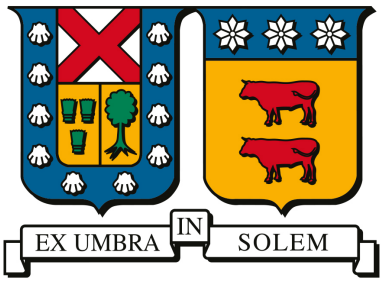
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



"Revisión, evaluación y propuesta de mejora para la metodología de obtención del potencial agrivoltaico del Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar, analizando la región del Maule en términos de sus características agrícolas, climáticas y solares"

Diego Ignacio Moraga Donoso

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía
Patricio Valdivia Lefort

Correferentes
Marcia Montedonico Godoy
Rodrigo Palma Behnke

Santiago, Julio 2025

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: "Revisión, evaluación y propuesta de mejora para la metodología de obtención del potencial agrivoltaico del Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar, analizando la región del Maule en términos de sus características agrícolas, climáticas y solares"

Nombre del candidato(a): Diego Ignacio Moraga Donoso

Carrera / Grado: Ingenieria Civil eléctrica

Campus: Santiago San Joaquin **;** **Departamento**: Ingeniería eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Patricio Valdivia Lefort, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

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

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 10/09/2025 ; **Firma:** PATRICIO VALDIVIA LEFORT Firmado digitalmente por PATRICIO VALDIVIA LEFORT Fecha: 2025.09.10 14:21:53 -0300'

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 07/08/2025 ; **Firma:** 

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

Resumen

Los efectos del calentamiento global presentan el desafío de encontrar nuevas fuentes de energía limpia. En este contexto, los sistemas fotovoltaicos han sido fundamentales en la búsqueda de la carbono neutralidad; sin embargo, han surgido dudas respecto al uso del suelo por parte de esta tecnología, ya que podría competir con la agricultura. En este sentido, los sistemas agrivoltaicos se presentan como una solución viable, y con ellos, han surgido software y plataformas web que no solo acercan a los usuarios a este tipo de sistemas, sino que también permiten simular parámetros clave, como la energía anual producida en una ubicación específica o el rendimiento de los cultivos en presencia de paneles fotovoltaicos.

Este trabajo tiene como objetivo proponer una mejora al sitio web *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"*, que permita calcular el potencial de los sistemas agrivoltaicos (APV, por sus siglas en inglés) en la Región del Maule. Actualmente, dicho sitio permite seleccionar un área geográfica y calcular la energía producida por una instalación solar convencional (con un diseño fijo), considerando una potencia instalada de un Megawatt peack por hectárea. A partir de este valor base, la plataforma calcula la energía estimada de un sistema agrivoltaico mediante un factor de ajuste que oscila entre 0.2 y 0.9, brindando al usuario la flexibilidad de modificar este parámetro. La propuesta de mejora se basa en permitir al usuario un diseño más flexible del sistema fotovoltaico para luego, mediante un documento descargable, proporcionar información sobre los factores que afectan el desempeño de un cultivo, el cual permite calcular el potencial de un sistema APV, además de proporcionar un análisis técnico económico contemplando la normativa Chilena.

Para alcanzar este objetivo, en primer lugar, se identificaron a los posibles usuarios del explorador, tales como empresas, docentes e investigadores vinculados al área agrícola. A través de un formulario de Google Forms, se les consultó sobre los parámetros más relevantes para determinar el rendimiento de un cultivo al instalar un sistema APV, obteniendo como resultado que el tipo de cultivo, sus niveles de sombra, temperatura y radiación son factores clave a considerar. Además, se les preguntó sobre los datos que considerarían útiles al momento de decidir si instalar o no este tipo de sistemas, donde sus respuestas apuntaron a aspectos normativos, técnicos y económicos como el tiempo de retorno de la inversión (Payback), los costos del proyecto y los beneficios asociados, tales como las tasas de interés accesibles mediante créditos ofrecidos por distintos bancos para proyectos verdes.

Posteriormente, a través de una revisión bibliográfica de diversos artículos enfocados en sistemas agrivoltaicos, tanto en Chile como en otros países, se identificó que el documento *"Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany"* [1] propone ecuaciones que relacionan la radiación global horizontal (GHI, por sus siglas en inglés) con el rendimiento de un cultivo, el cual se mide en kilogramos de producto por unidad de hectárea. Estas ecuaciones se basan en los resultados obtenidos de diversos proyectos desarrollados en Europa. Por otro lado, el artículo *"Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes"* [2] señala que el GHI depende de factores asociados al diseño del sistema fotovoltaico, como la distancia entre paneles, la altura a la que se encuentran, entre otros.

Las ecuaciones mencionadas anteriormente se pusieron a prueba en un proyecto agrivoltaico existente en Chile, ubicado en la Agrícola Alfalfares, localidad de Talhuén, Región de Coquimbo, que cuenta con cultivo de uva de mesa var. Red Globe. Para obtener la radiación global horizontal, se emuló el diseño del sistema fotovoltaico y las condiciones climáticas con

el software Rhino, mientras que para integrar los valores de GHI en las ecuaciones, se desarrolló un código en Python. La máxima diferencia porcentual obtenida entre el rendimiento del cultivo calculado por la simulación y el caso real fue de un 12.4 %.

