,58
<b>A 40</b>	15,85	63,53	114,05	155,24	186,55	193,68
<b>B 15</b>	15,74	64,81	116,70	155,68	194,89	206,81
<b>B 20</b>	15,72	62,13	116,58	155,52	188,29	206,04
<b>B 25</b>	15,70	62,04	110,30	156,53	190,05	201,73
<b>B 28</b>	15,70	61,56	109,39	156,15	189,85	194,33
<b>B 30</b>	15,70	59,65	109,32	155,29	188,82	194,21
<b>B 35</b>	15,69	59,06	109,80	154,83	187,75	194,03
<b>B 40</b>	15,72	59,07	107,96	148,00	180,83	190,93
<b>C CT</b>	18,29	70,31	129,36	171,15	200,27	195,60
<b>D CT</b>	16,36	70,36	129,37	171,15	201,17	195,54
<b>C ST</b>	18,09	67,18	125,02	170,75	200,44	195,60
<b>D ST</b>	16,15	67,32	125,10	170,73	201,14	195,54
<b>SS</b>	17,74	76,74	144,11	196,26	239,30	237,79

Tabla B.4: Radiación solar incidente en superficie por hora para el mes de junio para las distintas configuraciones (continuación).

Hora	Radiación en superficie [W/m <sup>2</sup> ]				
	14:00	15:00	16:00	17:00	Prom
<b>A 15</b>	15,77	63,42	115,80	155,34	<b>107,84</b>
<b>A 20</b>	15,79	63,44	115,78	155,30	<b>107,20</b>
<b>A 25</b>	15,81	63,43	114,46	155,19	<b>106,57</b>
<b>A 28</b>	15,84	64,66	116,93	154,68	<b>104,68</b>
<b>A 30</b>	15,81	63,41	114,37	157,07	<b>106,17</b>
<b>A 35</b>	15,81	63,42	114,32	155,40	<b>105,89</b>
<b>A 40</b>	15,85	63,53	114,05	155,24	<b>105,83</b>
<b>B 15</b>	15,74	64,81	116,70	155,68	<b>108,41</b>
<b>B 20</b>	15,72	62,13	116,58	155,52	<b>107,39</b>
<b>B 25</b>	15,70	62,04	110,30	156,53	<b>106,48</b>
<b>B 28</b>	15,70	61,56	109,39	156,15	<b>105,75</b>
<b>B 30</b>	15,70	59,65	109,32	155,29	<b>105,35</b>
<b>B 35</b>	15,69	59,06	109,80	154,83	<b>104,73</b>
<b>B 40</b>	15,72	59,07	107,96	148,00	<b>103,33</b>
<b>C CT</b>	17,29	70,31	129,36	171,15	<b>109,09</b>
<b>D CT</b>	16,36	70,36	129,37	171,15	<b>108,66</b>
<b>C ST</b>	17,09	67,18	125,02	170,75	<b>108,30</b>
<b>D ST</b>	16,15	67,32	125,10	170,73	<b>107,86</b>
<b>SS</b>	17,74	76,74	144,11	196,26	<b>130,39</b>

# Anexo C

## Distribución diaria de la radiación solar incidente en superficie para $D$ $CT$

A continuación, se muestra la distribución de la radiación solar incidente diaria en superficie, medida cada hora durante los meses de enero y junio, para la configuración fotovoltaica  $D$   $CT$ , seleccionada para el proyecto Agrivoltaico.

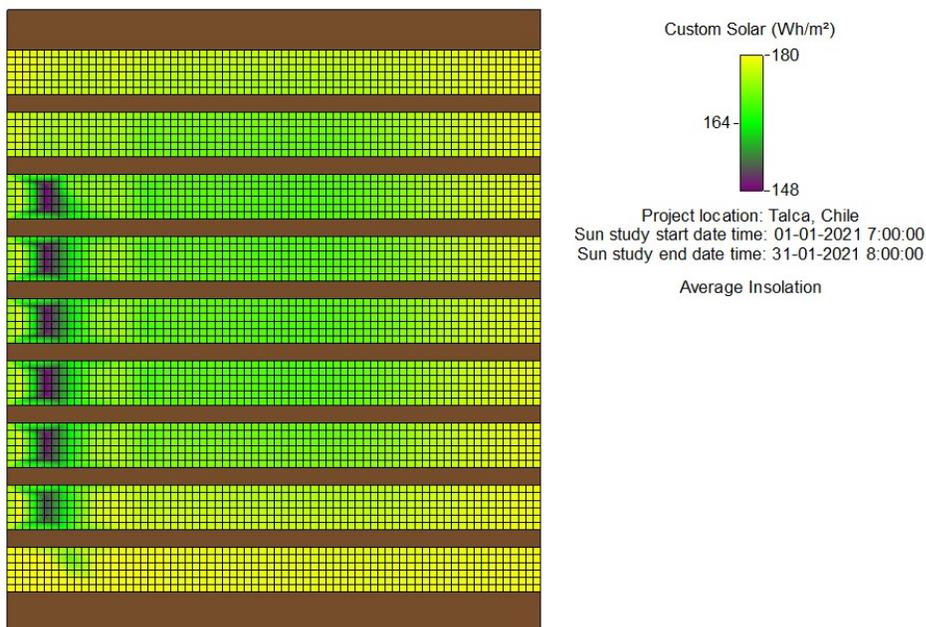


Figura C.1: Radiación solar incidente en superficie para las 7:00 - 8:00 horas en enero.

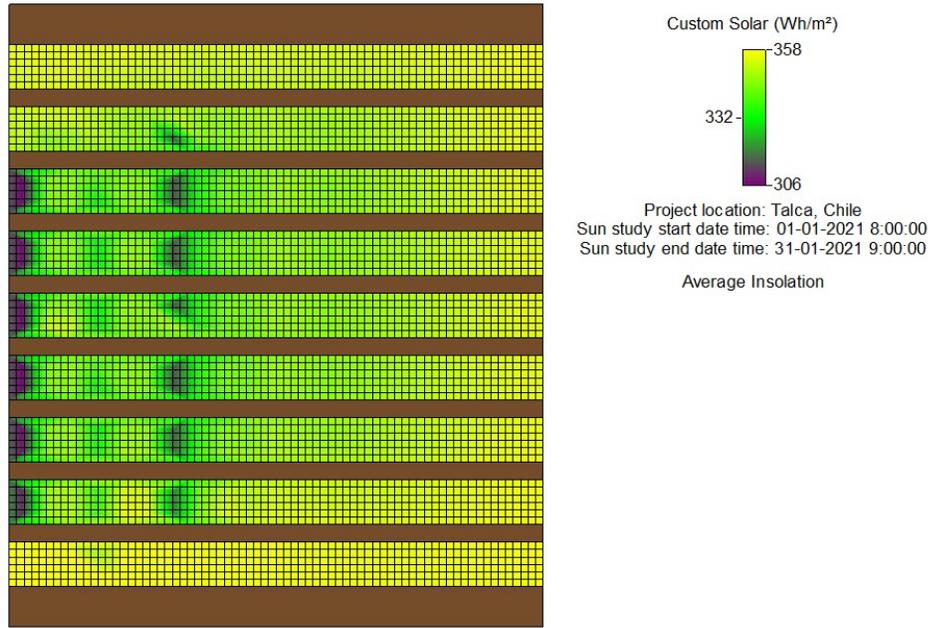


Figura C.2: Radiación solar incidente en superficie para las 8:00 - 9:00 horas en enero.

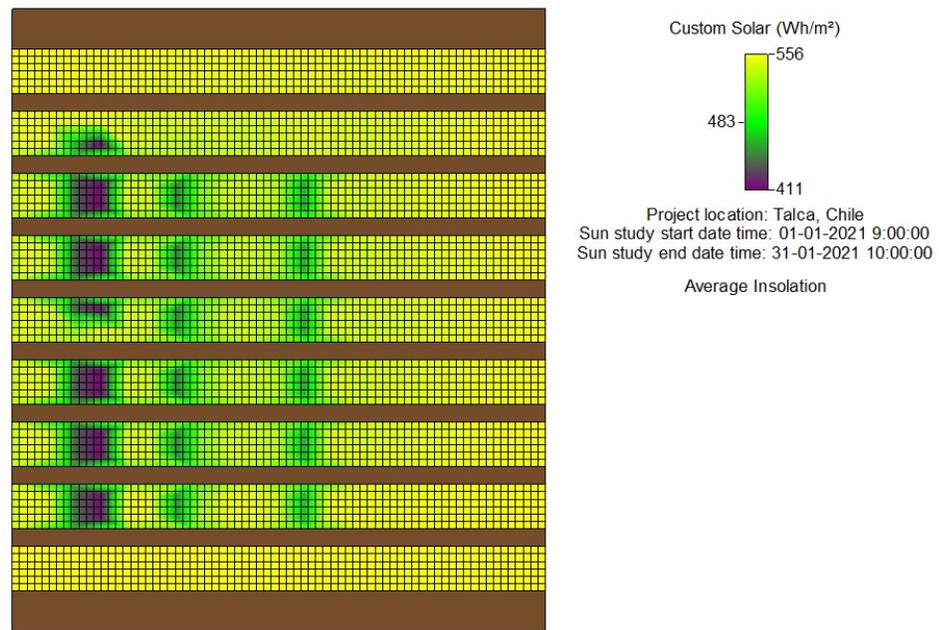


Figura C.3: Radiación solar incidente en superficie para las 9:00 - 10:00 horas en enero.

