



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

SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA PARA UN SISTEMA AGRIVOLTAICO EN UNA PLANTACIÓN DE CEREZOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JAVIER OSCAR PRADO CERONI

PROFESORA GUÍA:
Marcia Montedonico Godoy

PROFESOR CO-GUÍA:
Rodrigo Palma Behnke

COMISIÓN:
Patricio Mendoza Araya

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el proyecto FONDECYT/ANID N° 1241556

SANTIAGO DE CHILE
2024

SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA PARA UN SISTEMA AGRIVOLTAICO EN UNA PLANTACIÓN DE CEREZOS

La carrera por mitigar el cambio climático impulsa a muchos países a integrar energías renovables en sus matrices eléctricas. En Chile, el aumento en generación fotovoltaica durante la última década es notable, especialmente en la zona central, donde se utiliza terrenos agrícolas para la instalación de pequeños medios de generación distribuida. Esta competencia por el uso de suelo da lugar a los sistemas agrivoltaicos, que buscan la coexistencia de las actividades agrícolas con la generación fotovoltaica.

El presente trabajo tiene como objetivo diseñar un sistema de gestión de energía para un predio agrícola dedicado al cultivo de cerezos, que también incluye un packing en la misma ubicación. Este sistema optimiza los consumos energéticos y proporciona un control de seguimiento para el sistema fotovoltaico, minimizando el efecto de la sombra sobre el huerto. El problema de optimización se aborda en dos etapas: una para el sistema de seguimiento fotovoltaico y otra para la optimización de los consumos y el uso de los equipos eléctricos.

Los consumos y procesos agrícolas se caracterizan a partir de salidas a terreno tanto a un packing como a un huerto de cerezos. Para los parámetros relacionados al huerto, se utiliza información del predio de Noblefruit, donde se planifica una planta piloto de sistema agrivoltaico. Además del estudio del caso base, se analizan diversas sensibilidades en parámetros energéticos y agrícolas.

En cuanto a los resultados obtenidos, se diseña un sistema de control que disminuye el efecto de sombreado en las plantas del huerto, alcanzando un 78,9% del día bajo condiciones de radiación adecuadas, más del doble de lo logrado con el seguimiento tradicional. Además, el sistema de seguimiento propuesto proporciona ahorros del 10,6% en la energía utilizada para riego.

El EMS diseñado balancea consumos y generación, además de implementar técnicas de desplazamiento de cargas en los consumos que lo permiten. El costo operacional obtenido es de 246,24 MCLP para el caso base. De las sensibilidades se desprende que el DSM tiene poco efecto debido a la naturaleza esencialmente fija de los consumos estudiados. Por otro lado, el diésel se utiliza por sobre el BESS debido a su menor costo operativo. Respecto a la generación, el uso de un seguimiento que maximice la producción de energía aumenta la energía generada en un 26,8%, reduciendo los costos operacionales en un 10,5% aunque empeora las condiciones de radiación en el huerto de manera significativa. Finalmente, el número de árboles que se permite afectar por las sombras puede brindar o quitar flexibilidad al sistema de generación, subrayando la importancia de definir límites adecuados para cada cliente según sus objetivos específicos.

*“If you can meet with Triumph and Disaster,
and treat those two impostors just the same (...),”
Rudyard Kipling.*

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mis profesores guías por acompañarme en este proceso: gracias Marcia por atreverte a dar este paso como profesora guía y por enseñarme este tema del que no tengo dudas será mi tema de trabajo y especialización profesional en el futuro. Al profesor Rodrigo Palma por las detalladas sesiones de revisión del trabajo. Además, gracias al profesor Patricio Mendoza por integrar la comisión y por brindarme lo que fue mi hogar dentro del departamento en el Laboratorio de Energía y Accionamientos. Se agradece el financiamiento parcial del proyecto FONDECYT / ANID N° 1241556

Agradecer a Luis Rodríguez por su eterna paciencia respondiendo preguntas, incluso mucho después de la visita a terreno, al igual que a mi primo Juan Pablo por toda su ayuda y comentarios durante este trabajo. En la misma línea, agradezco también a la Vivi y Juan Manuel por sus comentarios y aportes desde el Centro de Energía.

Agradecer a la Caro por todo el apoyo y aguantarme en días donde no estuve del mejor humor. Por esos regalones cuando no me he podido despegar del trabajo, las ricas caminatas para despejarnos mutuamente y la paciencia a lo largo de todos estos años.

A mis hermanos, por todos esos momentos de risas e infinitos recuerdos que tengo con ustedes. ¡Gracias Ignacio por todos los consejos de la carrera en estos años!

A mis amigos de la carrera, por compartir en las buenas y malas notas (¡muchas veces más malas que buenas!) y todas esas conversaciones y cafés en el patio, laboratorio y cuantos otros lugares. A mis amigos ñoños, por aguantarme todas las incontables veces en que no pude juntarme con ustedes, y por darme algunos de los mejores recuerdos que tengo hace años. ¡Prometo que esta vez sí que sí nos veremos más!

A Los Sociales, que merecen un párrafo sólo para ellos. Gracias por compartir tantos buenos momentos y risas. Gracias por hacer de todo este proceso algo mucho más ameno y lleno de historias y anécdotas de las que estoy seguro nos seguiremos riendo por el resto de los años, y que estoy seguro aún no acaban de aparecer.

Finalmente, agradecer a mis padres por el apoyo incondicional desde el primer día. Por todas esas conversaciones y largas sobremesas. A mi mamá por siempre arreglárselas para dejar cosas ricas en la despensa cuando me vienes a ver (las mejores sorpresas en momentos de fuerte estudio), y a mi papá por todos esos sabios consejos que me has dado, que siempre dan una mejor mirada a la vida.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Alcances	5
1.4. Estructura del documento	5
2. Antecedentes y estado del arte	6
2.1. Sistemas de gestión de energía	6
2.1.1. Características de un EMS	6
2.1.2. Herramientas en la gestión energética	7
2.1.2.1. Revisión energética	8
2.1.2.2. Auditorías energéticas	8
2.1.3. Estrategias de gestión de energía	9
2.1.4. EMS en la industria	9
2.1.5. Normativa	10
2.2. Consumo energético	10
2.2.1. Uso en la fruticultura	10
2.2.1.1. Sistemas de riego	12
2.2.1.1.1. Sistemas de bombeo	12
2.2.1.2. Maquinaria agrícola	13
2.2.2. Uso en el packing	14
2.2.3. Autoconsumo	15
2.2.3.1. Ley de NetBilling	15
2.2.3.2. Tarifas eléctricas	15
2.3. Generación fotovoltaica	16
2.3.1. Estándares de medición	17
2.3.2. Irradiancia	17
2.3.3. Potencia generada	18
2.4. Acumuladores electroquímicos	19
2.5. Sistemas agrivoltaicos	19
2.5.1. Impactos	21
2.5.1.1. Impactos sobre los cultivos	21
2.5.1.2. Impactos sobre los paneles	23
2.5.2. Normativa	23
2.6. Características del cultivo	24

2.6.1.	Necesidad lumínica	25
2.6.2.	Necesidad de riego	26
3.	Metodología propuesta	28
3.1.	Sistemas agrivoltaicos	29
3.1.1.	Modelo de sombra y radiación	29
3.1.1.1.	Ángulos solares	29
3.1.1.2.	Posición de los paneles	30
3.1.1.3.	Proyección de sombra	30
3.1.1.4.	Asignación de radiación	32
3.1.2.	Sistemas de seguimiento utilizados	33
3.1.2.1.	Sun tracking	33
3.1.2.2.	Tracking agrivoltaico	33
3.1.3.	Generación y reducción de riego	39
3.1.3.1.	Evapotranspiración	39
3.1.3.2.	Generación fotovoltaica	42
3.2.	Consumos energéticos	42
3.2.1.	Huerto	43
3.2.1.1.	Riego	43
3.2.1.2.	Tractores	47
3.2.2.	Packing	49
3.3.	EMS	52
3.3.1.	Planificación de EMS	52
3.3.2.	Modelo matemático	53
3.3.2.1.	Función objetivo	55
3.3.2.2.	Restricciones	55
3.3.3.	Implementación del modelo	57
3.3.4.	Parámetros utilizados	57
3.3.5.	Verificación	58
4.	Resultados y análisis	65
4.1.	Descripción del caso de estudio	65
4.2.	Sistemas de seguimiento	66
4.2.1.	Efecto de la sombra en el riego	71
4.3.	Optimización	74
4.4.	Sensibilidades	78
4.4.1.	Nº de árboles afectados permitido	78
4.4.1.1.	Resultados de tracking y generación	79
4.4.1.2.	Resultados operacionales	81
4.4.2.	Sistemas de seguimiento	85
4.4.3.	Variación de potencia contratada	87
4.4.4.	Tamaño del equipo diésel	90
4.4.5.	Costo de inversión BESS	96
5.	Conclusiones y trabajo futuro	103
5.1.	Conclusiones	103
5.2.	Trabajo futuro	105

Bibliografía	106
Anexos	112
A. Tablas y figuras	112

Índice de Tablas

2.1.	Resumen de temas tratados por autores revisados en EMS.	7
2.2.	Información previa en auditorías energéticas. Fuente: AgenciaSE.	8
3.1.	Tracking asignado a cada mes.	39
3.2.	Factor de corrección asociado a cerezos.	41
3.3.	K_c para los meses del año.	42
3.4.	Parámetros frecuencia de riego.	45
3.5.	Parámetros tiempo de riego.	45
3.6.	Frecuencia, duración y potencia del perfil de riego obtenido.	47
3.7.	Características técnicas Fendt e100.	47
3.8.	Tabla de resumen operación de tractores.	49
3.9.	Consumos identificados en el packing.	52
3.10.	Características de los consumos estudiados.	52
3.11.	Variables del sistema EMS.	54
3.12.	Parámetros del sistema EMS.	54
3.13.	Parámetros utilizados del sistema EMS.	59
4.1.	Generación total diaria para el día medio de diciembre.	68
4.2.	Generación total anual por cada módulo fotovoltaico.	69
4.3.	Tiempo bajo el límite establecido para diciembre.	69
4.4.	Tiempo dentro del límite establecido para los meses de fotosíntesis.	70
4.5.	Energía anual por concepto de riego.	73
4.6.	Efecto del DSM en el costo operacional.	77
4.7.	Variables analizadas. En color se encuentran los valores base.	78
4.8.	Variación del costo operacional al variar el límite de árboles afectados por el seguimiento propuesto.	85
4.9.	Costo operacional ante aumento y disminución de la potencia contratada.	90
4.10.	Costo operacional ante sensibilidades en el tamaño del equipo diésel.	95
4.11.	Variación del costo operacional ante variaciones de la inversión inicial del equipo BESS.	100
4.12.	Resumen de sensibilidades.	102
A.1.	Procesos agrícolas con uso de tractores.	112

Índice de Ilustraciones

1.1.	Evolución de la capacidad neta instalada en la última década. Se observa el gran aumento de la presencia ERNC. Fuente: Ministerio de Energía [8].	2
1.2.	Emplazamiento de generación eléctrica del valle central de la zona sur de la Región de O’Higgins y zona norte de la Región de Maule, diciembre 2020. Se marca con un sol los proyectos PV. Fuente: Ministerio de Energía [15].	3
2.1.	Procesos energéticos en el campo. Fuente: Energúas Agroindustria AgenciaSE [32].	11
2.2.	Métodos de riego por región en cerezos. Se observa una fuerte predominancia del riego por goteo. Fuente: elaboración propia en base a datos del Catastro Frutícola [51].	12
2.3.	Número de tractores por cada 1000 trabajadores. Fuente: elaboración propia en base a datos de Fuglie et al 2019 [54].	13
2.4.	Precios históricos del diésel en Chile. Fuente: Global Petrol Prices [55].	14
2.5.	Esquema de funcionamiento Ley de Netbilling. Fuente: Ministerio de Energía [57].	15
2.6.	Ilustración de los ángulos utilizados para describir la orientación del sol respecto al panel solar. Fuente: [61].	18
2.7.	Concepto básico de los sistemas agrivoltaicos. Fuente: Fraunhofer Chile [62].	20
2.8.	Proyectos AgroPV en el mundo. Fuente: Abdullah, M. et al (2022) [63].	20
2.9.	Proyectos AgroPV en Chile. Fuente: Giovanni Benedetto, Centro de Energía Universidad de Chile, 2024.	21
2.10.	Proyecto agrivoltaico en Alemania, lado a lado con protección climática mediante cubiertas plásticas. Fuente: [67].	22
2.11.	Cerezas del tipo Regina [63].	25
2.12.	Espectro de radiación solar. Se señala la porción de luz visible.	26
2.13.	Curva de saturación de cultivos seleccionados. Fuente: Fraunhofer Chile [21].	26
2.14.	Estados fenológicos a lo largo del año con sus procesos de consumo energético. Fuente: [79] con edición propia.	27
3.1.	Metodología propuesta.	28
3.2.	Ángulos solares.	30
3.3.	Ángulos de seguimiento del panel. Fuente: [80]	31
3.4.	Origen y centroide. Fuente: [80].	31
3.5.	Proyección de sombra del panel. Fuente: [82].	32
3.6.	Simulaciones para el 1 de enero del 2020 a las 17:00 y ángulo de inclinación $B = 0$. Se observa cómo la radiación en sombra es notoriamente menor a la GHI.	33
3.7.	Sombras para $\beta = 0^\circ$ a las 14:00:00 del 1 de enero del 2020.	34
3.8.	Diagrama de flujo de la función <i>main</i>	36
3.9.	Diagrama de flujo de la obtención del ángulo óptimo de seguimiento para un instante dado.	37

3.10.	Diagrama de flujo de la obtención del ángulo óptimo de seguimiento para un instante dado, utilizando estrategias para minimizar los tiempos de simulación.	38
3.11.	Distintos niveles posibles de cálculo en el proceso de evapotranspiración con el método de Penman-Monteith. Fuente: [85].	39
3.12.	Ubicaciones de interés.	43
3.13.	ET_0 utilizado para los perfiles de riego.	46
3.14.	Energía utilizada en riego mensualmente.	46
3.15.	Consumo mensual de la maquinaria agrícola.	49
3.16.	Consumo diario del packing.	51
3.17.	Diagrama de flujo de los procesos utilizados.	58
3.18.	Perfil de prueba basal.	60
3.19.	Variaciones en el perfil de generación y consumos ante cambios en el perfil de generación fotovoltaico.	60
3.20.	Perfil de prueba con equipo diésel encendido.	61
3.21.	Perfil de prueba con equipo diésel fuera de servicio.	62
3.22.	Estado de carga del equipo BESS.	63
3.23.	Perfil de consumos al no tener generación PV.	63
3.24.	Perfil de consumos con potencia contratada de 650 kW.	64
4.1.	Vista aérea del predio. En rojo se marca la ubicación geográfica señalada. Fuente: Google Earth.	65
4.2.	Caso de estudio en Noblefruit. Fuente: González, JM., 2024. Documento interno Centro de Energía.	66
4.3.	Resultados del modelo para el mes de diciembre.	67
4.4.	Diferencia de generación para los tipos de seguimiento en los días medios de cada mes.	68
4.5.	Porcentaje de árboles afectados en diciembre. La línea verde muestra el límite máximo de permisividad para el tracking agrivoltaico.	69
4.6.	Porcentaje del día solar en que los árboles están dentro del límite.	70
4.7.	Radiación incidente en diciembre para hileras con y sin paneles. Se observa una notoria disminución en el caso con paneles.	71
4.8.	Comparaciones de ET_0 en las 3 localidades.	72
4.9.	Variación de ET_0 calculado para los distintos tipos de seguimiento.	73
4.11.	Variación porcentual de energía en sistemas de riego por tipo de tracking.	73
4.10.	Efecto del sistema de seguimiento sobre el riego.	74
4.12.	Riego final para los tres casos de seguimiento.	74
4.13.	Costos desglosados mensualmente.	75
4.14.	Balance de cargas para el 15 de diciembre.	76
4.15.	Desplazamiento de cargas para el 15 de diciembre.	77
4.16.	Comportamiento del SoC a lo largo del año para el sistema de almacenamiento.	78
4.17.	Ángulos de seguimiento para distintos límites de árboles afectados permitidos. Se observan ligeros cambios.	79
4.18.	Comparación de sensibilidades en el tracking obtenido.	80
4.19.	Potencia generada por los distintos seguimientos.	80
4.20.	Comparación de las porciones del día solar en que los árboles se encuentran dentro del límite establecido.	81
4.21.	Costo de operación con límite de árboles afectados al 20%. Se observa una disminución del costo operacional a causa del mayor perfil de generación.	82

4.22.	Balance de cargas con el límite de árboles afectados al 20% para los días de diciembre.	82
4.23.	Ciclado del BESS con el límite de árboles afectados en 20%. Se mantiene sin uso al igual que en el caso base.	83
4.24.	Costo de operación con límite de árboles afectados al 0%. No se observan mayores cambios en el desglose general.	84
4.25.	Balance de cargas con el límite de árboles afectados al 20% para los días de diciembre.	84
4.26.	Ciclado del BESS con el límite de árboles afectados en 0%. Se mantiene sin uso al igual que en el caso base.	85
4.27.	Comportamiento del SoC a lo largo del año considerando sun tracking.	86
4.28.	Balance de cargas con seguimiento de tipo ST.	86
4.29.	Estado de carga anual del BESS con seguimiento de tipo ST.	87
4.30.	Costo de operación con $P_{con} = 600kW$. Se observa un claro aumento del costo por concepto diésel, junto a una disminución del costo por potencia.	88
4.31.	Balance de cargas con $P_{con} = 600kW$. Se observa aumento del uso del equipo diésel en complemento de la generación solar.	88
4.32.	Uso del sistema BESS con $P_{con} = 600kW$	89
4.33.	Costo operacional con $P_{con} = 800kW$	89
4.34.	Balance de cargas con $P_{con} = 800kW$	90
4.35.	Costo operacional con $P_{diésel}^{max} = 100kW$	91
4.36.	Balance de cargas con $P_{diésel}^{max} = 100kW$. Se observa un mayor uso del sistema de baterías.	91
4.37.	Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.	92
4.38.	Funcionamiento del DSM con $P_{diésel}^{max} = 100kW$	93
4.39.	Costos operacionales con $P_{diésel}^{max} = 0kW$	93
4.40.	Balance de cargas con $P_{diésel}^{max} = 0kW$	94
4.41.	Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.	95
4.42.	Costo operacional con inversión al 50%.	96
4.43.	Balance de cargas con inversión al 50%.	97
4.44.	Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.	98
4.45.	Costo operacional con inversión al 25%.	99
4.46.	Balance de cargas con inversión al 25%.	99
4.47.	Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.	100
A.1.	Ejemplos del calendario de cargas para tractores eléctricos. Fuente: [89].	113

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Actualmente, una de las mayores amenazas que enfrentamos como especie es la del cambio climático. Éste corresponde a los cambios en el largo plazo de temperaturas y patrones climáticos de nuestro planeta. Estos cambios pueden deberse a procesos naturales como tormentas solares o erupciones volcánicas, sin embargo, a partir del siglo XIX ha sido la actividad humana la principal causante de este efecto esencialmente a causa de la quema de combustibles fósiles [1].

En respuesta a lo anterior, los líderes del mundo se reunieron el 12 de diciembre de 2015 en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21) para firmar el Acuerdo de París, donde se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y así limitar el aumento de la temperatura global de este siglo a 2 °C y esforzarse para que este aumento no supere los 1,5 °C [2].

En el caso de Chile, el gobierno se comprometió a alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050 lo que significa, entre otros objetivos, lograr una industria sostenible para el sector energético [3]. Aquí, el término “sostenible” hace referencia a la necesidad de desacoplar los avances industriales del uso excesivo de recursos naturales y de los impactos negativos al medio ambiente [4]. De este modo entran en acción las fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC) ya que en la medida en que éstas son incluidas en la red eléctrica, son desplazadas las fuentes de generación en base a combustibles fósiles reduciendo así las emisiones totales.

En el contexto chileno las condiciones naturales para el desarrollo de este tipo de tecnologías es altamente positivo, particularmente gracias a las altas radiaciones del norte del país para sistemas fotovoltaicos (PV) y de concentración solar de potencia (CSP), además de los fuertes vientos en las costas y sur del país para el desarrollo de proyectos eólicos. De este modo es que el Ministerio de Energía ha estimado el potencial renovable del país en torno a 2.315 GW, donde un 89,3% corresponde al potencial PV [5]. Si además se toma en cuenta la sostenida baja de precios que han presentado estas tecnologías renovables a lo largo de los últimos años [6, 7] no es sorpresa el fuerte y sostenido aumento en proyectos ERNC durante la última década como se muestra en la Figura 1.1.

Capacidad neta instalada, renovables, ERNC y proyección a noviembre 2023

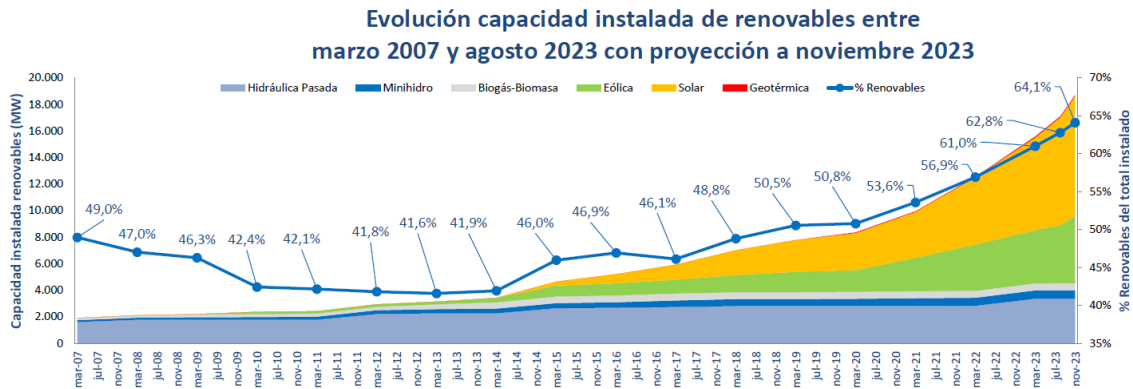


Figura 1.1: Evolución de la capacidad neta instalada en la última década. Se observa el gran aumento de la presencia ERNC. Fuente: Ministerio de Energía [8].

Por su parte, la agricultura es una actividad vital para el ser humano que nos ha acompañado desde los inicios de la civilización. Con el pasar de los años, el sector agrícola ha tenido que desarrollar nuevas tecnologías y técnicas de producción para poder dar abasto a la creciente población mundial. Tanto así que a día de hoy la agricultura representa en torno a un 30 % del consumo energético del planeta [9], siendo utilizada en gran cantidad de procesos a lo largo de toda la cadena de producción de alimento, como puede ser el riego, maquinaria, fertilización, cosecha, transporte y refrigeración, entre otros [10].

De la mano con el fuerte incremento en proyectos ERNC ya mencionado, se ha observado que cerca del 50 % de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) se han instalado en las regiones Metropolitana, O'Higgins y Maule, ubicadas en la zona central del país [11]. Según la Oficina de Estudios Políticas Agrarias (ODEPA), estas regiones acumulan un 62 % de las plantaciones de frutales del país [12], lo que sugiere una posible competencia por el uso del suelo entre el sector energético y agrícola en Chile. La Figura 1.2 muestra los proyectos de generación en la zona sur de la región de O'Higgins y la zona norte de la región del Maule. Lo anterior no solo es preocupación a nivel nacional, sino que países como Italia ya han prohibido el desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica a gran escala en terrenos agrícolas [13]. Es en este contexto que cobra sentido el concepto de sistemas agrivoltaicos (AgroPV), que combinan la producción agrícola con la generación de energía solar fotovoltaica mediante el uso compartido de terrenos agrícolas, permitiendo velar por los intereses del mundo agrícola y energético en conjunto sin perjudicar mayormente al otro, o mejor, que presenten sinergias entre ambos sectores productivos. [14].

En el contexto nacional acorde a datos del Banco Central y a la Subsecretaría de Relaciones Internacionales, un 6,3 % de las exportaciones chilenas del año 2022 fueron gracias al sector agrícola [16, 17], por lo que esta industria no solo tiene un valor crítico en el abastecimiento de alimento para el país sino que también tiene un impacto significativo en las actividades económicas internacionales del mismo. Así, dada la importancia del sector agrícola en las

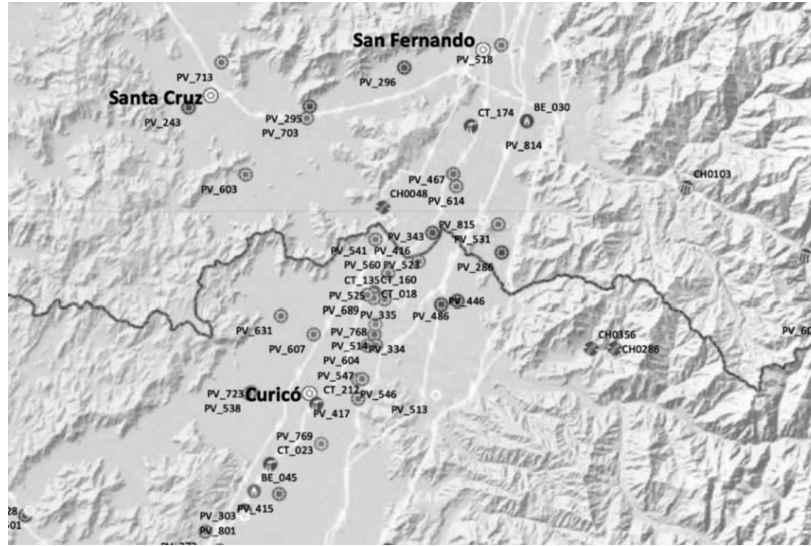


Figura 1.2: Emplazamiento de generación eléctrica del valle central de la zona sur de la Región de O'Higgins y zona norte de la Región de Maule, diciembre 2020. Se marca con un sol los proyectos PV. Fuente: Ministerio de Energía [15].

actividades de la nación, es necesario avanzar hacia la carbono-neutralidad de esta industria si es que se quiere cumplir con las promesas hechas para el 2050.

Dicho esto no solo es el doble uso de suelo lo que motiva la implementación de sistemas AgroPV, sino que existen varias posibles sinergias que se producen a partir de la interacción de los paneles fotovoltaicos y las plantaciones bajo estos. Dentro de las principales se encuentran la disminución de evapotranspiración a causa de la sombra generada por los paneles y por tanto una mayor humedad del suelo [18–21], disminuciones de temperatura de suelo y aire lo que permite proteger las plantaciones de muy altas temperaturas [19, 21] y el aumento de biomasa en caso de cultivos tolerantes a la sombra [19, 20]. Sin embargo, existen también posibles perjuicios principalmente a causa de la disminución de radiación en los cultivos, lo que influye de manera negativa en cultivos que no son tolerantes a la sombra generada por los paneles [18–20].

Si bien hasta ahora se ha mostrado que existe un gran potencial renovable en Chile y que además existen formas en que los sectores energía y agricultura pueden convivir en un mismo espacio, no solo debemos depender de la generación de energía renovable como método de promover una industria más sostenible, sino también de la optimización y gestión eficiente de los recursos energéticos. En este sentido, se hace pertinente considerar los Sistemas de Gestión de Energía (EMS), como una manera de hacer un uso más eficiente y responsable de los recursos naturales.

La Organización Internacional de Normalización (ISO) define estos sistemas como "*Un sistema que ayuda a organizaciones a manejar de mejor manera su uso de energía, mejorando así su productividad (...) Esto puede incluir implementar nuevas tecnologías eficientes energéticamente, reducir desperdicios de energía o mejorar procesos actuales para disminuir costos.*" [22]. Diversos autores también definen o establecen objetivos de estos sistemas [23–

25], donde en general se busca optimizar los consumos y generación de un cliente dado, aumentando la eficiencia energética y disminuyendo los costos de operación mientras se mantiene la operabilidad del sistema.

Los EMS pueden ayudar a las organizaciones agrícolas y energéticas a gestionar de manera más efectiva su uso de energía, reducir costos operativos y aumentar la eficiencia energética en toda la cadena de producción. En conjunto, la integración de sistemas agrivoltaicos y la implementación de EMS representan pasos significativos hacia un futuro más sostenible y resiliente para Chile y su agricultura.

Según [26], los Sistemas de Gestión de Energía (EMS) han sido objeto de un extenso estudio durante más de 40 años en una amplia variedad de campos, abarcando desde edificaciones hasta procesos industriales. Sin embargo, se ha observado una notable falta de investigación en el sector agrícola, especialmente en lo que respecta a la integración de EMS con sistemas agrivoltaicos y la gestión de consumos específicos en huertos y packing. Aunque algunos estudios, como [27] y [28], han explorado esquemas de EMS para sistemas de riego aislados de la red, aún queda un vacío en la aplicación de estrategias de EMS que aborden los distintos consumos propios de esta industria, la conexión a la red y los consumos asociados al sector del packing, especialmente en el contexto de las tarifas eléctricas vigentes en Chile. Por lo tanto, diseñar un EMS que integre eficazmente los sistemas agrivoltaicos con el manejo adecuado del control de seguimiento fotovoltaico, junto a los consumos específicos del sector agrícola se presenta como un desafío clave para avanzar hacia la sostenibilidad en esta industria.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo es diseñar un sistema de gestión de energía para un huerto de cerezos bajo un sistema agrivoltaico, buscando aprovechar las sinergias entre este tipo de sistemas y el sector agrícola.

1.2.2. Objetivos específicos

Para lograr el objetivo general propuesto, se proponen los siguientes objetivos específicos:

- Disponer de los antecedentes requeridos para entender los aspectos centrales de un huerto de cerezos, de los sistemas agrivoltaicos y de las bases de diseño de sistemas de gestión de energía junto a el marco normativo asociado.
- Definir escenarios de diseño de sistema agrivoltaico asociado a un huerto de cerezos a través de herramientas de planificación existentes.
- Definir un modelo matemático que establezca las variables, objetivos de optimización y restricciones asociadas a un EMS para los escenarios desarrollados para un contexto de optimización anual.
- Implementar computacionalmente el modelo propuesto y validar sus resultados en casos ejemplo básicos, estudiando sensibilidades de parámetros seleccionados.

- Analizar los resultados y seleccionar las mejores soluciones alcanzadas junto con las recomendaciones para futuros diseños.

1.3. Alcances

El presente trabajo corresponde a una primera aproximación al desafío de optimizar conjuntamente la productividad de cultivos agrícolas y la producción de energía eléctrica a través de sistemas agrivoltaicos. Consecuentemente, como parte del alcance de este trabajo se adoptan simplificaciones que permiten desacoplar el problema de optimización en dos etapas. Se prioriza el cultivo sobre la generación de energía. De esta forma se facilita una evaluación inicial y se sientan las bases para la implementación de mejoras en futuras iteraciones.

Junto a lo anterior, se considera lo siguiente para el desarrollo del proyecto:

- La variedad de cerezo a considerar es Regina.
- Para efectos de tarificación se considera el contexto chileno.
- Se considera que el predio y packing a estudiar están conectados a la red eléctrica bajo el mismo empalme.
- Para efectos del EMS se consideran todos los consumos y sistemas de generación y almacenamiento en un sistema uninodal.

1.4. Estructura del documento

El presente documento comienza con una contextualización sobre los sistemas de gestión de energía, caracterizando los enfoques, usos y características de diseño que pueden presentar. Se realiza un trabajo similar sobre sistemas agrivoltaicos con su estado del arte, tipos y los posibles beneficios y perjuicios sobre los terrenos que estos cubren. Posteriormente, se caracterizan los consumos más relevantes del cultivo de cerezos junto a requerimientos específicos para el correcto desarrollo de los mismos.

Se continúa con la metodología utilizada para alcanzar los distintos objetivos propuestos en la sección anterior y la definición de los parámetros de diseño considerados. Se explica en detalle cada concepto abordado y la justificación de la elección de cada una de las decisiones tomadas.

Posteriormente se muestran los resultados obtenidos para los distintos casos de estudio y sensibilidades propuestas, para luego presentar una discusión al respecto.

Finalmente se presenta una conclusión sobre los resultados obtenidos en los distintos casos y se presenta un capítulo que aborda recomendaciones orientadas a aquellos que deseen continuar con el trabajo desarrollado en el presente documento.

Capítulo 2

Antecedentes y estado del arte

2.1. Sistemas de gestión de energía

2.1.1. Características de un EMS

Existen distintas visiones de lo que conforma un EMS según el rubro y el autor que se revise. Trabajos realizados en torno al sector residencial tienden a enfocarse en la arquitectura, lógica y funcionamiento del EMS [24, 29, 30] mientras que aquellos trabajos realizados sobre micro redes incluyen también aspectos de estabilidad de red en frecuencia y tensión [31]. Por otro lado, las guías de gestión energética de la AgenciaSE, basadas en las nuevas normas ISO [32] presentan además toda una gama de acciones enfocadas en las políticas de empresa para cada rubro, intentado dar una aproximación al problema de manera más global, como se verá a continuación.

Acorde a [33] existen 5 posibles áreas que puede abordar un sistema de gestión energética. Diversos autores abordan los sistemas propuestos desde distintas combinaciones de estas categorías según el rubro que tratan, acorde a lo que se mencionó previamente. El resumen de la revisión realizada se encuentra en la Tabla 2.1.

Estrategia y planificación

Existen 3 principales temas abordados en estudios que analizan la gestión energética desde una perspectiva de estrategia y planificación. Estos son la necesidad de una política de empresa escrita y de largo plazo, la planificación y fijación de objetivos concretos a nivel empresa y la necesidad de manejar los riesgos a nivel empresa para minimizar su exposición y riesgos económicos por temas energéticos.

Organizacional

Se refiere a la necesidad de implementar un cargo dentro de la empresa correspondiente al mánager de energía, junto a definir las labores a realizar por dicho cargo para así tener una persona dedicada a llevar el proceso de gestión energética dentro de la empresa.

Cultura

Corresponde a la necesidad de educar y entrenar al personal de la empresa en temas de gestión de energía. Los empleados deben saber que la empresa tiene un programa de gestión y su rol en el mismo. Es clave la motivación y comunicación interna para la gestión de energía.

Inversión y Operación

Se analizan 3 temas principales: implementar medidas que aumenten la eficiencia energética, invertir en nuevos equipos más eficientes e implementar auditorías energéticas.

Control

Los temas abordados se dividen en llevar una contabilidad energética de los procesos de la industria, medir el rendimiento de equipos y procesos y realizar comparaciones referenciales de las operaciones internas.

Tabla 2.1: Resumen de temas tratados por autores revisados en EMS.

	Planificación	Organizacional	Cultura	Inversión y Operación	Control
Aman, S. et al (2013) [34]				✓	✓
Mariano-Hernández, D. et al (2020) [35]				✓	✓
Ates, S. et al (2012) [36]	✓	✓	✓	✓	✓
Rietbergen, M. S (2010) [37]	✓				
Bunse, K. et al (2011) [38]		✓		✓	✓
Suk, S. et al (2013) [39]		✓	✓		
Thollander, P. (2010) [40]	✓				✓
Abdelaziz, E. A. (2011) [41]	✓	✓	✓	✓	✓
Guía AgenciaSE [32]	✓	✓	✓	✓	✓

Dado el enfoque del presente texto, el trabajo a realizar se centrará en las categorías de Control y de Inversión y Operación.

2.1.2. Herramientas en la gestión energética

Desde la visión del Control e Inversión y Operación, existen diversas acciones y/o herramientas que pueden ser aplicadas para aportar en la gestión de energía. Entre ellas se pueden encontrar las mencionadas en la siguiente lista [32, 42, 43]:

- Auditorías energéticas: Permiten caracterizar energéticamente al cliente para así poder tomar acciones de eficiencia.
- Monitoreo: Es necesario monitorear los consumos eléctricos de manera diferenciada para entender el comportamiento energético del cliente.
- Sistemas ERNC: Implementar proyectos de ERNC permite generar electricidad permitiendo ahorros en la cuenta de electricidad.
- Sistemas de almacenamiento: Permiten almacenar energía excedente y sirven de respaldo ante cortes de luz.
- Desplazamiento de cargas: Identificar qué consumos eléctricos pueden ser realizados en horarios flexibles para adaptarlos a la tarifa eléctrica utilizada.
- Inversión en equipos más eficientes: Equipos modernos tienen mayores eficiencias en su uso energético, por lo que permiten ahorrar en la cuenta de luz en el largo plazo.

Por su parte, la norma ISO50001 "Sistemas de Gestión de Energía - Requisitos con orientación para su uso" presenta en su capítulo número 6.-Planificación una serie de indicaciones para orientar la implementación de un EMS [44]. Entre los relevantes para el presente trabajo se encuentran:

2.1.2.1. Revisión energética

Para desarrollar la revisión energética, la organización debe:

- 1.- Analizar el uso y consumo de energía con base en la medición y otros datos, es decir, identificar los tipos de energía actuales y evaluar el uso y consumo de energía en el pasado y actualidad
- 2.- Con base en el análisis, identificar los usos significativos de energía (USE) ¹.
- 3.- Para cada USE se deben determinar las variables relevantes y determinar el desempeño energético actual.
- 4.- Determinar y priorizar las oportunidades para mejorar el desempeño energético
- 5.- Estimar los usos y consumos de energía en el futuro

2.1.2.2. Auditorías energéticas

La guía de auditorías para la agroindustria de la AgenciaSE basada en la normativa ISO define las auditorías energéticas como “ (...) una revisión, análisis y comprensión del uso y consumo de energía de las instalaciones que permiten identificar medidas de eficiencia energética, que representen oportunidades para mejorar el desempeño energético ” [32]. La misma guía define un listado de información a obtener, ya sea en terreno o por el cliente, necesarias para una correcta auditoría, las cuales se presentan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Información previa en auditorías energéticas. Fuente: AgenciaSE.

Información Requerida	Descripción
Zonificación	Nombre y delimitación de espacios
Facturación energéticos	Facturas eléctricas y de combustibles de mínimo 12 meses. Si aplica incluir contrato de cliente libre.
Información de equipos	Cantidad y especificaciones técnicas
	Horas de uso, lógica de operación
Variables de consumo energético	Data de mínimo 12 meses anteriores de producción que indiquen tipo de producto procesado
Indicadores de consumo energético	Indicadores de desempeño energético previo en caso de que existan
Información de sistemas	Planos y diagramas de sistemas energéticos
	Instrumentos existentes o equipos de mediciones que permiten levantar información relevante para la AE
Información complementaria	Factura de agua
	Proyectos con impacto en el consumo energético
	Mediciones o auditorías previas
	Planos y diagramas de otras especialidades
	Mantenimiento de equipos
	Certificaciones

Considerando el enfoque del presente trabajo, se rescatan las siguientes secciones:

- Zonificación: si bien no existe un proyecto físico a estudiar, sí se proponen zonas de estudio según sus consumos energéticos. Entre ellos se encuentran oficinas, huerto, galpones y sector de packing.
- Facturación energéticos: no existe cliente por lo que no se tendrán facturaciones. Dicho esto, sí se hará una comparación final de cuentas de luz para un caso propuesto con y sin EMS.

¹ USE: uso de energía que representa un consumo de energía sustancial y/o que ofrece un potencial considerable para la mejora del desempeño energético [44]

- Información de equipos: son un aspecto clave a considerar para el estudio a realizar.
- Variables de consumo energético: no se consideran en el estudio.
- Indicadores de consumo energético: no se consideran en el estudio.
- Información de sistemas: no se consideran en el estudio.
- Información complementaria: la factura del agua se incluye en la cuenta de luz ya que se considerará el uso de pozos de agua. Dentro de proyectos con impacto en el consumo se incluye el sistema AgroPV. El resto de las categorías no aplican.

2.1.3. Estrategias de gestión de energía

Las estrategias de gestión de energía juegan un papel fundamental en la optimización, regulación y sostenibilidad de los sistemas energéticos modernos. Desde el equilibrio entre la oferta y la demanda hasta la integración de fuentes de energía renovable y la mejora de la eficiencia energética, estas estrategias abarcan una amplia gama de enfoques diseñados para garantizar la fiabilidad del suministro y reducir costos operativos.

Tradicionalmente, se ha dado prioridad a estrategias como Supply-Side Management (SSM) [45], que se centran en la gestión de la oferta de energía, optimizando la infraestructura de generación y distribución. Sin embargo, en respuesta a los desafíos actuales, como la volatilidad de los recursos energéticos y la necesidad de reducir las emisiones de carbono, ha ganado fuerza una estrategia complementaria: Demand-Side Management (DSM). Esta estrategia se enfoca en influir en el comportamiento de los consumidores y gestionar la demanda de energía, promoviendo prácticas de consumo más eficientes y flexibles [45, 46]. Como se explicará en la metodología, el presente trabajo se centra en elementos de DSM por lo que es de suma importancia comprender las estrategias disponibles [45, 47, 48]:

- Load Shifting: se refiere a programar el uso de equipos que consuman energía en tiempos apropiados para reducir los costos de la tarifa eléctrica. Las cargas son clasificadas en interrumpibles o no interrumpibles. Así, las cargas interrumpibles se pueden encender y apagar según la demanda total del sistema.
- Peak Shaving: reducir las demandas puntas disminuye el cargo por demanda punta del cliente. El peak shaving se logra mediante el control directo de equipos que influyen en la demanda máxima. En particular, se considerarán equipos BESS.
- Valley Filling: como consecuencia natural del uso de BESS para recortar horas punta (peak shaving), existe un aumento de consumo en horas fuera del consumo punta a modo de cargar el sistema de almacenamiento, lo que es conocido como “Valley Filling”.

2.1.4. EMS en la industria

Acorde a [26], los EMS han sido estudiados de manera extensa por más de 40 años en diversas áreas de aplicación. En dicho estudio se revisan las publicaciones realizadas en torno a edificación, industrial, fábricas, compañías y equipos varios (incluyendo refrigeración, ventilación, etc). En particular, el área de edificación cuenta con 105 casos de estudio entre los que resaltan en número los residenciales (34%), edificación compleja (25%) y edificios comerciales (16%). Por su parte, los estudios del sector industria se dividen en 50% procesos

industriales, mientras que las áreas de compañías y fábricas representan un 21 % y 29 % de los 103 casos estudiados. Más aún, [49] presenta un resumen de más de 30 estudios de EMS sobre micro redes.

Estos resultados subrayan la amplia gama de aplicaciones de los EMS en diversos contextos industriales. Dicho esto, si se lleva el foco al sector agrícola son pocos los estudios encontrados que apliquen sistemas de gestión de energía en dicha área. Estudios como [27] y [28] implementan esquemas de EMS de lógica difusa para implementar sistemas PV y BESS a ciertos tipos de riego de manera aislada de la red, sin embargo no se hayan trabajos que apliquen estrategias de EMS que consideren otros consumos propios del huerto, conexión a la red y/o consumos asociados al sector del packing, menos aún para los esquemas tarifarios existentes en Chile.