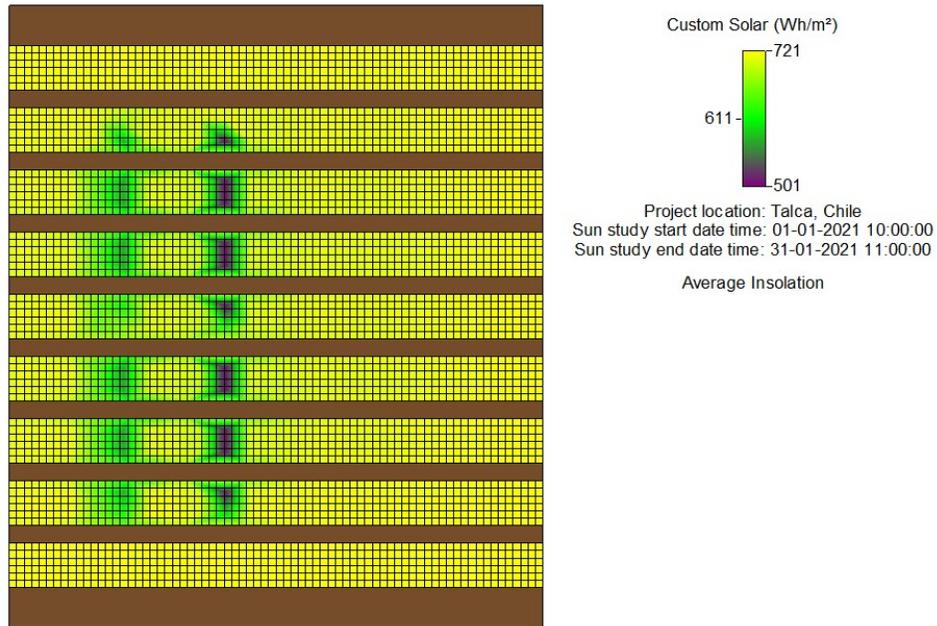


Figura C.4: Radiación solar incidente en superficie para las 10:00 - 11:00 horas en enero.

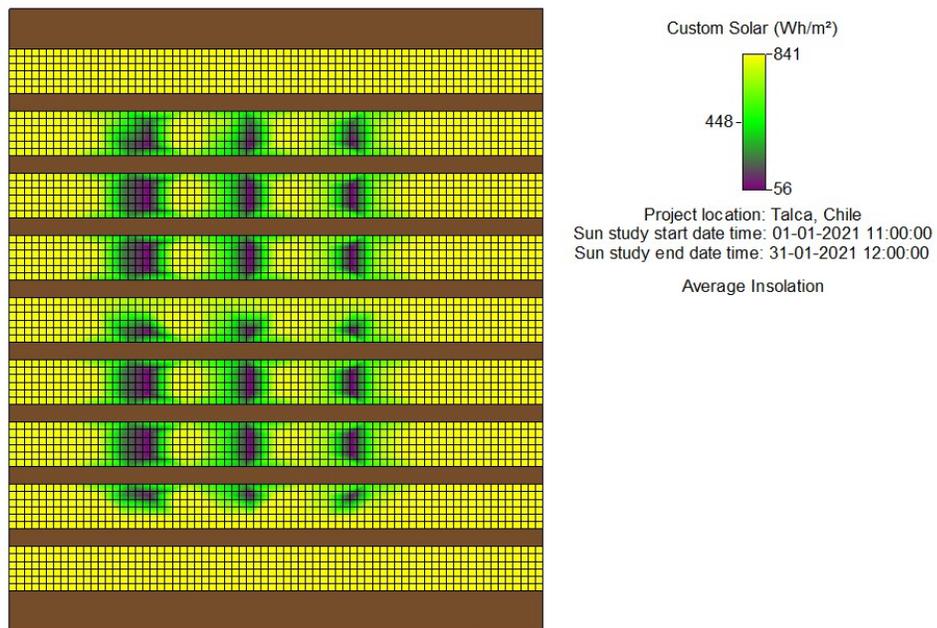


Figura C.5: Radiación solar incidente en superficie para las 11:00 - 12:00 horas en enero.

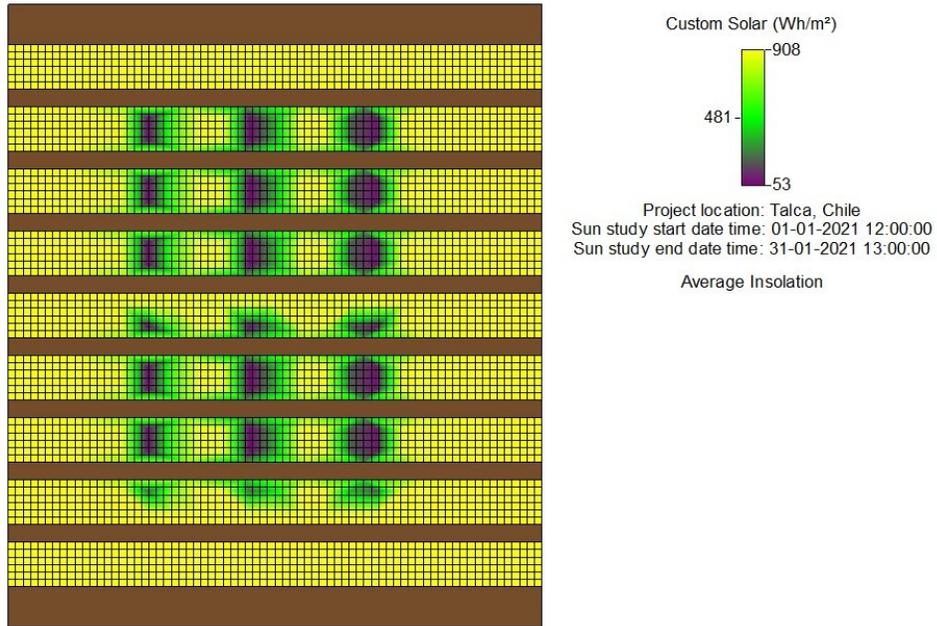


Figura C.6: Radiación solar incidente en superficie para las 12:00 - 13:00 horas en enero.

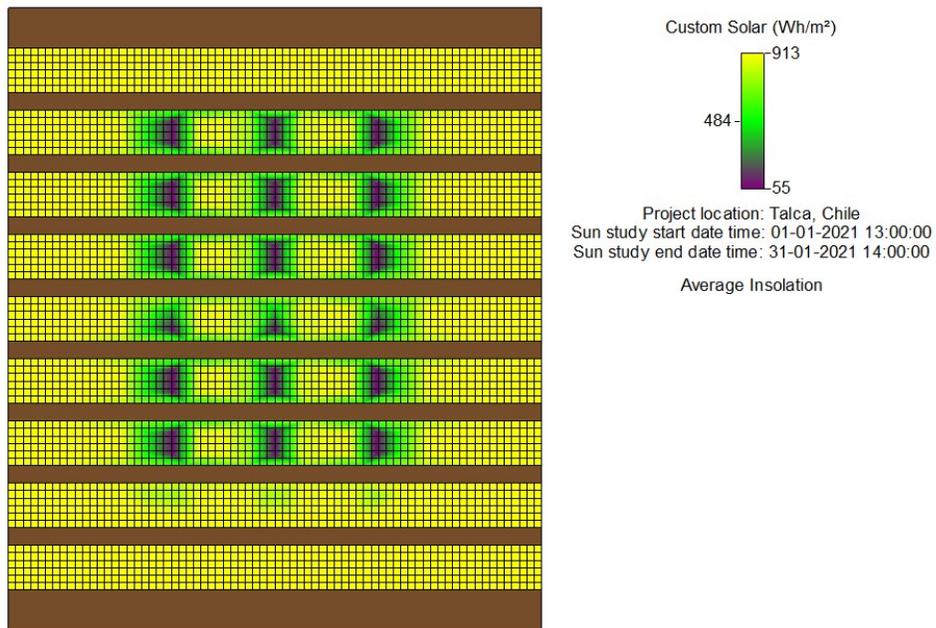


Figura C.7: Radiación solar incidente en superficie para las 13:00 - 14:00 horas en enero.

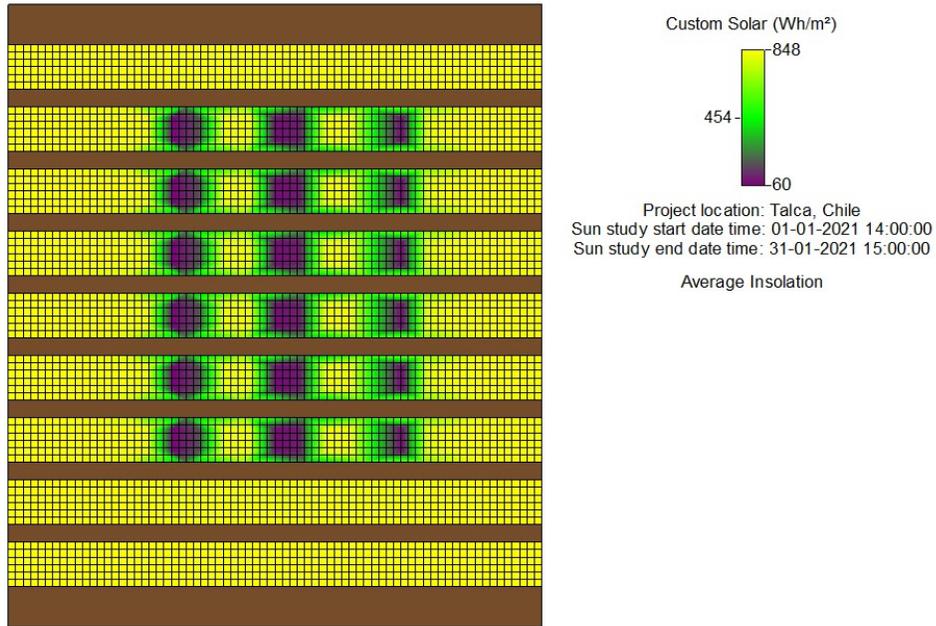


Figura C.8: Radiación solar incidente en superficie para las 14:00 - 15:00 horas en enero.

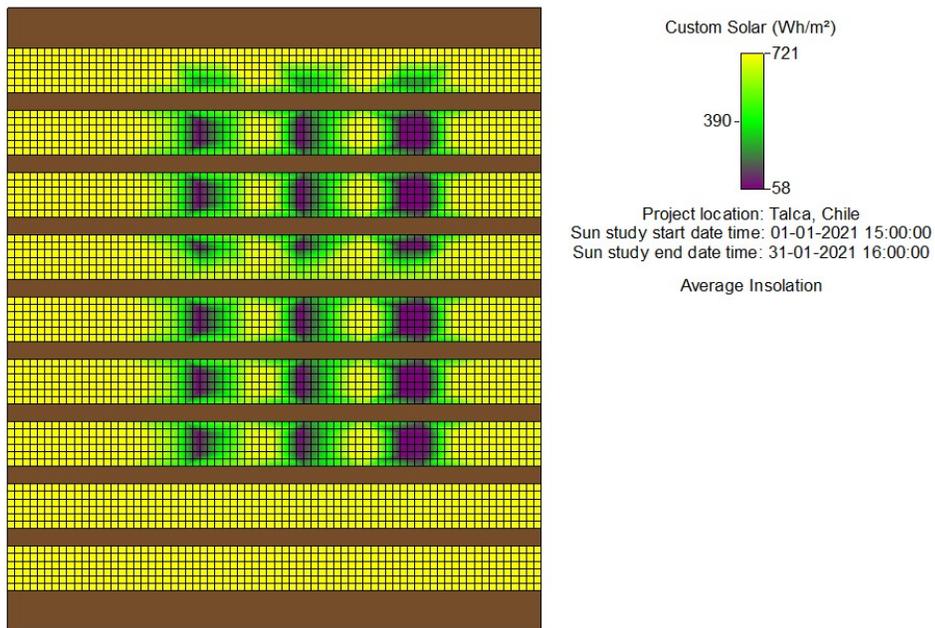


Figura C.9: Radiación solar incidente en superficie para las 15:00 - 16:00 horas en enero.

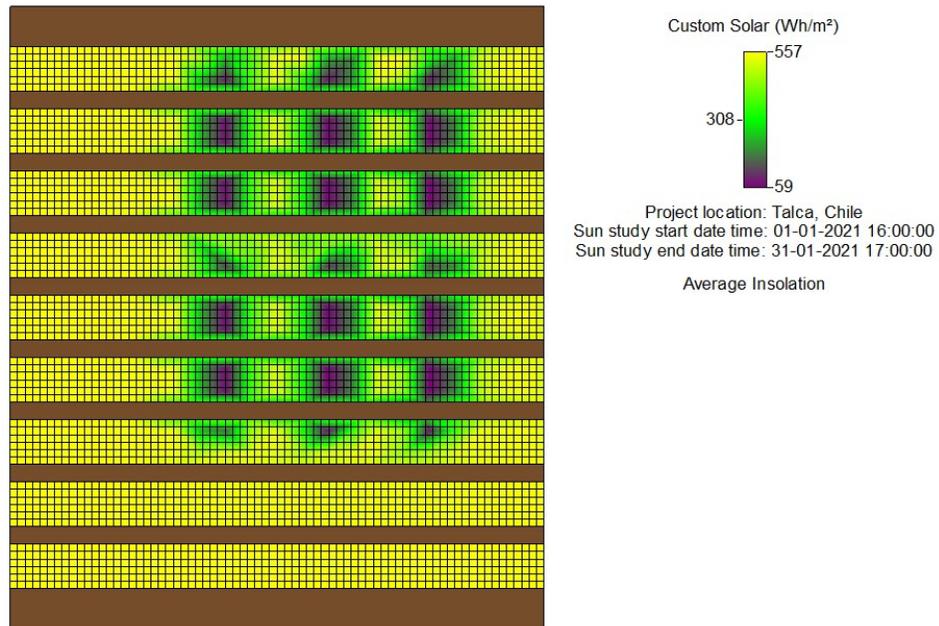


Figura C.10: Radiación solar incidente en superficie para las 16:00 - 17:00 horas en enero.

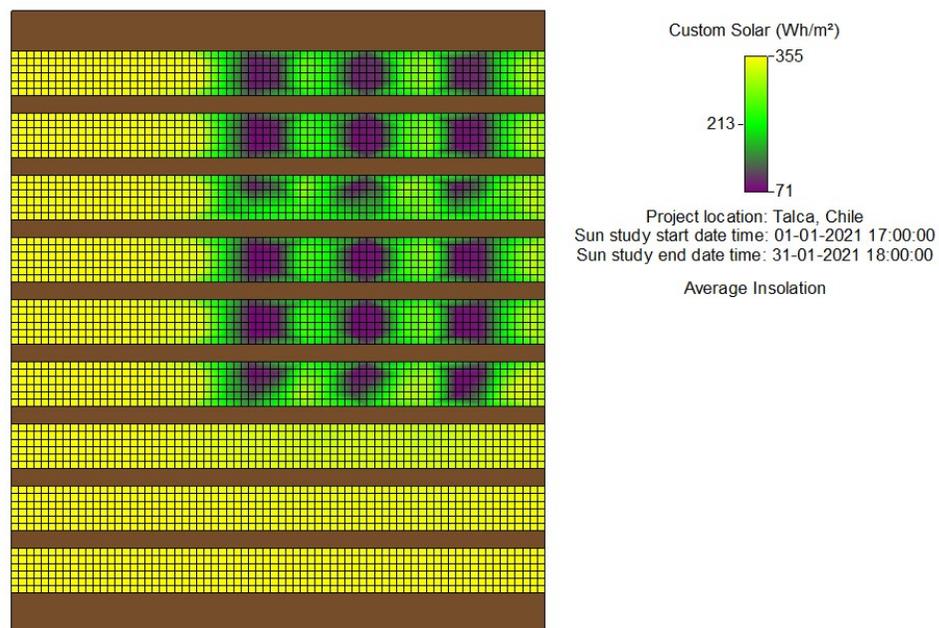


Figura C.11: Radiación solar incidente en superficie para las 17:00 - 18:00 horas en enero.

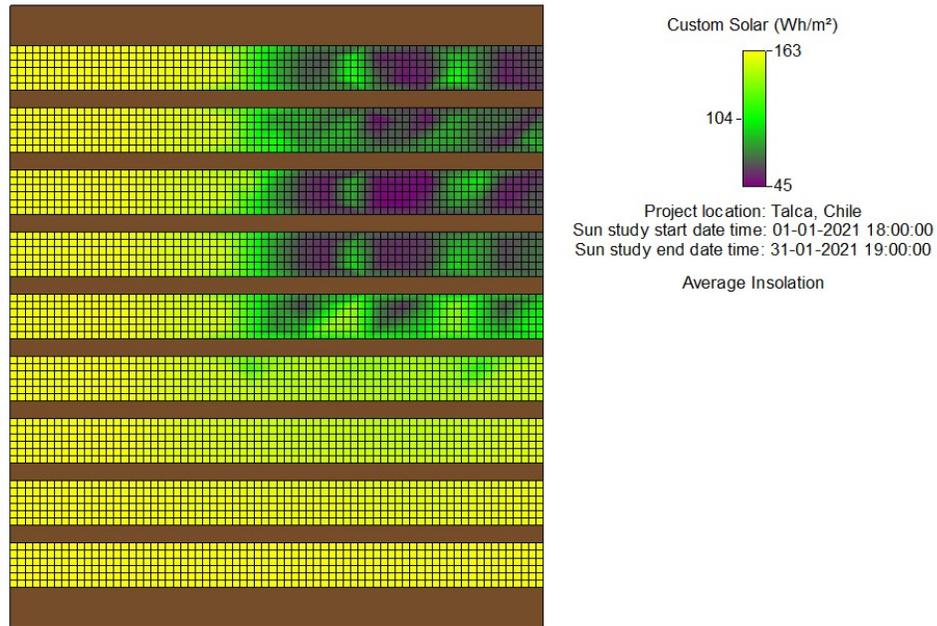


Figura C.12: Radiación solar incidente en superficie para las 18:00 - 19:00 horas en enero.