2.1.5. Normativa

En 2011 se publicó la primera edición de la norma internacional ISO 50001, Energy Management Systems, que establece los requisitos que debe tener un sistema de gestión de la energía en una organización para ayudarla a mejorar su desempeño energético, aumentar su eficiencia energética y reducir los impactos ambientales, así como a incrementar sus ventajas competitivas dentro de los mercados en los que participan, todo esto sin sacrificio de la productividad [44].

En particular, el capítulo “8.1- Planificación y control operacional” establece que la organización debe planificar, implementar y controlar los procesos relacionados con sus usos significativos de energía, necesarios para cumplir con sus metas e implementar las acciones determinadas en el apartado de Planificación de la misma norma. Para lograr esto, el apartado 8.1.c.- indica la necesidad de implementar el control de procesos, incluyendo la operación y mantenimiento de las instalaciones, equipo, procesos y sistemas que utilizan energía. Es aquí donde cobra importancia la utilización de un EMS como herramienta de control automático en los consumos significativos de la industria.

En el contexto chileno, en 2021 se promulgó la Ley 21.305 sobre Eficiencia Energética (EE). Abarca 4 grandes puntos: Institucionalidad de la Eficiencia Energética, Gestión Energética de Grandes Consumidores, Etiquetado de energéticos de edificación y estándares de eficiencia para vehículos. Particularmente, el capítulo de Gestión Energética de Grandes Consumidores mandata a los grandes consumidores de energía del país (consumos mayores a 50 Tcal/año) a implementar Sistemas de Gestión de Energía (SGE) según la norma ISO50001.

Si bien consumidores con menor consumo energético al señalado no están obligados a implementar SGE, sí pueden verse beneficiados por los mismos para disminuir sus consumos energéticos y reducir su tarifa eléctrica.

2.2. Consumo energético

2.2.1. Uso en la fruticultura

Al centrarse en el consumo energético de un predio agrícola, se encuentran tres principales procesos: preparación del terreno, manejo de cultivos y cosecha, cada uno con requerimientos

energéticos distintos como se puede apreciar en la Figura 2.1. Acorde al informe “Escenario energético del sector agroalimentario” [50], las fuentes energéticas utilizadas en la industria frutícola se divide en un 78 % eléctrico y 22 % combustibles, donde el proceso más importante es el correspondiente a riego y los equipos más relevantes son los equipos de impulsión, bombas y flota móvil de maquinaria.

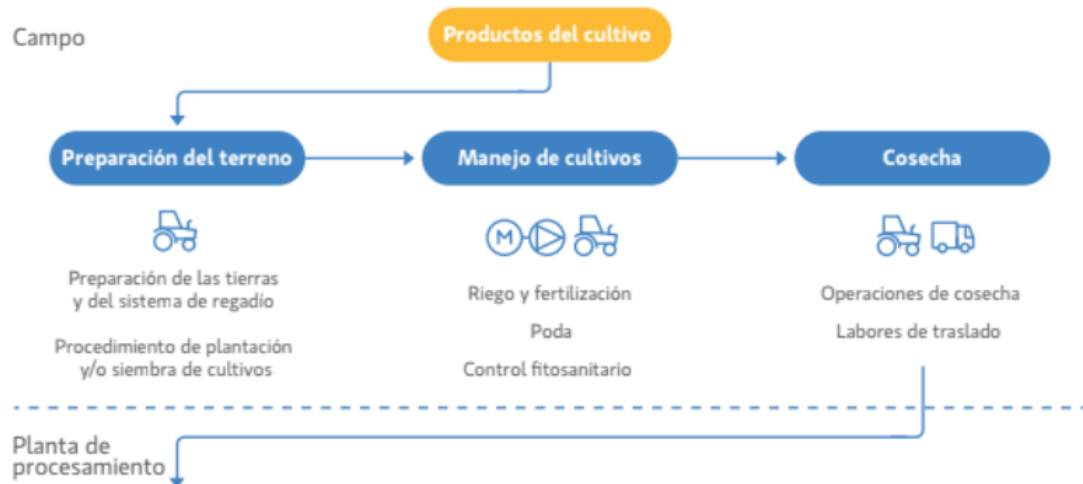


Figura 2.1: Procesos energéticos en el campo. Fuente: Energuías Agroindustria AgenciaSE [32].

Preparación del terreno

Dentro de la preparación del terreno se encuentra la preparación de tierras, instalación de sistemas de riego y procesos de plantación y siembra, todos ellos asociados a consumos por maquinaria agrícola (combustibles fósiles). Naturalmente, la preparación de tierras e instalación de sistemas de riego se pueden considerar procesos únicos en la vida del proyecto a menos que exista un recambio del cultivo. Por otro lado, para el caso de cerezos no existe siembra anual sino que es una plantación única. De este modo, al considerar un EMS para un huerto ya plantado y en funcionamiento, este conjunto de consumos de energía puede ser obviado.

Manejo de cultivos

El manejo de cultivos comprende temas de riego, fertilización, poda y control fitosanitario (pesticidas) antes, durante y post cosecha, cuyos consumos se asocian tanto a máquinas eléctricas (bombas de riego) como a maquinaria agrícola. En este caso todos los procesos son realizados de manera periódica por lo que deben ser considerados en el EMS.

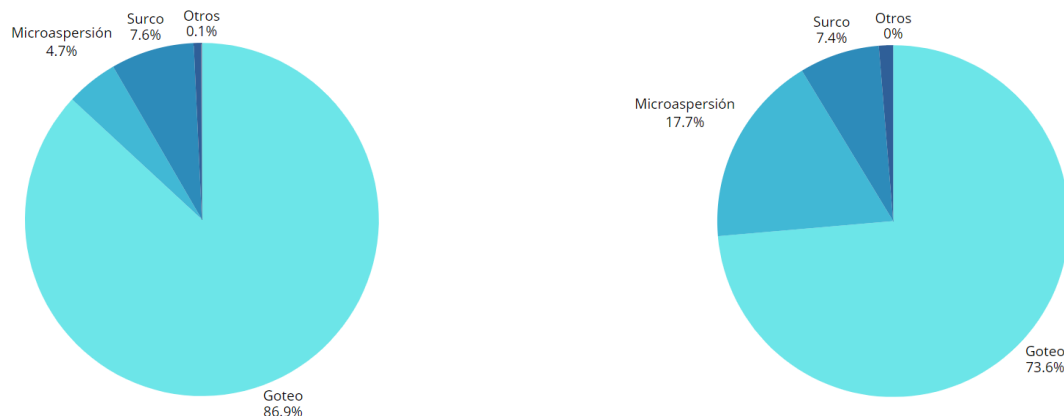
Cosecha

Finalmente la cosecha considera tanto operación de maquinaria para la cosecha misma como el traslado hacia el packing. El traslado suele ser contratado a empresas externas por lo que no corresponde a un consumo energético para el huerto.

2.2.1.1. Sistemas de riego

El riego desempeña un papel crucial en el sector agrícola, siendo clave para un correcto desarrollo de las plantas y cuyas técnicas de implementación han evolucionado con el tiempo. Como se comentó, el riego representa uno de los procesos que más consumen energía en la fruticultura, por lo que para lograr una mejor eficiencia energética será clave poder reducir estos consumos.

Si bien existen diversos tipos de riego, en el contexto chileno para el sector cereza existe una fuerte predominancia del riego por goteo como se puede ver para las regiones de O'Higgins y Maule en las Figuras 3.6.a y 3.6.b



(a) Métodos de riego para cerezos en la región de O'Higgins 2021.

(b) Métodos de riego para cerezos en la región del Maule 2022.

Figura 2.2: Métodos de riego por región en cerezos. Se observa una fuerte predominancia del riego por goteo. Fuente: elaboración propia en base a datos del Catastro Frutícola [51].

2.2.1.1.1. Sistemas de bombeo

Generalmente, para las bombas de agua se utilizan máquinas de inducción dada su simplicidad en el control y por precios comparativamente más bajos. Por su parte, existen diversos tipos de bombas hidráulicas con diversas características. Dentro de las más utilizadas en riego se encuentran [52, 53]:

- Bombas Centrífugas: están diseñadas para operación vertical u horizontal. Utilizan aspas giratorias que mueven el agua dentro de la bomba mediante fuerza centrífuga. Es el tipo de bomba más utilizada en sistemas de riego debido a su eficiencia, robustez, facilidad de instalación y por sus precios comparativamente más baratos que el resto de las bombas en el mercado.
- Bombas sumergibles: como lo indica el nombre, este tipo de bombas puede ser instalada bajo el nivel del agua. Presentan la ventaja de no sobrecalentarse pero requieren de una mayor inversión inicial que una bomba centrífuga.
- Bombas de pozo profundo: están adaptadas para funcionar en casos en que el nivel del agua está bajo los límites prácticos de una bomba centrífuga común. Sus eficiencias son

comparables a las de una bomba centrífuga. Normalmente son más caras y difíciles de instalar, inspeccionar y reparar.

- Bombas de tipo hélice: utilizadas para situaciones de baja diferencia de elevación y alto flujo y permite el bombeo de líquido con algunos sólidos como arena. En campos suelen ser utilizadas para bombear lagunas de almacenamiento de residuos.

Las eficiencias y consumos energéticos de cada tipo de bomba son altamente variable según sus características específicas como modelo, marca, función y punto de operación, por lo que es difícil caracterizarlas de manera general.

2.2.1.2. Maquinaria agrícola

La maquinaria agrícola, desde tractores hasta fumigadores, ha evolucionado para convertirse en un pilar fundamental en la gestión de cultivos a gran escala. Esto se debe naturalmente a la rapidez y facilidad que entregan a procesos que tradicionalmente se habían hecho a mano o con fuerza animal, facilitando y agilizando así las labores agrícolas. Esta evolución se puede ver claramente en la Figura 2.3, donde particularmente Latino América ha presentado un desarrollo acelerado en comparación a otros lados del mundo. Sin embargo, este progreso también ha dado lugar a un aumento significativo en la demanda de energía a causa del uso de combustibles fósiles.

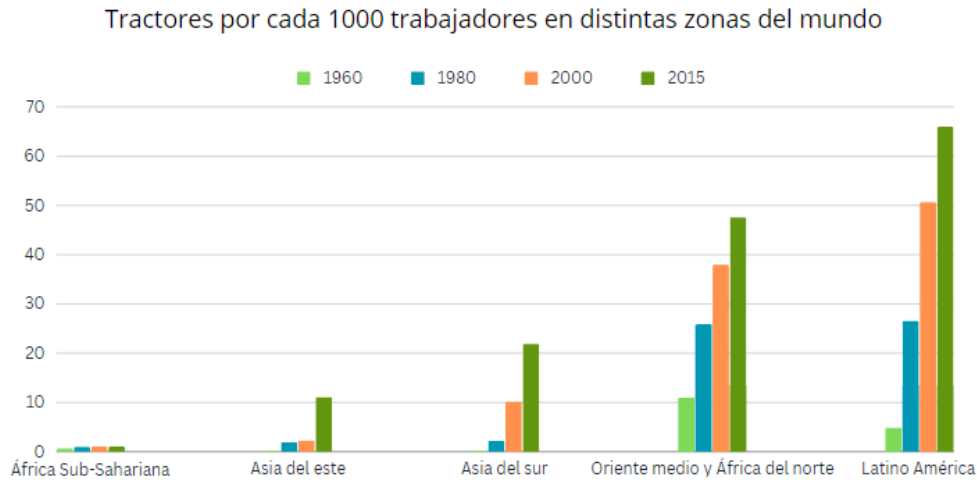


Figura 2.3: Número de tractores por cada 1000 trabajadores. Fuente: elaboración propia en base a datos de Fuglie et al 2019 [54].

Al permanente incremento de adopción de tractores en las labores agrícolas se le suma el gran aumento que ha existido en el precio de los combustibles en la última década como se observa en la Figura 2.4, lo que hace que operar esta maquinaria sea cada vez más costoso para los agricultores. De este modo, nace la oportunidad de implementar maquinaria eléctrica para así beneficiarse de los precios comparativamente más bajos de la electricidad respecto del petróleo.



Figura 2.4: Precios históricos del diésel en Chile. Fuente: Global Petrol Prices [55].

2.2.2. Uso en el packing

El sector packing representa un fuerte consumo energético en la cadena de procesos de la industria agrícola. Particularmente presenta un alto consumo de energía eléctrica (en torno al 73%), seguida en menor medida por el consumo de combustibles diésel (18%) y de gas natural (9%) [73]. Los procesos más importantes son los señalados a continuación [73]:

Recepción

El primer proceso es aquel encargado de recibir la fruta proveniente de los cultivos en bins. Dichos bins son descargados con grúas horquillas para ser ingresados a la línea de proceso. Normalmente es aplicado un proceso de hidrogenfriado (hydrocooling) u otra alternativa para bajar la temperatura de la fruta al ingreso de la línea. Estos equipos permiten bajar rápidamente la temperatura mediante una ducha de agua fría.

Lavado y Secado

Una vez en la línea de producción, la fruta ingresada es desinfectada y lavada para posteriormente pasar a las etapas de encerado y secado, lo que ocurre normalmente en cítricos y pomáceas.

Selección

La fruta ingresada es clasificada, separando los frutos de exportación de aquellos destinados para el mercado nacional, otros procesos industriales o de desecho. Normalmente el proceso se compone de una línea troncal con mesas laterales. La primer selección se hace de manera electrónica con máquinas especializadas.

Etiquetado y embalaje

Una vez seleccionada la fruta, ésta es embalada y etiquetada según el tipo, calibre y mercado de destino.

Paletizado

Las cajas con fruta son apiladas de manera ordenada sobre estructuras de madera o plásticas conocidas como pallets. Normalmente cada pallet agrupa cajas de iguales características.

Prefrío

Los pallets son transportados mediante grúas al sector de prefrío, donde éstos son pre-enfriados antes de ingresar a las cámaras de almacenamiento. Para retardar los procesos fisiológicos, la fruta se debe enfriar de manera rápida al finalizar el embalaje.

Almacenamiento

Los pallets son ordenados en zonas de frío donde esperan el camión frigorífico para su transporte al puerto. El período de almacenamiento es relativo, dependiendo de la comercialización.

2.2.3. Autoconsumo

2.2.3.1. Ley de NetBilling

El año 2014 entró en vigencia la ley 20.571, que estableció importantes cambios en la Ley General de Servicios eléctricos. Entre ellos agregan el artículo 149 bis, la cual otorga a clientes regulados el derecho a autobastecer su consumo eléctrico a través de equipos de generación propia, inyectando dicha energía a la red eléctrica. Por otro lado, la misma ley establece en artículos posteriores el esquema de valorización de dichas inyecciones, llamado Netbilling, en que la energía inyectada se valoriza a un precio igual al precio de energía traspasado a clientes finales [56]. En caso de existir excedentes, se descontará el monto valorizado de la boleta del mes siguiente. Inicialmente existía un límite de generación instalada de 100 kW que luego fue incrementada a 300 kW. La Figura 2.5 explica de manera gráfica lo ya mencionado.

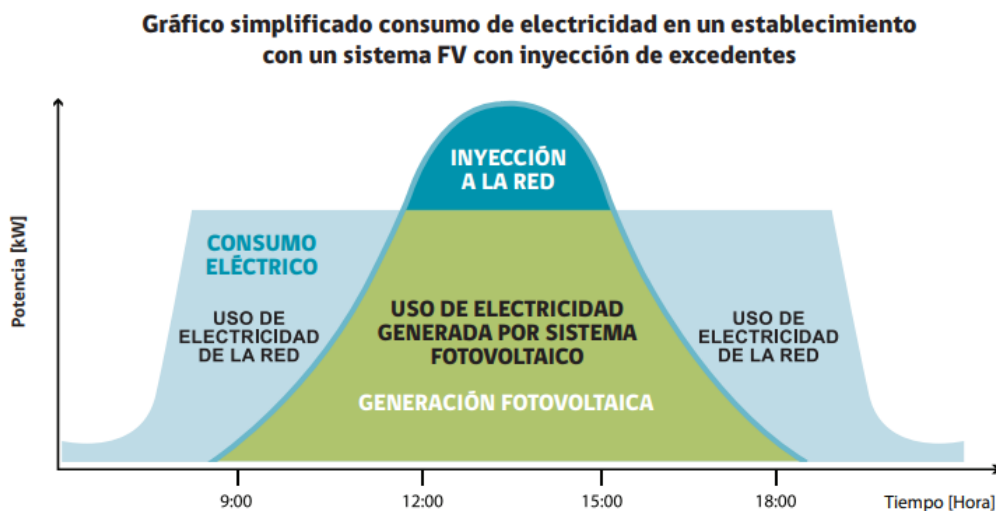


Figura 2.5: Esquema de funcionamiento Ley de NetBilling. Fuente: Ministerio de Energía [57].

De este modo, el netbilling otorga al usuario la posibilidad de disminuir su cuenta de electricidad mediante la generación de su propia energía, lo que a su vez implica la necesidad de un EMS que supervise y controle el sistema de generación maximizando el aprovechamiento del recurso renovable.

2.2.3.2. Tarifas eléctricas

Existen diversas tarifas eléctricas que los clientes regulados pueden elegir libremente según les convenga [58]. Cada tarifa tiene su propio esquema de cobro que puede variar según

las horas de consumo, potencia máxima consumida y una serie de otros parámetros. En consecuencia, es de suma importancia el control de dichos parámetros si es que se quiere lograr una disminución en el cobro por electricidad, objetivo que debe ser controlado por un EMS. Para el presente trabajo es de particular interés la tarifa del tipo BT/AT 2.

En términos generales, las tarifas de tipo BT (Baja Tensión) y AT (Alta Tensión) son similares en estructura y condiciones de aplicación entre tarifas del mismo número. Es decir, la tarifa del tipo BT2 es similar a la AT2 en su estructura, y así. Únicamente difieren en los costos unitarios correspondientes.

Tarifa BT2 y AT2 - Potencia Contratada

Se mide energía y se limita la potencia de acuerdo a un máximo contratado mayor a 10 kW. Se compone de:

- Costo fijo mensual [\$/cliente]
- Costo por energía [\$/kWh]
- Cargo por potencia contratada [\$/kW/mes]

Cargo por Potencia Contratada: el cobro depende si la potencia es empleada en horas punta u horas parcialmente de punta (se cobra mensualmente independiente si el consumo de energía es cero). Se calcula multiplicando la potencia contratada por el precio de kW según el horario correspondiente.

Se dice que la potencia es en horas punta si el cociente entre la demanda media en horas de punta y la potencia contratada es mayor o igual a 0,5, o bien si frecuentemente en períodos de 60 minutos consecutivos en horas de punta el cociente es mayor a 0.85. Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

Se entiende por horas parciales de punta si el cociente entre la demanda media en horas de punta y la potencia contratada es menor a 0,5.

Por demanda media de potencia en horas de punta se entenderá al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta.

La definición de horas de punta de cada empresa o sector de distribución dependerá del sistema eléctrico del cual sean abastecidos, quedando éstas establecidas en el decreto de precios de nudo de corto plazo que se fije semestralmente. Acorde al Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre del 2023, las horas de punta para los subsistemas Centro Norte y Sur corresponden al período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dichos subsistemas [59].

2.3. Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica se refiere a la producción de electricidad mediante la conversión directa de la luz solar en electricidad, utilizando tecnología fotovoltaica. Este proceso se basa

en celdas solares, también conocidas como celdas fotovoltaicas, que absorben la luz solar y generan corriente eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico.

2.3.1. Estándares de medición

Para las secciones siguientes es necesario saber que existen distintos estándares para la medición y cálculos de parámetros nominales de las celdas fotovoltaicas.

Condiciones Estándar de Prueba (STC)

Son condiciones de prueba normalizadas a $1000 \frac{W}{m^2}$ de irradiancia, $25^\circ C$ de temperatura de la celda y 1.5 masa de aire.

Condiciones de temperatura normal de operación (NOCT)

Son condiciones de prueba normalizadas a $800 \frac{W}{m^2}$ de irradiancia, $20^\circ C$ de temperatura de la celda, 1.5 masa de aire y una velocidad de viento de $1 \frac{m}{s}$.

En la práctica las condiciones STC son las más utilizadas para medir el desempeño de los paneles fotovoltaicos, sin embargo las NOCT pueden utilizarse para los estudios de ingeniería.

2.3.2. Irradiancia

La irradiancia se refiere a la cantidad de energía radiante por unidad de área que llega a una superficie en un determinado período de tiempo. Para el caso fotovoltaico, es de especial interés la radiación a causa del sol. Se mide en watt por metro cuadrado ($\frac{W}{m^2}$), lo que cuantifica la potencia de la radiación que llega a una superficie en un momento dado. Numéricamente, esto se expresa como:

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

Donde Irr es la irradiancia, P_{inc} la radiación incidente y A el área de la superficie receptora.

Si se asume un panel fotovoltaico fijo cualquiera, como es de esperar, con el paso del día la irradiancia que llega a éste varía a medida que el sol realiza su recorrido por el cielo. Dado que la irradiancia influye de manera directa en la capacidad de generación de los paneles, es de altísima importancia estudiar este efecto. Si se asume un panel solar inclinado en un ángulo θ_m , junto al ángulo Azimutal A_M y ángulo de altitud a_M como se indica en la figura 2.6, se puede describir la posición del módulo por la dirección normal al panel mismo como (A_m, a_m) . Luego, si el sol se encuentra en una posición arbitraria (A_s, a_s) , la irradiancia directa que incide en el módulo viene dada por la siguiente expresión [60]:

$$G_M^{dir} = I_e^{dir} \cos \gamma \quad (2.2)$$

Donde I_e^{dir} corresponde a la irradiancia normal directa y γ es el ángulo entre el punto normal a la superficie del panel y el sol, tal que

$$\gamma = \angle(A_M, a_M)(A_s, a_s)$$

Se puede demostrar que $\cos\gamma$ viene dado por:

$$\cos\gamma = \cos(a_M)\cos(a_s)\cos(A_M - A_s) + \sin(a_M)\sin(a_s) \quad (2.3)$$

De este modo, la ecuación 2.2 queda:

$$G_M^{dir} = I_e^{dir} [\cos(a_M)\cos(a_s)\cos(A_M - A_s) + \sin(a_M)\sin(a_s)] \quad (2.4)$$

Donde se observa la clara dependencia de los ángulos azimutales y de altitud en la irradiancia del panel.

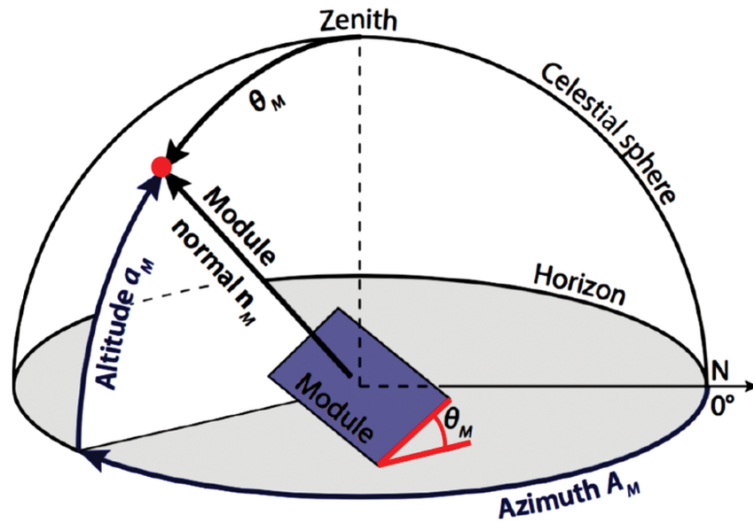


Figura 2.6: Ilustración de los ángulos utilizados para describir la orientación del sol respecto al panel solar. Fuente: [61].

2.3.3. Potencia generada

La potencia eléctrica generada por un panel fotovoltaico es dependiente de múltiples factores tanto ambientales como materiales. Esto se describe según la ecuación 2.5

$$P_E = (1 + \eta_T \cdot (T_c - T_{a,STC})) \cdot \left(\frac{G_T}{G_{STC}}\right) \cdot P_{n,STC} \quad [W] \quad (2.5)$$

Donde P_E es la potencia generada por el panel fotovoltaico, η_T es el coeficiente de pérdidas de potencia por temperatura (número normalmente negativo), T_c es la temperatura interna de la celda, $T_{a,STC}$ es la temperatura del aire alrededor de la celda (similar a la temperatura ambiente a la altura del panel), G_T es la irradiancia global recibida por el panel, G_{STC} es la irradiancia nominal según STC, y $P_{n,STC}$ es la potencia nominal del panel según STC.

El coeficiente de pérdidas de potencia por temperatura es un número negativo, que indica el cambio de potencia por cada grado Celsius de la celda por sobre o por debajo de la temperatura ambiente. Si la temperatura ambiente es menor que la de la celda, este coeficiente incrementará la potencia de salida, por cada grado de diferencia. Si la temperatura ambiente es mayor que la de la celda, el coeficiente disminuirá la potencia de salida, por cada grado Celsius de diferencia.

Se puede estimar la temperatura de la celda a partir de la radiación incidente mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + (T_{NOCT} - T_{c,NOCT}) \cdot \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}}\right) \quad [^{\circ}C] \quad (2.6)$$

Donde T_a es la temperatura ambiente que circunda a la celda, en $^{\circ}C$. T_{NOCT} es la temperatura normal de operación de la celda según NOCT, generalmente es de $45^{\circ}C$. $T_{c,NOCT}$ es la temperatura de la celda según NOCT, que vale siempre $20^{\circ}C$. G_T es la irradiancia total recibida por la celda, en $\frac{W}{m^2}$ y $G_{T,NOCT}$ es la irradiancia NOCT, que vale siempre $800 \frac{W}{m^2}$.

2.4. Acumuladores electroquímicos

Los acumuladores electroquímicos, también conocidos como baterías, constituyen una categoría fundamental en almacenamiento de energía. Estos dispositivos se han convertido en componentes esenciales en la sociedad, desempeñando un papel crucial en una amplia gama de aplicaciones, desde dispositivos electrónicos portátiles hasta vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento de energía a gran escala. Su capacidad para convertir la energía química en energía eléctrica de manera reversible ha impulsado significativamente el desarrollo tecnológico y la transición hacia fuentes de energía más sostenibles.

Su utilidad en los EMS radica en la capacidad de almacenar energía y suministrarla en momentos que pueden ser beneficiosos para el consumidor, como puede ser un esquema de carga en horas en que la tarifa eléctrica sea menor para posteriormente utilizar dicha energía en momentos peak de consumo para así disminuir la potencia punta o potencia contratada, dependiendo del esquema tarifario.

Las ecuaciones que modelan la carga y descarga de los sistemas BESS a utilizar corresponden a las siguientes:

$$SoC_t = SoC_{t-1} + P_c \cdot \eta \cdot \Delta t \quad (2.7)$$

$$SoC_t = SoC_{t-1} - P_d \cdot \eta \cdot \Delta t \quad (2.8)$$

Donde SoC_t y SoC_{t-1} representan el estado de carga en el instante t y $t-1$, P_c corresponde a la potencia de carga, P_d corresponde a la potencia de descarga, η representa la eficiencia del proceso de carga y descarga y Δt representa el tiempo que la batería es cargada o descargada.

2.5. Sistemas agrivoltaicos

Los Sistemas agrivoltaicos son sistemas que buscan un doble aprovechamiento de suelo instalando paneles fotovoltaicos sobre cultivos agrícolas, aumentando así la eficiencia del terreno en cuestión como se señala en la Figura 2.7. Este término fue acuñado por Adolf Goetzberger y Armin Zastrow en 1981, pero no ha sido sino hasta los últimos años en que este concepto ha cobrado relevancia.

M. A. Al Mamun. et al (2022) realiza una revisión extensa de un total de 98 proyectos AgroPV [63]. Entre sus hallazgos encuentra que la gran mayoría de estos proyectos se encuentran repartidos en tan solo 9 países. Por otro lado, de los 50 proyectos que reportaron las capacidades instaladas, 36 corresponden a sistemas de mediana-gran escala (mayores a 100

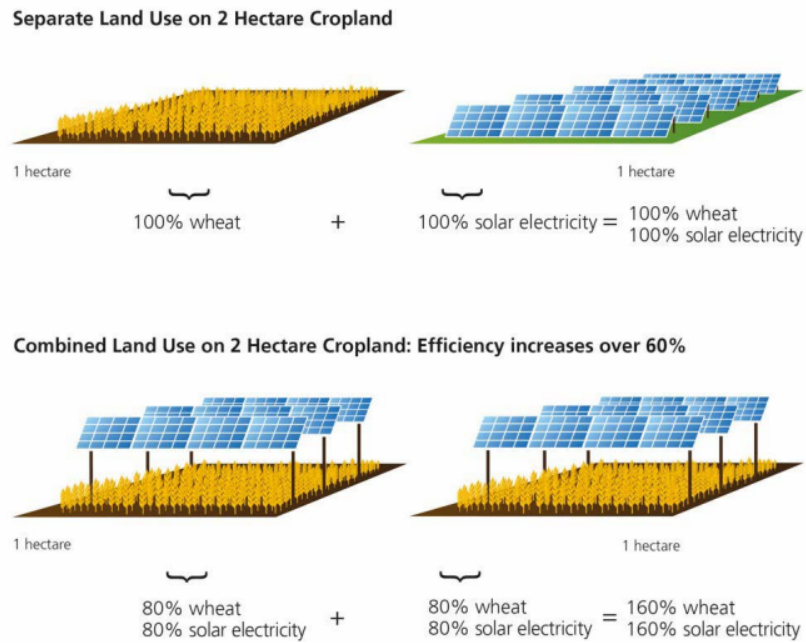


Figura 2.7: Concepto básico de los sistemas agrivoltaicos. Fuente: Fraunhofer Chile [62].

kW) y 14 proyectos son de pequeña escala (menores a 100 kW). La Figura 2.8 muestra las ubicaciones de los proyectos estudiados, donde se puede ver como la mayoría se encuentran en países desarrollados (USA, Europa, India, China y Japón).

Por su parte, en Chile existe una serie de proyectos piloto de esta tecnología: existen 9 proyectos entre la región de Coquimbo y la región de Ñuble, siendo la mayoría de estos proyectos piloto de pequeña capacidad instalada donde destaca el proyecto de Ayla Solar con 9MW instalados, con cultivos de cerezos plantados entre las hileras de paneles fotovoltaicos. La Figura 2.9 muestra en mayor detalle los proyectos mencionados.

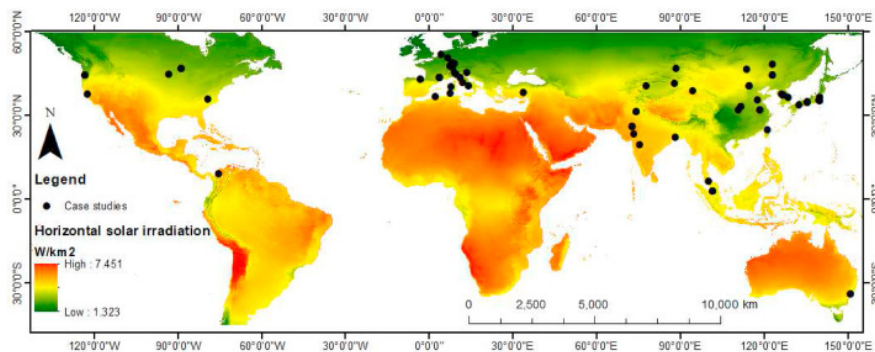


Figura 2.8: Proyectos AgroPV en el mundo. Fuente: Abdullah, M. et al (2022) [63].



Figura 2.9: Proyectos AgroPV en Chile. Fuente: Giovanni Benedetto, Centro de Energía Universidad de Chile, 2024.

2.5.1. Impactos

Naturalmente, la presencia de paneles solares sobre cultivos genera impactos no solo en las plantas sino que en los paneles también. Estos impactos pueden ser tanto positivos (sinergias) como negativos, como se explica en las siguientes secciones.

2.5.1.1. Impactos sobre los cultivos

Los paneles instalados sobre cultivos generan cambios en el microclima bajo ellos, lo que a su vez influye en diversos parámetros importantes para el cultivo.

Temperatura de suelo y aire

Respecto a la temperatura de suelo, [19] estudia el efecto de éstos en climas áridos encontrando que el promedio de temperatura en suelo bajo los paneles es de hasta 3°C menor que sobre ellos, mientras que la temperatura del aire varía fuertemente entre las estaciones de invierno y verano. Para invierno, las temperaturas se mantienen bastante similares mientras que en verano la temperatura de aire sobre los paneles es aproximadamente 1,67 veces mayor a la existente bajo éstos (36,21°C sobre los paneles, 21,78°C bajo ellos en promedio). Por otro

lado [21] si bien no muestra los datos de sus plantas piloto en Chile, sí aseguran que las temperaturas tanto de suelo como aire bajo sus paneles son menores a la temperatura ambiente, y también presentan menores fluctuaciones a lo largo del año. Similarmente, [64] encuentra temperaturas de suelo en torno a $1,8^{\circ}\text{C}$ menores para el caso bajo sistema agrivoltaico en comparación al caso base.

Los estudios realizados respecto a temperatura de aire son más variados: Marrou et al (2013) [64] no encuentra cambios notables de temperatura salvo en días de muy altas radiaciones o bien, de bajas velocidades de viento entre cultivos. Otro estudio realizado por el mismo autor asegura no tener diferencias de temperatura en ningún caso [65], sin embargo [18] muestra caídas de temperatura bajo los paneles en comparación al caso libre. Por su parte, nuevamente, [21] asegura tener temperaturas más bajas bajo los paneles en sus pilotos pero sin mencionar las cantidades mientras que [66] concluye su revisión extensiva de parámetros microclimáticos en sistemas AgroPV con una disminución promedio de $1\text{-}2^{\circ}\text{C}$.

Lo anterior lleva al potencial uso de los sistemas agrivoltaicos como medidas de protección contra efectos climáticos, como lluvias fuera de temporadas y heladas durante la floración. La Figura 2.10 muestra un proyecto agrivoltaico en Alemania junto a un sistema de protección climática mediante plásticos comúnmente usados en la industria agrícola.



Figura 2.10: Proyecto agrivoltaico en Alemania, lado a lado con protección climática mediante cubiertas plásticas. Fuente: [67].

Humedad de suelo

En cuanto a humedad, [19] encuentra de manera consistente mayores contenidos de agua en el suelo a diferentes profundidades. En particular son diferencias de un 2% a 4% a medida que la profundidad aumenta, donde se debe considerar que el estudio se realizó en superficies áridas. Por otro lado, [68] muestra que bajo los paneles la humedad mínima es mayor a las áreas de control y entre paneles, es decir, se registra un incremento en los niveles de humedad bajo el sistema PV.

Radiación

De manera transversal se encuentra que la radiación bajo los paneles fotovoltaicos disminuye notoriamente con respecto a las zonas de control. [19] encuentra que las zonas bajo paneles tienen un 56,9% y 67,4% menos radiación que las zonas inter-panel y de control, respectivamente. Por su parte, [64] realiza estudios para ciclos de crecimientos de diferentes cultivos en diferentes meses del año. En promedio encuentra que los sistemas AgroPV de gran densidad permiten el paso de tan solo un 37% de la radiación incidente, mientras que aquellos sistemas de densidad media permiten el paso de un 46%. Finalmente, tanto [21] como [18] exponen reducciones de radiación de un tercio de la radiación incidente.

2.5.1.2. Impactos sobre los paneles

Como ya se mencionó, los paneles fotovoltaicos ven afectado su rendimiento según la temperatura de los paneles. Según se vió en secciones anteriores, el microclima generado tanto por paneles como cultivos puede disminuir la temperatura del aire bajo el sistema AgroPV lo que puede beneficiar el rendimiento de los paneles [66].

2.5.2. Normativa

Actualmente no existe una normativa técnica ni marco legal en Chile que regule este tipo de proyectos en el país. Dicho esto, existen guías y estándares realizados por instituciones internacionales que abarcan múltiples etapas desde la planificación hasta la construcción, operación y diversas recomendaciones para este tipo de proyectos.

En primer lugar existe el estándar DIN SPEC 91434:2021-05 realizado por el Instituto Alemán de Estandarización (DIN) de la mano con múltiples profesionales de diferentes empresas e industrias. Este documento tiene por finalidad estandarizar un método de prueba para instalaciones agrivoltaicas con respecto a las cifras de medición utilizadas en ellas, para la presentación de informes y documentación del proyecto a los organismos legislativos, de financiación y a las autoridades reguladoras, y para la verificación y certificación de las instalaciones agrivoltaicas por parte de expertos y entidades de certificación [69].

Por otra parte, se existe la guía de buenas prácticas para proyectos agrivoltaicos escrito por Solar Power Europe, que busca aprovechar la experiencia pasada para ofrecer una visión general de los negocios existentes, casos, tendencias, innovaciones y mejores prácticas para la implementación de proyectos agrivoltaicos, con el fin de asesorar actores sobre cómo implementar con éxito esta tecnología [70].

Si bien no existe normativa para proyectos agrivoltaicos en Chile, el SAG tiene criterios para evaluar el impacto ambiental relacionado con la pérdida de suelo o la disminución de su capacidad para sustentar biodiversidad generados por proyectos ingresados como Declaraciones de Impacto Ambiental o Estudios de Impacto Ambiental al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) [71], donde se ven incluidos los proyectos fotovoltaicos.

La guía de evaluación ambiental establece una serie de medidas que deben adoptarse cuando se realizan construcciones en terrenos agrícolas para mitigar, restaurar y compensar los impactos negativos sobre el recurso natural suelo. Las medidas de mitigación están orientadas a minimizar los efectos adversos durante la ejecución del proyecto, como la pérdida de suelo o su capacidad para sustentar biodiversidad. Entre estas, se incluye el rescate y acopio del suelo orgánico, que permite conservar la capa arable para su posterior uso en la misma área, complementado con un plan de revegetación. También se contemplan la construcción

de taludes y la aplicación de técnicas de revegetación como la hidrosiembra o la instalación de mallas de protección, con el fin de estabilizar el suelo y reducir la erosión. Además, se proponen obras de infiltración y conducción de escorrentías para manejar de manera efectiva el agua superficial y mitigar la erosión.

Por otro lado, las medidas de restauración buscan recuperar las condiciones originales del suelo afectado. Estas incluyen la estabilización física mediante la construcción de empalizadas y la estabilización biológica a través de la revegetación con especies arbóreas, arbustivas o herbáceas. Otra técnica relevante es el subsolado, que se utiliza para descompactar el suelo, mejorando así su capacidad de infiltración de agua y facilitando el crecimiento de las raíces. Un plan detallado de recuperación del suelo también es esencial, abarcando la restitución del material removido, la nivelación del terreno, la estabilización de taludes y la implementación de un plan de revegetación adaptado al uso futuro del suelo.

En cuanto a las medidas de compensación, estas se centran en mejorar las características intrínsecas del suelo en una superficie similar o superior a la afectada por el proyecto, con el objetivo de compensar la pérdida de servicios ecosistémicos como la capacidad productiva y la biodiversidad. El suelo donde se realice la compensación debe cumplir con todos los parámetros de clasificación establecidos para garantizar que no existan limitantes que impidan mejorar su capacidad de uso. Para ello, se debe presentar un plan detallado que incluya la ubicación georeferenciada del terreno, un mapa de unidades cartográficas, un plano topográfico con curvas de nivel y una descripción de las técnicas específicas a implementar, como despedrado, nivelación y mejoramiento del drenaje. Este enfoque integral garantiza que los proyectos que impacten terrenos agrícolas incluyan medidas concretas para mitigar, restaurar y compensar cualquier pérdida de recursos naturales.

2.6. Características del cultivo

El fruto del cerezo (*Prunus avium*), con su característico matiz rojo intenso y su sabor dulce y jugoso representa un objeto de fuerte interés en el mundo culinario. Procedente de Asia, particularmente del norte de Irán, Ucrania y zonas del sur de las montañas del Cáucaso, 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 [72].

Por su parte, Chile representa un 95,7% de la producción total de cerezas del hemisferio sur [73] quedándose con el puesto número 1 de manera indiscutida para este sector, mientras que es China el principal importador de las cerezas nacionales, quedándose con un 88,1% de la producción nacional para el año 2022 [73].

La variedad de cerezos a considerar en este trabajo es Regina (Figura 2.11), una variedad más bien tardía cosechada comúnmente a mediados de diciembre. Si bien las distintas variedades de cerezas son de la misma familia, cada una tiene sus características específicas necesarias para un correcto cultivo, que es lo que se mostrará en las secciones siguientes.



Figura 2.11: Cerezas del tipo Regina [63].

2.6.1. Necesidad lumínica

Es necesario en primer lugar entender la terminología que rodea a la necesidad lumínica de las plantas en general. Es ampliamente sabido que las plantas necesitan luz para poder realizar fotosíntesis, sin embargo no son capaces de captar toda la radiación recibida del sol. Como se muestra en la Figura 2.12, la radiación emitida por el sol no es homogénea sino que corresponde a un espectro de diferentes longitudes de onda. Así, existe un rango de longitudes de onda especial que las plantas pueden utilizar para realizar fotosíntesis que corresponde aproximadamente al rango de luz visible, entre 400nm y 700nm [74]. A este rango de radiación utilizado en la fotosíntesis se le llama Radiación Fotosintéticamente Activa (PAR).

Por su parte, la fotosíntesis es un fenómeno de naturaleza cuántica. Esto quiere decir que no depende de la energía en Watts recibida por unidad de tiempo, sino que depende del número de fotones que reciben las hojas. De este modo surgen dos definiciones más: en primer lugar, la Densidad de flujo de Fotones (PDF) que corresponde al número de fotones que llegan a una superficie dada en cada segundo, medida en micro-moles de fotones por segundo por metro cuadrado [$\mu\text{mol}/(s \cdot \text{m}^2)$]. Finalmente, se define el Flujo de Fotones Fotosintéticamente activos (PPFD) como la porción del PDF correspondiente al espectro PAR [$\mu\text{mol}/(s \cdot \text{m}^2)$]. De este modo, la medida correcta para medir necesidad lumínica de plantas es el PPFD.