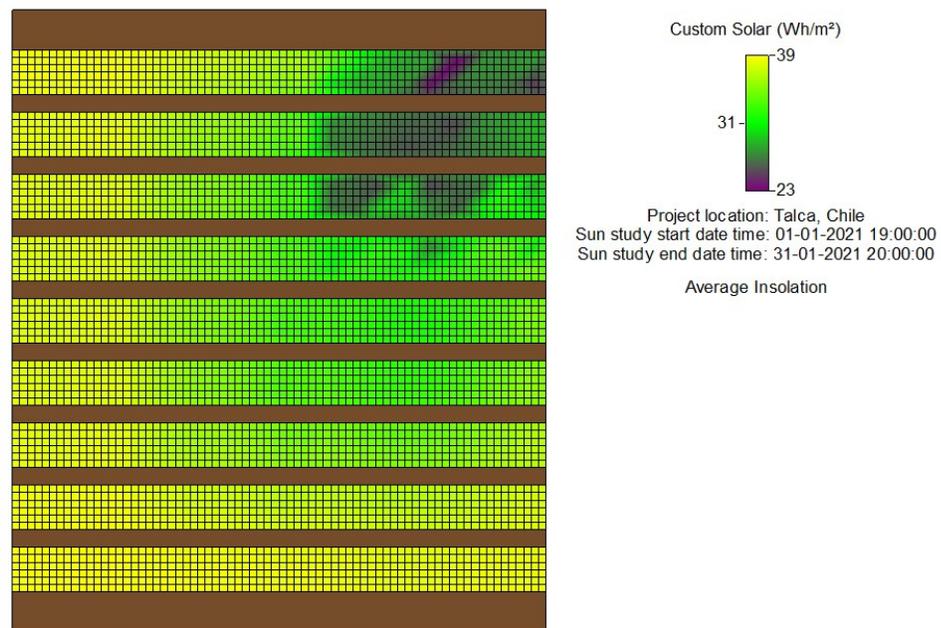


Figura C.13: Radiación solar incidente en superficie para las 19:00 - 20:00 horas en enero.

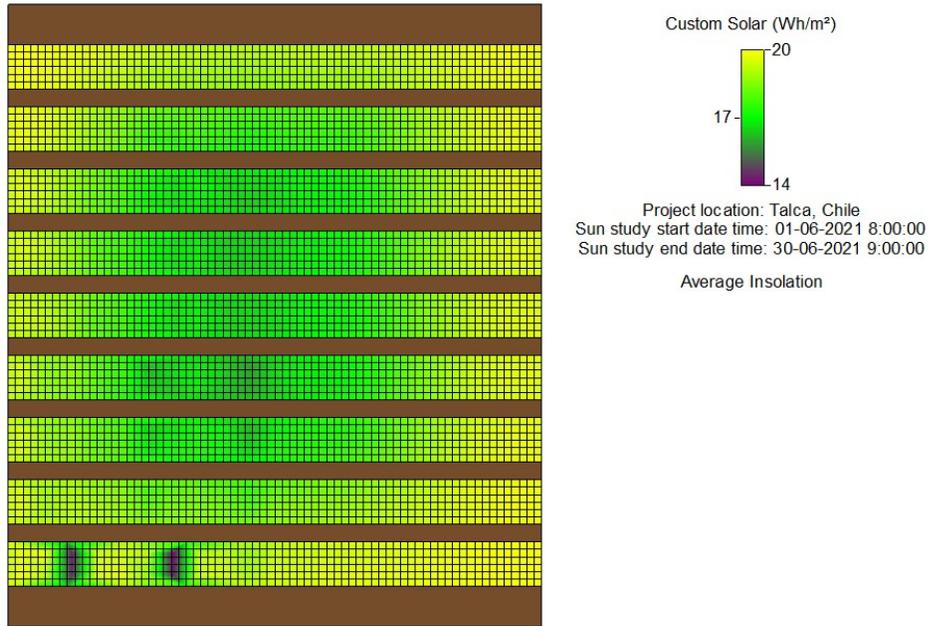


Figura C.14: Radiación solar incidente en superficie para las 8:00 - 9:00 horas en junio.

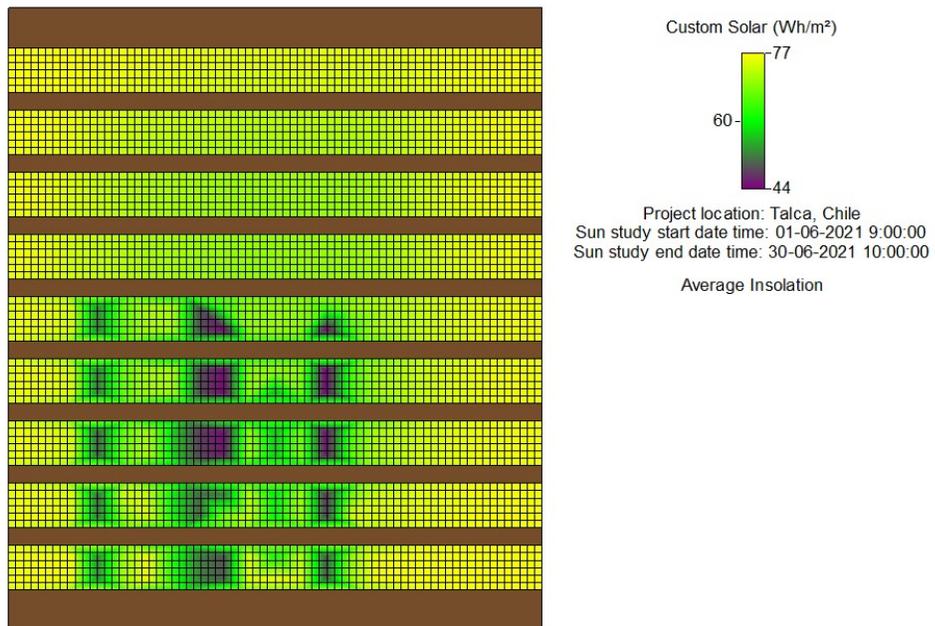


Figura C.15: Radiación solar incidente en superficie para las 9:00 - 10:00 horas en junio.

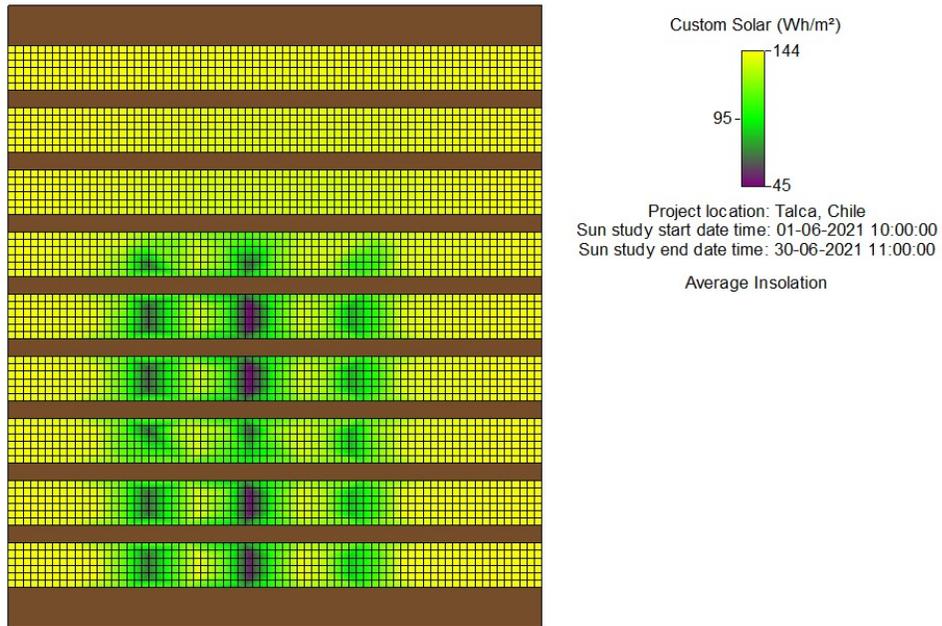


Figura C.16: Radiación solar incidente en superficie para las 10:00 - 11:00 horas en junio.

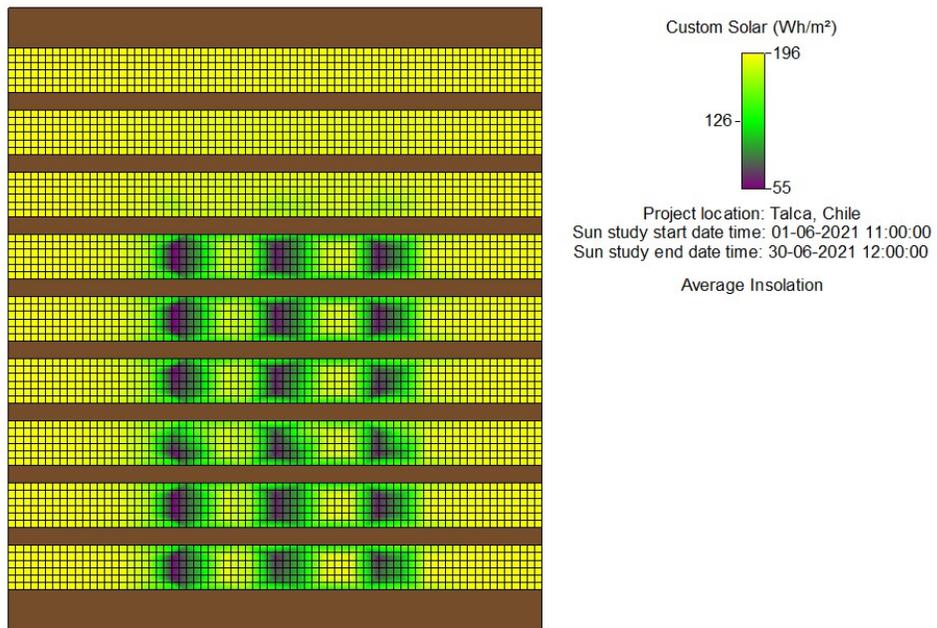


Figura C.17: Radiación solar incidente en superficie para las 11:00 - 12:00 horas en junio.

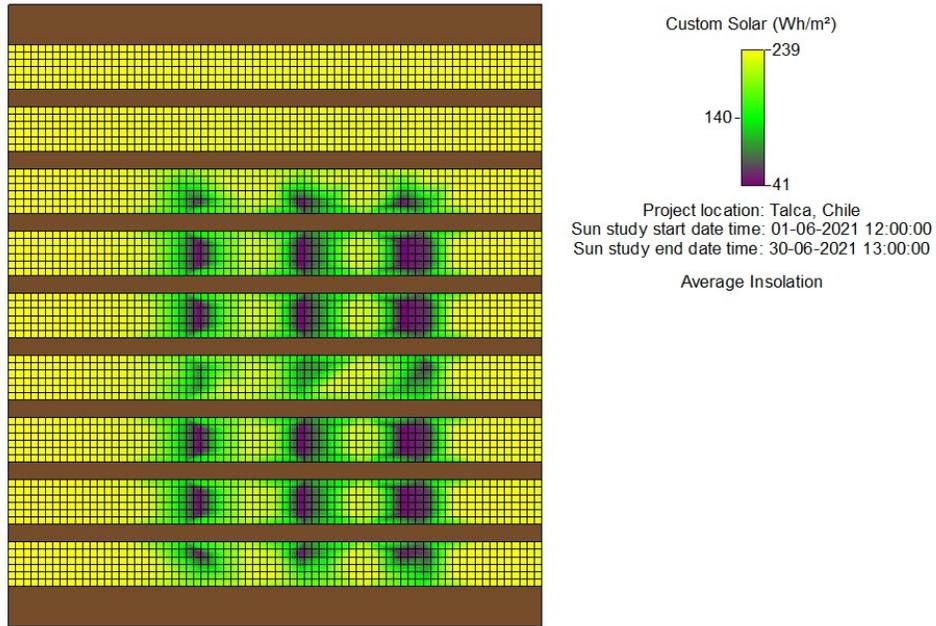


Figura C.18: Radiación solar incidente en superficie para las 12:00 - 13:00 horas en junio.

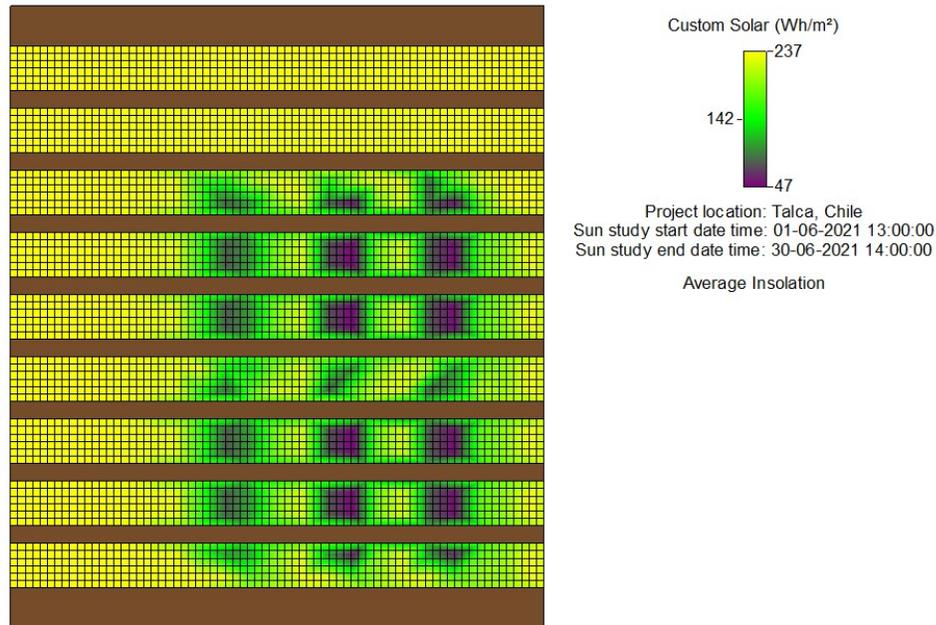


Figura C.19: Radiación solar incidente en superficie para las 13:00 - 14:00 horas en junio.

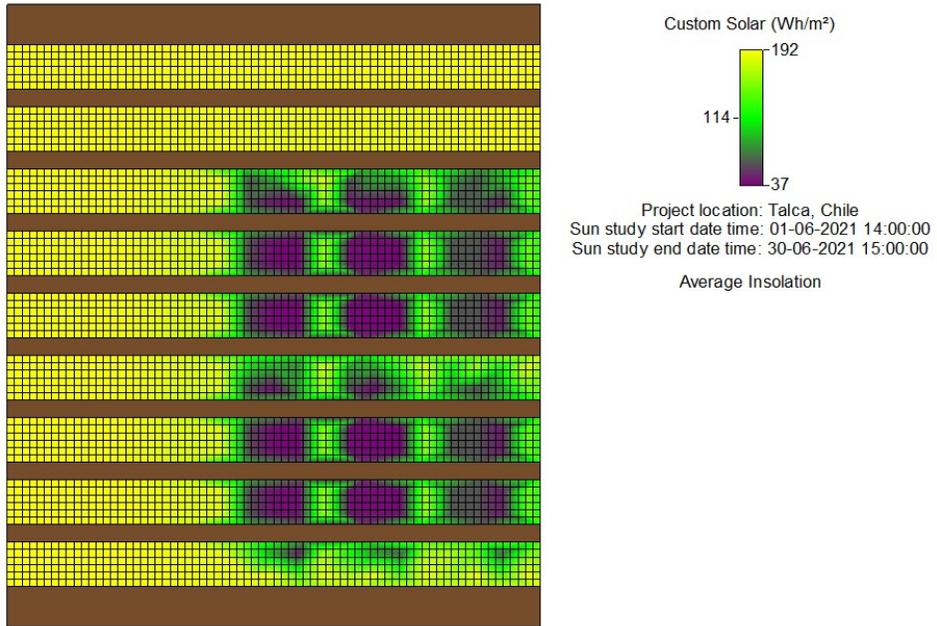


Figura C.20: Radiación solar incidente en superficie para las 14:00 - 15:00 horas en junio.