De este modo es posible encontrar relaciones útiles entre radiación incidente y PPFD. [75] realiza este trabajo, en primer lugar estableciendo la relación entre irradiancia incidente y PPF:

$$1\left[\frac{W}{\text{m}^2}\right] \approx 4,6\left[\frac{\mu\text{mol}}{\text{m}^2\text{s}}\right] \quad (2.9)$$

Para luego estimar que aproximadamente un 45% de la radiación incidente es PAR, por lo que se obtiene que:

$$1\left[\frac{W}{\text{m}^2}\right] \approx 2,1\left[\frac{\mu\text{mol}}{\text{m}^2\text{s}}\right] \quad \text{PAR} \quad (2.10)$$

Spectrum of Solar Radiation (Earth)

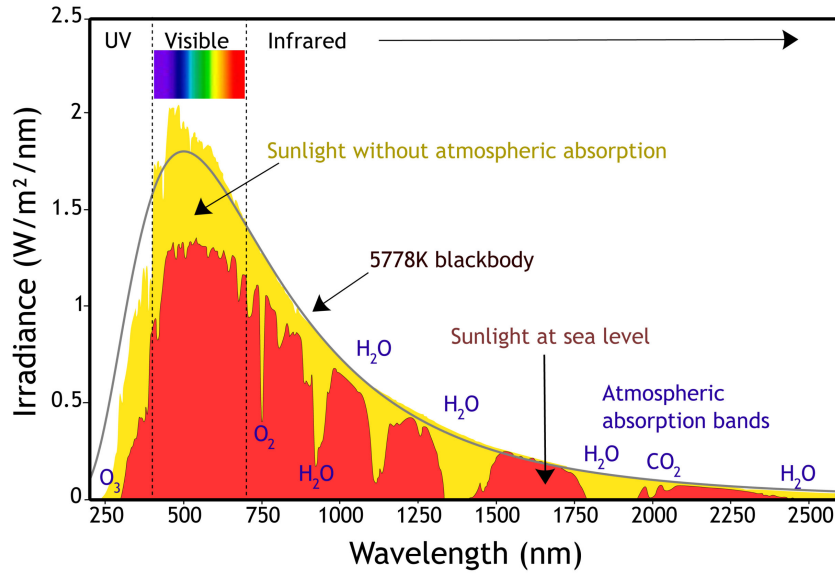


Figura 2.12: Espectro de radiación solar. Se señala la porción de luz visible.

Por otro lado, la curva que describe la relación entre fotosíntesis y PPF_D recibida no es lineal. Esto quiere decir que las plantas tienen un punto de saturación sobre el cual una unidad adicional de radiación no genera cambios en la fotosíntesis realizada [21]. Esto se puede ver de manera gráfica en la Figura 2.13.

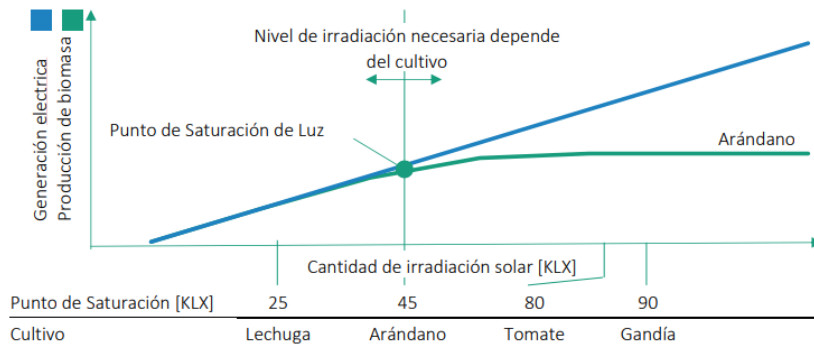


Figura 2.13: Curva de saturación de cultivos seleccionados. Fuente: Fraunhofer Chile [21].

Teniendo esto en consideración, [76] estudia los efectos de cubiertas sobre cerezos, disminuyendo la PPF_D a la que se exponen los cerezos. En particular encuentra que el punto de saturación se encuentra en torno a los $900[\mu\text{mol}/(s \cdot \text{m}^2)]$, valor que será utilizado en el presente trabajo.

2.6.2. Necesidad de riego

La gestión hídrica en los cultivos de cerezos constituye un aspecto central en la producción agrícola contemporánea. No solo constituye el principal consumo energético a nivel de

fruticultura como se vio en secciones pasadas, sino que es un factor clave para el correcto desarrollo de la fruta. Se encuentra poca información sobre el detalle de necesidades hídricas en cada estado fenológico. [77] afirma que estas plantaciones requieren de un 45 %-55 % de humedad de suelo sin especificar el estado.

En [78] se establece una guía para saber cuanto y cuando se debe regar un cultivo. En particular, se menciona que se debe regar la cantidad de agua suficiente para reponer el agua absorbida por la planta y la evaporada, para lo cual es necesario determinar la demanda hídrica del cultivo o evapotranspiración, lo que será detallado en la sección de Metodología.

Se pueden ver los estados fenológicos del cerezo a lo largo del año en la Figura 2.14, con sus respectivos procesos de consumo energético.

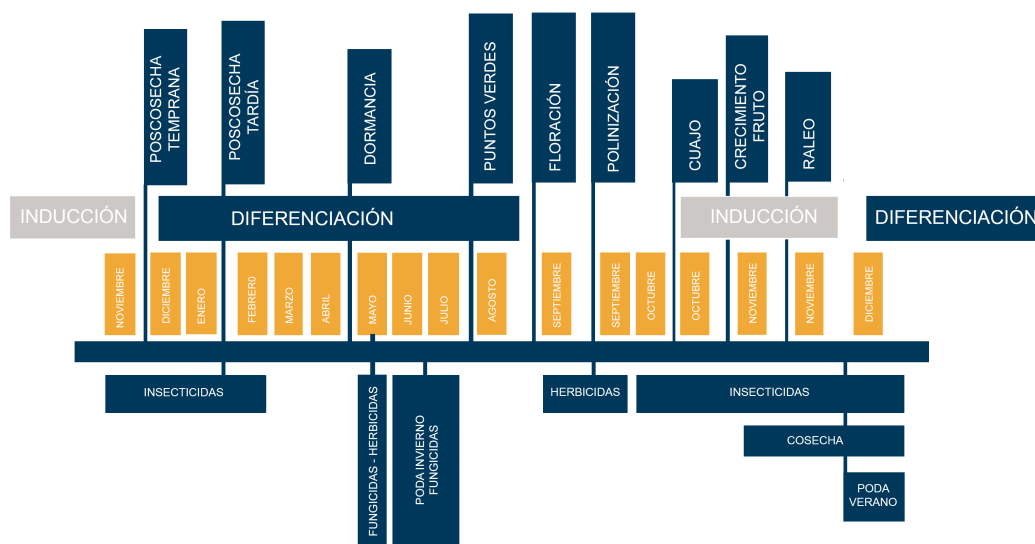


Figura 2.14: Estados fenológicos a lo largo del año con sus procesos de consumo energético. Fuente: [79] con edición propia.

Capítulo 3

Metodología propuesta

La siguiente sección tiene por finalidad explicar la metodología utilizada para llevar a cabo el trabajo de título, lo que se ve resumido en la Figura 3.1.

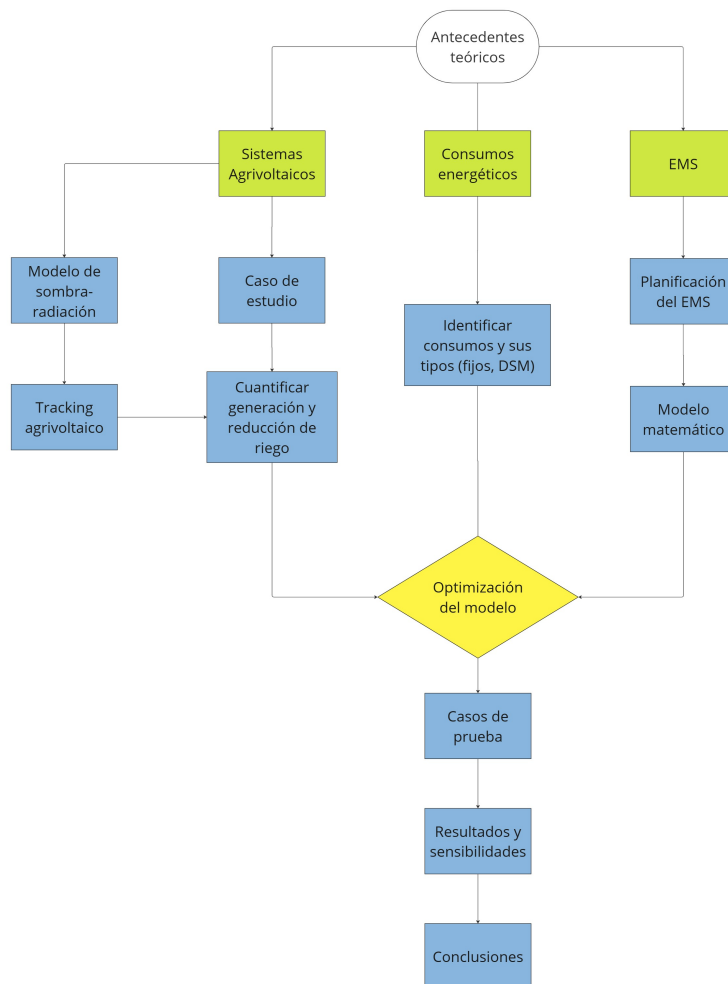


Figura 3.1: Metodología propuesta.

Se tienen 3 grandes temas que guían el desarrollo metodológico del presente trabajo, los que posteriormente serán los pilares del mismo: sistemas agrivoltaicos, EMS y consumos

energéticos, conceptos que ya fueron abordados previamente. En las siguientes secciones se aborda cada uno de estos puntos, junto con las metodologías específicas propuestas.

3.1. Sistemas agrivoltaicos

Una vez realizada la revisión bibliográfica del tema, se busca identificar los aspectos clave que pueden existir entre estos sistemas junto a los EMS y huertos de cerezos, donde lo más relevante para este trabajo será la relación entre el ángulo de paneles en un momento dado y la sombra proyectada junto con la reducción en radiación que ello conlleva. Por otro lado, asociado a sinergias, esencialmente se espera la disminución de riego a causa de la sombra generada.

3.1.1. Modelo de sombra y radiación

Dada una ubicación propuesta para la planta agrivoltaica y sus características físicas, es posible obtener información diaria de radiación mediante herramientas satelitales. Esto permitirá, a su vez, generar perfiles diarios de generación fotovoltaica utilizando las ecuaciones 2.4 y 2.5, así como la cantidad de potencia instalada que se decida considerar y el ángulo de seguimiento de la planta en cada instante.

Como se profundizará más adelante, uno de los sistemas de seguimiento a utilizar no considera el seguimiento clásico del sol, sino que se buscará obtener el mejor ángulo que además de optimizar la generación, cumpla con las restricciones de no influir negativamente en el huerto.

Para lograr esto, es necesario crear un modelo que proporcione al EMS información sobre la sombra que los paneles están proyectando en un momento dado, en función de su ángulo y la hora del día. En caso de que no se cumplan las restricciones establecidas, el EMS deberá ajustar el ángulo para lograr un sombreado más adecuado, además de calcular la generación de energía correspondiente a dicho ángulo. Lo anterior permitirá tener un control activo sobre los paneles solares a lo largo del día.

3.1.1.1. Ángulos solares

Lo primero es entender y obtener los ángulos solares que se tienen para una hora dada en la locación definida.

Ángulo de altitud solar

La altitud solar, β_s , es el ángulo que se forma entre los rayos del sol y el plano horizontal, como se puede ver en la Figura 3.2.

Ángulo cenital solar

El ángulo cenital Φ corresponde al ángulo comprendido entre los rayos del sol y la vertical. Es el complemento de la altitud solar.

$$\Phi = 90^\circ - \alpha_s \quad (3.1)$$

Ángulo azimutal solar

El ángulo azimut, β_s , es el formado por la proyección de los rayos del sol en el plano horizontal medido desde el sur hacia el norte para el hemisferio norte o del norte hacia el sur para el hemisferio sur, donde el norte representa 0° , el este representa 90° , etc.

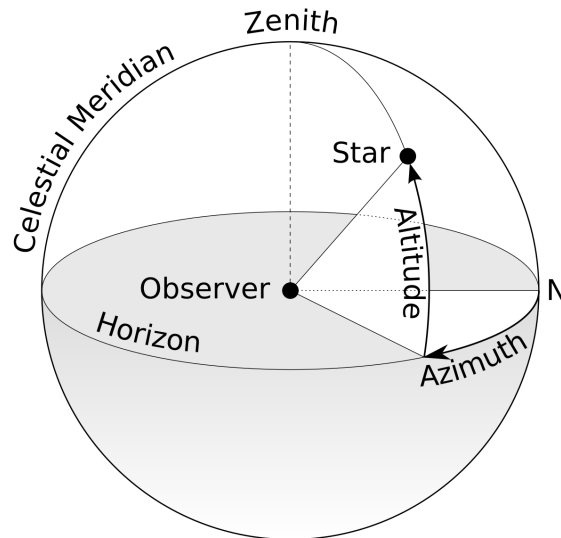


Figura 3.2: Ángulos solares.

Si bien existen formas bien estudiadas de cómo calcular estos ángulos, en el presente trabajo se utiliza la librería *pulib* de python para obtener estos ángulos de manera directa.

3.1.1.2. Posición de los paneles

Para describir la posición de los paneles es necesario contar con un punto de referencia, el ángulo de elevación β y el ángulo azimutal de los mismos, α . Este último debe ser igual al ángulo azimutal de las hileras de cerezos del huerto a considerar (29° NE).

El ángulo de elevación del panel representa su ángulo de seguimiento. La notación de este se muestra en la Figura 3.3, donde los 0° representan un panel horizontal al suelo. Además, por límites físicos se considera un rango de seguimiento en el rango $[-60^\circ, 60^\circ]$.

El ángulo de seguimiento corresponde a una variable de control en el EMS, como se menciona en secciones siguientes, por lo que no existen valores pre-definidos de éste sino que es el EMS quien debe encontrar los mejores valores según las condiciones que se explican más adelante.

3.1.1.3. Proyección de sombra

Conociendo los vértices que definen a un panel arbitrario, además de su ubicación (latitud, longitud) y hora del día, es posible encontrar la proyección de su sombra. En primer lugar, utilizando la ecuación 3.2 se obtienen los vértices rotados del panel según su ángulo de seguimiento y azimutal [81].

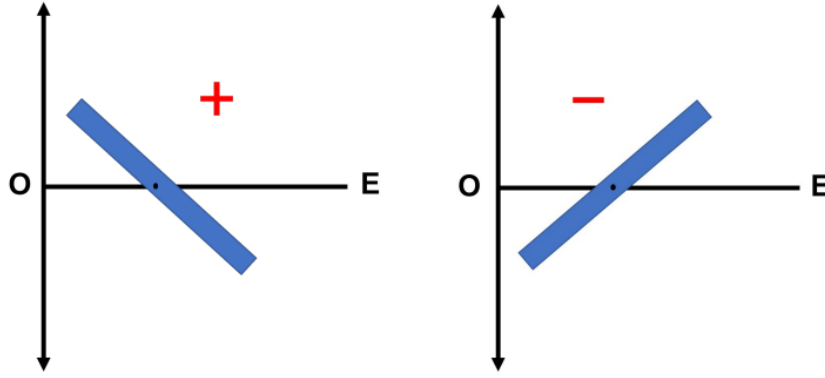


Figura 3.3: Ángulos de seguimiento del panel. Fuente: [80]

$$\begin{bmatrix} x_p \\ y_p \\ z_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha & 0 \\ \sin \alpha & \cos \alpha & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \cos \beta & 0 & \sin \beta \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \beta & 0 & \cos \beta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_0 - x_c \\ y_0 - y_c \\ z_0 - z_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} x_c \\ y_c \\ z_c \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Donde x_o y x_c representan el punto en el eje X del origen y del centroide del panel, objeto que se replica para los ejes Y y Z. Estos puntos se muestran en la Figura 3.4.

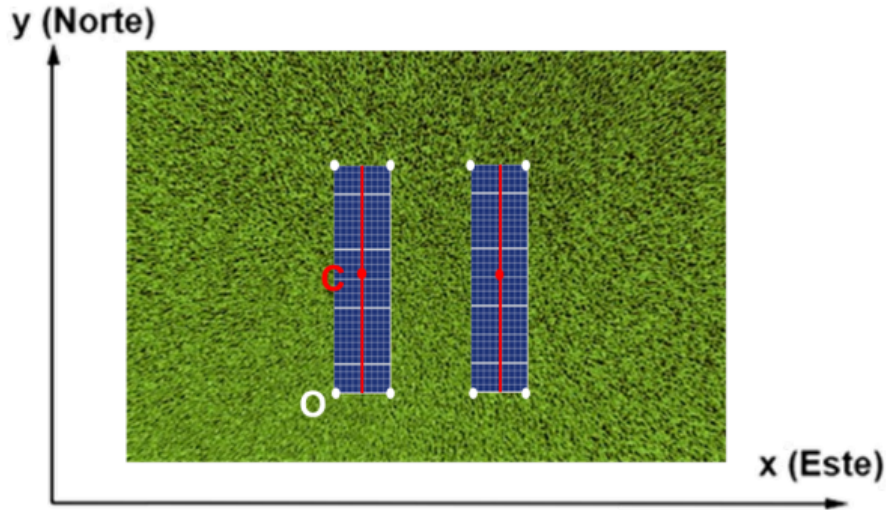


Figura 3.4: Origen y centroide. Fuente: [80].

De este modo, se encuentra el punto $P(x_p, y_p, z_p)$ rotado en α y β a partir del punto original $O(x_o, y_o, z_o)$.

Con el punto P calculado, se puede calcular su proyección en el suelo según la posición del sol mediante las ecuaciones 3.3 y 3.4[81].

$$x_s = \frac{z_p}{\text{tg}(\alpha_s)} \cdot \sin(\beta_p + 180) + x_p \quad (3.3)$$

$$y_s = \frac{z_p}{\text{tg}(\alpha_s)} \cdot \cos(\beta_p + 180) + y_p \quad (3.4)$$

Así, el punto S queda definido por las coordenadas x_s , y_s y $z_s = 0$, esto último por estar a nivel del suelo. La Figura 3.5 muestra una visualización de ejemplo del punto S con respecto al punto P.

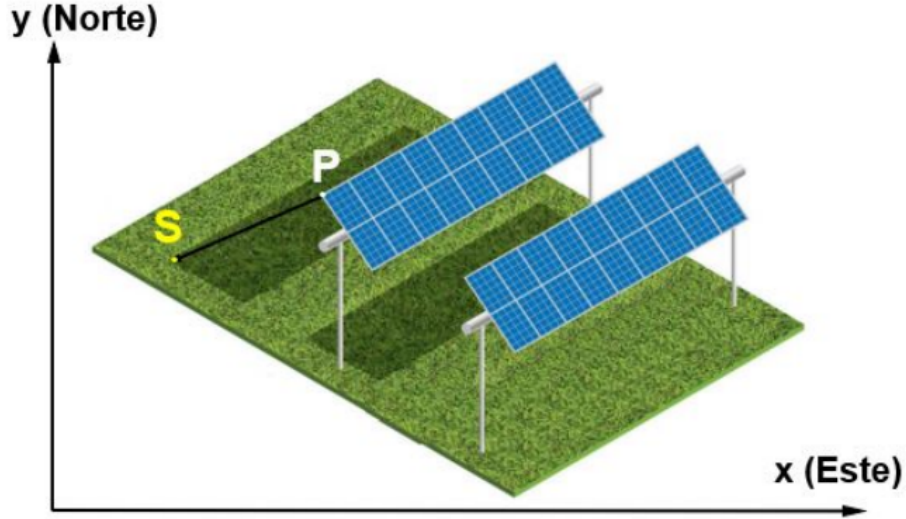


Figura 3.5: Proyección de sombra del panel. Fuente: [82].

3.1.1.4. Asignación de radiación

Conociendo los puntos del suelo en que existe sombra, es posible agregar al modelo información sobre la radiación incidente en el terreno. Considerando los paneles como un objeto completamente opaco, es válido considerar que a los puntos sombreados por éstos únicamente les llega la porción difusa de la radiación global horizontal², según la descomposición de la radiación incidente señalada en 3.5

$$I_{GHI} = I_{directa} + I_{difusa} \quad (3.5)$$

Donde I_{GHI} representa la irradiancia global horizontal, $I_{directa}$ la irradiancia incidente directa y I_{difusa} la irradiancia incidente difusa.

Considerando lo anterior, mediante el uso de la librería *pvlib* es posible rescatar los valores de irradiancia de PVGIS, información satelital de la irradiancia en el mundo [83]. Así, sea Imn la matriz que representa la grilla con todos los puntos a nivel del suelo estudiado, se puede definir la radiación en un punto cualquiera como:

$$I_{x,y} = \begin{cases} I_{difusa}, & (x, y) \in \text{sombra} \\ GHI, & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (3.6)$$

De este modo se pueden obtener simulaciones para un día y hora específicos, con un

² Según conversación via correo electrónico con el académico René Garreaud del departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

ángulo de inclinación especificado tal y como se observa en la Figura 3.19, donde las hileras con puntos verdes representan las filas de árboles (cada rectángulo representa un árbol), los cuadriláteros naranjos representan los paneles fotovoltaicos en altura y los cuadriláteros rojos con puntos negros representan la sombra proyectada por los paneles en dicho instante. La flecha amarilla representa la dirección de los rayos solares.

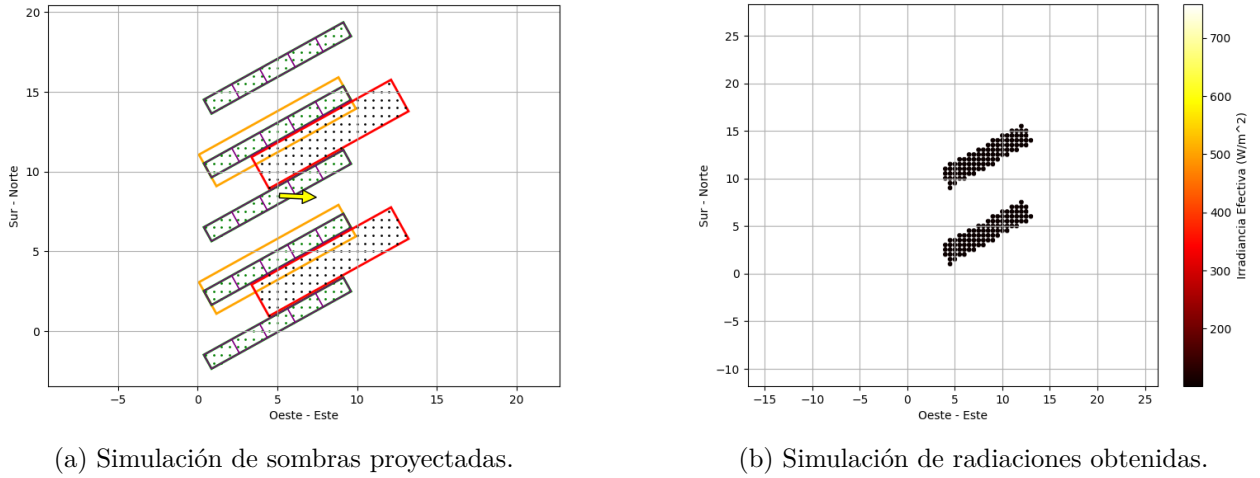


Figura 3.6: Simulaciones para el 1 de enero del 2020 a las 17:00 y ángulo de inclinación $B = 0$. Se observa cómo la radiación en sombra es notoriamente menor a la GHI.

3.1.2. Sistemas de seguimiento utilizados

Como ya se mencionó, además del caso base se consideran 2 casos con sistema agrivoltaico. Uno de ellos con seguimiento de tipo Sun Tracking que busca siempre generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible, y un segundo sistema cuyo seguimiento busca generar el menor impacto posible a causa de su sombra en el huerto. Estos esquemas son detallados a continuación.

3.1.2.1. Sun tracking

Este sistema de seguimiento tiene por objetivo seguir el movimiento del sol tal que el ángulo de incidencia (θ), ángulo formado entre la normal a la superficie del panel y los rayos del sol, sea el mínimo. Por su parte, el ángulo de inclinación que debe tomar el panel en un momento dado corresponde al señalado en la ecuación 3.7 [84].

$$\beta_{ST} = \tan^{-1} [\tan(\Phi) \cdot \cos(Z_s - Z)] \quad (3.7)$$

Donde β_{ST} es el ángulo de inclinación de sun tracking, Z_s corresponde al ángulo azimutal de la superficie y Z el ángulo azimutal del sol en el instante estudiado.

3.1.2.2. Tracking agrivoltaico

El objetivo principal de este sistema de seguimiento es que la sombra generada por los paneles afecte en la menor medida posible al huerto, mientras se busca generar la mayor potencia dentro de lo posible.

Para lograr lo anterior, se parte del estudio señalado previamente de caracterización de radiación en cada punto de la grilla que representa al huerto en función del ángulo de seguimiento β escogido. Así, conociendo la ubicación de cada árbol es posible estudiar si las áreas sombreadas están sobre los árboles, y si es que dicha sombra es lo suficientemente relevante en área cubierta para perjudicar al árbol en cuestión.

Primero, los polígonos rectangulares que representan las hileras de árboles se dividen en cuadrados de longitud L , cada uno de los cuales representa la zona cubierta por un árbol. Luego, se calcula la irradiancia promedio en cada punto de la grilla que está dentro de la zona de un árbol específico. De esta forma, se obtiene la radiación incidente promedio para cada árbol modelado.

Así, si la irradiancia promedio de un árbol es igual a la GHI quiere decir que dicho árbol no está siendo sombreado en ningún punto. Por el contrario, si se cumple que $I_{promedio}^{arbol} \leq GHI$ entonces el árbol está siendo sombreado.

De este modo, tomando por ejemplo una inclinación de 0° a las 14:00:00 horas, se tendría la situación de la Figura 3.7, donde se puede ver cómo los árboles de las hileras 2 y 4 se encuentran sombreadas por los paneles.

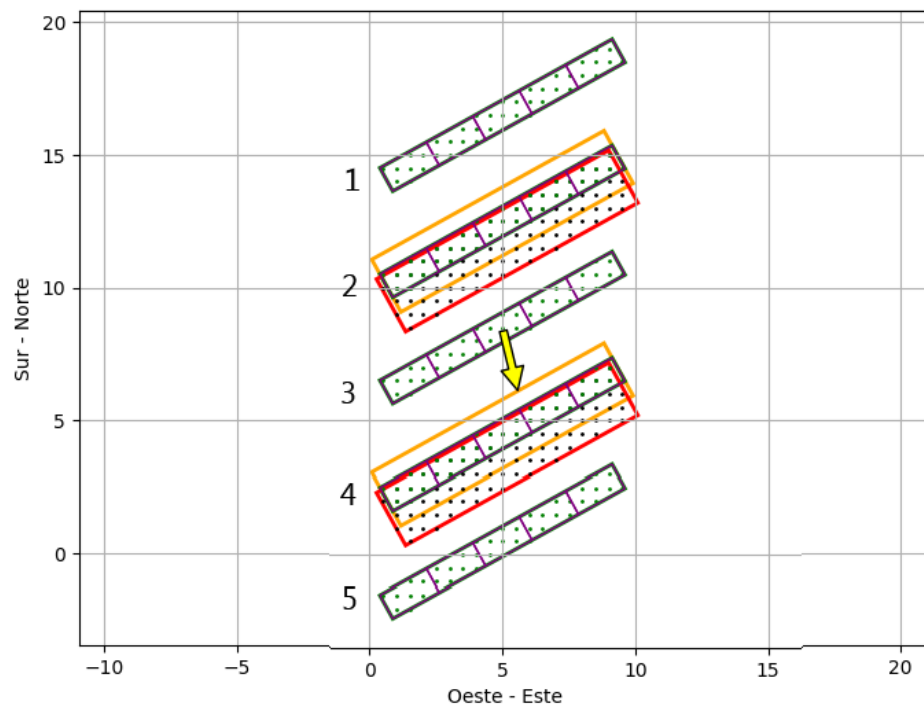


Figura 3.7: Sombras para $\beta = 0^\circ$ a las 14:00:00 del 1 de enero del 2020.

Dado que se puede determinar el número de árboles afectados en cada hora para un ángulo B seleccionado, se puede definir un porcentaje límite de árboles que el sistema de seguimiento agrivoltaico puede afectar en cada instante de tiempo. A partir de este límite, se puede encontrar, para cada momento del día, el ángulo de inclinación β_o que maximice la producción de energía mientras se respeta el límite máximo de árboles afectados por la sombra.

Para lograr lo anterior es necesario trabajar con múltiples algoritmos. En primer lugar, se tiene el algoritmo llamado *main* cuya función es modelar los árboles, paneles y sombras estudiados dado un día, hora y ángulo de seguimiento de los paneles fotovoltaicos. Para esto replica los pasos de la sección “ Modelo de Sombra y Radiación ” para obtener las sombras y radiaciones proyectadas, además del número de árboles afectados para dicho instante por la sombra. Posteriormente, se calcula la evapotranspiración utilizando la ecuación 3.14 tanto para la zona no sombreada como el promedio ponderado por área con sistema agrivoltaico. Finalmente se calcula la potencia generada por cada panel mediante la ecuación 2.5. El diagrama de flujo de este procedimiento se puede ver en la Figura 3.8.

Para los diagramas de flujo se tiene la siguiente notación:

- b: β
- P: potencia generada
- A: número de árboles afectados por la configuración actual
- ET0: evapotranspiración de referencia
- I: irradiancia
- N° A límite: número de árboles límite establecido

Para encontrar el ángulo óptimo en una hora específica, se recorren todos los ángulos factibles de seguimiento. Se almacenan los valores de evapotranspiración, generación de energía y árboles afectados correspondientes a cada β , y se comparan para identificar el ángulo que maximice la producción de energía mientras se respeta el límite de porcentaje de árboles afectados, como se muestra en la Figura 3.9.

Debido a los altos tiempos de simulación al modelar sombras y radiación, una revisión exhaustiva del rango completo $[-60, 60]$ en cada iteración no es factible. Por ello, se emplean estrategias específicas para reducir estos tiempos de simulación, las cuales se irán señalando al explicar el resto de los algoritmos. EL primero de ellos, mostrado en 3.9, corresponde a que la lista de ángulos revisados se recorre de 3 en 3 (en vez de recorrer cada ángulo). De este modo se reduce el tiempo de simulación por un factor de 3, pero manteniendo una resolución lo suficientemente pequeña como para no perder información relevante del modelo. Tras encontrar el ángulo óptimo β_o , se revisa la vecindad $[\beta - 3, \beta + 3]$ para ver si existe un mejor punto de operación en torno al ángulo óptimo encontrado preliminarmente.

Para determinar los ángulos β_o en cada instante de tiempo estudiado, se integra el procedimiento anterior en el algoritmo de la Figura 3.10. El objetivo es combinar las funciones previamente definidas para obtener rápidamente los ángulos y sus resultados asociados, identificar posibles escenarios de operación y tomar decisiones basadas en ellos para alcanzar el objetivo deseado.

En primer lugar se revisa si la hora estudiada es de madrugada (anterior a las 06:00) o de noche (posterior a las 22:00). En caso de serlo, se asume que no existe radiación ni por tanto generación por parte de los paneles. De igual modo se considera que no hay árboles sombreados. Lo anterior permite no tener que realizar el modelo de sombras y radiación, y

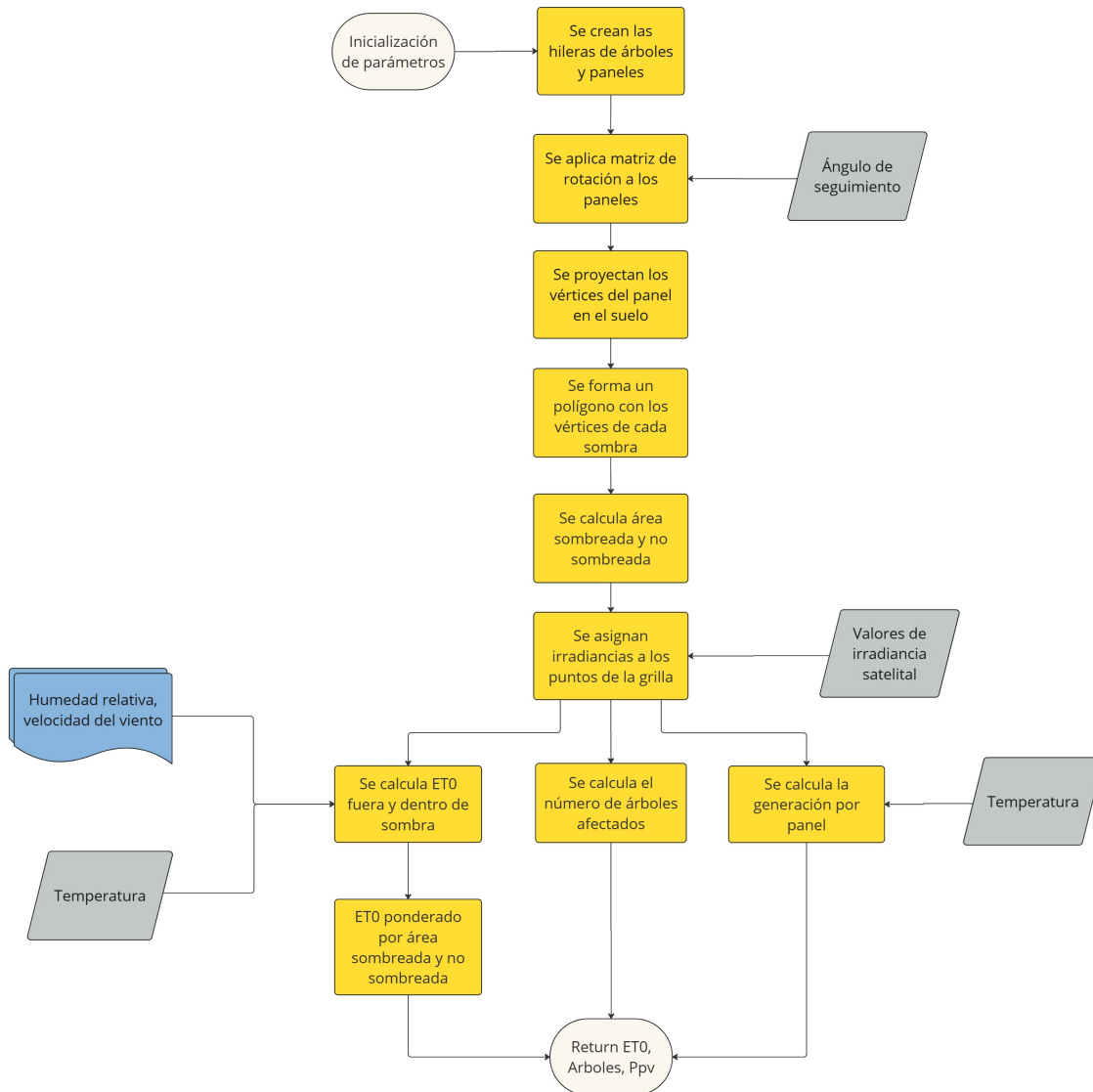


Figura 3.8: Diagrama de flujo de la función *main*.

únicamente calcular el ET_0 base.

En los pasos siguientes, al buscar el ángulo óptimo de seguimiento, se divide el rango de ángulos en positivos y negativos. Esto evita, en primera instancia, simular ángulos donde el sol incide en la cara trasera del panel, donde la generación de energía es mínima. Antes del mediodía solar, se estudian primero los ángulos positivos, y después del mediodía solar, se estudia el rango negativo. Dado que la prioridad es minimizar el impacto en los árboles, si no se encuentra un ángulo que respete las restricciones en el rango inicial, se estudia el rango opuesto.

A continuación, se verifica si la irradiancia ambiente es mayor o menor que la irradiancia de saturación. Si es menor ($I \leq I_{sat}$), cualquier sombra sobre los árboles hará que se encuentren por debajo de su saturación. Para evitar afectar a los árboles, se deben buscar ángulos β en los que el número de árboles afectados sea cero. Como se mencionó anteriormente, primero

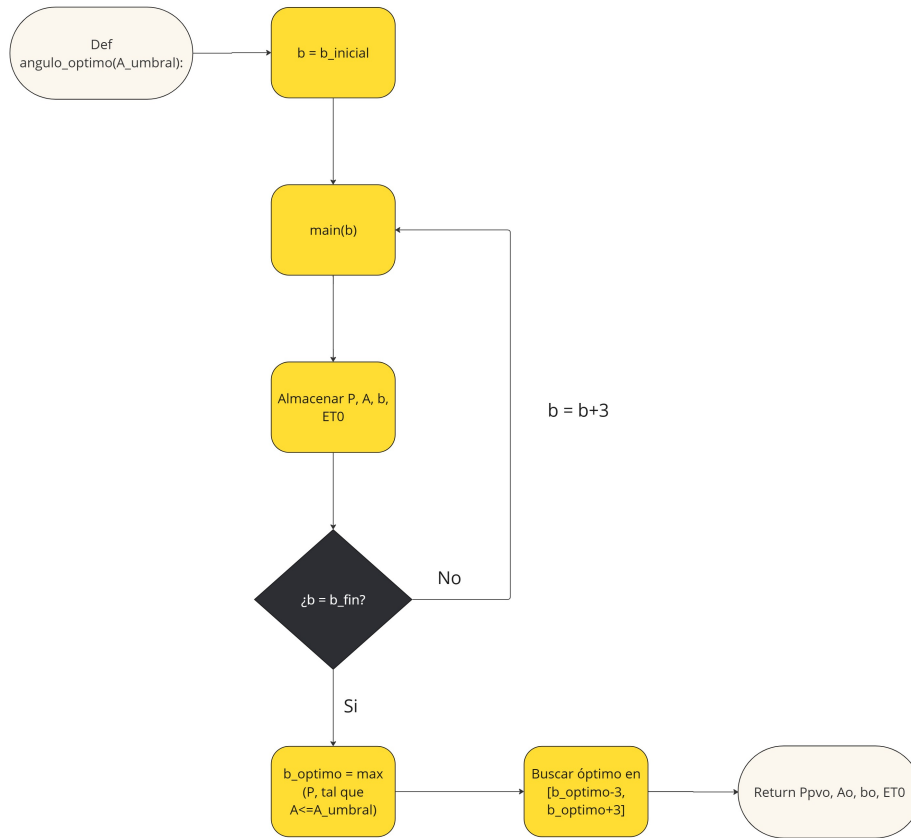


Figura 3.9: Diagrama de flujo de la obtención del ángulo óptimo de seguimiento para un instante dado.

se iteran los ángulos en el rango inicial y luego en el rango opuesto si no se encuentran puntos factibles. Si tampoco hay ángulos factibles en estos rangos, se busca el ángulo de seguimiento que afecte al menor número de árboles en el rango completo.

En caso de que $I \geq I_{sat}$, se procede a buscar en el rango inicial aquel ángulo β que entregue la mayor potencia respetando el límite de árboles afectados definido. En caso de no existir puntos que respeten las restricciones se repite el proceso para el rango opuesto. Si nuevamente no existen puntos factibles, se busca el punto que menor número de árboles afecte en el rango completo.

Todos los pasos anteriores se pueden observar en la Figura 3.10.

Para determinar el seguimiento óptimo agrivoltaico, se deben implementar los algoritmos mencionados y realizar iteraciones para todas las fechas de interés. Específicamente, este tipo de seguimiento es crucial en los meses en los que la actividad fotosintética del huerto está activa, es decir, cuando los cerezos tienen hojas verdes entre finales de septiembre hasta fines de abril³.

³ Según conversación con el ingeniero agrónomo y asesor experto en fisiología vegetal Luis Valenzuela.

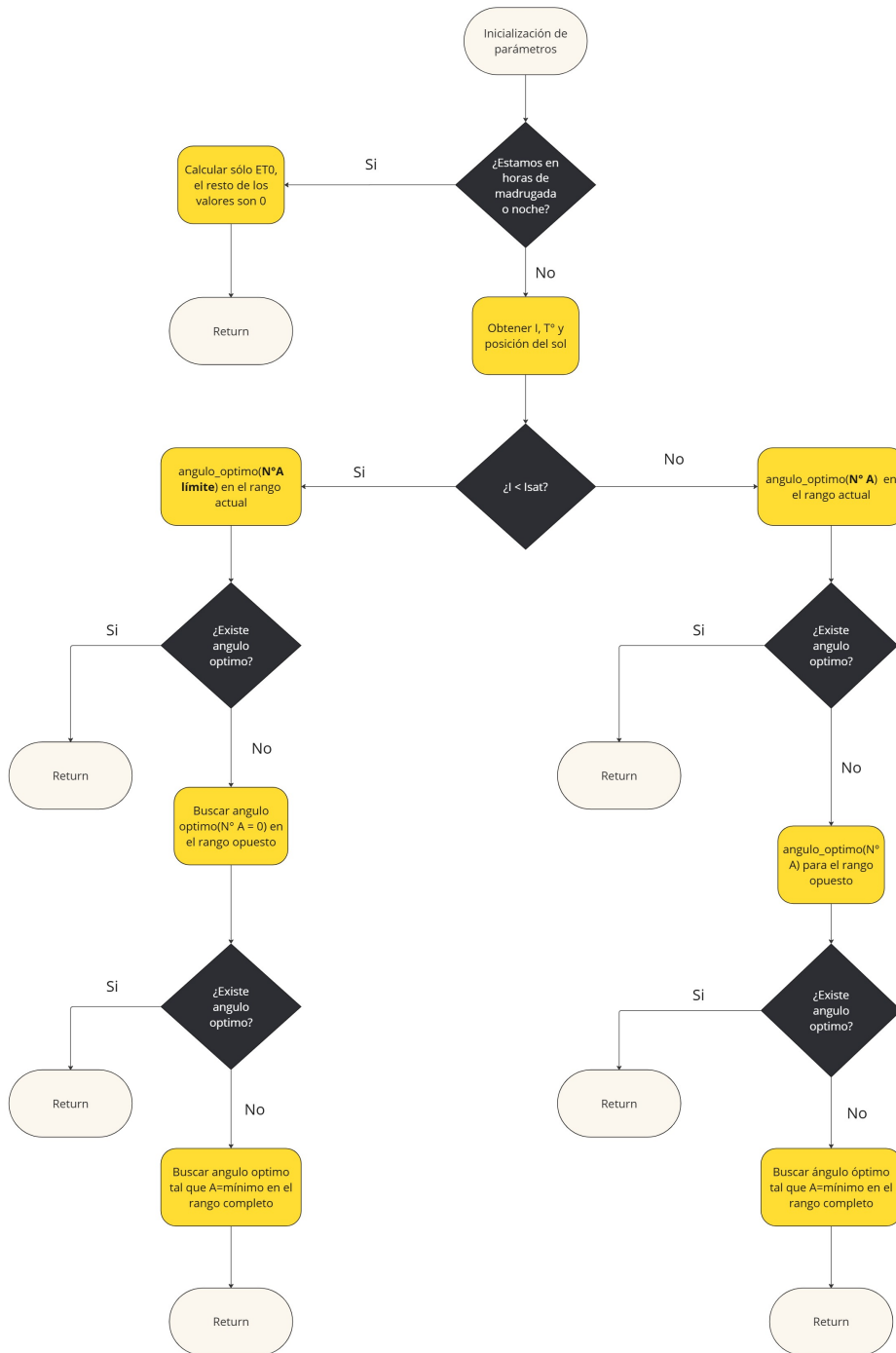


Figura 3.10: Diagrama de flujo de la obtención del ángulo óptimo de seguimiento para un instante dado, utilizando estrategias para minimizar los tiempos de simulación.