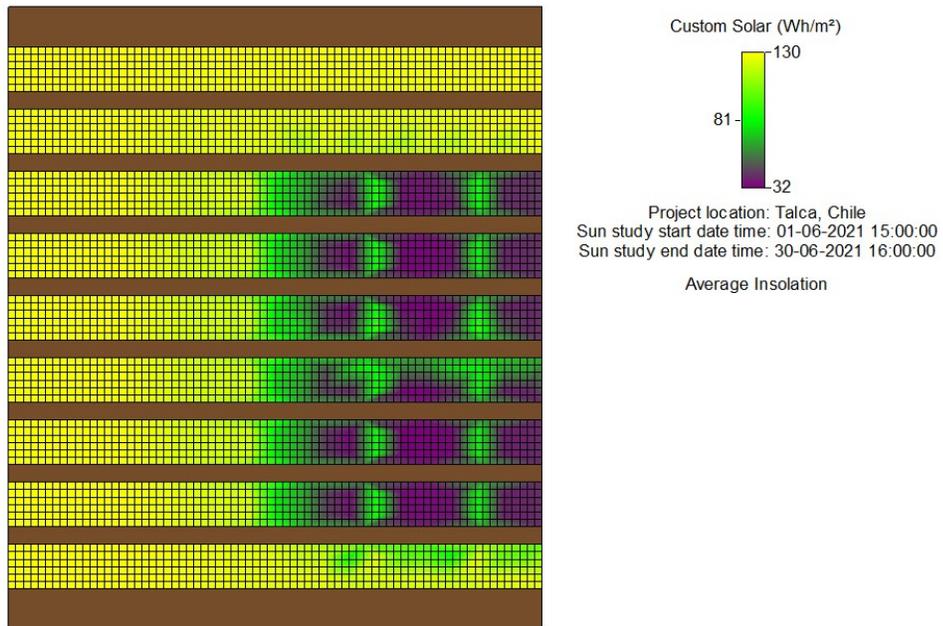


Figura C.21: Radiación solar incidente en superficie para las 15:00 - 16:00 horas en junio.

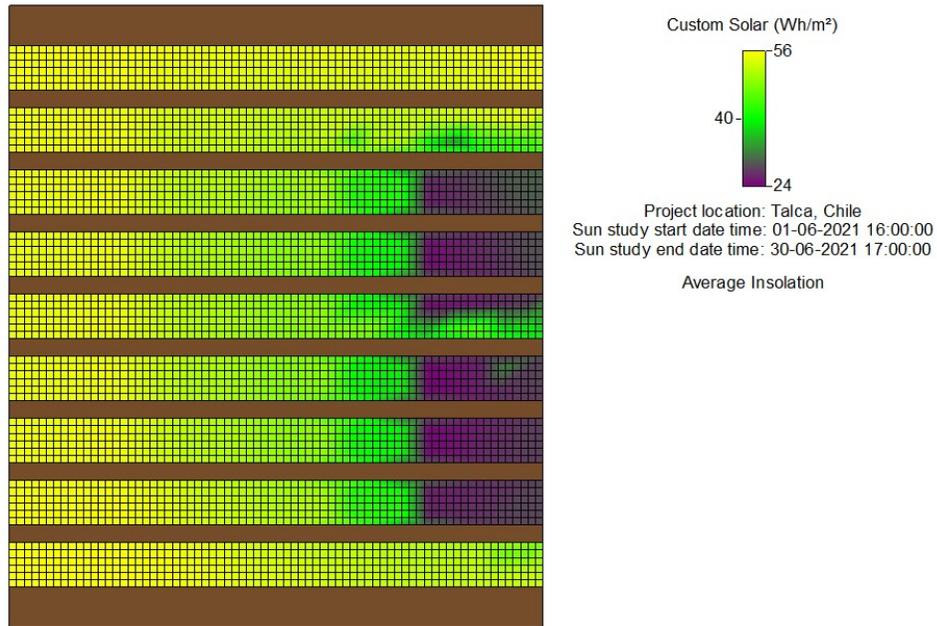


Figura C.22: Radiación solar incidente en superficie para las 16:00 - 17:00 horas en junio.

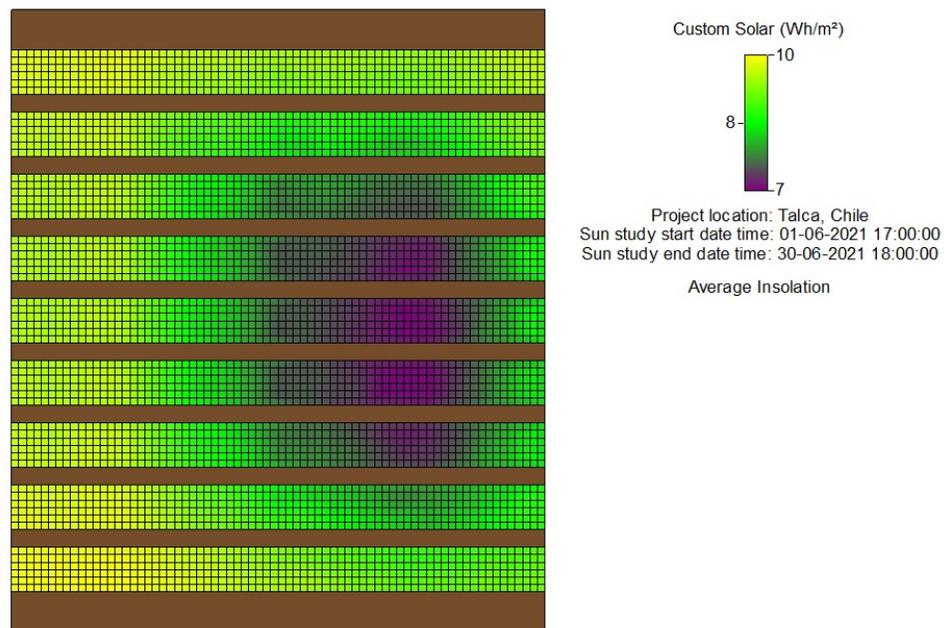


Figura C.23: Radiación solar incidente en superficie para las 17:00 - 18:00 horas en junio.

# Anexo D

## Escenarios de cambio climático

En el presente capítulo se presentan gráficos de los datos obtenidos en la Plataforma de Simulación Climática para las distintas variables climáticas consideradas según el escenario de cambio climático al cual correspondan. El objetivo es visualizar la variación para el futuro cercano, intermedio y lejano de la temperatura, precipitación, humedad relativa, radiación superficial incidente, velocidad del viento y nubosidad en la zona de emplazamiento para los años comprendidos entre 2006 - 2094 con respecto a los datos del periodo histórico presente. Lo anterior se muestra en los gráficos D.1, D.2, D.3, D.4, D.5 y D.6 a continuación:

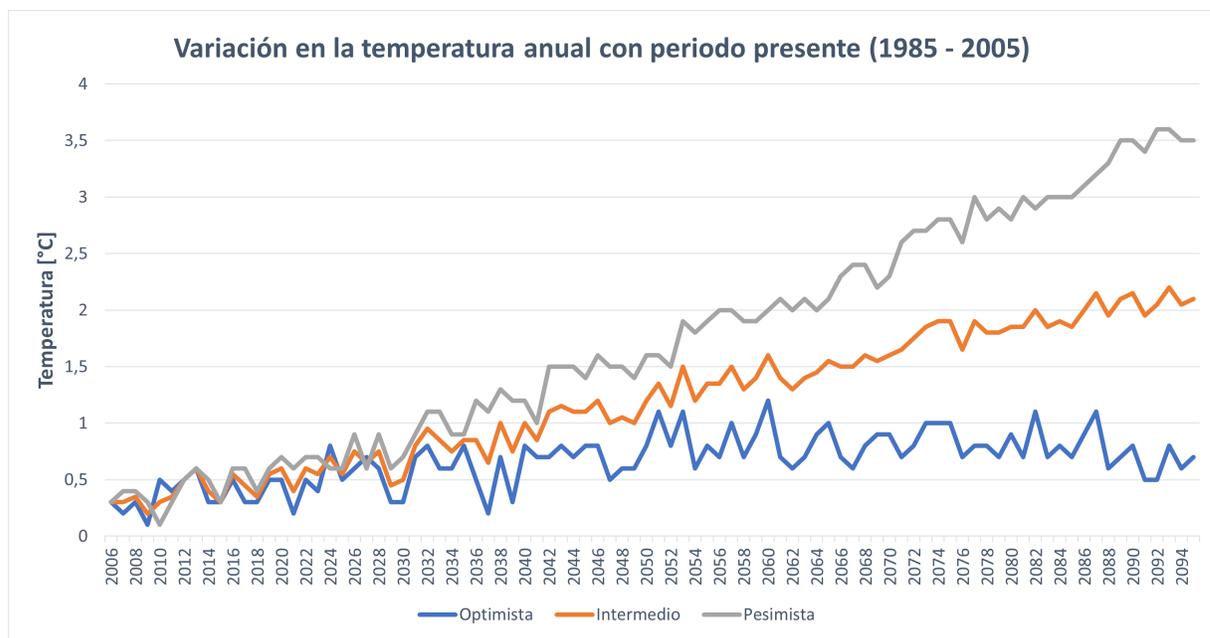


Figura D.1: Diferencia en la temperatura anual con periodo presente.

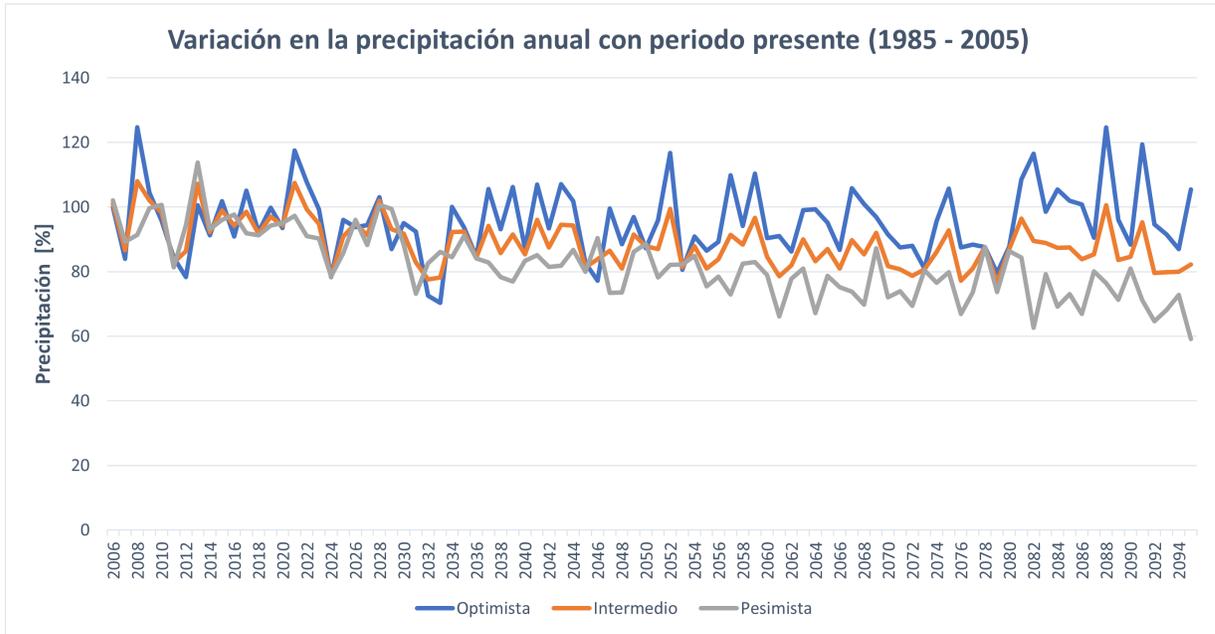


Figura D.2: Diferencia en la precipitación anual con periodo presente.

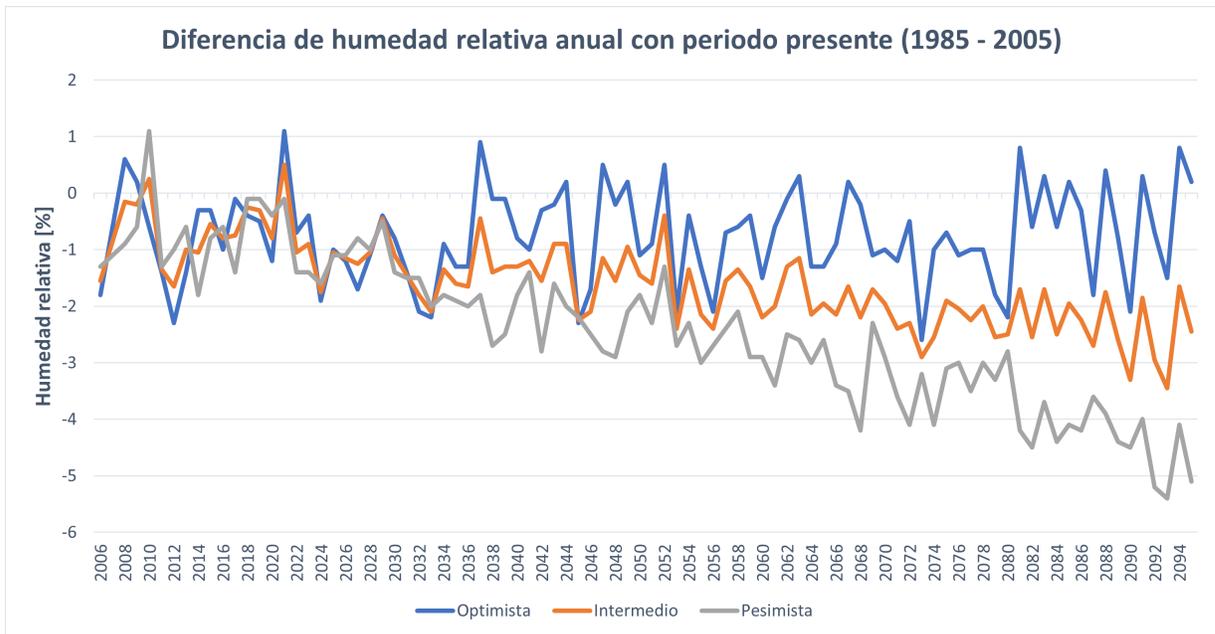


Figura D.3: Diferencia en la humedad relativa anual con periodo presente.

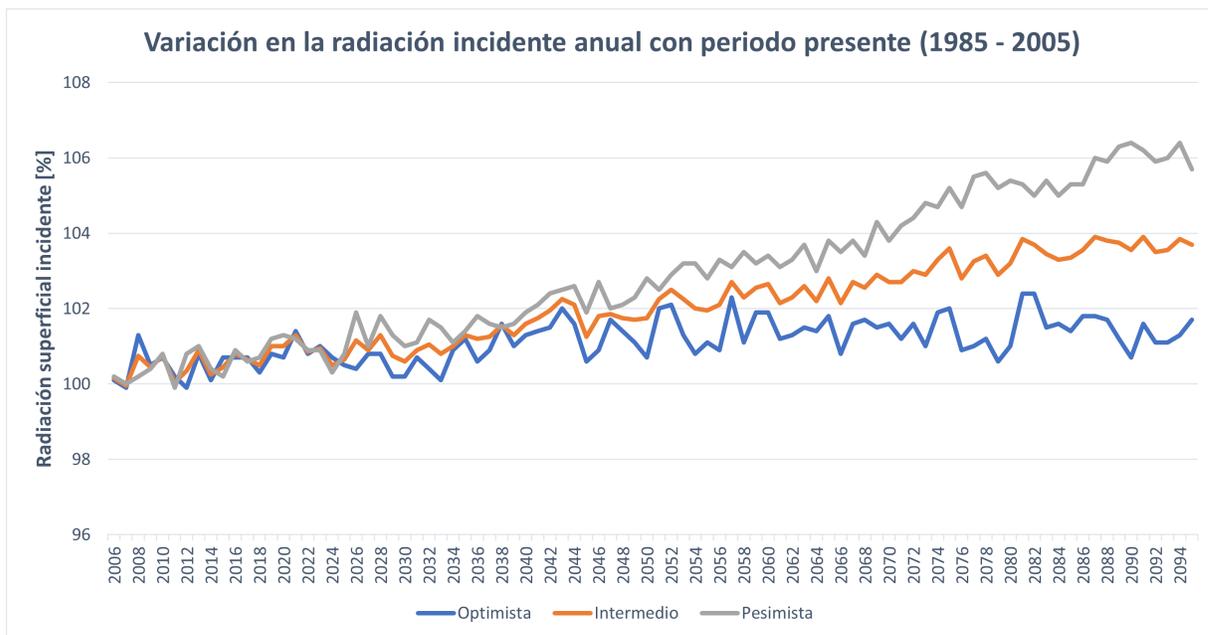


Figura D.4: Diferencia en la radiación superficial incidente anual con periodo presente.

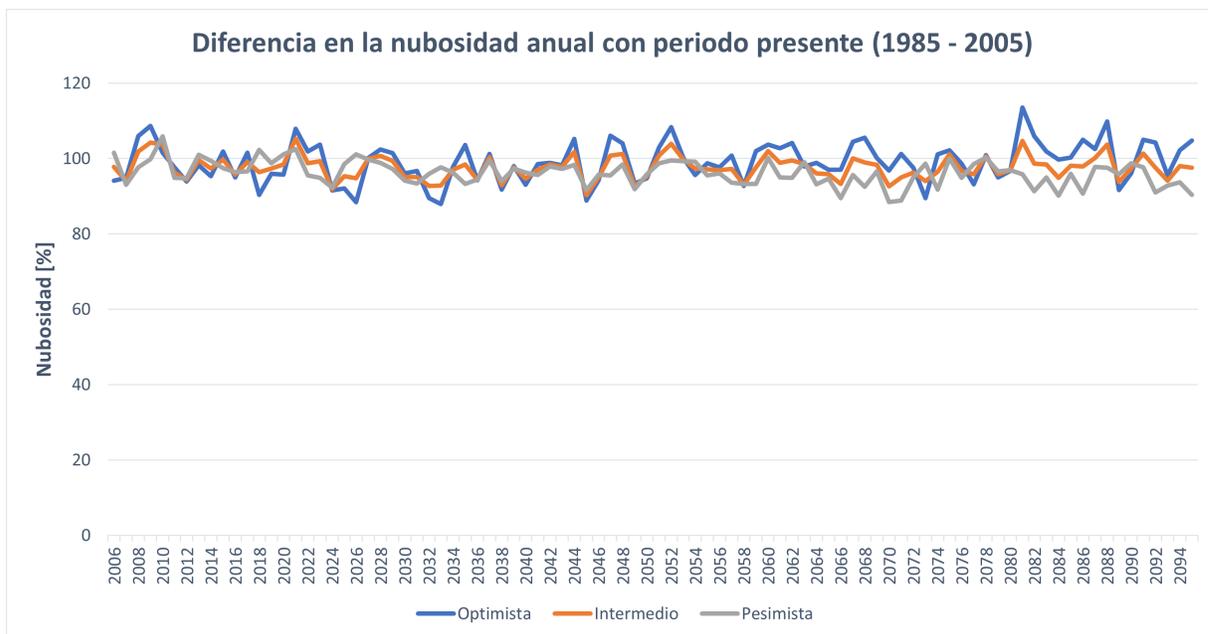


Figura D.5: Diferencia en la velocidad del viento zonal anual con periodo presente.