En los meses de invierno, cuando la actividad fotosintética disminuye, se puede optar por un seguimiento tipo sun tracking en lugar del seguimiento agrivoltaico. En base a esto, el tipo de seguimiento a utilizar por mes corresponde al señalado en la tabla 3.1

Tabla 3.1: Tracking asignado a cada mes.

Meses	Seguimiento
Mayo-Septiembre	Sun Tracking
Octubre-Abril	Tracking AgroPV

Es importante mencionar que debido a los altos tiempos de simulación es inviable simular todos los días del año para obtener curvas en cada uno de ellos. Por tanto, se generan curvas de seguimiento y generación PV para un día tipo por mes. El día escogido corresponde al día medio de cada mes, valores que son utilizados para todos los días del mes respectivo. De este modo, el tiempo de simulación para el año completo (es decir, 12 días) queda en torno a 8,5 horas.

3.1.3. Generación y reducción de riego

3.1.3.1. Evapotranspiración

Para cuantificar el efecto de la sombra en la humedad de suelo es necesario comparar la evapotranspiración de referencia (ET_0) para el estado basal (sin sombra) y para el caso sombreado. Para calcular este valor se utiliza la expresión de Penman-Monteith, quienes proponen diferentes ecuaciones según el grado de conocimiento del huerto estudiado, como se muestra en la Figura 3.11. En el presente trabajo se consideran los primeros dos niveles a causa del desconocimiento de factores específicos del huerto como uso de coberturas y características del suelo (salinidad, fertilidad, estrés hídrico, etc).

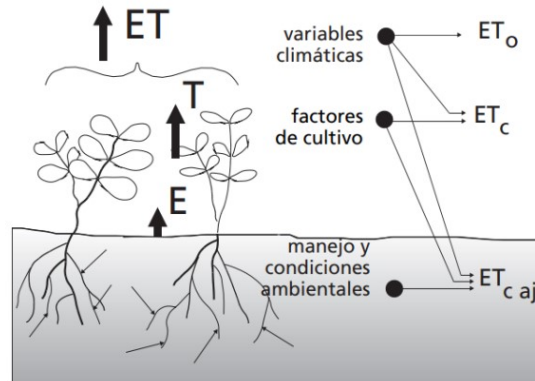


Figura 3.11: Distintos niveles posibles de cálculo en el proceso de evapotranspiración con el método de Penman-Monteith. Fuente: [85].

Para el cálculo de ET_0 se considera la pérdida de agua de una superficie cultivada estándar, esto es, pasto distribuido uniformemente y sin restricciones de agua. Así, se obtiene la ecuación 3.8

$$ET_0 = \frac{0,408 \cdot \Delta \cdot (R_n - G) \cdot \frac{900}{10^6} + \gamma \cdot \left(\frac{37}{T_a + 273} \right) \cdot v \cdot (e_o(T_a) - e_a)}{\Delta + \gamma \cdot (1 + 0,34 \cdot v)} \quad (3.8)$$

Donde,

- Δ : Pendiente de la curva de presión de saturación de vapor a la temperatura ambiente, en [KP a/°C]. Ecuación 3.9.
- R_n : Radiación neta en la superficie, en [W/m²].
- G : Densidad del flujo de calor del suelo, en [W/m²]. Debido a las horas simuladas en este estudio, se considera $G = 0,1 \cdot R_n$.
- γ : Constante psicrométrica. Ecuación 3.10.
- Para $e_o(T_a)$ y e_a , ambos en [KP a], se utiliza la Ecuación 3.13.
- λ : Energía en calor requerida para vaporizar el agua, conocida como calor latente de vaporización, en [MJ/kg]. Ecuación 3.12.
- C_p : Calor específico a presión constante del aire, en [MJ/kg °C]. En el rango de temperaturas del aire utilizadas en este estudio (mínima igual a 4°C y máxima igual a 37°C) la variación es de 10^{-6} [MJ/kg °C], en consecuencia, se considera constante igual a $C_p = 1,013 \cdot 10^{-3}$ [MJ/kg °C].
- P : Presión atmosférica, en [KP a]. Ecuación 3.11.
- z_e : Elevación sobre el nivel del mar, en [m]. De Google Earth en la zona, se obtiene un promedio de $z_e = 415$ [m].
- ξ : Cociente del peso molecular de vapor de agua/aire seco. $\xi = 0,622$.

$$\Delta = \frac{4098 \cdot e^0(T_a)}{(T_a + 237,3)^2} \quad (3.9)$$

$$\gamma = \frac{C_p \cdot P}{\xi \cdot \lambda} \quad (3.10)$$

$$P = 103,3 \left(\frac{293 - 0,0065z_e}{293} \right)^{5,26} \quad (3.11)$$

$$\lambda = 2,501 - 2,361 \cdot 10^{-3} \cdot T_a \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} e_a &= \frac{HR}{100} \cdot e^0(T_a) \\ &= \frac{HR}{100} \cdot 0,6108 \cdot \exp \left(\frac{17,269 \cdot T_a}{T_a + 237,3} \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

En la Ecuación 3.8, se transforma R_n y G de [W/m²] a [MJ/m²· 15min] al multiplicar por $\frac{900}{10^6}$, lo que da una resolución quinceminutal. De este modo, el ET_0 calculado está en unidades de [mm/15min]

Para las medidas de HR y velocidad de viento, se obtienen los perfiles promedios diarios para cada mes a partir de información del Portal Agrometeorología en el año 2020 (www.agrometeorología.cl) y del Explorador Eólico en el 2015 (<https://eolico.minenergia.cl/exploracion>). Este último no tiene información más actualizada.

Posteriormente, para integrar las características específicas del cultivo en cuestión se utiliza:

$$ET_c = ET_0 \cdot K_c \quad (3.14)$$

Donde,

- ET_c : evapotranspiración del cultivo, correspondiente a la demanda hídrica [mm/día]
- ET_0 : evapotranspiración de referencia [mm/día]
- K_c : factor que ajusta el valor a la condición del cultivo

El coeficiente de cultivo (K_c) varía en función de varios factores, incluyendo la altura del cultivo, que afecta el valor de la resistencia aerodinámica, y el albedo de la superficie de la planta, ya que la cobertura vegetal sobre el suelo influye en dicho valor. Además, la resistencia del cultivo, que se refiere a la resistencia a la transferencia de vapor de agua, también impacta la resistencia de la superficie. La evaporación del suelo bajo este cultivo es otro factor importante. Se asume que el campo agrícola es lo suficientemente grande en superficie y que se encuentra bajo condiciones óptimas de agua en el suelo, con características adecuadas tanto de manejo como ambientales.

El valor de K_c para cerezos se señala en la Tabla 3.2, obtenido de [85].

Tabla 3.2: Factor de corrección asociado a cerezos.

Características	$k_{c, inicial}$	$k_{c, med}$	$k_{c, final}$
Sin cobertura del suelo, con fuertes heladas	0,45	0,95	0,7
Sin cobertura del suelo, sin heladas	0,6	0,95	0,75
Cobertura activa del suelo, con fuertes heladas	0,5	1,2	0,95
Cobertura activa del suelo, sin heladas	0,8	1,2	0,85

Donde $k_{c, inicial}$, $k_{c, med}$ y $k_{c, final}$ corresponden al factor para cada etapa de la temporada. Se utilizarán los valores asociados a la categoría de cobertura activa del suelo, con fuertes heladas.

Así, considerando las etapas del cultivo se tendrán los k_c señalados en las tablas 3.2 y 3.3 para los distintos meses del año:

Considerando lo anterior, a partir de las ecuaciones 3.8 y 3.14, se puede deducir que para un mismo huerto existirán 2 valores distintos de evapotranspiración: uno asociado a la zona de sombra, y otro asociado a la zona no sombreada. De este modo, se puede obtener una

Tabla 3.3: K_c para los meses del año.

Mes	K_c
Septiembre, Octubre	0,5
Noviembre-Enero	1,2
Febrero, Marzo	0,95

evapotranspiración equivalente de la zona estudiada ponderando dichos valores por la porción de área sombreada y no sombreada correspondiente. Así:

$$ET_0^{equivalente} = ET_0^{\sin\text{ sombra}} \cdot \frac{A_{\sin\text{ sombra}}}{A_{total}} + ET_0^{\text{sombra}} \cdot \frac{A_{\text{sombra}}}{A_{total}} \quad (3.15)$$

Donde las áreas consideradas son sobre el terreno que tiene el proyecto agrivoltaico, por lo que no se consideran las sombras proyectadas fuera de ésta área.

Finalmente, se puede obtener la diferencia de evapotranspiración entre el caso base y con sistema agrivoltaico como:

$$\Delta ET_0 = \frac{ET_0^{base} - ET_0^{agroPV}}{ET_0^{base}} \quad (3.16)$$

3.1.3.2. Generación fotovoltaica

Teniendo los ángulos de seguimiento de los paneles fotovoltaicos para un día dado, es posible obtener la generación fotovoltaica en función del ángulo de seguimiento B y el ángulo azimutal de los paneles Z y la información de irradiancia solar para cualquier instante estudiado del día. Para esto, basta con reemplazar $a_M = \beta$ y $A_M = Z$ en la ecuación 2.4 para obtener la irradiancia en el plano de inclinación del panel en base a la altura y azimuth del sol. Luego, la irradiancia obtenida se reemplaza en la ecuación 2.5 para obtener la potencia eléctrica generada por un panel fotovoltaico. Finalmente, basta con multiplicar dicho valor por el número total de paneles para obtener la potencia generada estimada para la planta agrivoltaica.

3.2. Consumos energéticos

El principal objetivo de este pilar es lograr entender los consumos con los que se trabajará durante el proyecto. El principal enfoque estará en cuantificar de manera global y entender las lógicas de operación de los consumos, centrándose en aquellos por concepto de riego y de maquinaria para el huerto, y equipos de frío, selección y maquinaria eléctrica (grúas, por ejemplo) en el packing. Como se verá a continuación, gran parte de los antecedentes aquí mostrados provienen de visitas a terreno. Dado que el predio del caso de estudio en Noblefruit no cuenta con packing, se realiza una visita al packing Fruttita SpA, guiados por el Jefe de Máquinas Luis Rodríguez [86]. Por otro lado para los consumos asociados al huerto se realizó una visita al predio Agrícola El Laurel Ltda, guiada por Juan Pablo Prado, administrador del fundo [87].

Las ubicaciones aproximadas de cada uno de estos lugares se encuentran en la Figura 3.12.

El packing Fruttita se encuentra en las cercanías de la localidad de Peor es Nada, Agrícola El Laurel se encuentra a orillas del río Teno, al Sur-Oeste de la localidad del mismo nombre, y el predio de Noblefruit del caso de estudio se encuentra hacia el Este camino a La Montaña.



Figura 3.12: Ubicaciones de interés.

3.2.1. Huerto

3.2.1.1. Riego

La caracterización energética del riego fue realizada de manera analítica, contrastando datos con lo obtenido en la visita a terreno en Agrícola El Laurel Ltda⁴.

Para determinar la cantidad de riego, se utiliza la fórmula 3.14. Por su parte, la frecuencia de riego (FR) y el tiempo de riego (TR) dependen de las condiciones del suelo y del sistema de riego utilizado. La frecuencia de riego se puede calcular utilizando la siguiente fórmula [88]:

$$FR = \frac{AFA}{ET_c} \quad (3.17)$$

Con FR la frecuencia de riego en días y AFA el agua fácilmente aprovechable. Para éste se tiene:

$$AFA = ADT \cdot UR \quad (3.18)$$

Donde:

- AFA: agua fácilmente aprovechable [mm]

⁴ Guiada por Juan Pablo Prado, administrador del predio de la Sociedad Agrícola.

- ADT: Agua disponible total o humedad aprovechable [mm]
- UR: Fracción de agotamiento o umbral de riego [%]

$$ADT = \left(\frac{CC - PMP}{100} \right) \cdot D_b \cdot H \cdot (1 - P_{ied}) \cdot PSM \quad (3.19)$$

Donde,

- CC: capacidad de campo del suelo, base peso [%]
- PMP: porcentaje de marchitez permanente, base peso [%]
- D_b : densidad aparente del suelo [g/cm^3]
- H: profundidad de raíces [mm]
- P_{ied} : fracción de piedras presentes en el perfil de suelo
- PSM: porcentaje de suelo mojado [%]

En cuanto al tiempo de riego se tendrá [88]:

$$TR = \frac{ET_c}{Ef \cdot IPP} \quad (3.20)$$

Con Ef la eficiencia del sistema e IPP la intensidad de precipitación del sistema (mm/h), como se muestra a continuación:

$$IPP = \frac{N_e \cdot Q_e}{10000} \quad (3.21)$$

Donde,

- N_e : densidad de emisores por hectárea [emisores/ha]
- Q_e : caudal del emisor [L/h]

$$N_e = \frac{NL \cdot 10000}{DEH \cdot DEE} \quad (3.22)$$

Donde,

- NL: número de laterales por hilera (1 ó 2)
- DEH: distancia entre hileras [m]
- DEE: distancia entre emisores [m]

Los parámetros utilizados se señalan en las tablas 3.4 y 3.5, en base a valores recomendados por [88]. Los parámetros asociados a la disposición física del huerto utilizan valores a partir de la visita a terreno.

Tabla 3.4: Parámetros frecuencia de riego.

Parámetro	Valor
Capacidad de Campo CC [%]	14
Punto de Marchitez Permanente PMP [%]	6
Densidad Aparente D_b [g/cm^3]	1,5
Profundidad Raíces H [mm]	400
Pedregosidad P_{ied}	0,3
Fracción de Suelo Mojado PSM [%]	0,4
Umbral de Riego UR [%]	0,3

Tabla 3.5: Parámetros tiempo de riego.

Parámetro	Valor
Caudal Emisor Q_E [L/h]	2
Cantidad de líneas de riego por hilera de cultivos NL	2
Distancia entre emisores en una misma línea DEE [m]	0,5
Distancia entre hileras DEH [m]	4

Con todo lo anterior, [89] desarrolla una herramienta computacional en excel que, a partir de la ET_0 , permite determinar la cantidad, frecuencia y tiempos de riego para un cultivo determinado. Esta herramienta es utilizada para obtener los perfiles de consumo a causa del riego a lo largo del año, lo que será uno de los inputs del EMS.

De este modo, utilizando los valores de evapotranspiración de la Figura 3.13, correspondiente a lo calculado según la sección anterior, se obtienen los consumos mensuales de la Figura 3.14. Estos valores serán abordados en más detalles en la sección de resultados.

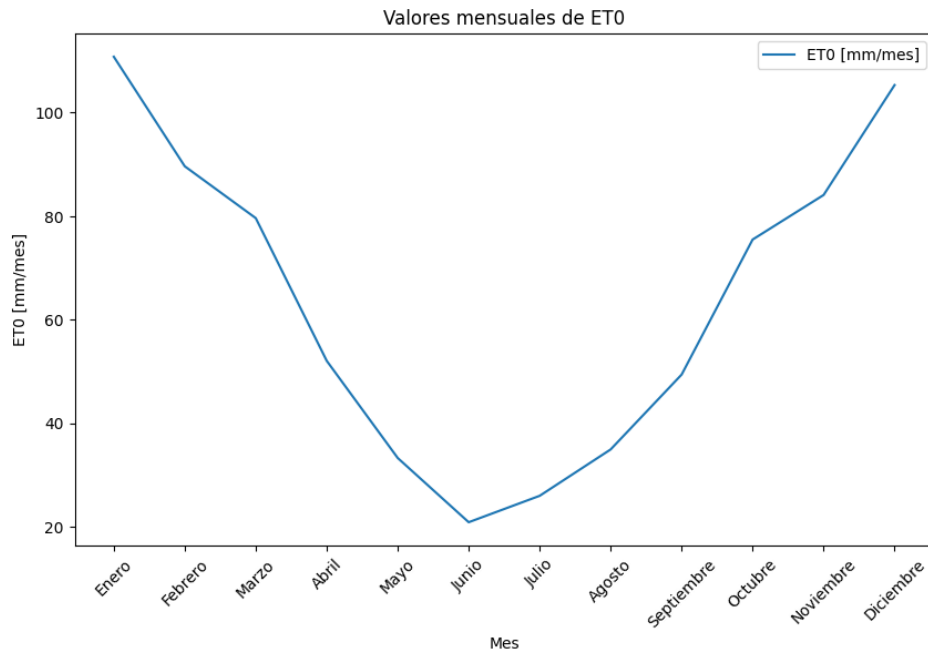


Figura 3.13: ET_0 utilizado para los perfiles de riego.

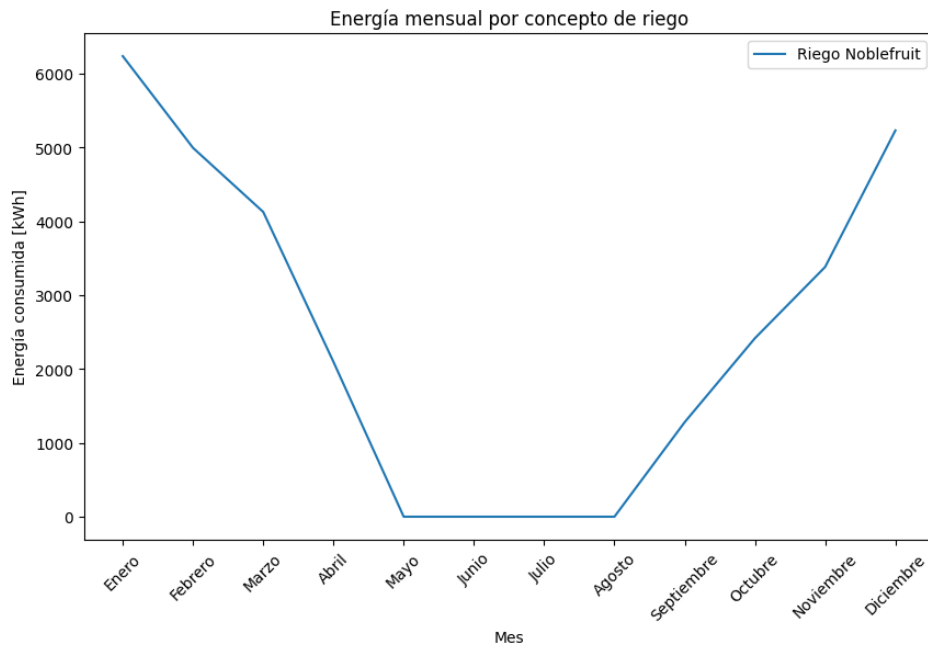


Figura 3.14: Energía utilizada en riego mensualmente.

La frecuencia, duración y potencia del riego para el año se encuentra en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Frecuencia, duración y potencia del perfil de riego obtenido.

Mes	Frecuencia $[\frac{\text{días}}{\text{mes}}]$	Horas diarias [h]	Potencia [kW]
Enero	31,00	6,28	36,80
Febrero	28,00	7,01	36,80
Marzo	15,00	10,25	36,80
Abril	15,00	4,96	36,80
Mayo	0,00	0,00	36,80
Junio	0,00	0,00	36,80
Julio	0,00	0,00	36,80
Agosto	0,00	0,00	36,80
Septiembre	10,00	3,72	36,80
Octubre	15,00	5,21	36,80
Noviembre	15,00	7,07	36,80
Diciembre	31,00	5,54	36,80

Cabe destacar que el riego se considera como consumo DSM ya que cumple su objetivo siempre y cuando se riegue la cantidad necesaria durante el día.

3.2.1.2. Tractores

La caracterización energética de tractores se basa en información obtenida durante la visita a terreno en Agrícola El Laurel Ltda. La información de uso de maquinaria se divide por proceso productivo a lo largo de toda la temporada, donde lo esencial es contar con el número de tractores utilizados por proceso y los meses y días en que se desarrolla cada uno. La información obtenida se muestra en la Tabla A.1.

En términos generales, todos los procesos productivos son realizados con tractores frutícolas. Se cuenta con 2 tractores Landini Rex de 75HP y 3 de tipo Kubota MX5100 de 51HP. A estos tractores se les pueden adosar distintos tipos de carro para las diferentes labores a realizar (nebulizadoras, picadoras de sarmiento, etc).

Para el presente trabajo se considera el uso de tractores eléctricos, por lo que los tractores ya mencionados a combustión son reemplazados por tractores Fendt e100, cuyas características se señalan en la tabla 3.7. La elección de este modelo se debe a que fue el único encontrado con una potencia equivalente a los tractores convencionales señalados, de autonomía mayor a 4 horas.

Tabla 3.7: Características técnicas Fendt e100.

Potencia nominal [kW]	20
Carga máxima [kWh]	100
Potencia de carga lenta [kW]	22
Potencia de carga rápida [kW]	80
Autonomía [h]	5

Con todo lo anterior, es posible crear un calendario de carga de tractores que programe los consumos a causa de la maquinaria. Este trabajo fue realizado por Francisco Bull como parte de su memoria de título, por lo que se utilizarán los documentos entregados por él como input para el EMS. Algunos ejemplos de cómo se ve el documento se encuentran en la Figura A.1.

Para secciones posteriores es importante entender la lógica detrás de la asignación de cargas en el calendario.

Los consumos de 22 kW corresponden a la carga lenta de los tractores que serán utilizados al día siguiente. Estos consumos son completamente controlables y programables a lo largo del día. Sin embargo, existen excepciones para:

- La poda de verano.
- La picadora de sarmiento en la poda de invierno (sábados).
- La aplicación de pesticidas.

En estos casos, las cargas programadas se realizan para tractores que se utilizarán el mismo día. Específicamente:

- **Aplicación de pesticidas:** La aplicación se realiza a partir de las 20:00 horas. Por lo tanto, la carga de los tractores debe completarse antes de esta hora, siendo controlable siempre que se lleve a cabo en su totalidad antes de las 20:00.
- **Picadora de sarmiento en poda de invierno:** Este equipo se utiliza después de la jornada laboral normal, por lo que la carga del tractor debe realizarse antes de las 16:00 horas.

Las cargas de 80 kW son cargas rápidas realizadas en torno a la mitad de la jornada, correspondiente a la hora de almuerzo. Estos consumos no son desplazables ya que son necesarios para que las máquinas puedan realizar el trabajo de la segunda mitad de la jornada.

Para los casos en que existe más de un consumo a la vez:

- 102 kW siempre representan 1 tractor en carga rápida y 1 tractor en carga lenta.
- 240 kW siempre representan 3 tractores en carga rápida.

La Figura 3.15 muestra el consumo total de los tractores eléctricos para cada mes del año.

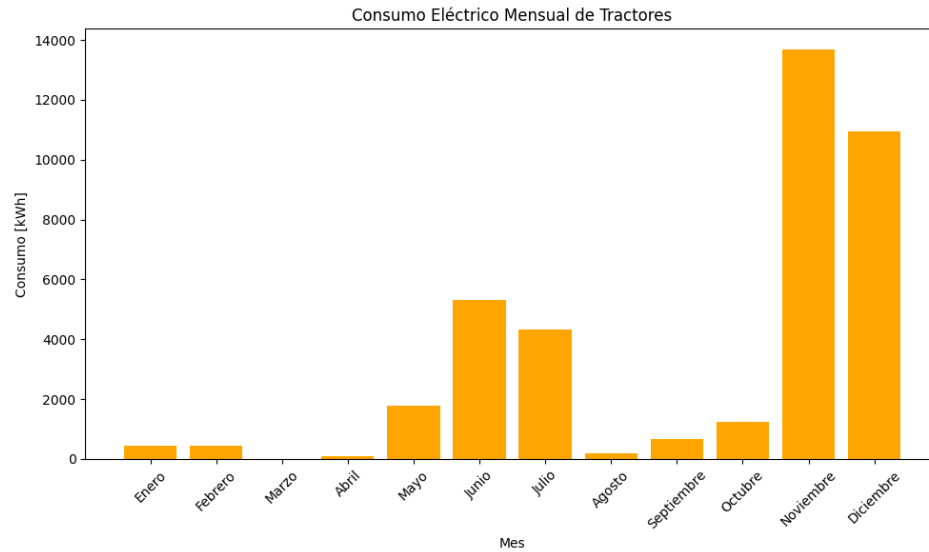


Figura 3.15: Consumo mensual de la maquinaria agrícola.

Con todo lo anterior, en base al calendario y a lo ya expuesto se puede definir qué consumos corresponden a DSM y en qué horarios pueden operar. El resumen se encuentra en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Tabla de resumen operación de tractores.

Proceso	Carga	¿DSM?
Cargas rápidas	Rápida	No
Poda de invierno (tractor)	Lenta	Si
Poda de invierno (sarmiento)	Lenta	Si ^a
Poda de verano	Lenta	No
Pesticidas	Lenta	Si ^b
Cosecha	Lenta	Si
Herbicidas	Lenta	Si
Fungicidas	Lenta	Si

^a DSM previo a las 16:00

^b DSM previo a las 20:00

3.2.2. Packing

Tras la visita a terreno se identifican los procesos energéticos señalados a continuación, cuyos equipos de consumo asociados se encuentran en la tabla 3.9 con sus respectivas horas de operación.

- Iluminación
- Hydroenfriado
- Línea de selección

- Embalaje
- Cámara de pre-frío
- Cámara de almacenamiento en frío
- Climatización de la planta y salas de trabajo
- Grúas

Iluminación

Los sistemas de iluminación corresponden esencialmente a ampollitas utilizadas durante el día. Si bien no se indica un número exacto de ellas debido al alto número, sí se indica un valor en torno a 30 kW para toda la planta entre las 07:00 y 23:00.

Bombas

Las bombas de agua son utilizadas en el proceso de hidrogenfriado, proceso que transcurre en el horario de recepción de fruta entre 07:00 y 16:00. Se tienen 4 bombas de 10,4 kW cada una y todas son utilizadas en conjunto durante el horario completo.

Motores

Los motores están asociados a la línea de selección de fruta. La línea tiene 2 secciones de 12 vías cada una. Cada sección tiene un consumo aproximado de 57 kW, por lo que la línea completa tiene un consumo de 114 kW. EL horario de uso es entre las 07:00 y las 16:30.

Embalaje

El sector de embalaje presenta consumos de fuentes variadas, totalizando un consumo promedio de 50 kW entre 07:00 y 16:30 horas.

Ventiladores

Existen ventiladores tanto en las cámaras de pre frío como en las cámaras de almacenamiento en frío. En el caso de los primeros, las cámaras tienen 2 ventiladores de 5,5 kW que operan entre 10:00 y 00:00, con detenciones programadas cada 4 horas durante 30 minutos. Por otro lado, las cámaras de frío tienen 9 ventiladores de 1 kW que operan durante todo el día con detenciones de media hora cada 5 horas.

Compresores

Los compresores son los equipos que mayor consumo tienen en la planta. Se tiene un compresor grande de 336 kW que funciona durante todo el día. Por otro lado, se tienen 2 compresores pequeños de 110 kW que otorgan el control fino de temperatura a lo largo del día. Éstos pueden variar su potencia de operación en pasos de un 25 % de su potencia máxima, siendo utilizados a plena carga entre las 08:00 y 22:00, para luego disminuir gradualmente su funcionamiento hasta apagarse a las 02:00 y volver a encender a las 04:00.

Grúas

Se tienen 8 grúas funcionando a lo largo de todos los turnos. Sus consumos energéticos van asociados al proceso de carga de las baterías de cada uno. Se tienen 6 cargadores de 22kW cada uno. Dado el uso intensivo de las máquinas, son contados los horarios en que se pueden cargar. Se intenta aprovechar los horarios de almuerzo, cena y cambios de turno para dar algunas horas de carga durante el día, para luego cargar por completo los equipos en la madrugada para así estar listos para el turno siguiente. Así, los horarios de carga corresponde a las 04:30-07:00, 12:30-13:30, 17:30-18:30 y 23:00-00:00.

Considerando lo anterior, las curvas de consumo del packing durante la temporada corresponden a mostrado en la Figura 3.16:

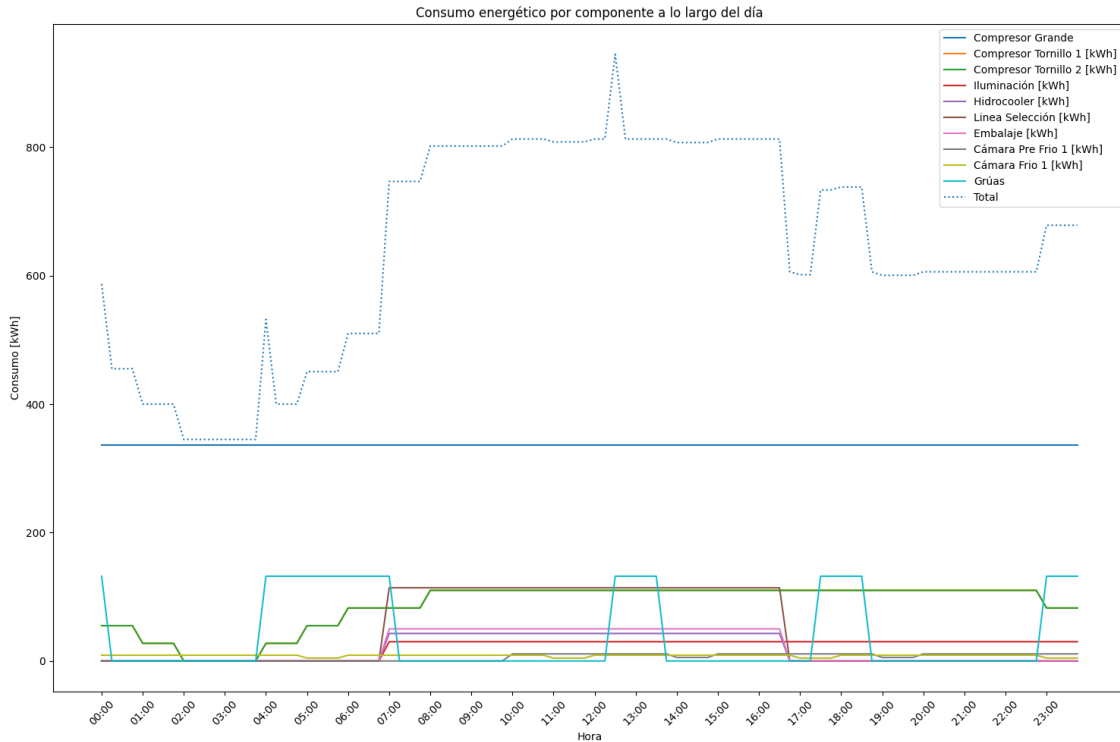


Figura 3.16: Consumo diario del packing.

Donde la operación ocurre de lunes a lunes, sin distinción de domingos y festivos en los meses de noviembre a enero. Fuera de temporada se tiene un consumo fijo de 32 kW. Cabe mencionar que todos estos consumos son considerados fijos sin capacidad de DSM. Si bien inicialmente se pensaba que las grúas podrían presentar capacidad de DSM, dadas las horas de operación de estos equipos y su uso intensivo, los horarios de carga presentados son los únicos factibles.

Tabla 3.9: Consumos identificados en el packing.

Equipo	Consumo [kW]	Número	Horas de trabajo
Ampolletas	30	-	16
Bombas	10,4	4	9
Motores (línea)	114	1	9
Embalaje	50	-	9
Ventiladores pre frío	5,5	2	15
Ventiladores frío	1	9	24
Compresor grande	336	1	24
Compresor pequeño	110	2	18 a 20
Grúas	22	6	19

Finalmente, las características de todos los consumos estudiados se encuentran en la Tabla 3.10

Tabla 3.10: Características de los consumos estudiados.

Proceso	Tipo de consumo
Packing	Fijo
Riego	DSM
Tractores Carga Rápida	Fijo
Tractores Carga Lenta	DSM ^a

^a Sarmiento en poda de invierno debe tener DSM previo a las 16:00 y aplicación de pesticidas previo a las 20:00

3.3. EMS

3.3.1. Planificación de EMS

En esta sección se identifican las labores que deberá realizar el EMS propuesto. En base a lo visto previamente, se opta por las siguientes acciones cuyas formulaciones matemáticas serán señaladas en secciones posteriores:

En primer lugar, el EMS debe considerar un sistema agrivoltaico teniendo en cuenta el efecto que éste puede tener sobre el huerto. Particularmente, sus efectos en la radiación deben ser tales que no perjudiquen el normal desarrollo de los cerezos además de ser capaz de cuantificar la reducción de riego a causa de la sombra generada. El procedimiento para lograr lo anterior es detallado en secciones previas. La obtención de dichos resultados se obtiene de manera previa para luego ser integrado al modelo del EMS en forma de parámetros, particularmente como perfiles de generación solar y de consumos por concepto de riego ajustados según los ahorros otorgados por el sistema agrivoltaico, tal y como se muestra en la Figura 3.17.

La tarifa utilizada corresponde a la AT 2, cuyas características particulares ya fueron discu-

tidas en la sección de Marco Teórico. Dada la caracterización de consumos hecha, claramente los consumos más importantes del año se concentran en los meses de noviembre, diciembre y enero, meses que no presentan horario de punta. Así, el cociente entre la potencia media y la potencia contratada en los meses con horario punta será menor a 0,5 por amplio margen, por lo que los consumos se consideran parcialmente en punta. Además, respecto al tramo del fondo de estabilización de tarifas a causa del consumo basal de 32 kW durante todo el año, se tienen consumos mensuales mayores a 5000 kWh por lo que se considera el tramo M5. Respecto al tramo de protección al cliente se tienen consumos promedios mayores a 500 kWh mensuales para todos los meses del año por lo que se considera el tramo P3.

El EMS considerará el uso de almacenamiento en baterías (BESS) para el recorte de puntas de consumo en caso de ser necesario. Consecuentemente, se considera dentro de la optimización el costo por el uso de la misma. Además se deben considerar todas aquellas restricciones para el uso normal y cuidadoso del sistema, como no permitir la carga/descarga sobre y bajo ciertos límites además de limitar la potencia con que se realizan estos procesos.

Por otro lado, se debe considerar la opción de desplazar cargas eléctricas en caso de ser posible y conveniente acorde a la tarifa seleccionada (DSM).

Se considera también el uso de un sistema de generación diésel para en caso de que el uso de baterías no sea suficiente para mantener el consumo bajo la potencia contratada.

Finalmente, todo el trabajo realizado tendrá una resolución quinceminutal estudiando un año completo. Se cuenta con la información de cada día para los consumos, sin embargo como ya se explicó previamente la generación solar será trabajada con un día tipo por mes por los altos tiempos de obtención de dichos perfiles.

3.3.2. Modelo matemático

En esta sección se describe el modelo matemático del EMS. Las Tablas 3.11 e 3.12 resumen las variables y parámetros utilizados en la modelación, respectivamente.

Teniendo todos los pilares que sostienen al EMS, se procederá a plantear tanto el problema a optimizar como el algoritmo lógico que regirá el funcionamiento del sistema de gestión. La función a optimizar corresponde a la minimización del costo operacional del sistema, atribuido a la tarifa de consumo eléctrico, al uso del generador diésel y al costo de la degradación de la batería en función de su inversión inicial.

Tabla 3.11: Variables del sistema EMS.

Variable	Descripción	Unidad
t	Instantes quinceminutales del día, $t \in [1, 96]$	-
d	Día del mes, $d \in [1, N^\circ \text{ días}]$	-
m	Mes del año, $t \in [1, 12]$	-
$P_{t,d,m}^{exp}$	Potencia exportada en el tiempo t , día d , mes m	kW
$P_{t,d,m}^{imp}$	Potencia importada en el tiempo t , día d , mes m	kW
$P_{t,d,m}^{diésel}$	Potencia generada por el equipo diésel en el tiempo t , día d , mes m	kW
$P_{t,d,m}^{bdis}$	Potencia descargada de la batería en el tiempo t , día d , mes m	kW
$P_{t,d,m}^{bch}$	Potencia cargada a la batería en el tiempo t , día d , mes m	kW
$P_{t,d,m}^c$	Potencia consumida en el tiempo t	kW
$P_{t,d,m,i}^{DSM}$	Potencia de consumo i en el tiempo t ya desplazado, día d y mes m	kW
$SoC_{t,d,m}$	Estado de carga de la batería en el tiempo t , día d y mes m	-
$x_{t,d,m}^{dis}$	Variable binaria de descarga de la batería en el tiempo t , día d y mes m	-
$x_{t,d,m}^{ch}$	Variable binaria de carga de la batería en el tiempo t , día d y mes m	-

Tabla 3.12: Parámetros del sistema EMS.

Parámetro	Descripción	Unidad
T	Número de pasos temporales en un día (96)	-
P_{con}	Potencia contratada	kW
$P_{t,d,m,i}^{fijos}$	Potencia del consumo fijo i en el tiempo t , día d y mes m	kW
$P_{t,d,m,i}^{DSM}$	Consumo DSM original para un tipo i , instante t , día d y mes m	kW
$P_{t,d,m}^{pv}$	Potencia generada por paneles solares en el tiempo t , día d y mes m	kW
C_{con}	Costo de la potencia contratada	$\frac{\$}{kW/mes}$
C_{exp}	Precio de la energía exportada	\$/kWh
C_{imp}	Costo de la energía importada	\$/kWh
$C_{diésel}$	Costo de la energía generada por el equipo diésel	\$/kWh
C_{multa}	Costo de multa por sobrepasar la potencia contratada	\$/kW
η^{bdis}	Eficiencia de descarga de la batería	-
η^{bch}	Eficiencia de carga de la batería	-
E_{bess}^{max}	Capacidad máxima de la batería	kWh
P_{bess}^{nom}	potencia nominal de la batería	kWh
SoC_{max}	Estado de carga máximo de la batería	-
SoC_{min}	Estado de carga mínimo de la batería	-
Inv_{bess}	Costo de inversión del sistema BESS	\$/kW
P_{bess}^{nom}	Potencia nominal del sistema BESS	kW
N_{max}^{ciclos}	Número máximo de ciclos de la batería	-
P_{max}^{bdis}	Potencia máxima de descarga de la batería	kW
P_{max}^{bch}	Potencia máxima de carga de la batería	kW

3.3.2.1. Función objetivo

Se tendrá la ecuación:

$$\begin{aligned}
\min \quad & Cop = 12 \cdot P_{con} \cdot C_{con} \\
& + \sum_{m=1}^{12} \left[(p_{max,m}^{imp} - P_{con}) \cdot C_{multa} + \frac{1}{4} \sum_d \left(- \sum_{t=1}^T p_{t,d,m}^{exp} \cdot C_{exp} + \sum_{t=1}^T p_{t,d,m}^{imp} \cdot C_{imp} \right. \right. \\
& + \sum_{t=1}^T C_{diésel} \cdot p_{t,d,m}^{diésel} \\
& \left. \left. + \frac{Inv_{bess} \cdot P_{nom}^{bess}}{2 \cdot E_{bess}^{max} \cdot (SoC_{max} - SoC_{min}) \cdot N_{max}^{ciclos}} \sum_{t=1}^T \left(\frac{p_{t,d,m}^{bdis}}{\eta^{bdis}} + p_{t,d,m}^{bch} \cdot \eta^{bch} \right) \right) \right]
\end{aligned} \tag{3.23}$$

Donde el término $\frac{1}{4}$ va asociado al carácter quinceminutal de los pasos de tiempo estudiados, por lo que es necesaria la conversión.

3.3.2.2. Restricciones

Balance de cargas

La primer restricción a utilizar corresponde al balance de energía señalado en la ecuación 3.24, que muestra el equilibrio entre lo generado, consumido, exportado e importado de la red y la carga y descarga del sistema BESS para un instante dado.

$$P_{t,d,m}^{pv} + p_{t,d,m}^{diésel} - p_{t,d,m}^{bch} + p_{t,d,m}^{bdis} + p_{t,d,m}^{imp} - p_{t,d,m}^{exp} - p_{t,d,m}^c = 0 \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \tag{3.24}$$

Donde el valor de $p_{t,d,m}^{pv}$ viene dado por el trabajo ya señalado en secciones previas.

Asimismo, la potencia del generador diésel $p_{t,d,m}^{diésel}$ debe ser un valor mayor o igual a 0. Además, se considera que el equipo diésel ya existe de manera previa en el packing, por lo que constituye un costo hundido y su costo operacional depende únicamente del costo del combustible.

$$p_{t,d,m}^{diésel} \geq 0 \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \tag{3.25}$$

Para el trabajo sobre DSM es necesario desagregar los consumos estudiados de la siguiente forma:

$$p_{t,d,m}^c = \sum_{i=1} P_{t,d,m,i}^{fijos} + \sum_{i=1} p_{t,d,m,i}^{DSM} \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \tag{3.26}$$

Donde $P_{t,i}^{fijos}$ son todos aquellos consumos cuyo comportamiento no es controlable y se debe mantener tal cual es para el correcto funcionamiento de los procesos industriales, y $p_{t,d,m,i}^{DSM}$ corresponde a aquellos consumos controlables y desplazables temporalmente, por lo que son variables a adoptar por el DSM.