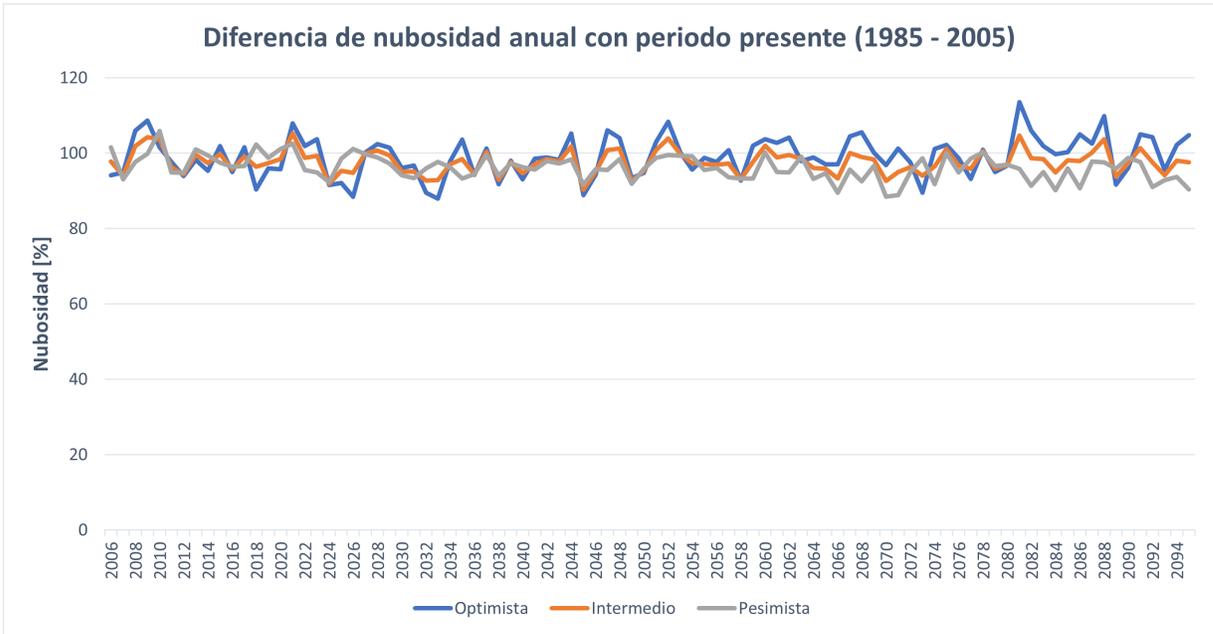


Figura D.6: Diferencia en la nubosidad anual con periodo presente.

## Anexo E

# Cálculo de PAR y rendimiento de cultivo de cerezo

A continuación, se detalla la metodología utilizada para la obtención de la Radiación Fotosintéticamente Activa (PAR), el rendimiento del cerezo para la categoría MINUS y su productividad neta considerando los efectos del cambio climático.

Por medio de las simulaciones de Revit, se tienen los datos de radiación solar incidente en superficie para las situaciones Con Proyecto y Sin Proyecto, durante los meses de enero y junio. Luego, promediando estos dos meses, se obtienen los datos de radiación solar incidente anual para ambas situaciones.

Teniendo la variación de la radiación solar incidente anual para el futuro cercano con respecto al periodo presente desde la herramienta de Plataforma de Simulaciones Climáticas, es posible obtener, por medio de la ecuación 4.1, la Radiación Fotosintéticamente Activa para el rango de años entre 2024 y 2044 en los escenarios climáticos optimistas, intermedio y pesimistas para las situaciones Con y Sin Proyecto.

Luego, utilizando la Radiación Fotosintéticamente Activa y suponiendo que el cultivo pertenece a la categoría MINUS se calcula, a través de la ecuación 4.4, el rendimiento del cultivo de cerezo para los tres escenarios climáticos evaluados para el periodo comprendido entre 2024 y 2044 en ambas situaciones de proyecto.

Posteriormente, según la información entregada por la empresa, se supone un rendimiento del campo de cerezos de 14.500 [kg/ha], lo que entrega un rendimiento del cultivo de cerezos para cada escenario de cambio climático sin sus efectos sobre la productividad. Además, por medio la amenaza climática supuesta para el año 2044 según cada escenario de cambio climático y su proyección lineal en el horizonte de evaluación, se tiene la variación en el rendimiento de cerezos. Finalmente, la productividad neta del cultivo de cerezos para el periodo 2024-2044 para los tres escenarios climáticos se obtienen mediante la resta del rendimiento del cultivo y la amenaza climática.

El rendimiento del cultivo de cerezos, incluyendo la amenaza climática, y su productividad neta para el periodo 2024-2044 según escenario de cambio climático para las situaciones Con y Sin Proyecto Agrivoltaico se muestran en la tabla E.1 y ??, respectivamente.

Tabla E.1: Rendimiento del cultivo de cerezos y su productividad neta para el periodo 2024-2044 según escenario de cambio climático para la situación Con Proyecto.

Año	Rendimiento de la biomasa [kg/ha]			Productividad neta del cultivo [kg]		
	Optimista	Intermedio	Pesimista	Optimista	Intermedio	Pesimista
2024	14.500	14.500	14.500	1.523	1.523	1.523
2025	13.725	13.680	13.634	1.441	1.436	1.432
2026	13.570	13.501	13.431	1.425	1.418	1.410
2027	13.439	13.285	13.131	1.411	1.395	1.379
2028	13.288	13.101	12.913	1.395	1.376	1.356
2029	13.108	12.870	12.633	1.376	1.351	1.326
2030	12.957	12.660	12.362	1.360	1.329	1.298
2031	12.831	12.471	12.110	1.347	1.309	1.272
2032	12.666	12.274	11.883	1.330	1.289	1.248
2033	12.500	12.059	11.617	1.313	1.266	1.220
2034	12.389	11.865	11.341	1.301	1.246	1.191
2035	12.253	11.676	11.099	1.287	1.226	1.165
2036	12.073	11.468	10.862	1.268	1.204	1.141
2037	11.937	11.266	10.596	1.253	1.183	1.113
2038	11.820	11.077	10.335	1.241	1.163	1.085
2039	11.640	10.862	10.083	1.222	1.140	1.059
2040	11.504	10.673	9.841	1.208	1.121	1.033
2041	11.358	10.476	9.594	1.193	1.100	1.007
2042	11.212	10.282	9.352	1.177	1.080	982
2043	11.086	10.093	9.100	1.164	1.060	956
2044	10.916	9.882	8.849	1.146	1.038	929

Tabla E.2: Rendimiento del cultivo de cerezos y su productividad neta para el periodo 2024-2044 según escenario de cambio climático para la situación Sin Proyecto.

Año	Rendimiento de la biomasa [kg/ha]			Productividad neta del cultivo [kg]		
	Optimista	Intermedio	Pesimista	Optimista	Intermedio	Pesimista
2024	14.500	14.500	14.500	1.523	1.523	1.523
2025	14.349	14.296	14.244	1.507	1.501	1.496
2026	14.199	14.093	13.987	1.491	1.480	1.469
2027	14.048	13.889	13.731	1.475	1.458	1.442
2028	13.897	13.686	13.474	1.459	1.437	1.415
2029	13.747	13.482	13.218	1.443	1.416	1.388
2030	13.596	13.279	12.962	1.428	1.394	1.361
2031	13.445	13.075	12.705	1.412	1.373	1.334
2032	13.295	12.872	12.449	1.396	1.352	1.307
2033	13.144	12.668	12.192	1.380	1.330	1.280
2034	12.993	12.465	11.936	1.364	1.309	1.253
2035	12.843	12.261	11.679	1.348	1.287	1.226
2036	12.692	12.057	11.423	1.333	1.266	1.199
2037	12.541	11.854	11.167	1.317	1.245	1.172
2038	12.391	11.650	10.910	1.301	1.223	1.146
2039	12.240	11.447	10.654	1.285	1.202	1.119
2040	12.089	11.243	10.397	1.269	1.181	1.092
2041	11.939	11.040	10.141	1.254	1.159	1.065
2042	11.788	10.836	9.885	1.238	1.138	1.038
2043	11.637	10.633	9.628	1.222	1.116	1.011
2044	11.487	10.429	9.372	1.206	1.095	984