Para lograr el desplazamiento de cargas, se utiliza la restricción 3.27

$$\sum_{t=1}^A p_{t,d,m,i}^{DSM} = \sum_{t=1}^T P_{t,d,m,i} \quad (3.27)$$

Donde A es el tiempo t máximo hasta el que podemos reordenar los consumos. Según lo visto en la Tabla 3.10 se tendrá:

$$A = \begin{cases} 64, & \text{Sarmiento en poda de invierno} \\ 80, & \text{Pesticidas} \\ 96, & \text{En otro caso} \end{cases} \quad (3.28)$$

Donde 64 representa las 16:00, 80 las 20:00 y 96 las 23:45

Máxima potencia importada

La variable p_{max}^{imp} , correspondiente a la máxima potencia importada, se utiliza para calcular el factor de penalización en caso de tener consumos mayores al máximo de potencia contratada. En caso de que no exista sobreconsumo, se define p_{max}^{imp} igual a P_{con} , lo que implica que el término de multa de la ecuación 3.23 se hace 0. Lo anterior se ve reflejado en las ecuaciones 3.29 y 3.30.

$$p_{max',m}^{imp} = \max(p_{1,d,m}^{imp}, p_{2,d,m}^{imp}, \dots, p_{T,d,m}^{imp}) \quad \forall d \quad \forall m \quad (3.29)$$

$$p_{imp}^{max,m} = \begin{cases} p_{imp}^{max',m}, & p_{max',m}^{imp} > P_{con} \\ P_{con}, & p_{max',m}^{imp} \leq P_{con} \end{cases} \quad (3.30)$$

Potencia del BESS

La ecuación 3.31 muestra el proceso de carga y descarga del BESS, donde el estado de carga en el período $t + 1$ corresponde al estado de carga en t más la energía cargada, menos la energía descargada (considerando que sólo puede ocurrir uno de estos procesos a la vez), teniendo en cuenta la eficiencia del evento. El estado de carga SoC_t está normalizado y se representa en valores tales que $SoC_t \in [0, 1]$

$$SoC_{t+1,d,m} = SoC_{t,d,m} + \frac{\frac{1}{4}(p_{t,d,m}^{bch} \cdot \eta^{bch} - \frac{p_{t,d,m}^{dis}}{\eta^{dis}})}{E_{bess}^{max}} \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \quad (3.31)$$

$$SoC_{min} \leq SoC_{t,d,m} \leq SoC_{max} \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \quad (3.32)$$

Donde el término $\frac{1}{4}$ resulta del carácter quinceminutal de los períodos estudiados. La ecuación 3.32 define el límite mínimo y máximo del sistema de almacenamiento.

Estado de carga o descarga

Para modelar la carga y descarga del BESS, es necesario restringir la potencia con la que se realiza el proceso a modo de seguir con las limitaciones del equipo, además de imponer que sólo se puede cargar ó descargar la batería en un mismo instante. Para lo anterior, se definen las variables binarias x^{ch} y x^{dis} tales que:

$$p_{t,d,m}^{bdis} \leq P_{max}^{bdis} \cdot x_{t,d,m}^{dis} \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \quad (3.33)$$

$$p_{t,d,m}^{bch} \leq P_{max}^{bch} \cdot x_{t,d,m}^{ch} \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \quad (3.34)$$

$$x_{t,d,m}^{dis} + x_{t,d,m}^{ch} \leq 1 \quad \forall t \quad \forall d \quad \forall m \quad (3.35)$$

Donde las ecuaciones 3.33 y 3.34 representan los límites de potencia de carga y descarga de la batería, y 3.35 representa el hecho que sólo se puede estar en estado de carga o descarga a la vez y nunca ambos juntos.

Finalmente, para que la operación anual sea consistente con los supuestos de operación para el año siguiente, se establece que el BESS debe terminar el año con la misma energía con la que inició (ver 3.36).

$$SoC_{t=t_{fin},d=31,m=12} = SoC_{t=t_0,d=1,m=1} \quad (3.36)$$

3.3.3. Implementación del modelo

Como ya se ha mencionado, la implementación del EMS cuenta con dos procesos separados como se muestra en la Figura 3.17. En primer lugar, se tiene el programa que obtiene los ángulos óptimos de seguimiento para cada mes del año en base a los parámetros del huerto y del sistema fotovoltaico, como ya se explicó en la sección de tracking agrivoltaico. A partir de los ángulos de seguimiento se obtiene también el perfil de riego ajustado con los ahorros de uso de agua a causa de la sombra. Esta información, junto a los perfiles de generación mensuales obtenidos son alimentados al segundo proceso que corresponde a la optimización planteada en el capítulo de EMS en conjunto a los parámetros respectivos y el resto de los consumos (tanto fijos como variables). El modelo planteado se resuelve utilizando la plataforma Gurobi. Como resultado, se obtiene el perfil óptimo anual de consumos y generación, costos operacionales del sistema y perfiles de estado de carga del BESS.

3.3.4. Parámetros utilizados

Los parámetros utilizados para la verificación y casos de estudio se muestran en la Tabla 3.13.

Para el costo del diésel se considera un precio de 1054 \$/L [90] y un generador diésel Cummins KTA50-G8, equipo que tienen en el packing Fruttita. Para los costos relacionados a la tarifa se utilizan los valores obtenidos de la distribuidora eléctrica de Teno, Cooperativa Eléctrica de Curicó (CEC) [91]. El modelo de batería considerado es Gogreen CI-372 de 372 kWh y potencia nominal de 186 kW [92]. El costo de inversión se obtiene a partir del Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento (ICTG) de la CNE en mayo del 2024 [93]. EL BESS escogido tiene tecnología LFP, cuyo número de ciclos está sobre lo 3000, pudiendo llegar a los 10000 en condiciones óptimas [94], se consideran 7500.

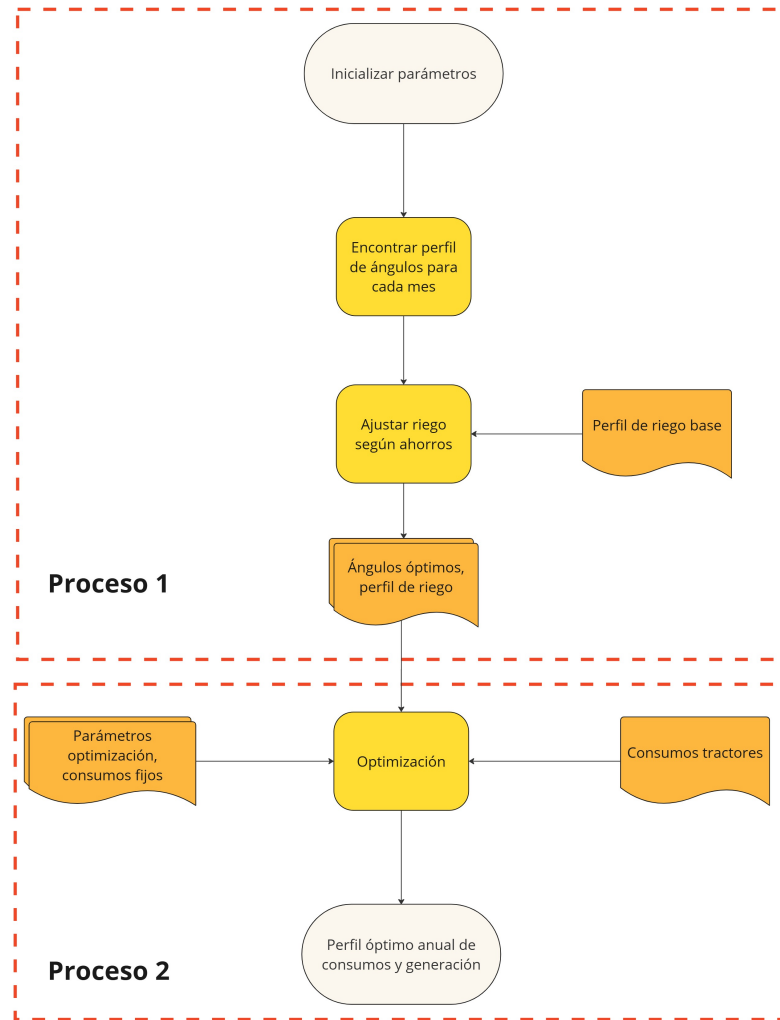


Figura 3.17: Diagrama de flujo de los procesos utilizados.

3.3.5. Verificación

A modo de verificación del modelo planteado, se utilizan los casos de prueba de esta sección. La idea de éstos es poder mostrar de manera directa y clara las distintas funcionalidades del EMS ante variaciones en la operación del sistema. Se realizan las pruebas con el perfil de generación del mes de diciembre.

Operación basal

Como operación base se utiliza el perfil de generación de tipo ST, un consumo total fijo de 500 kW y potencia contratada de 700 kW. La operación de esto se observa en la Figura 3.18.

Donde se observa que a medida que incrementa la generación fotovoltaica, disminuye la energía importada desde la red eléctrica en igual medida, como es de esperar.

Variaciones en la generación fotovoltaica

Tabla 3.13: Parámetros utilizados del sistema EMS.

Parámetro	Valor	Unidad
T	96	-
P_{con}	700	kW
C_{con}	12.152,8	$\frac{\$}{kW/mes}$
C_{exp}	95,740 ^a	\$/kWh
C_{imp}	128,722 ^b	\$/kWh
$C_{diésel}$	177	\$/kWh
C_{multa}	500.000	\$/kW
η^{bdis}	0,95	-
η^{bch}	0,95	-
E_{max}^{bess}	372	kWh
P_{nom}^{bess}	186	kW
SoC_{max}	0,8	-
SoC_{min}	0,2	-
Inv_{bess}	1.141.536	\$/kW
P_{nom}^{bess}	186	kW
N_{max}^{ciclos}	7500	-
P_{max}^{bdis}	372	kW
P_{max}^{bch}	372	kW

^a Considera sólo el costo por energía de la tarifa.

^b Considera costo por energía, cargo de transmisión y cargo por servicio público.

Al incrementar o disminuir la generación fotovoltaica naturalmente se esperan cambios en la operación. En el primer caso, debe disminuir de igual manera la energía importada desde la red e incluso pueden existir momentos en que existan excedentes de generación, los que deben ser inyectados hacia la red eléctrica. Por el contrario, al disminuir la generación debe aumentar la cantidad de energía importada de la red. Estos comportamientos se pueden observar en las Figuras 3.19.a y 3.19.b.

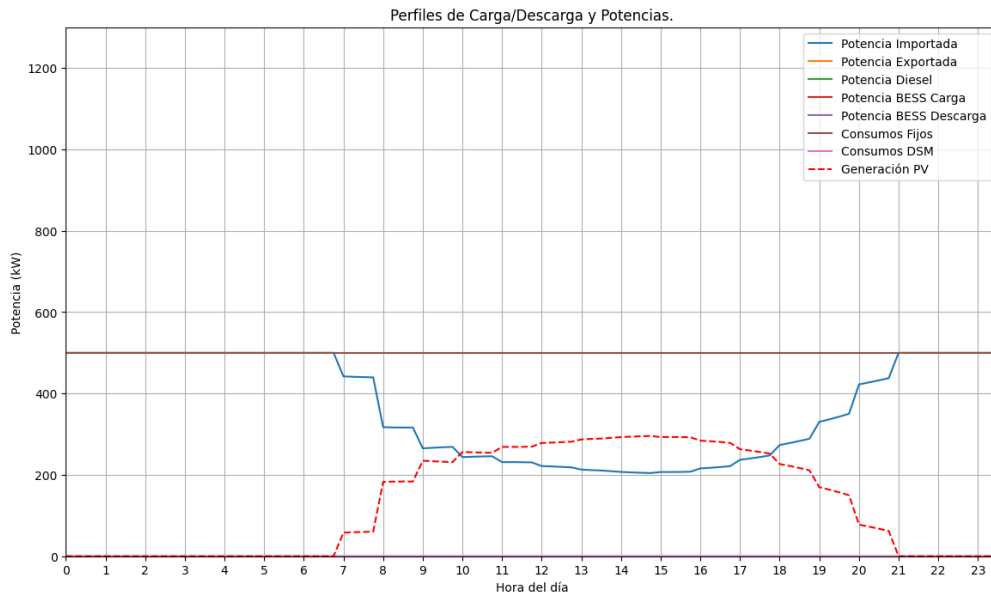
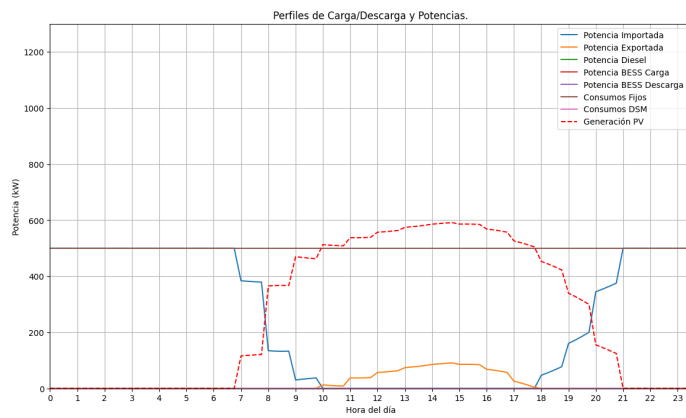
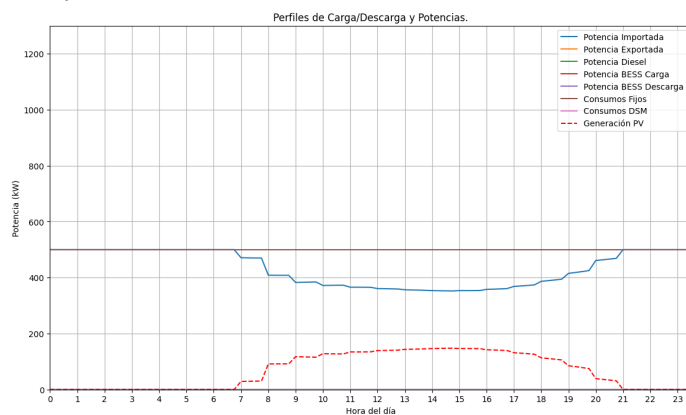


Figura 3.18: Perfil de prueba basal.



(a) Aumento en la energía generada. Se observan momentos de inyección de excedentes.



(b) Disminución de la energía generada. Se observa disminución de la energía importada.

Figura 3.19: Variaciones en el perfil de generación y consumos ante cambios en el perfil de generación fotovoltaico.

Operación de equipos complementarios

Considerando una potencia contratada de 500 kW, en caso de tener consumos mayores a la suma entre dicho límite y la generación fotovoltaica en dicho instante, será necesario operar alguno de los equipos complementarios, BESS o diésel, para suplir la demanda restante. Esto se puede observar en la Figura 3.20, donde se tiene un aumento de la demanda hasta los 700 kW, por lo que es necesario encender el equipo diésel para cubrir el consumo restante. La razón de que en este caso se enciende el equipo diésel y no es utilizado el equipo BESS se estudia en secciones posteriores.

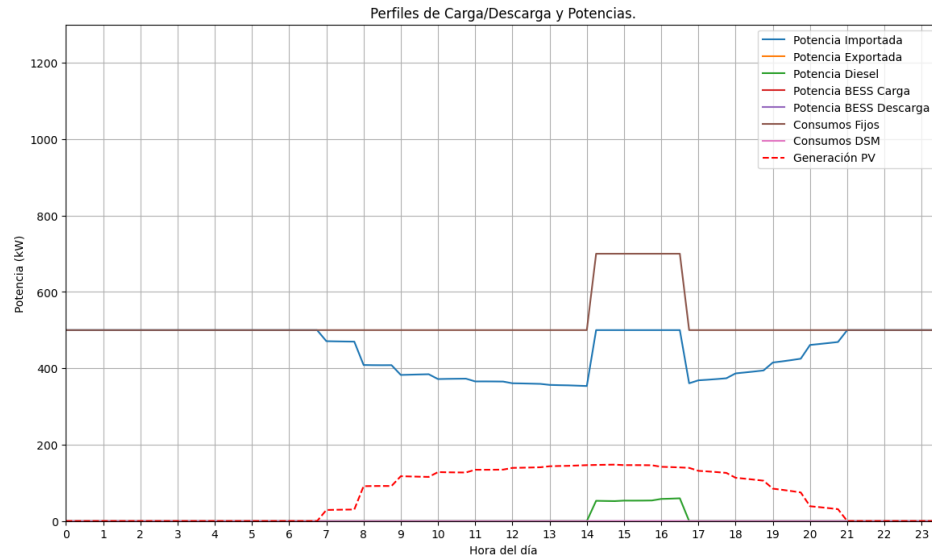


Figura 3.20: Perfil de prueba con equipo diésel encendido.

Por otro lado, al eliminar el uso del equipo diésel (por ejemplo, en caso de falla o mantenimiento) es el equipo BESS quien entra a suplir la energía restante. Esto se muestra en la Figura 3.21 donde además de tener un perfil de descarga idéntico al del funcionamiento del diésel, se observan momentos de carga a lo largo del horario solar, aprovechando así los excedentes de energía para cargar el equipo.

El perfil de carga y descarga se puede observar mejor en la Figura 3.22 donde se muestra el SoC de la batería a lo largo del día estudiado.

Generación fotovoltaica nula

En caso de no existir generación PV, ya sea por días fuertemente nublados o de lluvia en invierno, fallas en el sistema o por mantenimiento de la planta, toda la carga debería ser tomada por la red eléctrica y los equipos complementarios. Simulando dicho caso, se obtiene la Figura 3.23 donde se observa precisamente como toda la carga normal es tomada por la red eléctrica. En el horario donde se tiene el peak de consumo por sobre la potencia contratada, se activa el equipo diésel para suplir dicha porción.

Cambios en potencia contratada

Cambios en la potencia contratada permiten un mayor consumo de energía desde la red. Tomando el caso sin energía PV y una potencia contratada de 650 kW, se puede ver el

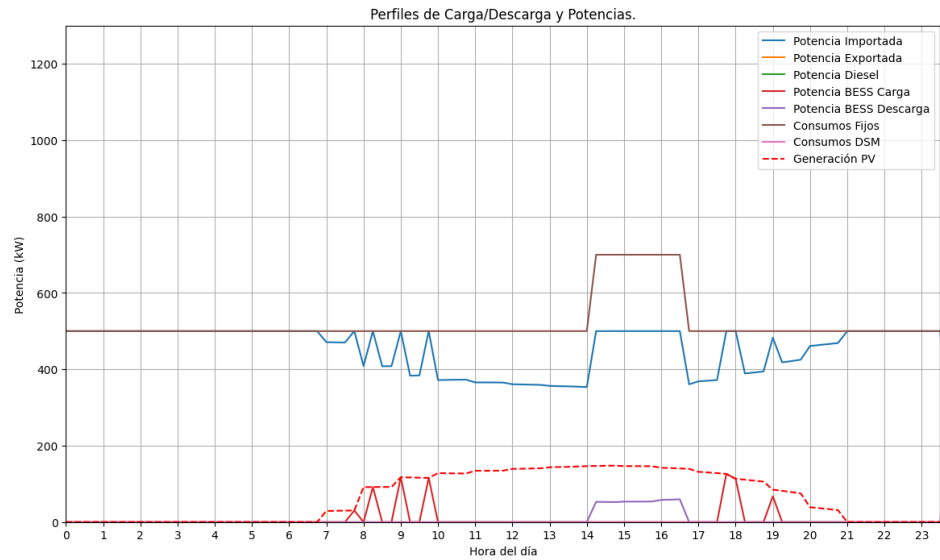


Figura 3.21: Perfil de prueba con equipo diésel fuera de servicio.

comportamiento en la Figura 3.24, donde en el horario peak se utiliza al máximo la potencia contratada, mientras que en el resto del día existe un margen sin usar dado que no es necesario para la correcta operación.

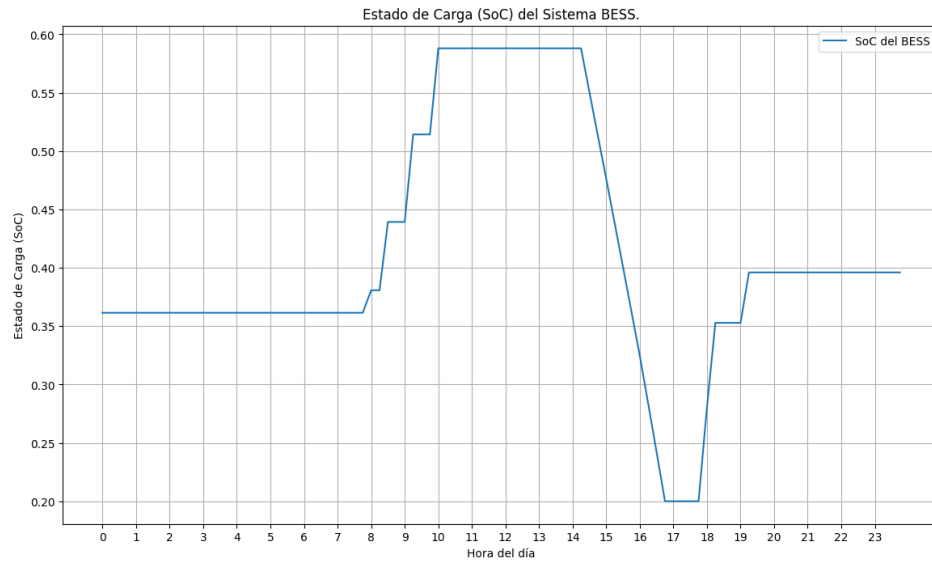


Figura 3.22: Estado de carga del equipo BESS.

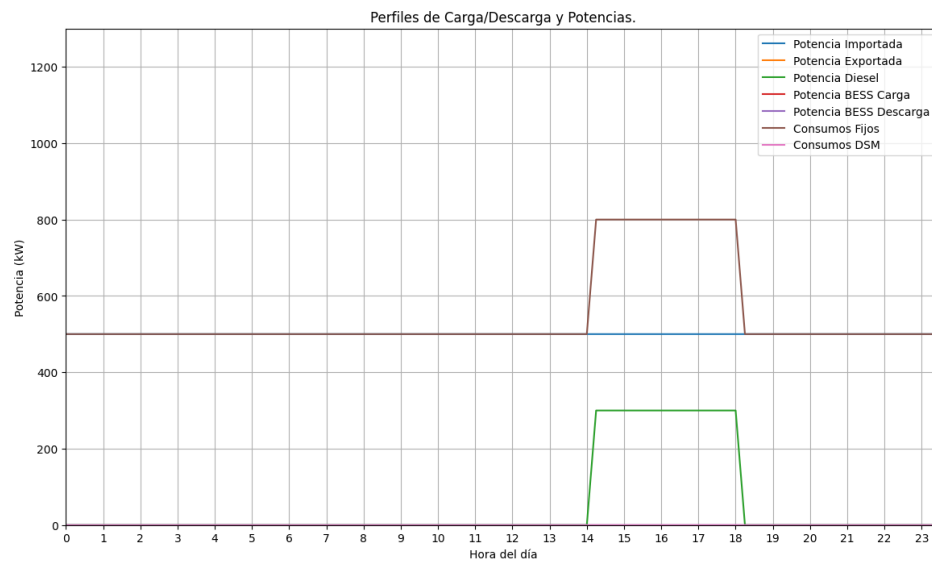


Figura 3.23: Perfil de consumos al no tener generación PV.

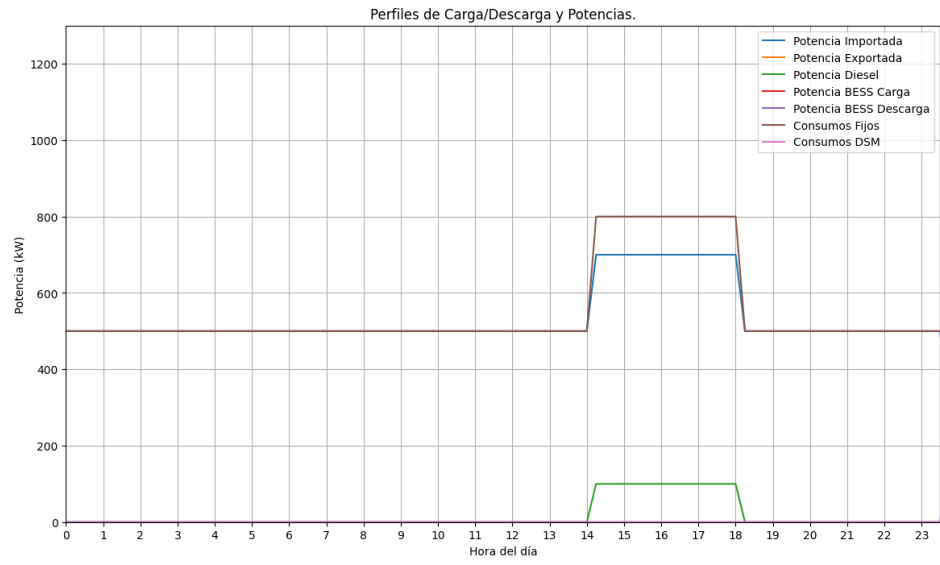


Figura 3.24: Perfil de consumos con potencia contratada de 650 kW.

Capítulo 4

Resultados y análisis

4.1. Descripción del caso de estudio

El caso de estudio a utilizar corresponde al proyecto agrivoltaico diseñado para Noblefruit, proyecto cuyas características se conocen en detalle por trabajos y visitas a terreno previas a este estudio. Este proyecto considera un huerto de cerezos de tipo Regina y Kordia ubicado en Camino La Montaña (ruta J25), comuna de Teno, región del Maule (-34,915411, -71,030320), tal como se puede apreciar en la Figura 4.1.

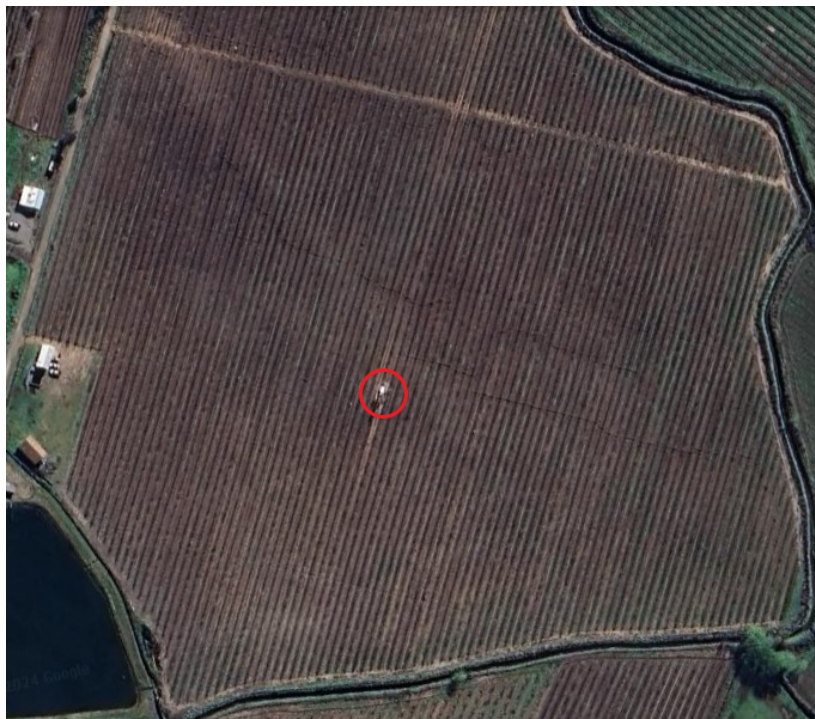


Figura 4.1: Vista aérea del predio. En rojo se marca la ubicación geográfica señalada. Fuente: Google Earth.

En cuanto a las características físicas del predio, las hileras presentan una inclinación azimutal aproximada de 29° NE, con una separación de 4 metros entre hileras de árboles y 2m entre árboles de una misma hilera. Los paneles fotovoltaicos van montados hilera por medio,

con un ancho de 2,28 metros. Todo lo anterior se muestra en la Figura 4.2

El predio cuenta con una superficie plantada de 50ha. Se considerarán 545 paneles Canadian Solar 550W para un total de 299,75 kW instalados en 20 filas de 26 paneles cada una, y una fila de 25. Considerando la disposición hilera por medio ya comentada, se tiene una superficie de 5713 m^2 cubierta por paneles solares.

El estudio considera 2 casos:

- **Seguimiento solar:** Implementación de paneles fotovoltaicos con seguimiento solar tipo sun tracking.
- **Seguimiento agrivoltaico:** Desarrollo e implementación de un sistema agrivoltaico con seguimiento específico desarrollado en este trabajo.

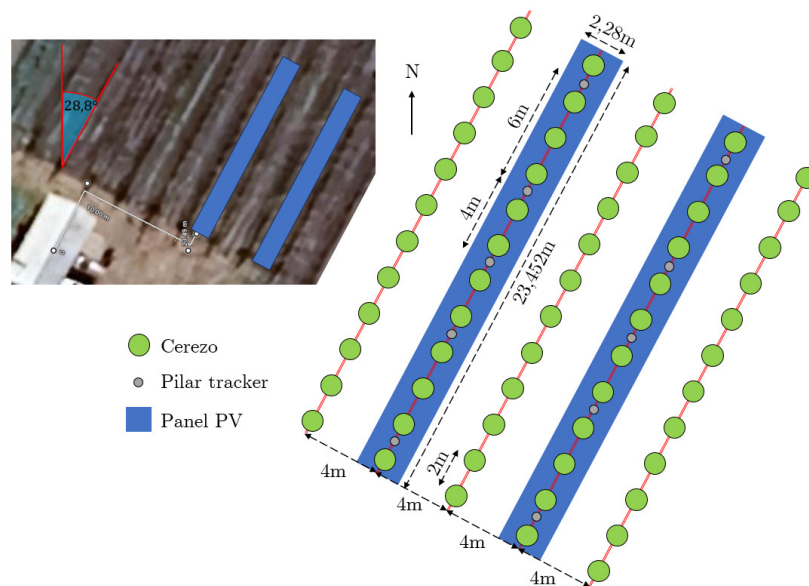


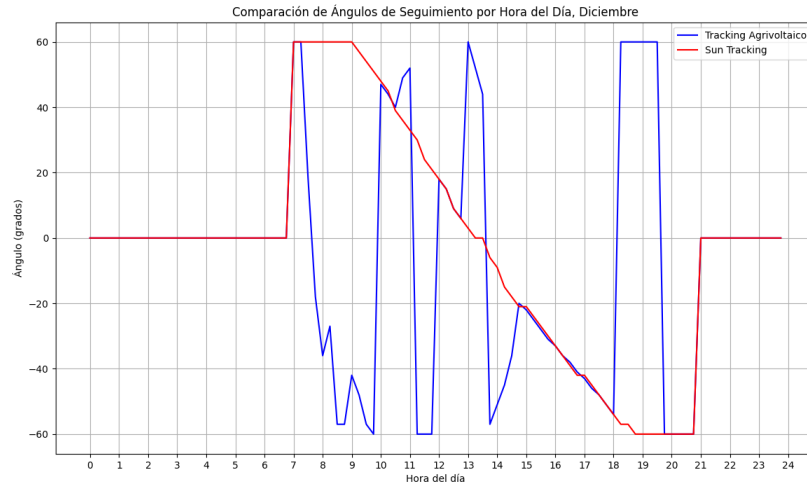
Figura 4.2: Caso de estudio en Noblefruit. Fuente: González, JM., 2024. Documento interno Centro de Energía.

4.2. Sistemas de seguimiento

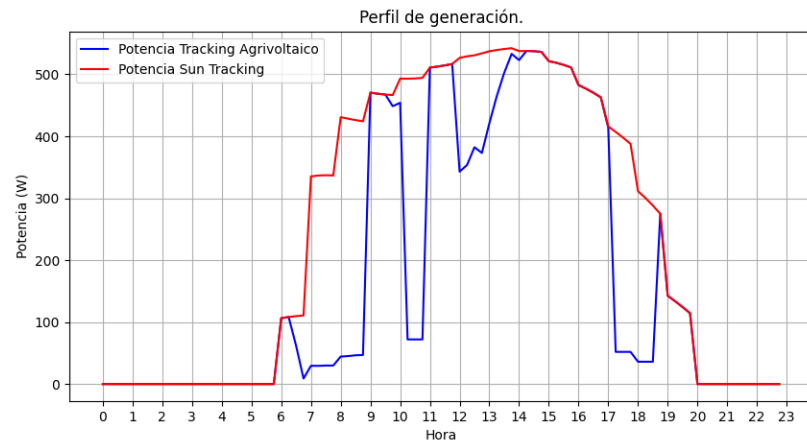
En los presentes resultados, a modo de evitar redundancias se estudiará en detalle sólo el mes de diciembre como mes representativo, al tener los mayores consumos de la temporada. En cuanto a las potencias generadas, se analizará la generación de un único panel, ya que el comportamiento del arreglo completo es idéntico pero con una magnitud escalada por el número de paneles.

Respecto a los sistemas de seguimiento se tiene lo señalado en la Figura 4.3 para el mes de diciembre.

Por un lado, en 4.3.a se muestran los ángulos de seguimiento obtenidos donde se puede observar cómo el sistema de sun tracking comienza orientado hacia el este y transita gradualmente hacia el oeste con el paso del día, como es de esperar para un sistema de seguimiento



(a) Ángulos de seguimiento óptimos obtenidos para el mes de diciembre.



(b) Potencias obtenidas para los seguimientos propuestos en el mes de diciembre.

Figura 4.3: Resultados del modelo para el mes de diciembre.

de este tipo. El cruce por el 0 ocurre en torno a las 13:30 horas lo que coincide con la hora en que el ángulo azimutal del sol es de 29° , coincidiendo con el ángulo azimutal del arreglo fotovoltaico lo que indica un correcto funcionamiento. Por otro lado, se puede observar cómo el seguimiento agrivoltaico es mucho más errático, variando drásticamente su posición a lo largo del día. Lo anterior se debe a la búsqueda de minimización de sombra señalada en el capítulo correspondiente. Es importante notar que existen horas en las que ambos seguimientos coinciden, esto se puede deber tanto a que el ángulo de seguimiento ST no proyecta una sombra importante sobre el cultivo (mejor caso) o que todos los ángulos de seguimiento proyectan sombras que influyen negativamente, por lo que se busca optimizar la energía (peor caso).

En cuanto a la generación, se puede observar en la Figura 4.3.b la generación de cada unidad fotovoltaica, donde el seguimiento agrivoltaico proporciona un perfil mucho más variado a lo largo del día. En contraste, el seguimiento solar tradicional (ST) genera una curva centrada alrededor del mediodía solar, aproximadamente a las 14:30 horas. En ciertos mo-

mentos de la mañana, se presentan pequeños errores debido a que la curva no es estrictamente creciente, lo que se atribuye a la discretización de los ángulos óptimos obtenidos. Esta discretización se debe a que los ángulos se determinan iterando sobre todo el rango de ángulos factibles y almacenando el punto de mayor generación. Esta iteración se realiza en pasos de tres grados, ya que se efectúa en paralelo con el algoritmo de obtención de ángulos del seguimiento agrivoltaico, tal como se explicó en la metodología. Aunque esta discretización y la periodicidad de los pasos pueden generar errores en el cálculo de ángulos óptimos, estos errores son pequeños debido a la reducida magnitud de los pasos.

La generación total para el día medio de diciembre se señala en la Tabla 4.1, donde se encuentra que el seguimiento agrivoltaico entrega una generación un 29,5 % menor al seguimiento tradicional.

Tabla 4.1: Generación total diaria para el día medio de diciembre.

Energía Sun Tracking [kWh]	5,77
Energía Agrivoltaico [kWh]	4,06
ΔE [%]	29,5

Las diferencias de generación por panel para cada día medio, con su respectiva variación porcentual se pueden observar en la Figura 4.4.

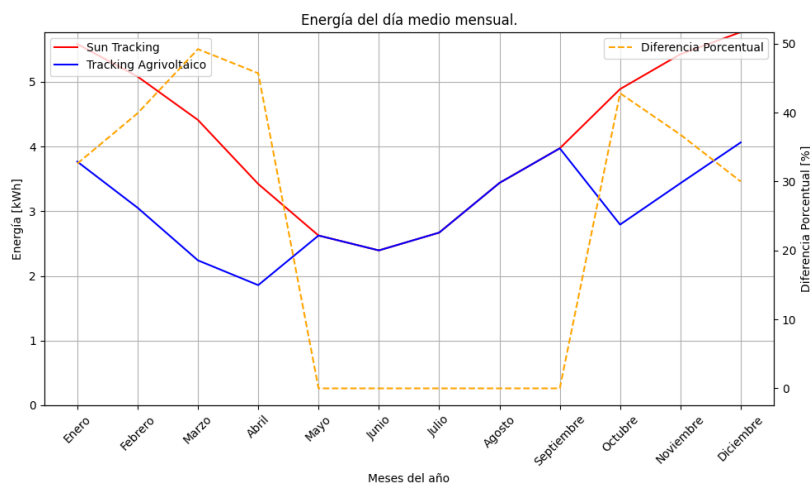


Figura 4.4: Diferencia de generación para los tipos de seguimiento en los días medios de cada mes.

Donde se puede ver como la diferencia de generación varía entre 0 % y 49 % a lo largo del año. El primer caso corresponde a los meses en que el sistema de seguimiento agrivoltaico adopta los ángulos del seguimiento convencional a causa de la dormancia del cultivo. La Tabla 4.2 muestra la diferencia de energía generada anual.

Tabla 4.2: Generación total anual por cada módulo fotovoltaico.

Energía Sun Tracking [kWh]	1509,9
Energía Agrivoltaico [kWh]	1104,85
ΔE [%]	26,82

Por otro lado, el porcentaje de árboles afectados por la sombra para ambos casos se muestra en la Figura 4.5.

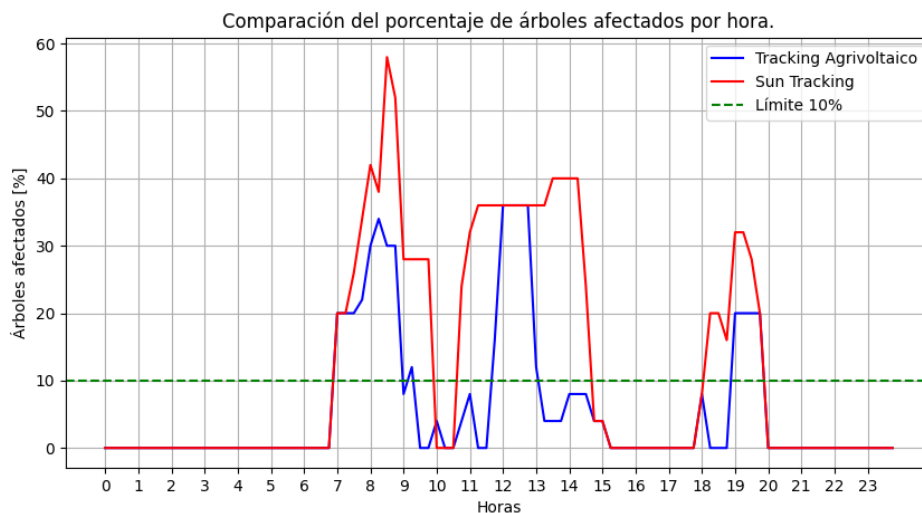


Figura 4.5: Porcentaje de árboles afectados en diciembre. La línea verde muestra el límite máximo de permisividad para el tracking agrivoltaico.

Donde se observa cómo en la mayoría de los casos el número de árboles afectados por el seguimiento agrivoltaico es menor al de ST, cumpliendo con reducir el impacto sobre el huerto. Considerando únicamente las horas con radiación en día (es decir, ignorando la madrugada y noche), se tienen los resultados de la Tabla 4.3 para los instantes del día bajo el límite establecido del 10 % de árboles, sobre un total de 56 instantes de tiempo (entre 07:00 y 20:45, quinceminutalmente).

Tabla 4.3: Tiempo bajo el límite establecido para diciembre.

Tipo de seguimiento	Instantes dentro del límite	Porción del día solar [%]
ST	22	39,3
Agrivoltaico	40	71,4

Se observa que mediante el seguimiento agrivoltaico se logra un incremento sustancial en los períodos del día en que la sombra proyectada no influye en el cultivo. Las relaciones del porcentaje de día solar en que los árboles se encuentran dentro de los límites establecidos se muestran en la Figura 4.6. En esta figura se puede ver cómo el seguimiento agrivoltaico logra mantener un control de sombra tal que, al menos, un 70 % del día los árboles no se ven afectados por las sombras. El número de instantes de tiempos dentro del día sol fueron ajustados adecuadamente para cada mes.

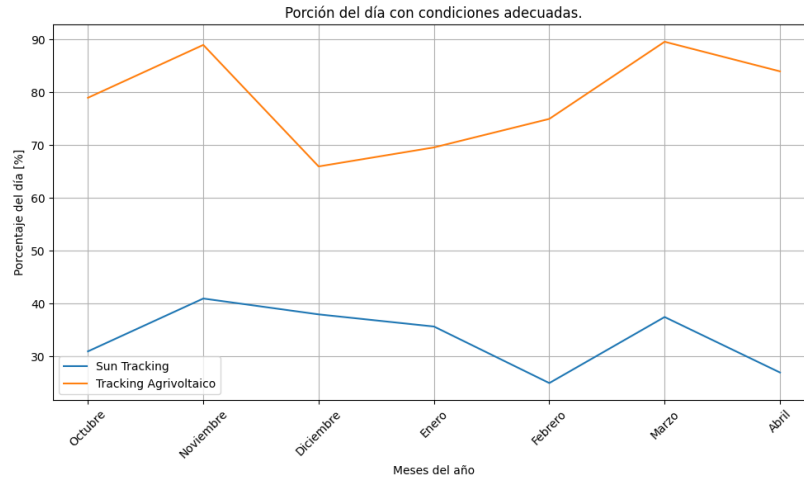


Figura 4.6: Porcentaje del día solar en que los árboles están dentro del límite.

Es necesario recordar que entre los meses de mayo y septiembre se utiliza el seguimiento de tipo ST ya que no existe actividad fotosintética y por lo tanto, no influye el efecto de las sombras proyectadas. Considerando esto, el promedio del porcentaje del día solar dentro del límite establecido entre los meses de octubre y marzo se observa en la Tabla 4.4

Tabla 4.4: Tiempo dentro del límite establecido para los meses de fotosíntesis.

Tipo de seguimiento	Promedio porción solar [%]
ST	33,6
Agrivoltaico	78,9

Donde se observa que el seguimiento de tipo agrivoltaico permite una correcta cantidad de luz en el huerto el doble de tiempo que el seguimiento de tipo ST a lo largo del año en los meses fotosintéticos.

Se estudia también la radiación incidente promedio en los tipos de hileras presentes en el huerto: con y sin paneles sobre los árboles. Para el día tipo de diciembre se tienen los valores mostrados en la Figura 4.7. Se puede ver como las hileras sin paneles fotovoltaicos presentan curvas de radiación incidente muy similares a las de la radiación GHI, lo que indica que no reciben sombras relevantes en ningún punto del día. Por otro lado, las hileras con paneles sobre ellos presentan notorias reducciones de radiación, sin embargo para la mayoría del día presentan radiaciones por sobre el punto de saturación, lo que señala que a pesar de existir sombras, estas no son perjudiciales en su mayoría para la actividad fotosintética del huerto.

En cuanto a los valores de evapotranspiración obtenidos, la Figura 4.8 muestra la diferencia entre los valores de ET_0 calculados, obtenidos de la estación meteorológica de Peor es Nada e información de Agrícola El Laurel para su riego.

Donde se pueden observar diferencias de hasta un 30% entre ellas en los meses de verano. Estas diferencias se pueden deber a múltiples factores de error: en primer lugar la diferencia geográfica entre la estación meteorológica y los predios estudiados puede significar diferencias

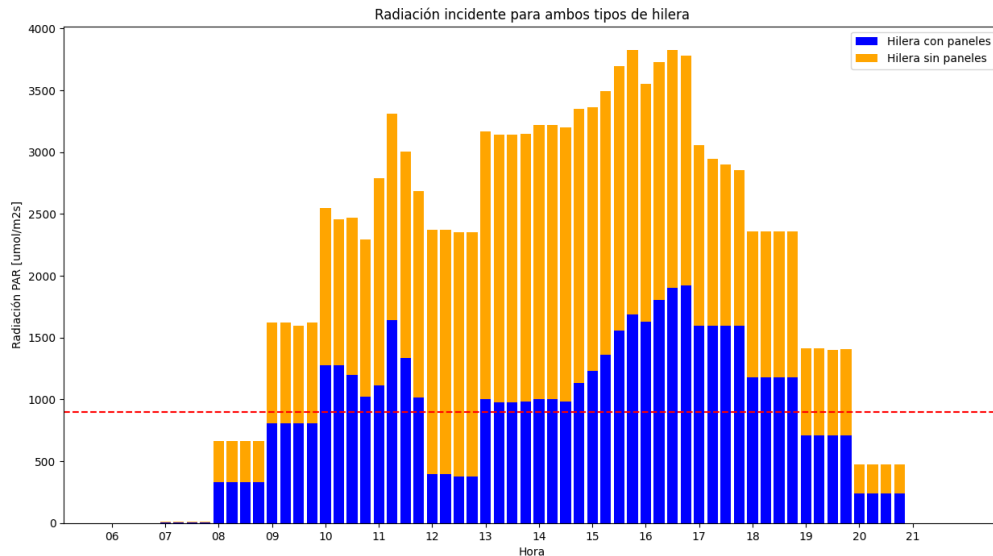


Figura 4.7: Radiación incidente en diciembre para hileras con y sin paneles. Se observa una notoria disminución en el caso con paneles.

climatológicas en humedad y temperatura (Peor es Nada está en el valle central, mientras que el predio está más cercano a la pre-cordillera, por ejemplo). La base de datos del portal agrometeorología tiene información de velocidad de viento a 10m de altura, mientras que los utilizados para los cálculos se encuentran a 5,5m (a partir del explorador eólico). Además, la información de radiación de la estación meteorológica está medida *in situ*, mientras que los utilizados para el cálculo se obtienen satelitalmente. De este modo, si bien existen diferencias importantes en los valores de evapotranspiración, es claro que las diferencias geográficas pueden influir fuertemente.

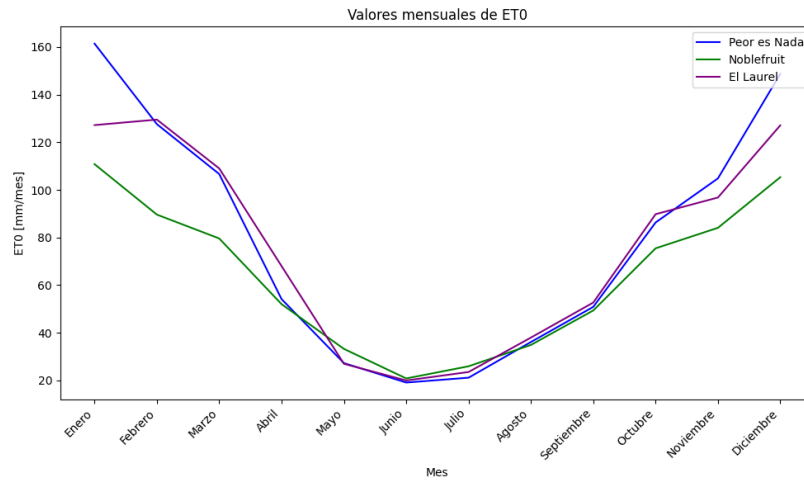
4.2.1. Efecto de la sombra en el riego

La Figura 4.9 muestra la variación de la evapotranspiración mensual a causa de los distintos tipos de seguimiento fotovoltaico propuesto. Como es de esperar, el sistema ST presenta la mayor reducción de evapotranspiración, mientras que el seguimiento agrivoltaico corresponde a un punto medio entre el basal y sun tracking. El seguimiento agrivoltaico entrega una reducción anual de la evapotranspiración de un 9,5 %, mientras que el seguimiento convencional entrega una reducción del 15,5 %.

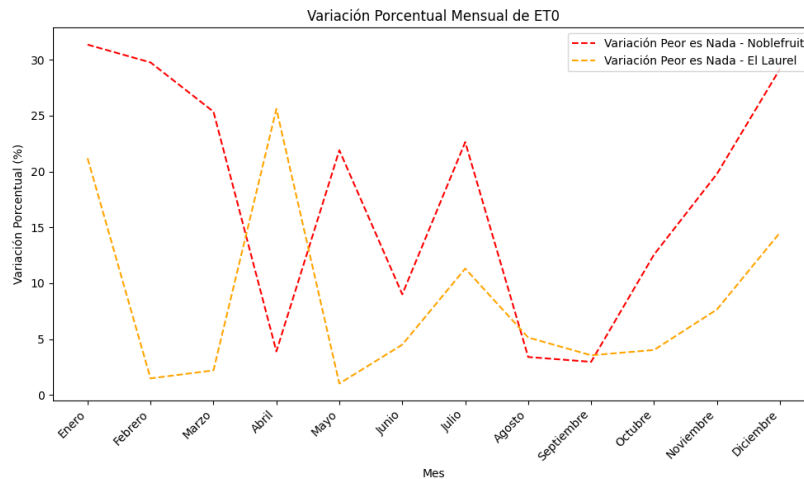
Los consumos mensuales asociados a los ET_0 recién mostrados se señalan en la Figura 4.10, donde se puede observar una clara disminución del riego a causa de la menor evapotranspiración por las sombras proyectadas en cada caso.

La Tabla 4.5 muestra la energía anual por concepto de riego para cada uno de los casos. Se puede observar como el seguimiento agrivoltaico entrega un ahorro del 10,6 % de la energía por concepto de riego, mientras que el seguimiento convencional entrega un ahorro del 17,9 %.

La Figura 4.11 muestra la variación porcentual de ambos tipos de seguimiento versus el caso sin sistema agrivoltaico. Si bien se tienen importantes reducciones a la cantidad regada



(a) Comparación de ET_0 .



(b) Variaciones porcentuales respecto de la estación Peor es Nada.

Figura 4.8: Comparaciones de ET_0 en las 3 localidades.

a causa de la sombra del sistema agrivoltaico, es necesario recordar que el área afectada es tan solo de 0,57ha sobre el total de 50ha. Por lo tanto, para el perfil de consumos final a utilizar es necesario ponderar estos ahorros de energía por la fracción del suelo correspondiente, equivalente a un 1,14 % del predio.

Teniendo en cuenta lo anterior, los consumos mensuales por riego quedan según lo mostrado en la Figura 4.12, donde se puede ver como todos los casos son prácticamente idénticos. Esto se debe al bajo porcentaje que representa la reducción de riego en el suelo agrivoltaico con respecto del total de hectáreas. El valor máximo de ahorro alcanzado es de un 0,2 % para el caso ST y 0,12 % para el seguimiento agrivoltaico.

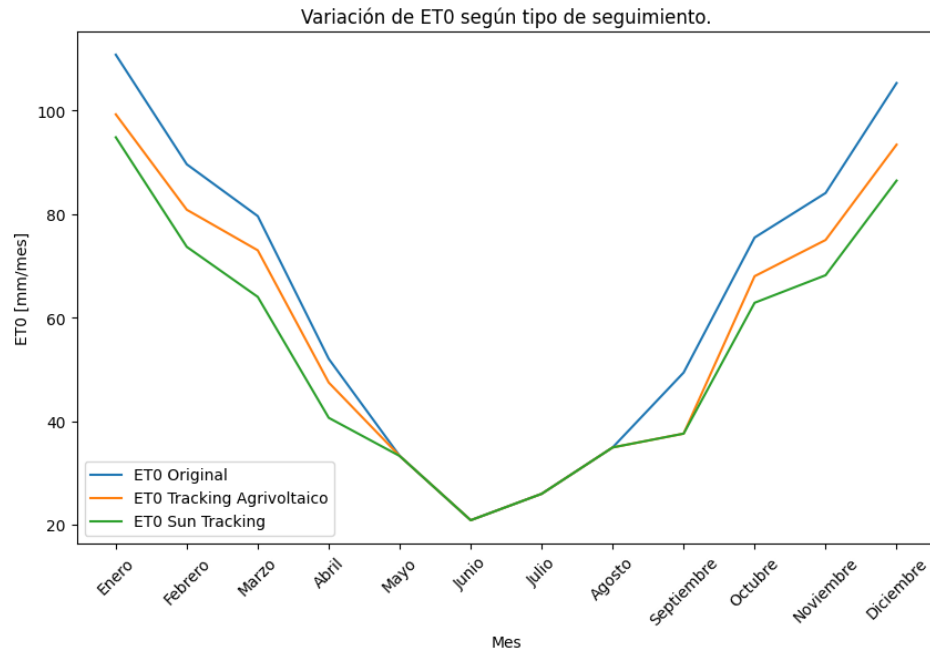


Figura 4.9: Variación de ET0 calculado para los distintos tipos de seguimiento.

Tabla 4.5: Energía anual por concepto de riego.

Caso	Energía anual [kWh]	Ahorro respecto al base [%]
Base	29779	-
Tracking Agrivoltaico	26610	10,6
Sun Tracking	24434	17,9

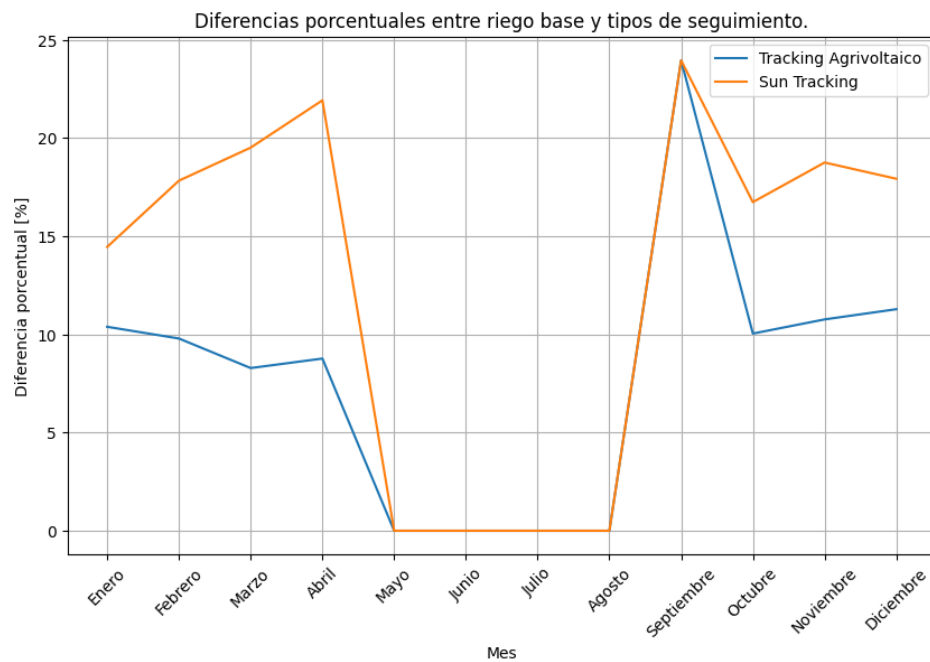


Figura 4.11: Variación porcentual de energía en sistemas de riego por tipo de tracking.

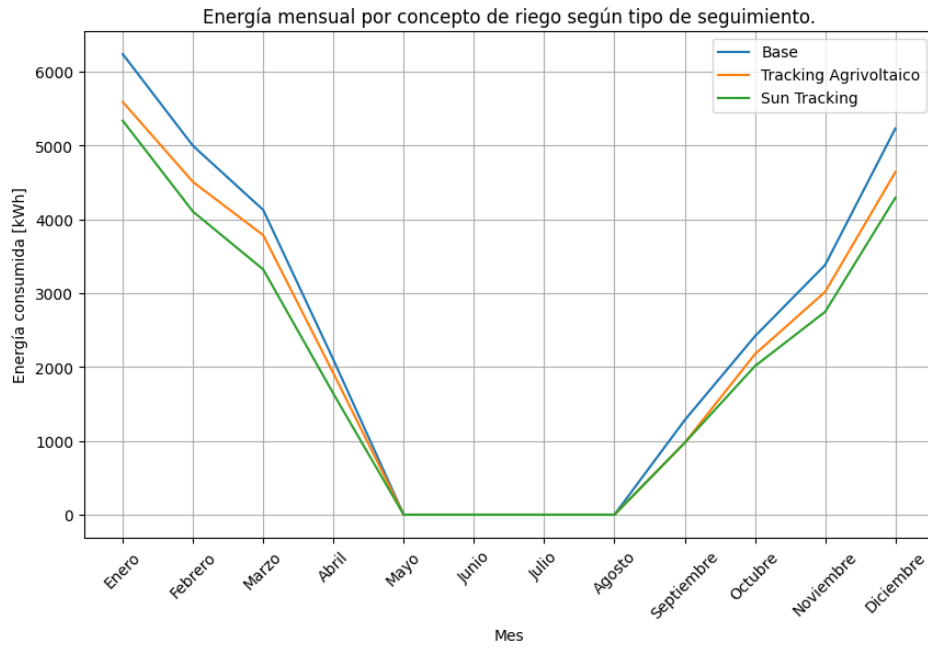


Figura 4.10: Efecto del sistema de seguimiento sobre el riego.

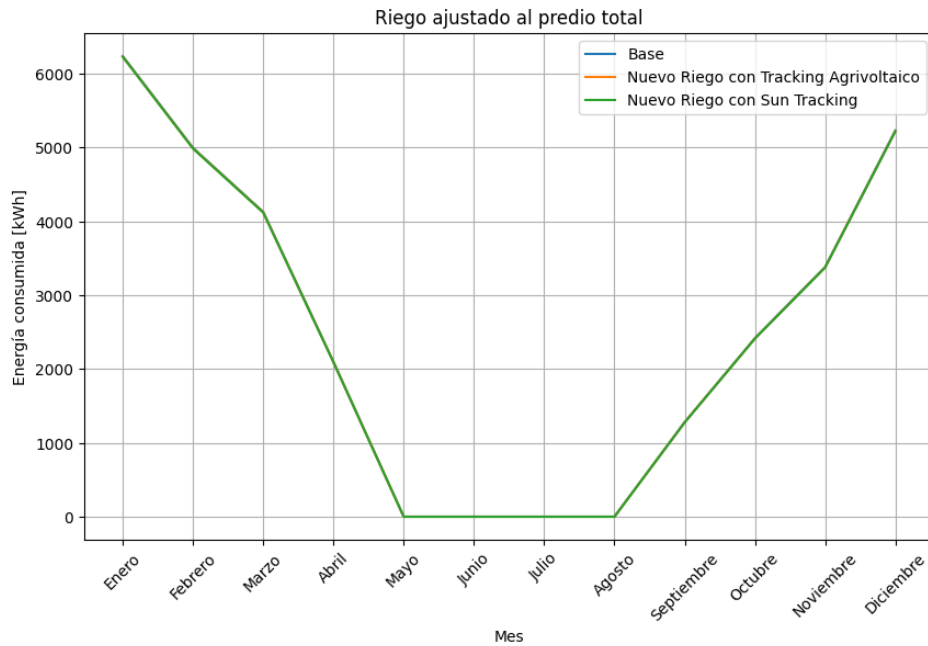


Figura 4.12: Riego final para los tres casos de seguimiento.

4.3. Optimización

El caso base a estudiar considera el sistema de seguimiento de tipo agrivoltaico. Así, los costos operacionales desglosados para el año completo se muestran en la Figura 4.13.

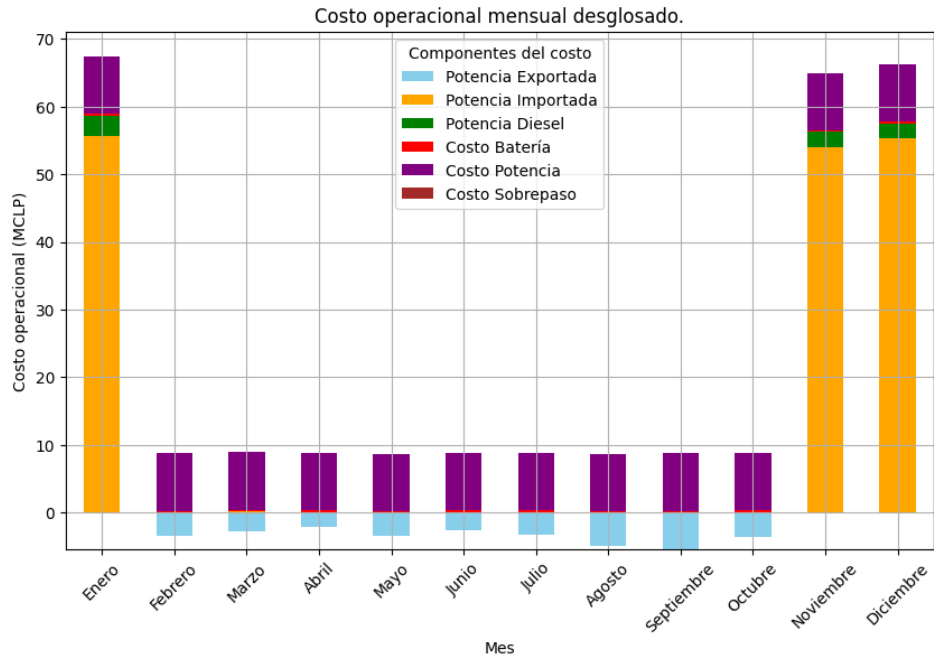


Figura 4.13: Costos desglosados mensualmente.

Donde los costos totales de operación anual suman 246,24 MCLP. Se observa una fuerte predominancia del cobro por energía durante los meses de la temporada de actividad alta, sin embargo durante los meses de marzo a octubre es el cobro por potencia el mayor gasto en el que se incurre. Durante este mismo período se observa la presencia de energía exportada a la red, debido a que por los bajos consumos existen excedentes de energía por la generación fotovoltaica. Se puede ver también la presencia del uso del sistema diésel, no así del uso de los sistemas de almacenamiento.

Para observar el comportamiento más detallado en un día de operación, se toma como ejemplo el día 27 de diciembre, mostrado en la Figura 4.14.

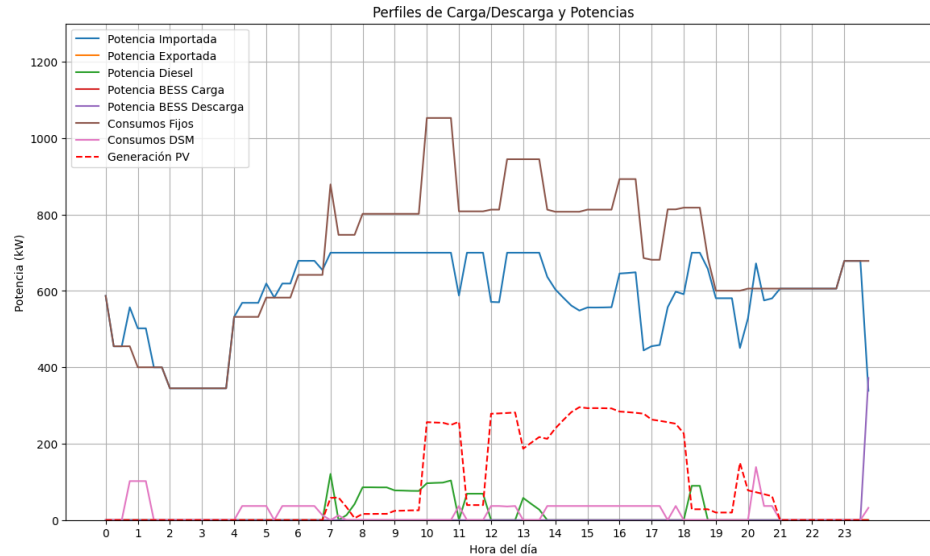


Figura 4.14: Balance de cargas para el 15 de diciembre.

En primer lugar se observa cómo la potencia máxima importada se encuentra en el límite establecido de 700 kW. Naturalmente, el sistema intenta utilizar primero la energía de la red complementando con lo generado. Esto ocurre ya que cada unidad de energía de la red es más barata que el diésel o el ciclado del BESS, lo que es de esperar. Se puede ver como no existe uso del BESS, prefiriendo el uso del sistema de generación diésel. Esto se debe a que el costo de ciclado de la batería es mayor al del uso del diésel. Aquí influye el hecho de que la modelación no contempla una degradación del equipo diésel sobre su inversión inicial como lo hace el equipo BESS, por lo que el costo operacional asociado es menor. Más aún, por el gran tamaño del generador diésel que tiene el packing estudiado, no existe ningún punto de operación en todo el año en que sea necesario el uso del sistema de almacenamiento.

Por otro lado, se puede ver como los consumos de tipo DSM son desplazados intentando evitar superposición con las horas de mayor consumo, o bien, aprovechando los momentos de mayor generación fotovoltaica. Al correr el problema sin técnicas de DSM, el costo operacional anual aumenta a 246,51 MCLP.

En la Figura 4.15 se muestra el perfil de consumos desplazables original y el perfil óptimo para el día señalado. Como ya se comentó, se puede ver como los consumos son desplazados hacia horas en que los consumos fijos del sistema son menores o bien, existe mayor generación.

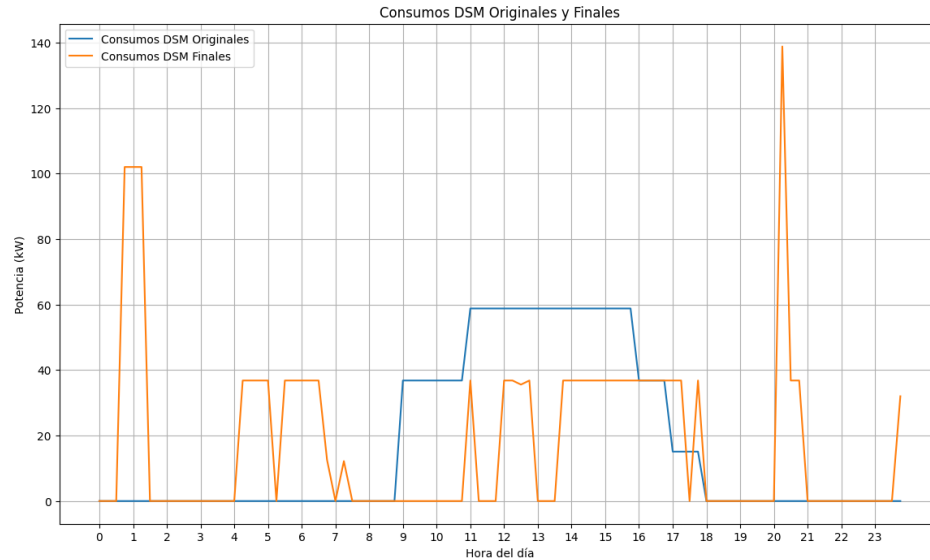


Figura 4.15: Desplazamiento de cargas para el 15 de diciembre.

El efecto en el costo operacional del DSM se puede ver en la Tabla 4.6. El efecto pequeño de este mecanismo se debe a la magnitud comparativamente pequeña de este tipo de consumos frente a los consumos fijos del packing, quienes se llevan la mayor parte del costo operacional total. Es importante notar que el DSM sólo aplica en los consumos relacionados al riego (de potencia máxima 36,8 kW) y cargas lentas de tractores (de consumos 22 kW). Por otro lado, se podría dar el caso en que otro tipo de tarifas se vean más beneficiadas por el DSM, como lo son la tarifa BT/AT 3 y 4.3, donde los peaks de consumo tienen efecto importante, mientras que en la BT/AT 2 tan solo importa no tener consumos por sobre lo contratado.

Tabla 4.6: Efecto del DSM en el costo operacional.

Caso estudiado	Costo Operacional [MCLP]
Con DSM	246,24
Sin DSM	246,51

Finalmente, complementando las Figuras 4.13 y 4.14, la Figura 4.16 muestra el comportamiento del sistema BESS a lo largo del año, donde se observa como se mantiene en su valor inicial y nunca es desplazado de dicho punto. Como ya se mencionó previamente, esto se atribuye al costo comparativamente menor del uso de la tecnología diésel, y que ésta puede tomar toda la carga necesaria para la operación del sistema.

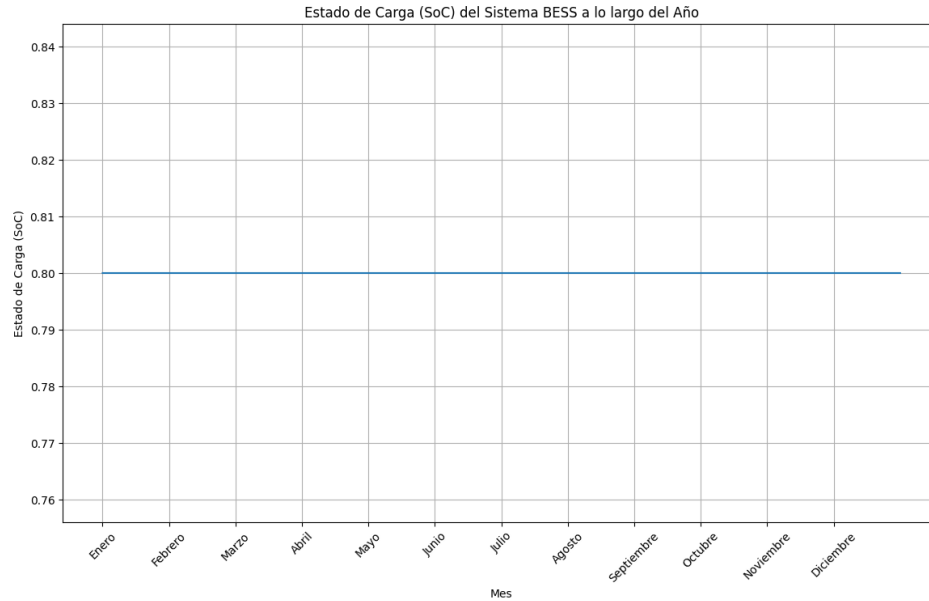


Figura 4.16: Comportamiento del SoC a lo largo del año para el sistema de almacenamiento.

4.4. Sensibilidades

Las sensibilidades estudiadas se muestran en la Tabla siguiente:

Tabla 4.7: Variables analizadas. En color se encuentran los valores base.

Parámetro	Valores utilizados
Nº de árboles afectados	0 %
	10 %
	20 %
Sistema de seguimiento	ST
	Tracking Agrivoltaico
Potencia contratada	800 kW
	700 kW
	600 kW
Tamaño equipo diésel	1200 kW
	100 kW
	0 kW
Costo BESS ^a	100 %
	50 %
	25 %

^a Porción de la inversión original.

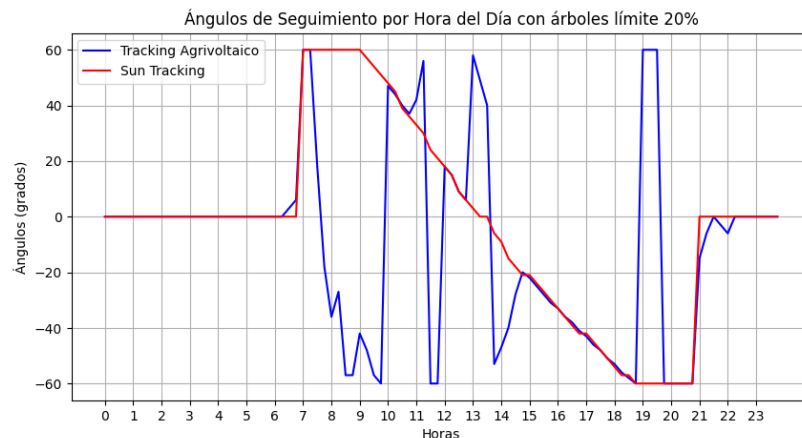
4.4.1. N° de árboles afectados permitido

4.4.1.1. Resultados de tracking y generación

Estableciendo el límite de árboles afectados en un 0%, se obtiene el seguimiento agrivoltaico según la Figura 4.17.a. Por otro lado, respecto al seguimiento obtenido para un límite de árboles afectados del 20% del total de árboles se obtiene la Figura 4.17.b. Una comparación de éstos sistemas de seguimiento con el agrivoltaico base se puede encontrar en la Figura 4.18.



(a) Ángulos de seguimiento óptimos obtenidos con el límite de árboles afectados en 0%.



(b) Ángulos de seguimiento óptimos obtenidos con el límite de árboles afectados en 20%.

Figura 4.17: Ángulos de seguimiento para distintos límites de árboles afectados permitidos. Se observan ligeros cambios.

Se puede observar un alto grado de similitud en ambos casos, siendo las principales diferencias aquellas en las horas de la tarde. Observando la comparación entre ellas y el caso base señalada en la Figura 4.18, se puede ver como los ángulos de la mañana son idénticos para los 3 casos. Esto se debe a que en este horario la irradiancia GHI basal está bajo el punto de saturación, por lo que los 3 sistemas de seguimiento buscan generar la menor sombra posible hasta aproximadamente las 10:30. Posteriormente, los sistemas de seguimiento presentan diferencias de ángulo a lo largo del día, sin embargo ésta diferencia no es tan pronunciada. En general, se observa como el seguimiento con límite al 20% tiene ángulos más

cercanos al óptimo, lo cual es natural ya que ésta tiene un mayor grado de flexibilidad a la hora de encontrar sus ángulos. Lo contrario ocurre cuando el límite de árboles afectados es del 0%, donde se tiene la menor flexibilidad en el algoritmo y por tanto, un menor rango de opciones para escoger. Esto se ve reflejado en ángulos más alejados del óptimo en la operación.

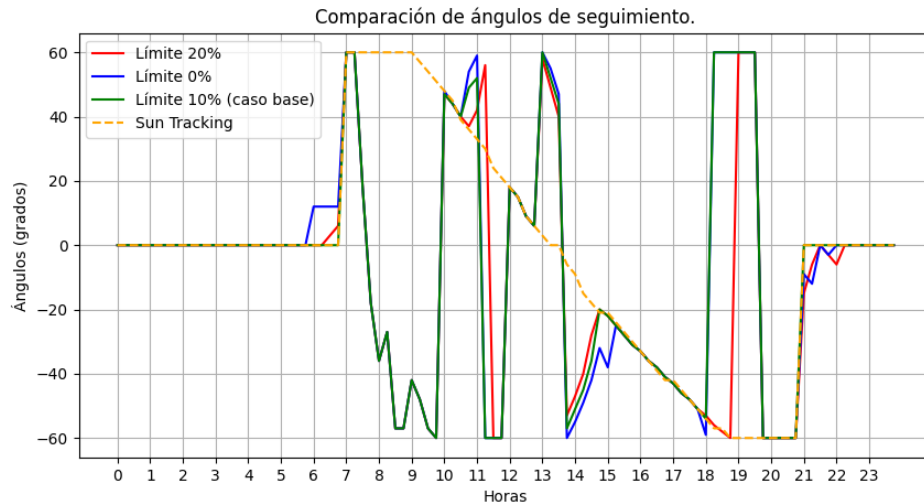


Figura 4.18: Comparación de sensibilidades en el tracking obtenido.

La generación asociada para cada sistema de seguimiento se señala en la Figura 4.19, junto con la generación de un seguimiento óptimo de tipo ST. Se observa un comportamiento acorde a lo señalado en los ángulos, donde la potencia generada para el límite de 20% se mantiene más cerca del óptimo en un mayor número de casos, alcanzando mayor generación. Lo contrario ocurre con la curva azul que representa el límite de árboles afectados al 0%.

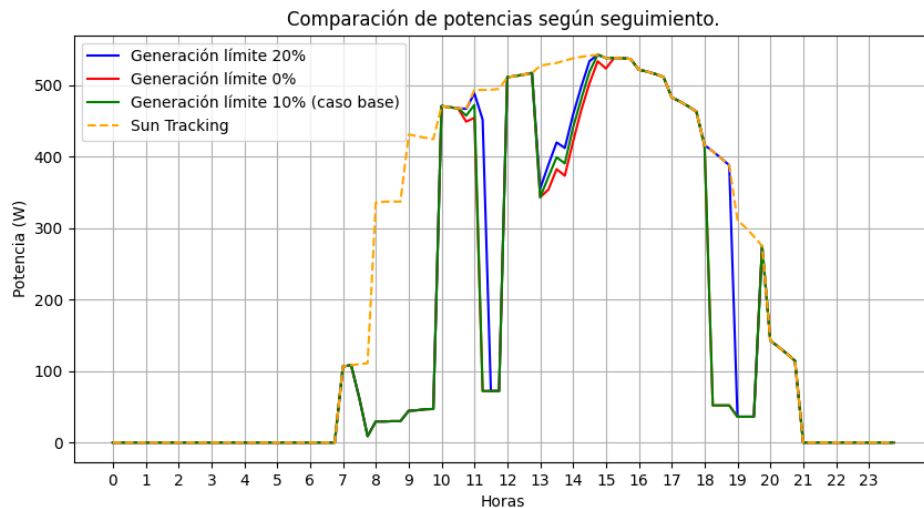


Figura 4.19: Potencia generada por los distintos seguimientos.

Una comparación de la generación anual se puede ver en la Figura ??, donde se observa como mientras mayor es el límite, mayor es la generación anual debido a la mayor flexibilidad

de operación del sistema de seguimiento.

Por otro lado, los porcentajes del día solar en que el huerto se encuentra dentro de los límites de sombreamiento establecidos en cada caso se puede ver en la Figura 4.20.

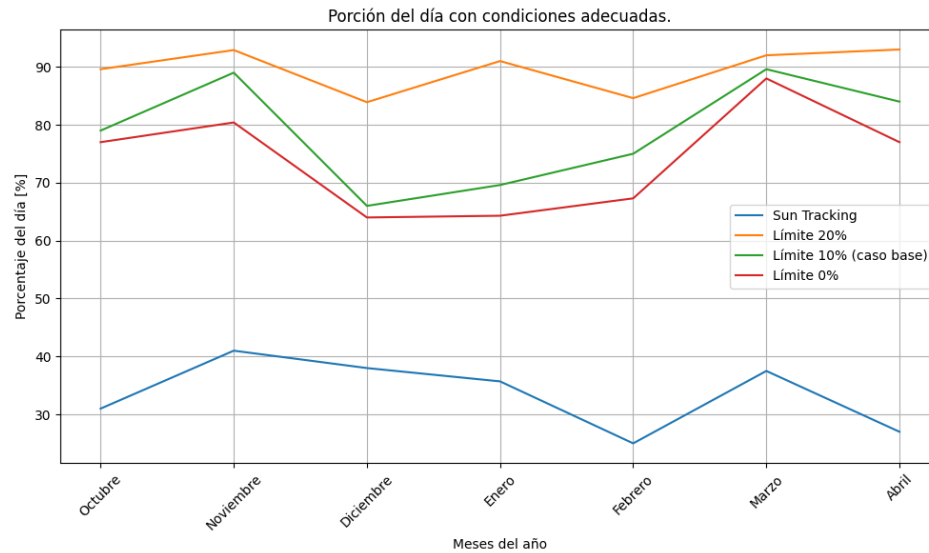


Figura 4.20: Comparación de las porciones del día solar en que los árboles se encuentran dentro del límite establecido.

Donde, al igual que en los estudios anteriores, el seguimiento con mayor límite permite más flexibilidad y por tanto logra tener mayores porciones del día en que los árboles se encuentran con radiación apropiada. Con un menor límite ocurre lo contrario.

4.4.1.2. Resultados operacionales

Como ya se vió en en la sub sección anterior, aumentar o disminuir el límite de árboles afectados está relacionado con un aumento o disminución de la generación fotovoltaica, respectivamente. Así, no es extraño que al utilizar los perfiles de generación con el límite en 20% el costo operacional disminuya a un valor de 242,63 MCLP. Esto se puede ver en la Figura 4.21. El desglose general del mismo se mantiene similar a las sensibilidades anteriores.

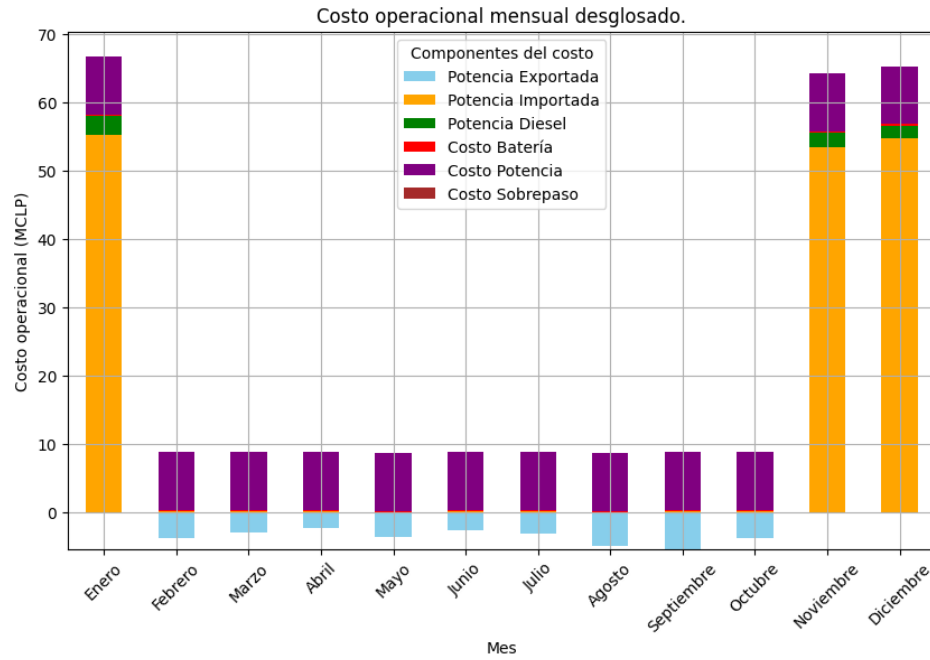


Figura 4.21: Costo de operación con límite de árboles afectados al 20 %. Se observa una disminución del costo operacional a causa del mayor perfil de generación.

Por otro lado, el balance de cargas se mantiene similar al caso base, con ligeros cambios en el uso del equipo diésel, al disminuir su uso a causa de la mayor generación fotovoltaica. Dicho perfil se observa en la Figura 4.22.

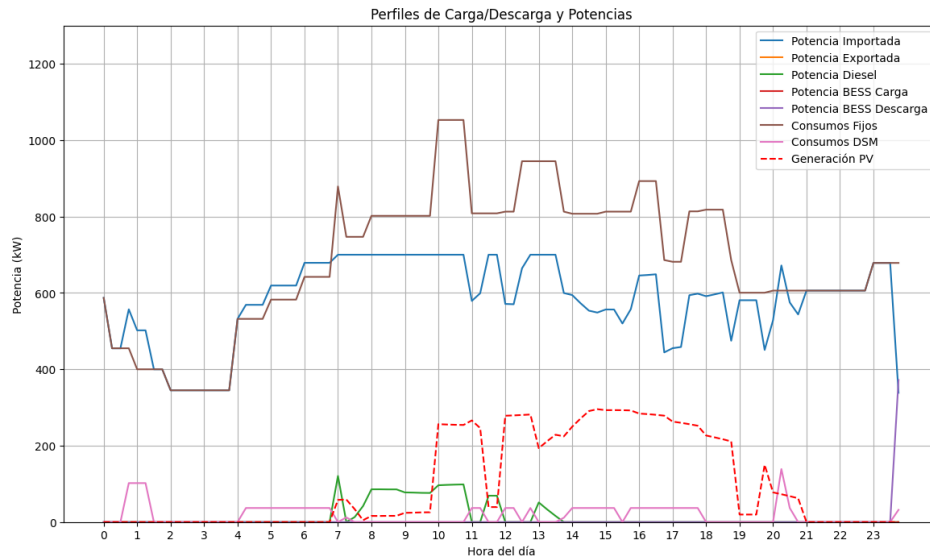


Figura 4.22: Balance de cargas con el límite de árboles afectados al 20 % para los días de diciembre.

De igual modo, el sistema BESS no presenta cambios en su uso respecto al caso basal,

manteniéndose sin uso a lo largo del año como se señala en la Figura 4.23.

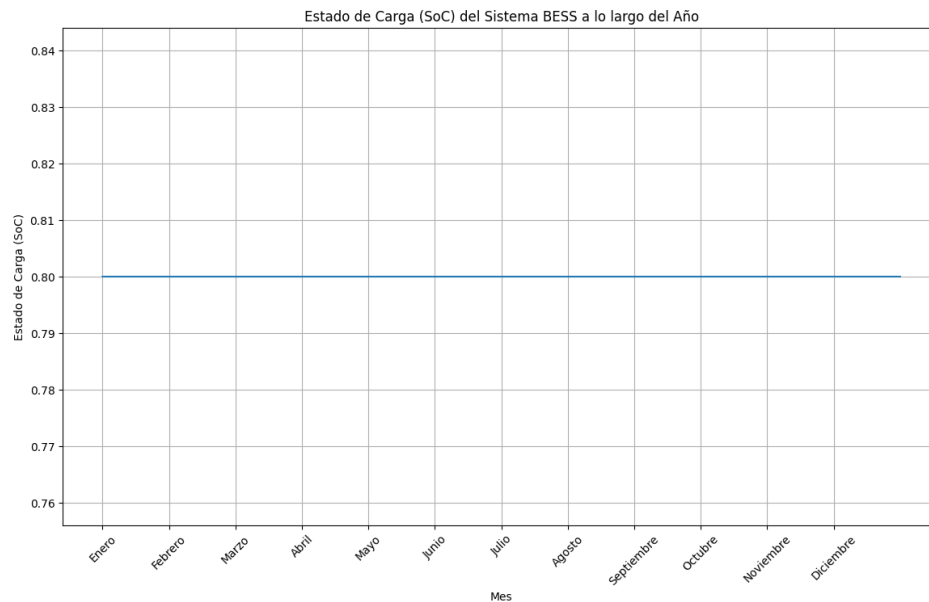


Figura 4.23: Ciclado del BESS con el límite de árboles afectados en 20 %. Se mantiene sin uso al igual que en el caso base.

Por otro lado, para el caso en que el límite se establece en 0%, lo que representa un margen de operación más estricto en el seguimiento agrivoltaico, el costo operacional aumenta a un valor de 247,5 MCLP lo que se corresponde con lo señalado previamente. El desglose se puede ver en la Figura 4.24 donde la estructura general se mantiene similar.

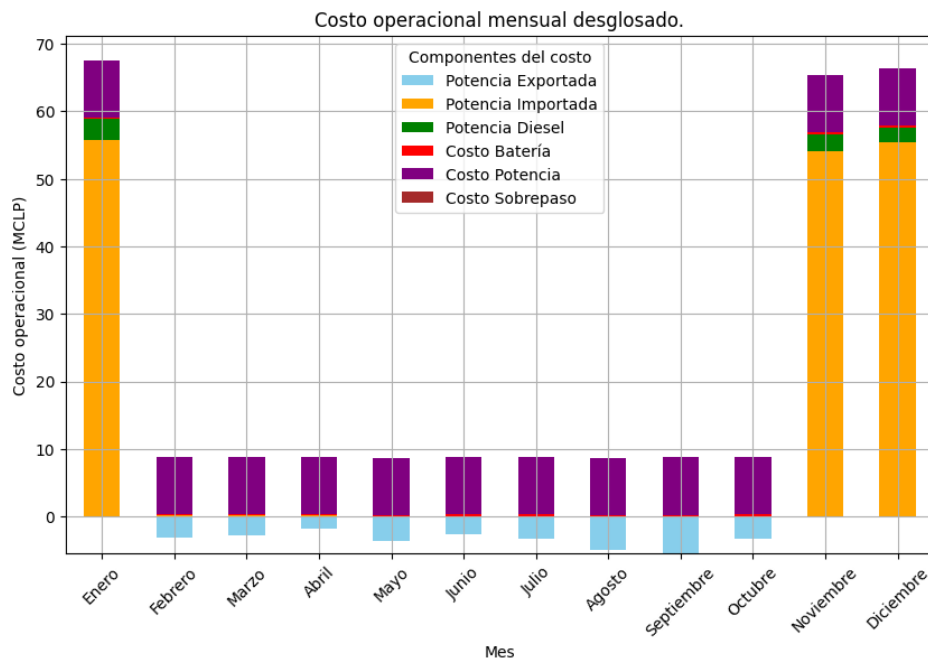


Figura 4.24: Costo de operación con límite de árboles afectados al 0%. No se observan mayores cambios en el desglose general.

La estructura del balance de cargas se mantiene similar, observando un mayor uso del diésel particularmente en la tarde para contrarrestar la caída de la generación fotovoltaica, como se puede ver en la Figura 4.25.

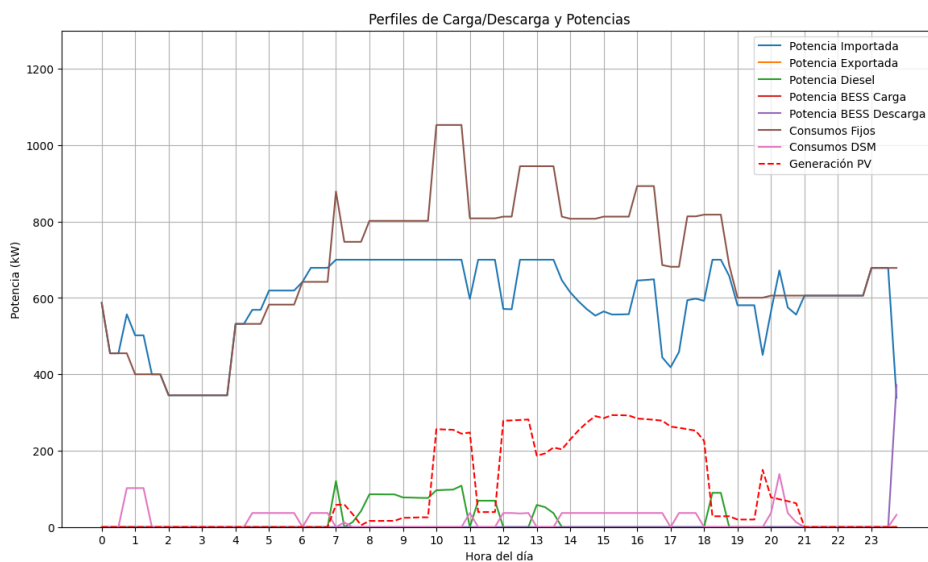


Figura 4.25: Balance de cargas con el límite de árboles afectados al 20% para los días de diciembre.

Finalmente, el sistema BESS tampoco es utilizado en ningún día del año como se muestra en la Figura 4.26.

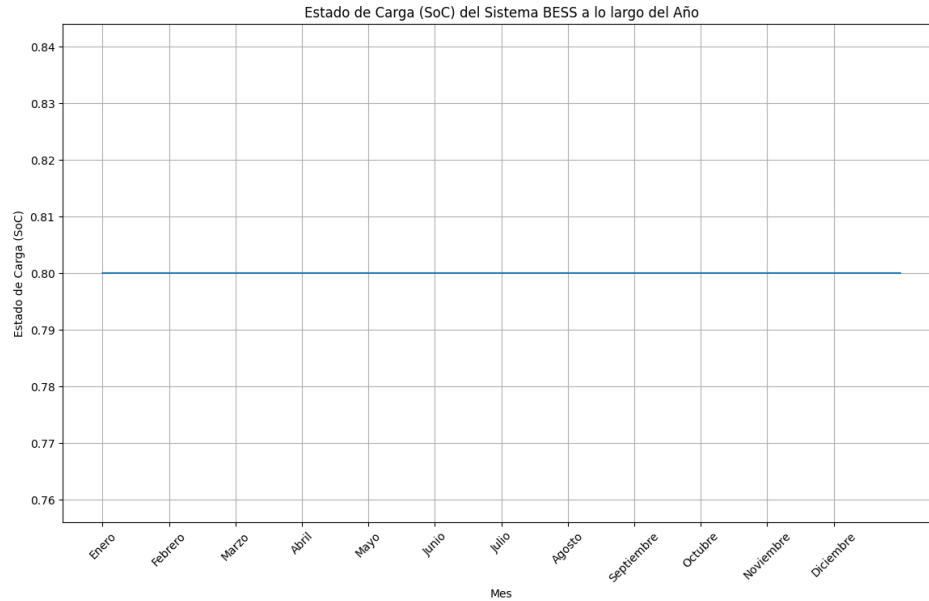


Figura 4.26: Ciclado del BESS con el límite de árboles afectados en 0 %. Se mantiene sin uso al igual que en el caso base.

La Tabla 4.8 muestra los costos operacionales de las sensibilidades estudiadas en esta sección.

Tabla 4.8: Variación del costo operacional al variar el límite de árboles afectados por el seguimiento propuesto.

Límite de árboles afectados [%]	Costo operacional [MCLP]
20	242,63
10	246,24
0	247,5

4.4.2. Sistemas de seguimiento

Al optar por el uso de un sistema de seguimiento de tipo ST para todo el año, se logra un costo operacional de 220,3 MCLP, lo que es notoriamente menor. Este resultado es natural debido a que la generación de energía en este caso es mayor, como ya fue estudiado en capítulos anteriores. El desglose de estos costos se puede ver en la Figura 4.27.

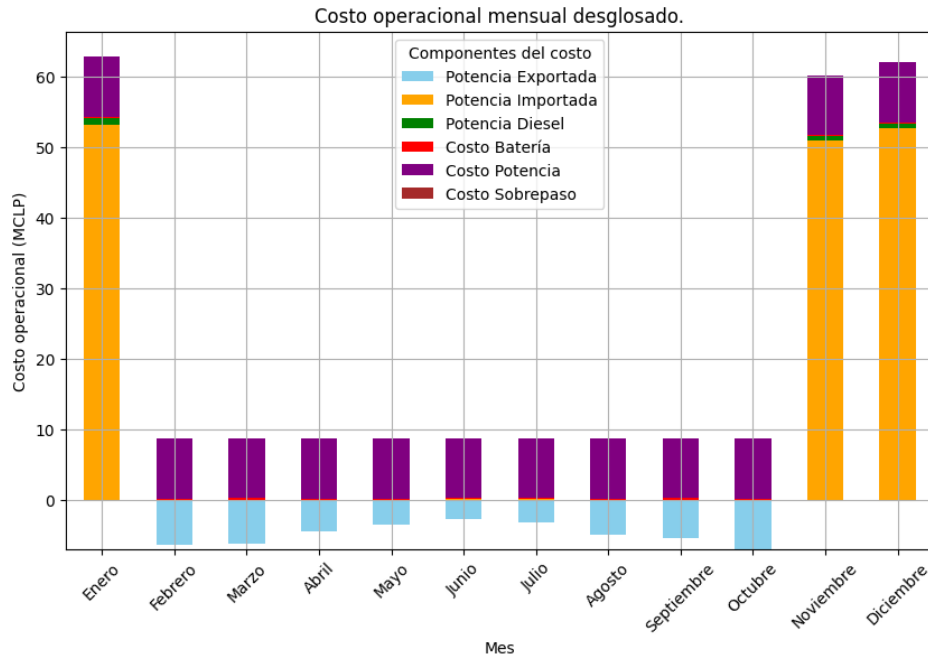


Figura 4.27: Comportamiento del SoC a lo largo del año considerando sun tracking.

Por otro lado, el balance de cargas se muestra en la Figura 4.28, donde se puede ver como los consumos DSM tienen un menor desplazamiento a los horarios de noche y madrugada, buscando aprovechar la generación fotovoltaica del día.

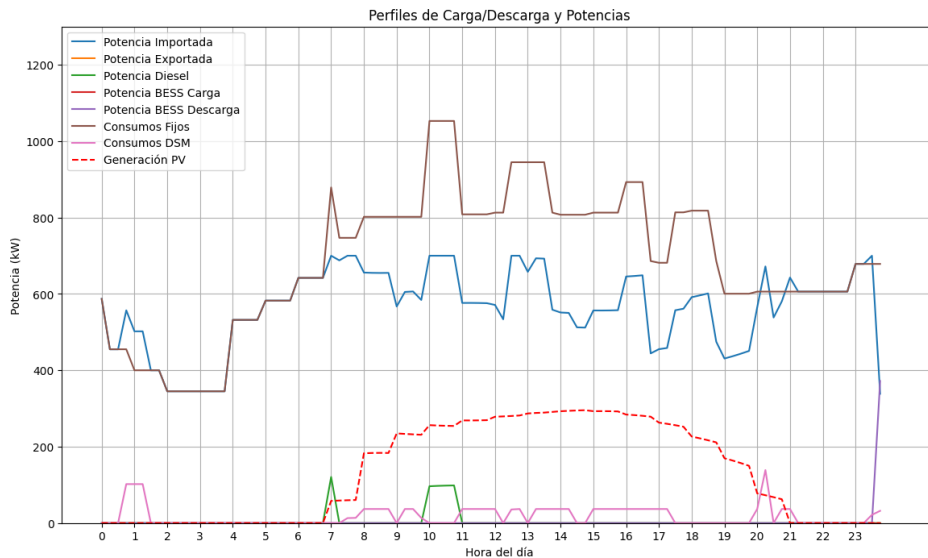


Figura 4.28: Balance de cargas con seguimiento de tipo ST.

Si bien existe mayor generación solar, la relación entre equipo diésel y BESS se mantiene igual, por lo que las baterías no cambian su operación. La Figura 4.29 muestra el carácter estático del sistema de almacenamiento.

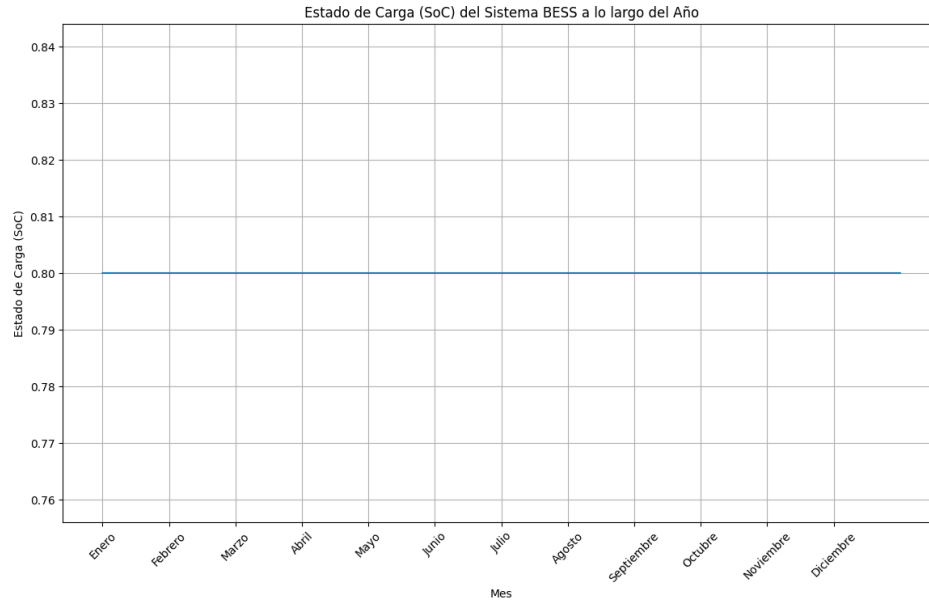


Figura 4.29: Estado de carga anual del BESS con seguimiento de tipo ST.

4.4.3. Variación de potencia contratada

Al alterar la potencia contratada implica darle más o menos cabida a los sistemas de respaldo como el diésel o BESS. Un aumento en la potencia contratada implicará un mayor rango de opciones para utilizar el recurso menos costoso (la red eléctrica), y por lo tanto un menor uso de los equipos adicionales. Por el contrario, al disminuir la potencia contratada se espera un mayor uso de estos equipos.

Al disminuir la potencia contratada a 600 kW, se obtiene un costo operacional de 234,95 MCLP, un costo menor al obtenido para el caso base. El desglose de éste se puede observar en la Figura 4.30. Lo anterior se debe a que si bien se tiene un mayor uso del equipo de generación diésel, el uso de éste es en ocasiones más bien acotadas para suplir las bajas de generación a causa del seguimiento agrivoltaico, como se observa en la Figura 4.14 en las horas de la mañana entre 07:00 y 10:00, y particularmente claro entre 11:00 y 12:00 donde existe una disminución abrupta de generación solar debido a la decisión del sistema de seguimiento. Más aún, el aumento de uso del equipo diésel ocurre tan solo en los meses de temporada alta, por lo tanto la disminución del cobro mensual por P_{con} a lo largo del año es mayor al aumento de consumo diésel.

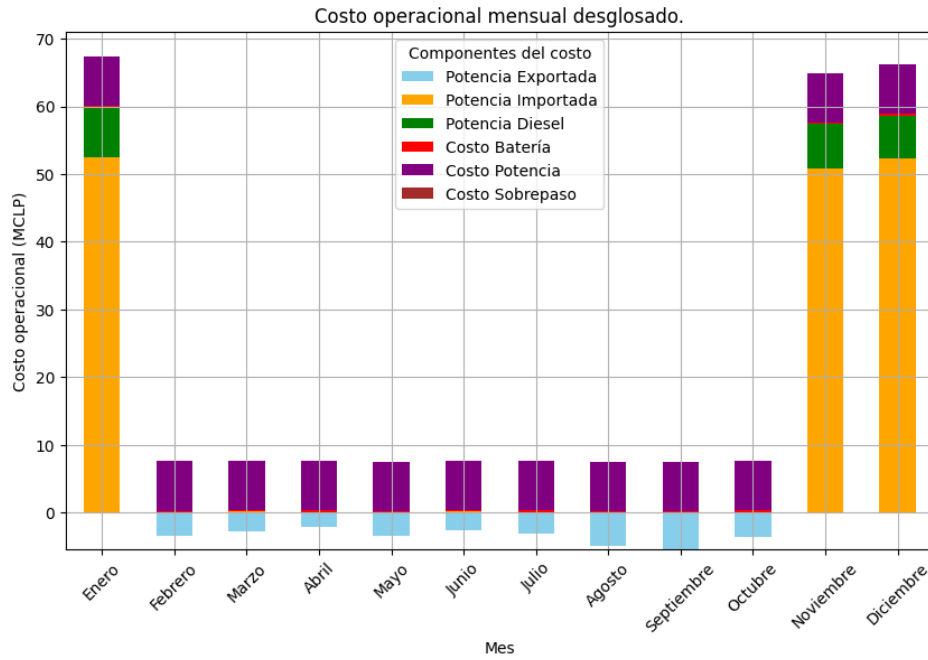


Figura 4.30: Costo de operación con $P_{con} = 600kW$. Se observa un claro aumento del costo por concepto diésel, junto a una disminución del costo por potencia.

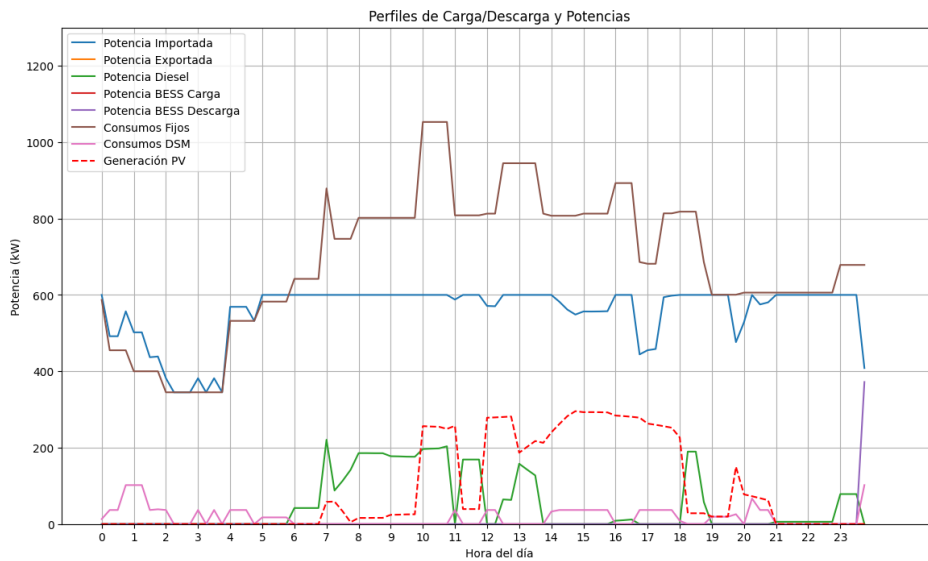


Figura 4.31: Balance de cargas con $P_{con} = 600kW$. Se observa aumento del uso del equipo diésel en complemento de la generación solar.

Si bien una disminución de la potencia contratada favorece el uso de los sistemas diésel y BESS, dado que el equipo diésel presente en el packing es capaz de suplir completamente la carga, a pesar de la disminución de P_{con} no existe uso del sistema BESS a lo largo del año, como se puede ver en la Figura 4.32.

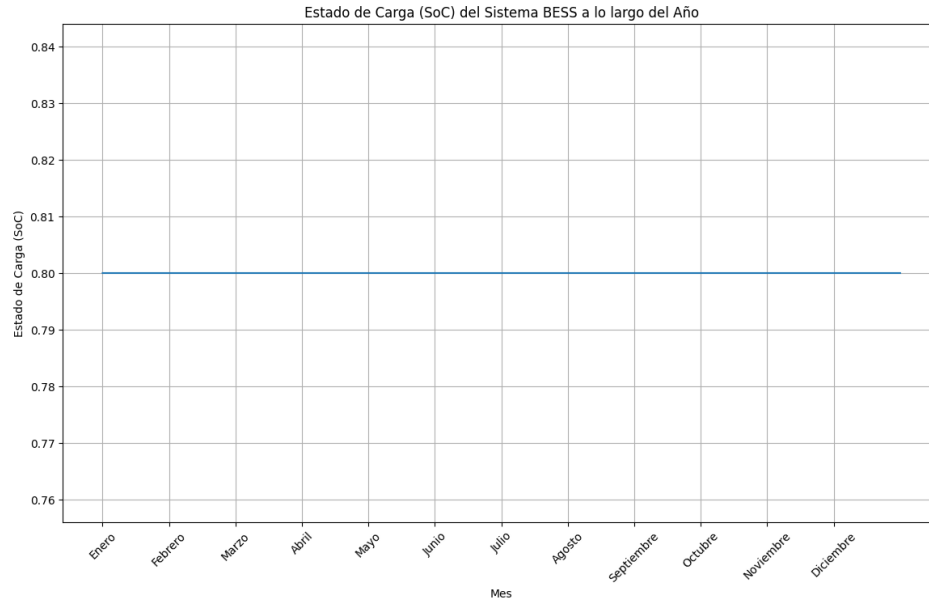


Figura 4.32: Uso del sistema BESS con $P_{con} = 600kW$.

Por el contrario, al aumentar la potencia contratada a 800 kW se obtiene un aumento del costo operacional alcanzando los 258,78 MCLP, mostrado en la Figura 4.33. Este aumento se debe a lo ya señalado respecto a la relevancia del costo por potencia acumulado a lo largo del año.

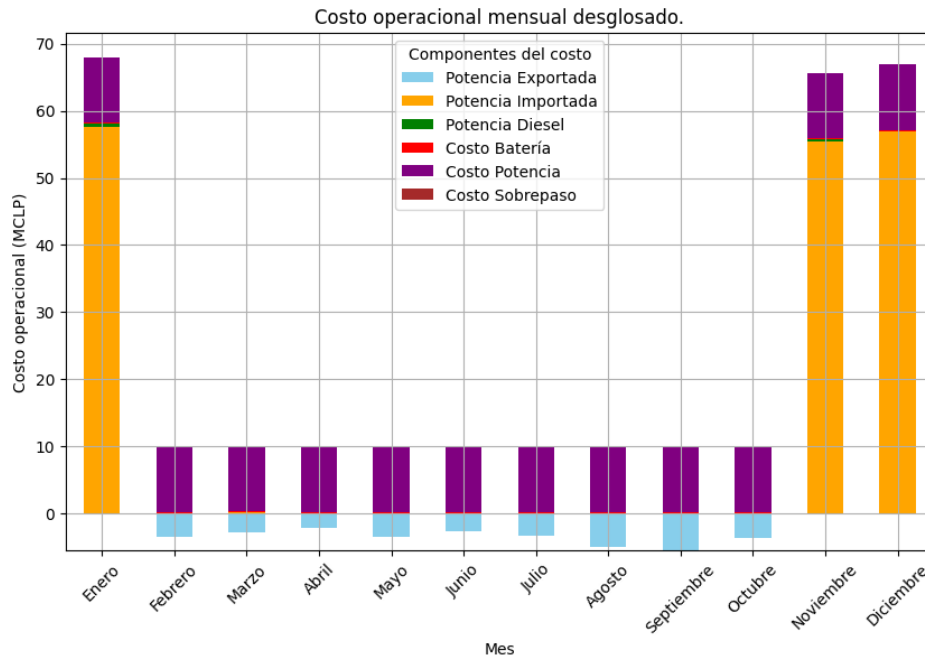


Figura 4.33: Costo operacional con $P_{con} = 800kW$.

El balance de cargas de la Figura 4.34 muestra un uso casi nulo del equipo diésel, tan solo siendo encendido para suplir en el peak de las 07:00. Nuevamente, el sistema BESS no es utilizado. Los costos operacionales para las sensibilidades estudiadas se resumen en la Tabla 4.9.

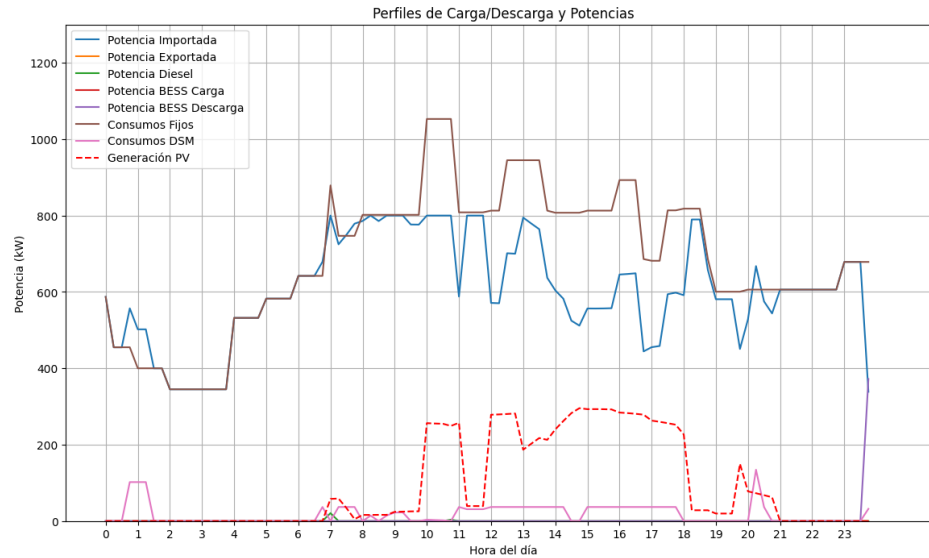


Figura 4.34: Balance de cargas con $P_{con} = 800kW$.

Tabla 4.9: Costo operacional ante aumento y disminución de la potencia contratada.

Potencia contratada [kW]	Costo Operacional [MCLP]
800	258,78
700	246,24
600	234,95

4.4.4. Tamaño del equipo diésel

Debido al gran tamaño del equipo diésel, un aumento de éste no influirá en nada en la operación. Por tanto, se decide estudiar sensibilidades reduciendo drásticamente su tamaño. En base a la operación normal del EMS, la generación diésel alcanza su máximo en torno a los 120 kW. Se decide por tanto estudiar el caso en que la potencia máxima de este es de 100 kW para lograr un esquema mixto de trabajo entre el equipo diésel y BESS, y otro en que no existe el equipo diésel para tener un complemento únicamente por parte del sistema de baterías.

Para el caso en que la potencia máxima del equipo es de 100 kW, se tiene el costo operacional de la Figura 4.35. Este punto de operación entrega un costo total de 246,44 MCLP, ligeramente mayor al caso base. Esto se debe a que, como ya se ha comentado, el costo por ciclado de la batería es mayor al del uso de combustible. Por lo tanto al tener un mayor uso del BESS, el costo operacional aumenta.

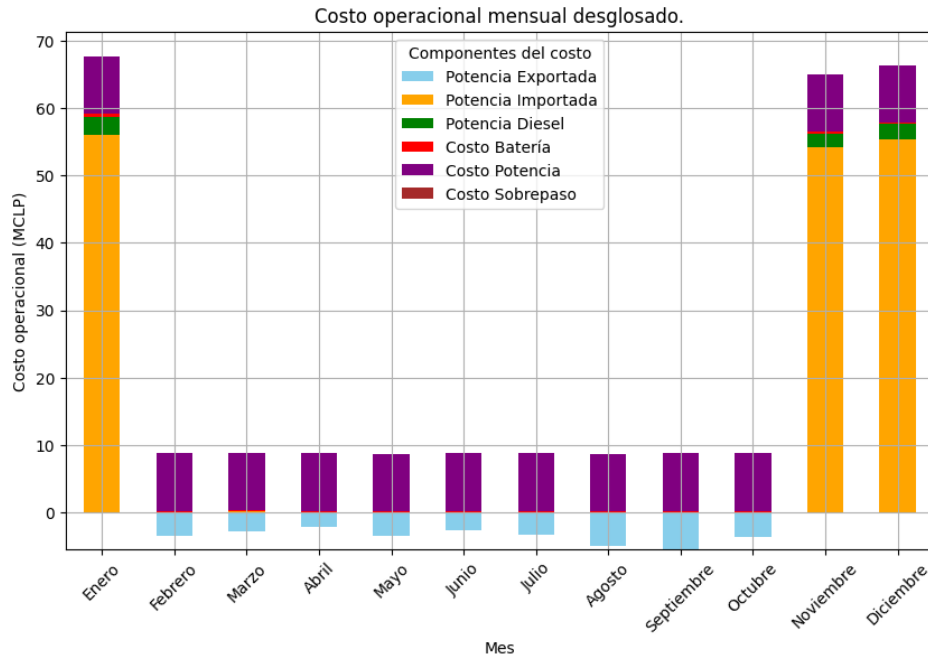


Figura 4.35: Costo operacional con $P_{diesel}^{max} = 100kW$.

Donde se puede observar como existe un aumento del costo asociado a uso de BESS respecto al caso base. Esto se puede ver mejor en la Figura 4.36 donde se observa un período de carga del sistema BESS durante la mañana, junto a un pequeño uso en descarga para complementar al diésel en el peak de las 07:00. Esto muestra que el sistema prefiere utilizar el sistema diésel al tener una operación más barata, sin embargo en los momentos de necesidad es capaz de despachar el sistema BESS para cumplir con la carga necesaria. La operación detallada del equipo BESS se puede observar en la Figura 4.37.a. Por otro lado, la Figura 4.37.b muestra el uso de la batería a lo largo del año, mostrando múltiples ciclados en las temporadas de alta demanda, con una carga lenta a lo largo de los meses de bajo consumo.

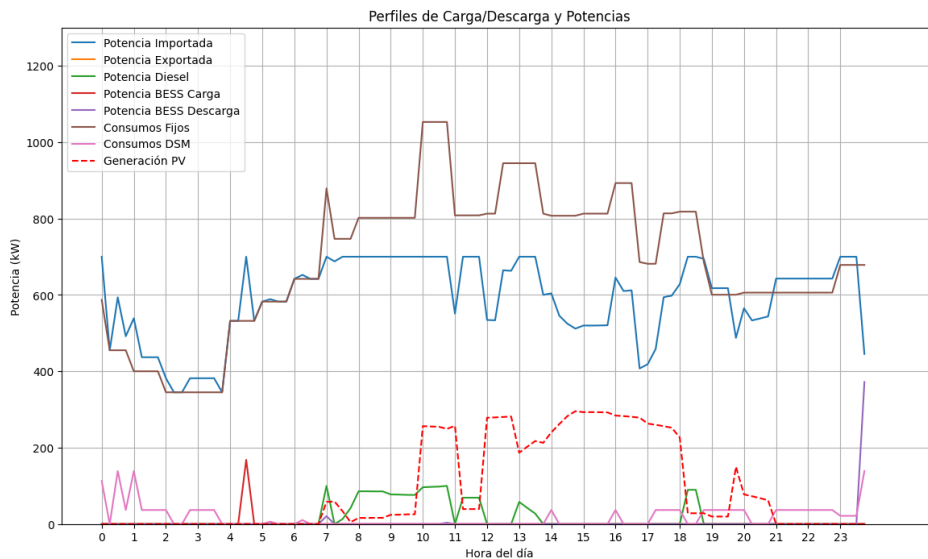
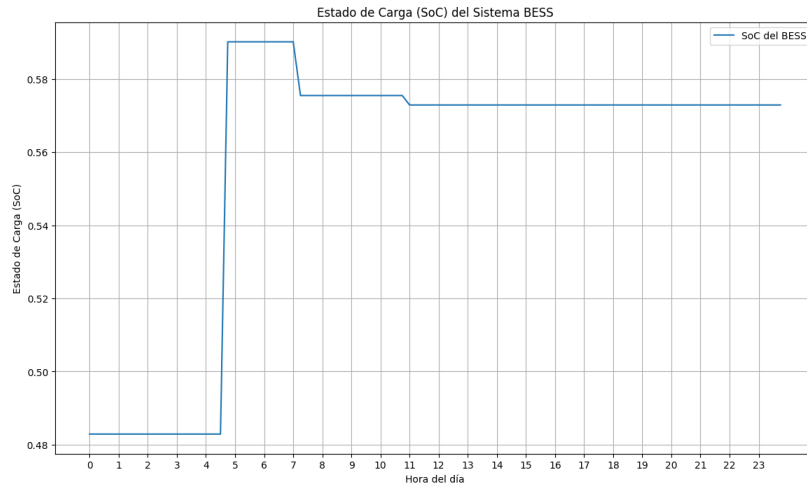
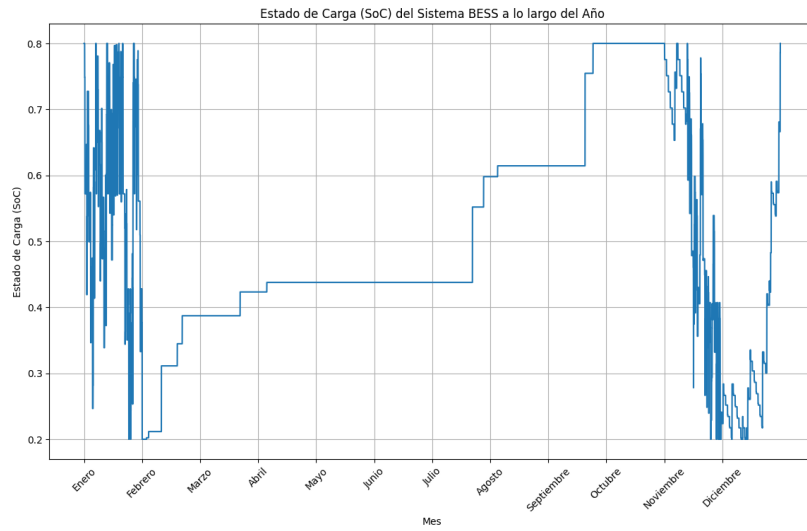


Figura 4.36: Balance de cargas con $P_{diesel}^{max} = 100kW$. Se observa un mayor uso del sistema de baterías.



(a) Perfil SoC para el día estudiado.



(b) Perfil SoC anual.

Figura 4.37: Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.

Por otro lado, el efecto del DSM se observa en la Figura 4.38, donde nuevamente la operación tiende a desplazar los consumos hacia la noche y madrugada, donde los perfiles de consumo fijo son menores.

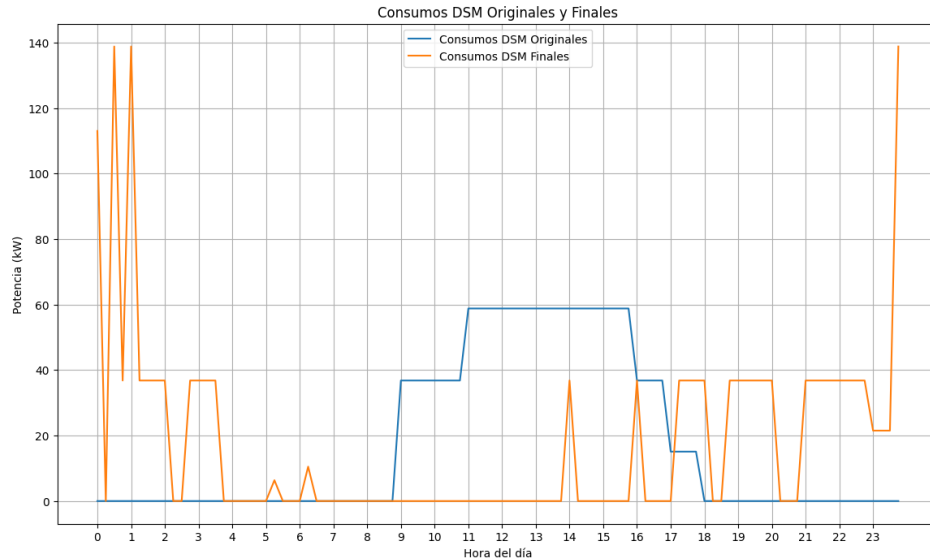


Figura 4.38: Funcionamiento del DSM con $P_{diésel}^{max} = 100kW$.

Por otro lado, al eliminar por completo el uso del sistema diéselse obtiene un costo operacional de 305,23 MCLP. La Figura 4.39 muestra una fuerte presencia del costo por ciclado de batería, en reemplazo del costo de uso del diésel.

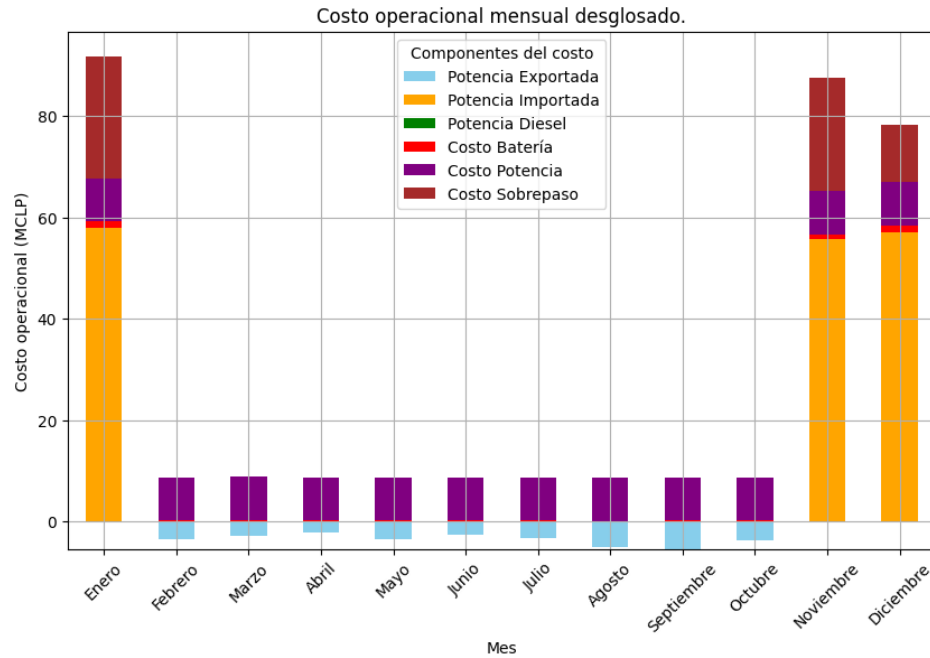


Figura 4.39: Costos operacionales con $P_{diésel}^{max} = 0kW$.

Por su parte, el balance de cargas de la Figura 4.40 muestra como el sistema BESS cumple la misma función del equipo diésel, incluso presentando las mismas curvas de descarga. Los procesos de carga, al igual que el DSM, aprovechan las horas de menores consumos fijos o de alta generación solar.

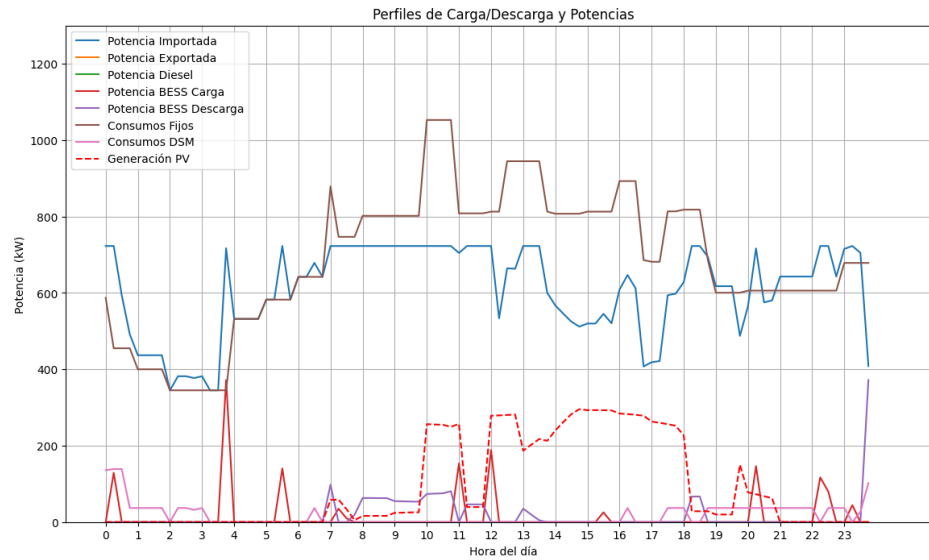
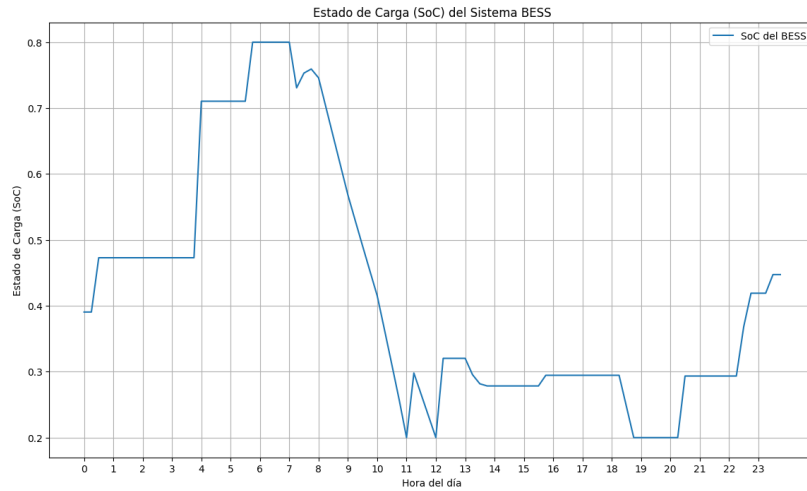
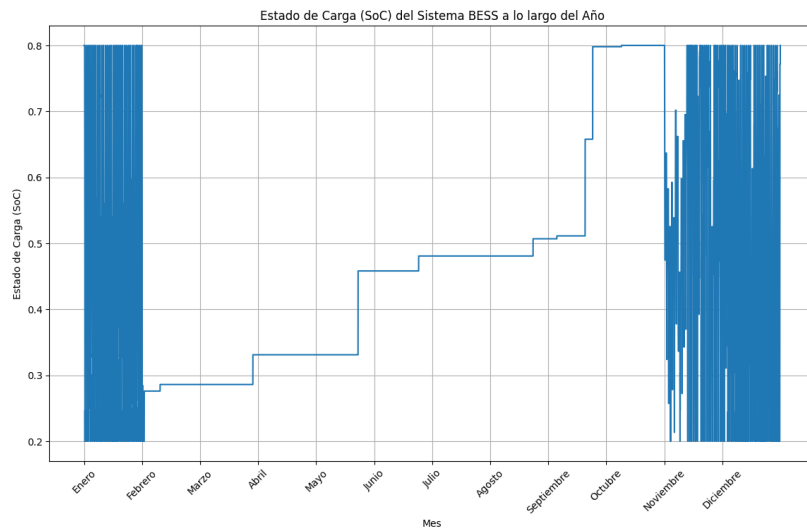


Figura 4.40: Balance de cargas con $P_{diésel}^{max} = 0kW$.

Las Figuras 4.41.a y 4.41.b muestran el perfil de carga y descarga anual y diario del BESS, respectivamente. Se puede ver como existe un uso extensivo de éste durante los meses de alta demanda, entre noviembre y enero.



(a) Perfil SoC para el día estudiado.



(b) Perfil SoC anual.

Figura 4.41: Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.

La Tabla 4.10 muestra el resumen de costos operacionales estudiados ante distintos tamaños del equipo diésel. Se puede un claro aumento del costo al favorecer el uso del BESS, siendo tan solo un pequeño aumento en los 100 kW debido al bajo (pero existente) uso de las baterías, mientras que se tiene un aumento mayor al permitir únicamente el funcionamiento de estas últimas.

Tabla 4.10: Costo operacional ante sensibilidades en el tamaño del equipo diésel.

Potencia máxima diésel [kW]	Costo Operacional [MCLP]
1200	246,24
100	246,44
0	305,26

4.4.5. Costo de inversión BESS

La disminución del costo de inversión del BESS favorece el uso del mismo, ya que el costo por ciclado disminuye. Lo contrario ocurre con un aumento de la inversión. Dado que el sistema BESS con la inversión utilizada no es usado, se opta por estudiar dos puntos de reducción en la inversión: uno con una disminución del 50 % y otro del 25 %.

Al reducir el costo de la inversión al 50 % se obtiene un costo operacional de 244,93 MCLP. La Figura 4.42 muestra el desglose de éste, donde no existe gran diferencia con el caso base. Esto se debe a que, como se verá adelante, el sistema de almacenamiento sigue sin ser mayormente usado.

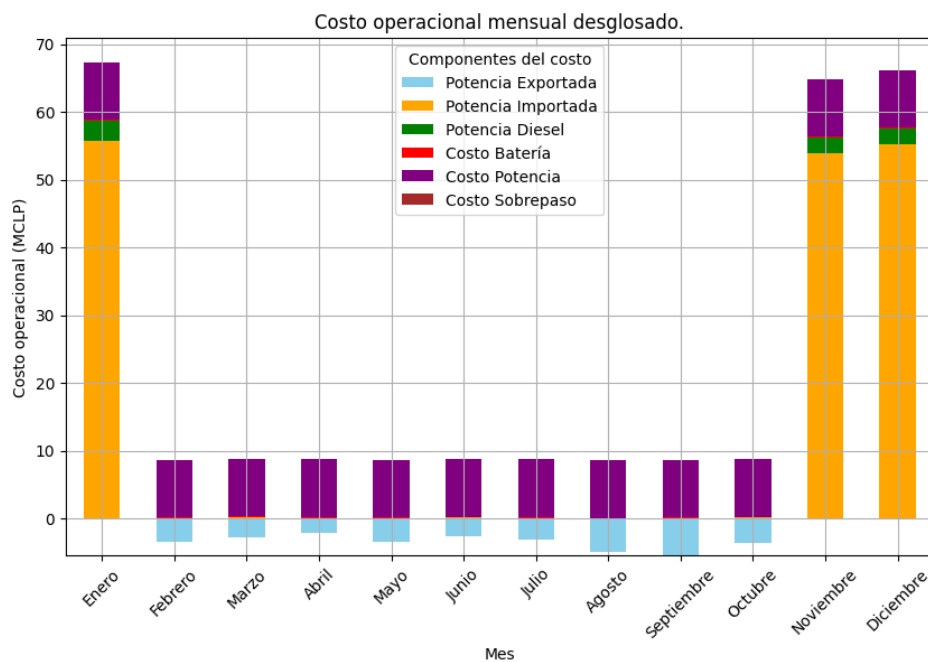


Figura 4.42: Costo operacional con inversión al 50 %.

Por su parte, el balance de cargas se muestra en la Figura 4.43, el que es idéntico al caso anterior por lo ya señalado.

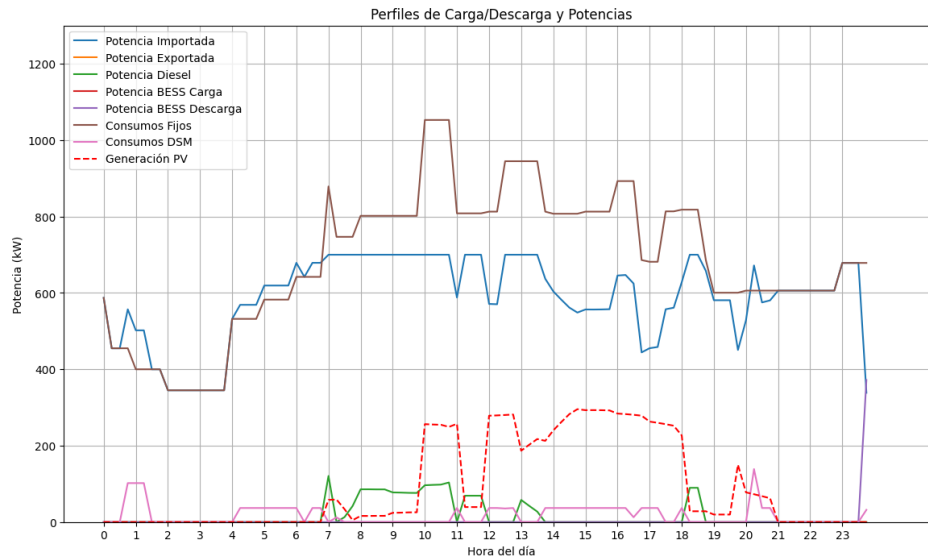
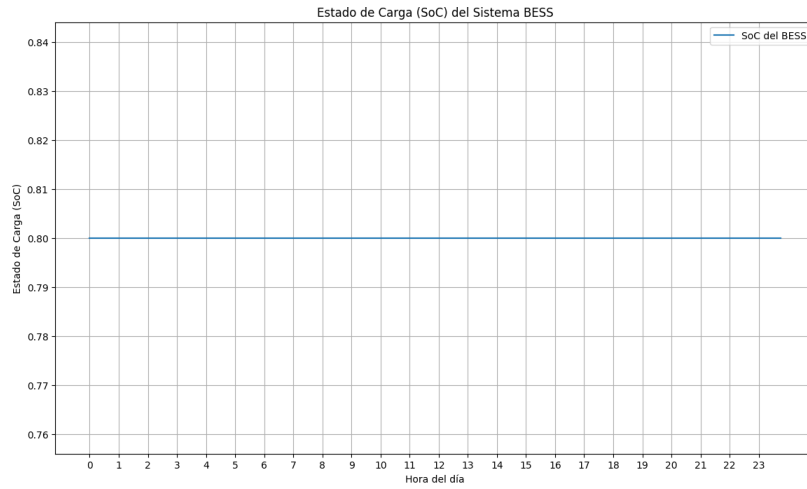
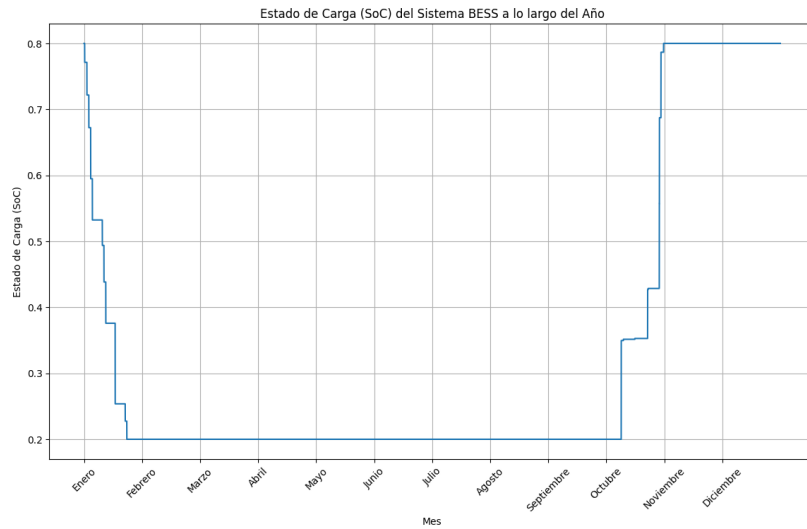


Figura 4.43: Balance de cargas con inversión al 50 %.

Por su lado, el uso del sistema BESS se mantiene prácticamente estático, con ligeras variaciones a lo largo del año, como se observa en las Figuras 4.44.a y 4.44.b. Dichas variaciones explican la disminución del costo operacional respecto del caso base.



(a) Perfil SoC para el día estudiado.



(b) Perfil SoC anual.

Figura 4.44: Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.

No es hasta una reducción al 25% del costo original en que el uso del sistema BESS logra competir con el equipo diésel. En este caso, el costo operacional es de 244,32 MCLP, cuyo desglose se encuentra en la Figura 4.45, donde se observa un aumento del costo por ciclado del bess aunque sigue existiendo predominancia del diésel.

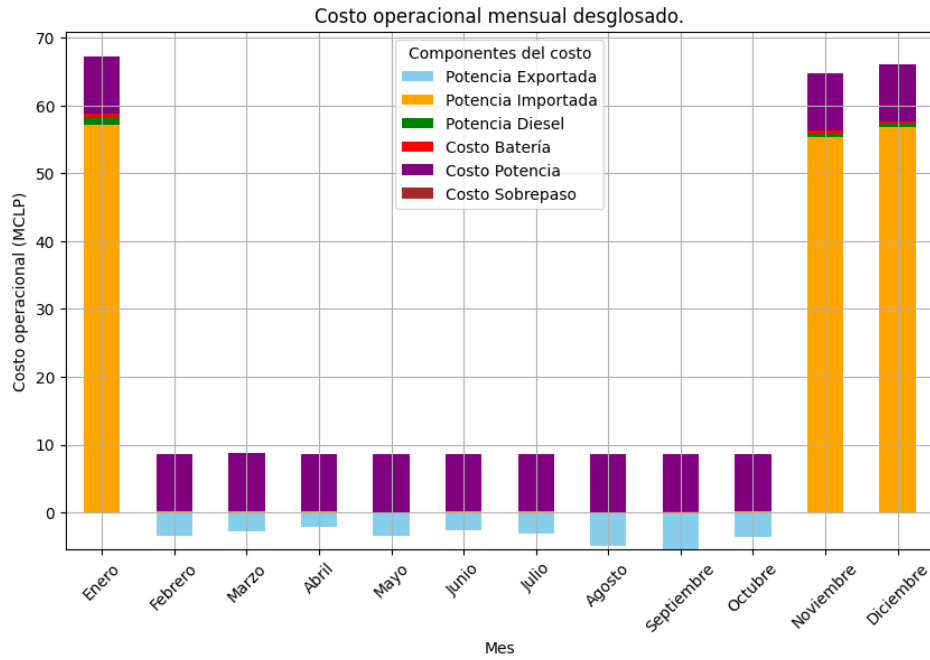


Figura 4.45: Costo operacional con inversión al 25 %.

En el perfil de operación diario se tiene lo señalado en la Figura 4.46, donde se tiene una presencia mucho mayor del sistema de almacenamiento, pero aún existiendo horarios de funcionamiento del sistema diésel.

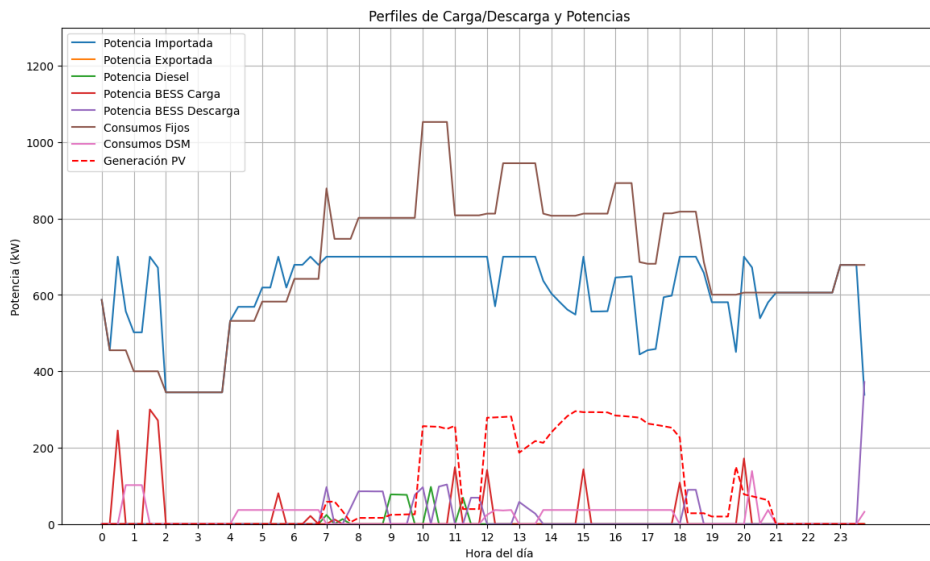
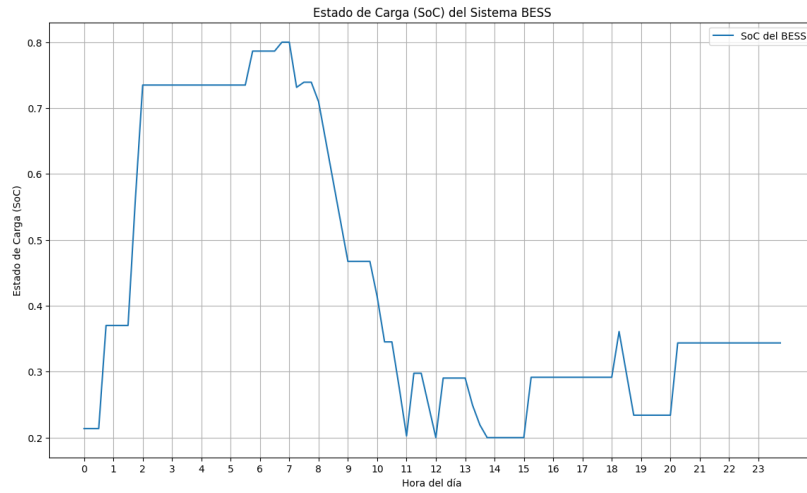
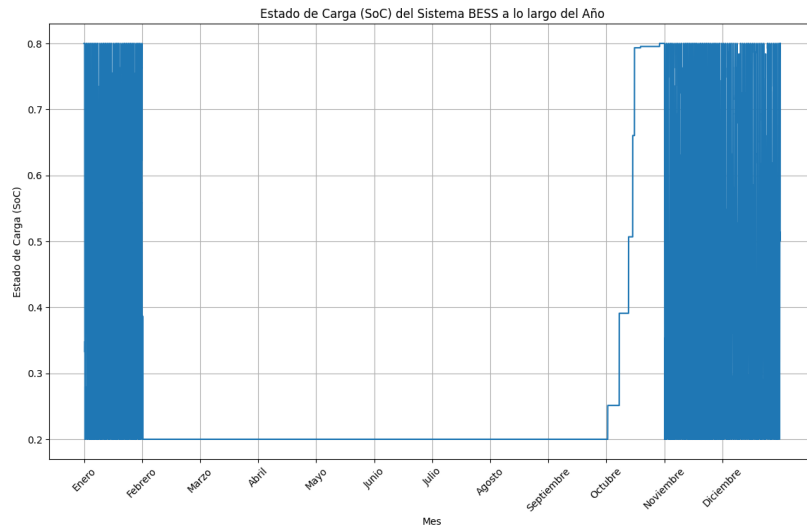


Figura 4.46: Balance de cargas con inversión al 25 %.

Los perfiles de carga y descarga del sistema BESS se observan en las figuras 4.47.b y 4.47.a, donde se tiene un alto ciclado del sistema de baterías durante la temporada alta.



(a) Perfil SoC para el día estudiado.



(b) Perfil SoC anual.

Figura 4.47: Funcionamiento del sistema BESS con resolución diaria y anual.

Los costos operacionales estudiados en esta sección se resumen en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Variación del costo operacional ante variaciones de la inversión inicial del equipo BESS.

Costo de inversión del BESS ^a [%]	Costo operacional [MCLP]
100	246,24
50	244,93
25	244,32

^a Porcentaje con respecto a la inversión inicial

El resumen de los resultados de las sensibilidades se observa en la Tabla 4.12. A partir de los resultados obtenidos, los mejores casos de operación para cada sensibilidad son señaladas a continuación: respecto al uso o no de estrategias de DSM no tiene mayor efecto sobre la operación. El número de árboles que se permite afectar al sistema de seguimiento debe ser escogido por el dueño del predio, ya que si bien se conoce el efecto en el EMS propuesto, no se sabe en detalle el efecto que podría tener tanto en la cantidad como en la calidad de fruta cosechada. Como sistema de seguimiento se recomienda el uso del tipo agrivoltaico debido a las mejores condiciones que entrega para el huerto. Respecto a la potencia contratada, se recomienda reducirla a 600kW debido al menor costo operacional que presenta. Finalmente respecto de los equipos complementarios, ya que el equipo diésel corresponde a un costo hundido, se debe mantener como está. Por el contrario, se recomienda no invertir en el equipo de baterías ya que, según el modelo, no es utilizado en la operación al ser más costoso que el equipo electrógeno.

Tabla 4.12: Resumen de sensibilidades.

Parámetro	Valores utilizados	Comentarios
DSM	Con DSM	-
	Sin DSM	Aumento del costo operacional en un 0,1 % Sin mayores cambios en la operación del sistema.
N° de árboles afectados	0 %	Aumento del costo operacional en un 1 %. Sin uso del equipo BESS. Mayor uso del equipo diésel. Reducción de hasta un 10 % en la porción de día con radiación adecuada ^a .
	10 %	-
	20 %	Disminución del costo operacional en un 1,5 %. Sin uso del equipo BESS. Menor uso del equipo diésel. Aumento de hasta un 20 % en la porción de día con radiación adecuada ^b .
Sistema de seguimiento	ST	Disminución del costo operacional en 10,5 % Sin uso del equipo BESS. Menor uso de la tecnología diésel. DSM utiliza mayormente las horas sol. Disminución en un 50 % de las horas-sol incidentes en el huerto.
	Tracking Agrivoltaico	-
Potencia contratada	800 kW	Aumento del 5 % en el costo operacional. Sin uso del equipo BESS. Menor uso de la tecnología diésel.
	700 kW	-
	600 kW	Disminución del costo operacional de un 4,6 %. Sin uso del equipo BESS. Mayor uso de la tecnología diésel.
Tamaño equipo diésel	1200 kW	-
	100 kW	Aumento del costo operacional imperceptible (menor al 0,01 %) Ligero aumento del ciclado del BESS. Ligera disminución de la tecnología diésel.
	0 kW	Aumento del 24 % en el costo operacional. Drástico aumento del uso del BESS. No existe uso de la tecnología diésel.
Costo BESS ^c	Inversión Original	-
	50 %	Disminución del costo operacional en 0,5 %. Cambio casi imperceptible del ciclado del BESS. Cambio casi imperceptible del uso del diésel.
	25 %	Disminución del costo operacional en 0,7 %. Aumento del ciclado del BESS. Disminución del uso del diésel. Uso mixto entre BESS y diésel.

^a Considerando que existe un límite más restrictivo con las sombras.

^b Considerando que se tiene un límite menos restrictivo con las sombras.

^c Respecto de la inversión original

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

5.1. Conclusiones

En el presente trabajo se ha implementado un sistema de gestión de energía, abarcando desde su planificación hasta el modelo matemático y su funcionamiento. Este sistema integra un control óptimo de seguimiento agrivoltaico, beneficiando al huerto de cerezos, y la optimización de los diferentes consumos junto a los equipos eléctricos presentes, tanto del huerto como del packing.

En primer lugar, en base a la revisión conceptual se resume y dispone toda la información necesaria para el desarrollo del trabajo, abordando los temas de sistemas agrivoltaicos, consumos en predios agrícolas y sistemas de gestión de energía.

Posteriormente, se desarrolla un modelo de sombreado y radiación incidente en el huerto a partir de una serie de parámetros tanto del huerto como del sistema agrivoltaico, lo que permite encontrar un seguimiento óptimo agrivoltaico de generación de energía, priorizando las condiciones de radiación incidente en el cultivo. Posteriormente, se caracterizan los consumos a lo largo del año tanto en el huerto como en el packing, obteniendo esta información a partir de fuentes primarias en ambos casos. Se cuantifican los ahorros en consumo energético por la reducción del riego y, finalmente, se modela matemáticamente el EMS para proceder a su implementación.

Con el EMS planteado se estudian primero casos de ejemplo básicos para verificar el correcto funcionamiento del sistema. Posteriormente, se define el caso de estudio correspondiente al predio agrícola de Noblefruit en la Región del Maule, con las características de diseño del proyecto piloto del mismo lugar.

En cuanto a los resultados relacionados con la radiación incidente en el huerto, el seguimiento óptimo obtenido logra en promedio que un 78,9 % del día el cultivo se encuentre con condiciones adecuadas de radiación, en comparación con el 33,6 % que entrega el seguimiento tradicional. Lo anterior indica un gran potencial en soluciones de este ámbito para la implementación en huertos reales, ofreciendo la búsqueda del menor impacto posible en las cosechas del predio. Las hileras más afectadas por la sombra son aquellas que tienen paneles sobre ellas, mientras que las hileras sin paneles presentan muy bajos índices de sombreado.

Por otro lado, el seguimiento agrivoltaico propuesto logra disminuciones de un 9,5 % en la evapotranspiración del cultivo, lo que se traduce en ahorros de un 10,6 % en la energía utilizada por concepto de riego en la superficie cubierta por el proyecto. Sin embargo, si se considera el total del predio este ahorro alcanza valores de tan solo un 0,12 % del total del consumo por riego.

En cuanto a la operación del sistema, los costos operacionales obtenidos fueron de 246,24 MCLP, siendo la principal fuente de costos la energía obtenida de la red. Sin embargo, durante los meses fuera de temporada, la potencia contratada representa la mayor parte de los costos. Se observó un nulo funcionamiento del sistema BESS propuesto, prefiriéndose la operación del sistema de generación diésel existente. Esto se debe a que el costo por ciclo del BESS es mayor que el costo por consumo de diésel. El alto costo por ciclo del BESS se atribuye a la elevada inversión inicial requerida para su implementación, mientras que el modelamiento del sistema diésel solo incurre en costos por consumo de combustible, sin considerar el desgaste del equipo.

Los estudios de sensibilidad muestran que debido a la alta importancia de los consumos fijos, el DSM implementado logra muy bajos porcentajes de ahorro. La potencia contratada base está sobredimensionada, ya que al reducirla en 100 kW, los costos operacionales disminuyen en comparación con la situación basal. Para utilizar el sistema de baterías, es necesario reducir drásticamente la potencia máxima del equipo diésel o bien disminuir la inversión a un 25 % del valor original, ambos logrando el mismo efecto. Como ya se mencionó, otra solución es modelar el desgaste del equipo diésel para tener una mejor representación de la realidad. Por su parte, al utilizar el seguimiento fotovoltaico de tipo ST se logran importantes mejoras en la generación, aumentando en un 26,82 % en comparación al seguimiento agrivoltaico, lo que se traduce en una reducción del costo operacional del 10,5 %. Sin embargo, esto conlleva una reducción del tiempo en condiciones adecuadas de radiación del cultivo a un 33,6 % del día, lo que podría tener un impacto significativo en la cantidad y calidad de la fruta cosechada.

Por otro lado, al variar el porcentaje de árboles permitidos a ser sombreados mediante el sistema de seguimiento, un aumento de este límite incrementa la flexibilidad operativa del sistema, resultando en una mayor generación fotovoltaica. Paralelamente, se incrementa el tiempo durante el cual los árboles se encuentran en condiciones aceptables, conforme al nuevo límite permitido. Por el contrario, una disminución de este límite reduce la flexibilidad operativa y la generación fotovoltaica. Esto destaca la importancia de definir correctamente este límite, posiblemente requiriendo una discusión detallada con el potencial cliente encargado del predio.

En base a lo anterior, se concluye que las estrategias de DSM no tienen un impacto significativo en la operación. El número de árboles que se permite afectar por el sistema de seguimiento debe ser decidido por el dueño del predio, dado que, aunque se entiende su impacto en el EMS, no se conoce con precisión su efecto en la cantidad y calidad de la fruta. Se recomienda el uso del sistema de seguimiento agrivoltaico por las mejores condiciones que proporciona al huerto. Además, se sugiere reducir la potencia contratada a 600 kW para disminuir los costos operacionales. En cuanto a los equipos complementarios, se aconseja mantener el equipo diésel como está debido a su condición de costo hundido, y evitar la inversión en baterías, ya que no son utilizadas en la operación por su mayor costo comparado

con el equipo electrógeno.

Finalmente, los resultados presentados en este trabajo proporcionan una visión detallada de la operación de un sistema de seguimiento agrivoltaico que prioriza las condiciones del huerto, cuantificando tanto la generación de energía como los ahorros en el consumo de agua para riego. Estos hallazgos demuestran el potencial significativo de los sistemas agrivoltaicos para mejorar la eficiencia en predios agrícolas, resaltando la importancia de continuar investigando y desarrollando modelos más detallados. Este enfoque no solo permite optimizar la coexistencia de la agricultura y la generación de energía, sino que también abre nuevas oportunidades para implementar soluciones sostenibles en el futuro.

5.2. Trabajo futuro

De cara al futuro, es necesario seguir perfeccionando el trabajo realizado para lograr representaciones más precisas de la realidad y así obtener resultados más confiables. En esta línea, se proponen las siguientes mejoras:

- Para modelar de manera más precisa el sombreado del huerto, se debe desarrollar representaciones en 3D, lo que permitirá tomar mejores decisiones con el sistema de tracking.
- Para mejorar el modelo se propone plantear un modelamiento conjunto del sistema de seguimiento con la optimización.
- Para validar el modelo, se sugiere realizar pruebas reales en algún proyecto piloto agrivoltaico.
- Es fundamental implementar la degradación de los equipos en los costos operacionales del sistema.
- Se propone realizar una evaluación económica del proyecto considerando el seguimiento agrivoltaico propuesto y evaluando los efectos de protección del cultivo ante eventos climáticos. Para esto es necesario encontrar relaciones entre el sombreado, la cantidad de fruta y la calidad de la misma.

Bibliografía

- [1] ONU, “What is climate change?.” <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>.
- [2] ONU, “Paris agreement.” <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>.
- [3] BCN, “Asesoría técnica parlamentaria: Carbono neutralidad en el sector energético de Chile.” https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32578/1/BCN_Carbononeutralidad_en_el_sector_energetico_Chile_15Oct._Rev._RT01_edPM.pdf.
- [4] UNIDO, “Inclusive and sustainable industrial development.” <https://www.unido.org/inclusive-and-sustainable-industrial-development>.
- [5] MinEnergía, “Identificación y cuantificación de potenciales de energías renovables 2021.” https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/mine-2021_identificacion_y_cuantificacion_de_potenciales_de_energias_renovables_v2.pdf, 2021.
- [6] MinEnergía, “Informe de actualización de antecedentes 2020 pelp.” <https://energia.gob.cl/documentos/informe-de-actualizacion-de-antecedentes-2020>, 2020.
- [7] MinEnergía, “Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile.” https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/factsheet_idp_fv_2020.pdf, 2020.
- [8] MinEnergía, “Reporte de proyectos en construcción e inversión en el sector energía mes de agosto de 2023.” <https://energia.gob.cl/panel/reporte-de-proyectos>, 2023.
- [9] IRENA y FAO, “Renewable energy for agri-food systems – towards the sustainable development goals and the paris agreement.” 2021, <https://www.fao.org/energy/home/en/>.
- [10] Majeed, Y. *et al.*, “Renewable energy as an alternative source of energy management in agriculture,” *Energy Reports*, vol. 10, pp. 344–359, 2023.
- [11] CEN, “Reporte pmgd junio 2023.” 2016.
- [12] ODEPA, “Superficie de frutales por región según fecha del catastro frutícola.”.
- [13] PvMagazine, “Italy bans PV from agricultural land.”, <https://www.pv-magazine.com/2024/05/07/italy-bans-pv-from-agricultural-land/>.
- [14] Goetzberger, A. y Zastrow, A., “On the coexistence of solar-energy conversion and plant cultivation.” *International Journal of Solar Energy*, pp. 55–69, 1982.
- [15] MINE, “Compendio Cartográfico Proyectos e Instalaciones de Generación Eléctrica en Chile,” 2020.
- [16] BCentral, “Comercio exterior de bienes.” <https://www.bcentral.cl/areas/estadisticas/c>

- [17] SUBREI, “Exportaciones chilenas durante 2022 alcanzan us 97.491 millones, un 3 % más que el año anterior.” <https://www.subrei.gob.cl/sala-de-prensa/noticias/detalle-noticias/2023/01/10/exportaciones-chilenas-durante-2022-alcanzan-us-97.491-millones-un-2-9-m%C3%A1s-que-el-a%C3%B1o-anterior>.
- [18] Weselek, A. *et al.*, “Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. a review,” *Agronomy for Sustainable Development*, 2019.
- [19] Liu, Y. *et al.*, “Solar photovoltaic panels significantly promote vegetation recovery by modifying the soil surface microhabitats in an arid sandy ecosystem,” *Land Degradation Development*, 2019.
- [20] Dinesh, H. y Pearce, J. M., “The potential of agrivoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 299–308, 2016.
- [21] Fraunhofer, “Agrivoltaico: Protección de cultivos, agua y clima con paneles fotovoltaicos,” 2019.
- [22] ISO, “Iso 50001 energy management systems.” <https://www.iso.org/files/live/sites/iso.org/files/store/en/PUB100400.pdf>.
- [23] Zia, M. F. *et al.*, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Applied Energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, 2018.
- [24] Ammari, C. *et al.*, “Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—a review,” *Energy and Built Environment*, vol. 3, pp. 399–411, 2022.
- [25] Vijayakumar, S. *et al.*, *Efficient Management of Energy in Agriculture*. 2023.
- [26] Lee, D. y Cheng, C., “Energy savings by energy management systems: A review.,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 760–777, 2016.
- [27] Yahyaoui, I. *et al.*, “Fuzzy energy management of photovoltaic installations for tomato drip irrigation.,” *SNIH*, 2016.
- [28] Yahyaoui, I. *et al.*, “Fuzzy energy management for photovoltaic water pumping system.,” *Journal of Computer Applications*, 2015, 2015.
- [29] Anastasi, G. *et al.*, “An intelligent system for electrical energy management in buildings,” *International Conference on Intelligent Systems Design and Applications*, 2011.
- [30] Teja, S. C. *et al.*, “Energy management of grid connected rooftop solar system with battery storage,” *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, 2016.
- [31] Zia, M. F. *et al.*, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Applied Energy*, 2018.
- [32] AgenciaSE, “Guía metodológica de auditoría energética agroindustria.” <https://www.agenciase.org/biblioteca/>.
- [33] Schulze, M. *et al.*, “Energy management in industry – a systematic review of previous findings and an integrative conceptual framework,” *Journal of Cleaner Productions*, 2015.
- [34] Aman, S. *et al.*, “Energy management systems: State of the art and emerging trends,” *ULTIMATE TECHNOLOGIES AND ADVANCES FOR FUTURE SMART GRID*,

2013.

- [35] Mariano-Hernández, D. *et al.*, “A review of strategies for building energy management system: Model predictive control, demand side management, optimization, and fault detect diagnosis,” *Journal of Building Engineering*, 2021.
- [36] Ates, S. A. y Durakbasa, N. M., “Evaluation of corporate energy management practices of energy intensive industries in turkey,” *Energy*, 2012.
- [37] Rietbergen, M. y Blok, K., “Setting smart targets for industrial energy use and industrial energy efficiency,” *Energy Policy*, 2010.
- [38] Bunse, K. *et al.*, “Integrating energy efficiency performance in production management – gap analysis between industrial needs and scientific literature,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 19, pp. 667–679, 2011.
- [39] Suk, S. *et al.*, “A survey study of energy saving activities of industrial companies in the republic of korea,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 41, pp. 301–311, 2013.
- [40] Thollander, P. y Ottosson, M., “Energy management practices in swedish energy-intensive industries,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 18, pp. 1125–1133, 2010.
- [41] Thollander, P. y Ottosson, M., “A review on energy saving strategies in industrial sector,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 150–168, 2011.
- [42] Prabhakar, S. *et al.*, Chapter 3, *Energy Management in Agriculture*. 2020.
- [43] Arun, S. L. y Selvan, M. P., “Intelligent residential energy management system for dynamic demand response in smart buildings,” vol. 12, 2018.
- [44] ISO, “Sistemas de gestión de la energía - requisitos con orientación para su uso.” <https://www.iso.org/iso-50001-energy-management.html>.
- [45] Karunanithi, K. *et al.*, “Integration of demand and supply side management strategies in generation expansion planning,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, pp. 966–982, 2017.
- [46] Babu, P. y Kumar, K., “Application of novel dsm techniques for industrial peak load management,” *International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, 2013.
- [47] Koutsopoulos, I. y Tassioulas, L., “Challenges in demand load control for the smart grid,” *IEEE network*, vol. 25, pp. 16–21, 2017.
- [48] Ravibabu, P. *et al.*, “Application of dsm techniques and renewable energy devices for peak load management,” *IEEE Region 8 International Conference on Computational Technologies in Electrical and Electronics Engineering*, 2008.
- [49] Zia, M. F. *et al.*, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Applied Energy*, vol. 222.
- [50] AChEE y Concepts, S. E., “Escenario energético del sector agroalimentario.” https://www.agrificiente.cl/wp-content/uploads/2016/10/160928_Informe-EE-agroalimentario_SMART-ENERGY-CONCEPTS-CHILE_kk.pdf.
- [51] ODEPA, “Catastro frutícola ciren-odepa.” <https://www.odepa.gob.cl/estadisticas-del-sector/catastros-fruticolas/catastro-fruticola-ciren-odepa>.
- [52] Scherer, T., “Irrigation water pumps,” *NDSU Extens.*, 1993.
- [53] PRS, “Common types of pumps used in irrigation systems.” [watertreatment-service-prs](http://www.watertreatment-service-prs.com)

.com.

- [54] Fuglie, K. *et al.*, Sources of Growth in Agriculture. 2019.
- [55] GlobalPetrolPrices, “Precios históricos del diesel en Chile.” https://es.globalpetrolprices.com/Chile/diesel_prices/.
- [56] MinEnergía, “Ley de netbilling.” <https://generaciondistribuida.minenergia.cl/>.
- [57] MinEnergía, “Net billing.” https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=245.
- [58] MinEnergía, “Publicación en el diario oficial: fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican.” <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/11T-2016-VAD-2016-2020.pdf>.
- [59] CNE, “Informe técnico definitivo - fijación de precios de nudo de corto plazo primer semestre 2023.” <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/08/ITD-PNCP-Jul-2023.pdf>.
- [60] Smets, A., Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems. Capítulo 18: Irradiance on a PV module. UIT Cambridge Ltd, 2016.
- [61] Ragab, A. M. *et al.*, “Pv solar yield applicable simulator based on free irradiance data source: Applied comprehensive tool for solar engineers.,” Energy Engineering., 2022.
- [62] Chile, F., “Concepto agropv y su aplicación en el sector hortalizas en la región metropolitana de Santiago.” <https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/CsbDocument/PressMedia/FOLLETO%20AGROPV%20.pdf>.
- [63] Abdullah, M. *et al.*, “A review of research on agrivoltaic systems,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 161, 2022.
- [64] Marrow, H. *et al.*, “Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels?,” Agricultural and Forest Meteorology, vol. 177, pp. 117–132, 2013.
- [65] Marrow, H. *et al.*, “Productivity and radiation use efficiency of lettuces grown in the partial shade of photovoltaic panels,” European Journal of Agronomy, vol. 44, pp. 54–66, 2013.
- [66] Ashraf, M. *et al.*, “Solar photovoltaic architecture and agronomic management in agrivoltaic system: A review,” Sustainability, 2021.
- [67] BayWa r.e., “BayWa r.e. Germany in Numbers.”, <https://www.baywa-re.de/en/projects-in-germany#type-of-technology=agri-pv>.
- [68] Armstrong, A. *et al.*, “Solar park microclimate and vegetation management effects on grassland carbon cycling,” Environmental Research Letters, vol. 11, 2015.
- [69] DIN, “Instalaciones agrovoltáicas requisitos para un uso agrícola principal traducción al español de din spec 91434:2021-05.” <https://plaat.info/MPFV/wp-content/uploads/2023/02/3265838.pdf>.
- [70] SolarPower, “Agrisolar best practice guidelines version 2.” https://api.solarpowereurope.org/uploads/1523_SPE_Agrisolar_report_02_db691fed6.pdf.
- [71] SAG, “Guía de evaluación ambiental: Recurso natural suelo.”, <https://www.sag.gob.cl>

- /sites/default/files/guia_evaluacion_ambiental_recurso_natural_suelo_2019.pdf.
- [72] Vilab, “Clima para el cultivo de cerezo.” <https://www.vilab.cl/c/clima-cerezos>.
- [73] SmartCherry, “Chile sigue siendo el número 1 en exportación de cerezas.” <https://smartcherry.cl/comercial/chile-sigue-siendo-el-numero-uno-del-mundo-en-produccion-y-exportacion-de-cerezas/>.
- [74] Bhattacharya, A., “Radiation-use efficiency under different climatic conditions.,” *Changing Climate and Resource Use Efficiency in Plants.*, pp. 51–109, 2019.
- [75] Thimijan, R., “Photometric, radiometric, and quantum light units of measure: A review of procedures for interconversion,” *HortScience*, vol. 18, pp. 818–822, 1983.
- [76] Zhang, H. *et al.*, “The effects of rain-shelter cultivation on the photosynthetic characteristics and chlorophyll fluorescence of sweet cherry (*Prunus avium* L.),” *Erwerbs-Obstbau*, vol. 63, p. 359–368, 2021.
- [77] Ferreyra, R., “Riego en cerezo, requerimientos hídricos, sistemas de riego y control de heladas.” <https://biblioteca.inia.cl/bitstream/handle/20.500.14001/8512/NR25818.pdf?sequence=16>.
- [78] CONADI, “Cómo determinar: cuánto y cuándo regar.” https://www.gea.uchile.cl/archivos/Como_determinar_cuando_y_cuanto_regar_Conadi.pdf.
- [79] PEC, “Calendario del cerezo.”, <https://pecchile.cl/calendario-del-cerezo/>.
- [80] Pérez, D., “Memoria para optar al título de ingeniera civil mecánica: Análisis del impacto de una propuesta de diseño fotovoltaico sobre parámetros clave para un proyecto agrivoltaico en Chile.” <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/193047>.
- [81] Silva, M. *et al.*, “Calculation of the shading factors for solar modules with matlab.,” *Energies*, vol. 14, 2021.
- [82] NREL, “Capital costs for dual-use photovoltaic installations: 2020 benchmark for ground-mounted PV systems with pollinator-friendly vegetation, grazing, and crops.” <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77811.pdf>.
- [83] JRC-EU, “Photovoltaic geographical information system (pvgis).” https://joint-research-centre.ec.europa.eu/index_en.
- [84] Kalogirou, S., “Solar Energy Engineering: Processes and Systems.,” 2014.
- [85] FAO, “Evapotranspiración del cultivo. guías para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos.” <https://www.fao.org/3/x0490s/x0490s.pdf>.
- [86] Rodríguez, L., “Entrevista maestro de máquinas Packing Fruttita Services SpA, comunicación personal. Mayo de 2024..”
- [87] Prado, J., “Entrevista administrador fundo agrícola El Laurel, comunicación personal. Mayo 2024..”, <https://pecchile.cl/calendario-del-cerezo/>.
- [88] Sch., R. F. . G. S. V., “Manual de riego para especies frutales: uso eficiente del agua de riego y estrategias para enfrentar periodos de escasez,” 2014, <https://biblioteca.inia.cl/handle/20.500.14001/7681?show=full>.
- [89] Bull, F., “Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico: Consumo energético en el sector agrícola chileno y potencial de integración de sistemas agrivoltaicos.”
- [90] CNE, “Bencina en línea.”, https://www.bencinaenlinea.cl/#/busqueda_estaciones.

- [91] CEC, “Tarifas de Suministro de energía.”, <https://cecltda.cl/zona-clientes/tarifas/>.
- [92] Gogreen, “Commercial Industrial Energy Storage System(BESS).”, https://www.oegenpower.com/commercial-industrial-energy-storage-system?gad_source=1&gclid=CjwKCAjw7s20BhBFEEiwABVIMrVvU3Q2w4R_hjzHD5BmcXEMsVHCrEkvY2bJwL9Czhb0_Qs4XdmOxRoCE-IQAvD_BwE.
- [93] CNE, “Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento,” 2024, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ICTG-Mayo-2024.pdf>.
- [94] Preger, Y. *et al.*, “Degradation of commercial lithium-ion cells as a function of chemistry and cycling conditions.” Journal of The Electrochemical Society., 2020.

Anexos

Anexo A. Tablas y figuras

Tabla A.1: Procesos agrícolas con uso de tractores.

Proceso	Pregunta	Respuesta
Cosecha	¿En qué fechas se realiza?	Del 13 de noviembre al 30 de diciembre
	¿Cuántos tractores usan?	5
	¿En qué días se trabaja?	Lunes a Sábado
	¿En qué horario se trabaja?	06:00 a 14:00
Poda de Verano	¿En qué fechas se realiza?	Diciembre
	¿Cuántos tractores usan?	1 con picadora de sarmiento
	¿En qué días se trabaja?	Sábado
	¿En qué horario se trabaja?	08:00 a 12:00
Poda de Invierno	¿En qué fechas se realiza?	Junio y julio
	¿Cuántos tractores usan?	2 (arrastre y picadora)
	¿En qué días se trabaja?	Lunes a Viernes, Sábados para la picadora
	¿En qué horario se trabaja?	08:00 a 16:00, para sarmientos 08:00 a 12:00
Aplicación de Fungicidas	¿En qué fechas se realiza?	Mayo, junio y julio
	¿Cuántos tractores usan?	1
	¿En qué días se trabaja?	1 día por semana
	¿En qué horario se trabaja?	Jornada laboral de 8 horas
Aplicación de Herbicidas	¿En qué fechas se realiza?	Mayo y septiembre
	¿Cuántos tractores usan?	1
	¿En qué días se trabaja?	1 día por semana
	¿En qué horario se trabaja?	08:00 a 16:00
Insecticidas pre y post cosecha	¿En qué fechas se realiza?	Octubre, enero y febrero
	¿Cuántos tractores usan?	1
	¿En qué días se trabaja?	2 días semana por medio
	¿En qué horario se trabaja?	20:00 a 00:00
Insecticidas cosecha	¿En qué fechas se realiza?	Noviembre y diciembre
	¿Cuántos tractores usan?	1
	¿En qué días se trabaja?	2 días por semana
	¿En qué horario se trabaja?	20:00 a 00:00