Para evaluar el impacto del diseño de un sistema agrivoltaico en parámetros como la radiación y el rendimiento del cultivo, se creó, a modo de ejemplo, un sistema fotovoltaico ubicado en la localidad de Empedrado (Región del Maule). Este sistema consistió en paneles solares monofaciales ubicados a cuatro metros de altura, con una inclinación igual a la latitud (35 grados), un azimut de cero grados y una separación de cuatro metros entre paneles. Tras calcular los parámetros utilizando Rhino y Python, se aumentó la distancia entre los paneles a cinco metros para obtener nuevamente la radiación y el rendimiento del cultivo. Posteriormente, se repitió el proceso, esta vez simulando paneles semitransparentes. Además, se replicó el procedimiento ubicando el sistema de ejemplo en catorce localidades distintas de la Región del Maule. Los resultados mostraron que aumentar la distancia entre paneles incrementa la radiación percibida a nivel de suelo, lo que, a su vez, provoca un aumento en el rendimiento del cultivo, según las ecuaciones mencionadas anteriormente. De igual forma, se observó que el uso de paneles solares semitransparentes también incrementa tanto la radiación como el rendimiento del cultivo.

Mediante este caso de ejemplo, se realizó un análisis técnico que aborda el impacto de la normativa energética en el diseño de sistemas APV destinados al autoconsumo. Por otro lado, se llevó a cabo un análisis económico tomando en cuenta distintas alternativas en el diseño de un sistema agrivoltaico y su impacto en el ahorro, al disminuir los cargos en las tarifas eléctricas BT1, BT4.3 y AT4.3.

Finalmente, con las actividades descritas, se elaboró la propuesta de mejora, que consiste en permitir que el usuario del *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* diseñe su propio sistema fotovoltaico, ingresando sus parámetros constructivos, junto con la ubicación y las dimensiones del suelo disponible para ser instalado. Luego, mediante los códigos desarrollados al combinar Rhino y Python, genera un informe que proporciona información sobre los parámetros necesarios para determinar el rendimiento del cultivo y el potencial de un sistema agrivoltaico, además de un análisis técnico-económico que brinda detalles sobre el ajuste del proyecto a la normativa existente.

Índice general

1. Introducción **12**
- 1.1. Motivación . . . 12
- 1.2. Objetivo general . . . 13
- 1.3. Objetivos específicos . . . 13

2. Antecedentes y marco teórico **14**
- 2.1. Sistemas fotovoltaicos . . . 14
  - 2.1.1. Panel fotovoltaico . . . 14
  - 2.1.2. Inversor . . . 16
  - 2.1.3. Estructura que soporta los paneles . . . 18
- 2.2. Concepto de sistema agrivoltaico . . . 19
  - 2.2.1. Montaje de un sistema agrivoltaico . . . 20
  - 2.2.2. Impacto en el cultivo . . . 20
- 2.3. Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar . . . 22
- 2.4. Software Rhino . . . 23
- 2.5. Marco teórico . . . 25
  - 2.5.1. Clasificación de los cultivos . . . 25
  - 2.5.2. Cálculo de la radiación global horizontal . . . 26
  - 2.5.3. Radiación fotosintética activa . . . 27
  - 2.5.4. Rendimiento de la biomasa . . . 28
  - 2.5.5. Potencial de un sistema agrivoltaico . . . 29

3. Propuesta metodológica **31**
- 3.1. Objetivo N°1 . . . 32
- 3.2. Objetivo N°2 . . . 32
- 3.3. Objetivo N°3 . . . 33
- 3.4. Objetivo N°4 . . . 34

4. Casos de estudio y análisis técnico económico **36**
- 4.1. Comparación de la metodología con un cultivo existente en Chile . . . 36
- 4.2. Simulación del efecto del diseño en un cultivo . . . 40
- 4.3. Potencial en la Región del Maule . . . 44
- 4.4. Análisis técnico . . . 47
  - 4.4.1. Normativa técnica . . . 47
  - 4.4.2. Alternativas de construcción . . . 50
- 4.5. Análisis económico . . . 54

4.5.1. Costos de implementación 54
4.5.2. Ahorro en los cargos de la tarifa eléctrica 55
4.5.3. Flujo de caja 56
4.5.4. Análisis económico del caso ejemplo 60

5. Propuesta de extensión al Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar 63
5.1. Propuesta de mejora 63
5.1.1. Parámetros de entrada 64
5.1.2. Resultados y reporte 64

6. Conclusiones y trabajo a futuro 66
6.1. Conclusiones 66
6.2. Trabajo a futuro 67

7. Anexos 73
7.1. Rhino 73
7.1.1. Software 73
7.1.2. Validación de Rhino 74
7.2. Flujo de caja 77
7.3. Códigos 80
7.3.1. Código para el bloque en Rhino 80

Índice de figuras

2.1. Composición de un panel solar. 14
2.2. Inclinación de un panel fotovoltaico [11]. 15
2.3. Azimut de un panel fotovoltaico [10]. 15
2.4. Distancia mínima (d_{min}) entre paneles fotovoltaicos [10]. 16
2.5. Tipos de paneles fotovoltaicos: monofacial (a) [15], bifacial (b) [16] y semitransparente (c) [17]. 16
2.6. Esquema de un inversor centralizado [22]. 17
2.7. Esquema de un microinversor conectado a paneles [23]. 18
2.8. Cuadro comparativo entre un inversor centralizado y un microinversor [24]. 18
2.9. Tipos de estructura: fija (a) [26], con seguimiento en un eje (b) [27], con seguimiento en dos ejes (c) [28]. 19
2.10. Distribución de paneles solares montados en plataformas a gran altura [31]. 19
2.11. Montaje vertical de un sistema agrivoltaico [33]. 20
2.12. Comparación de la humedad del suelo registrada entre un sector de referencia (sin sistema APV) y un sector con sistema agrivoltaico, publicado por Fraunhofer en su artículo *"Aumento de la Resilienciaa de la Agricultura en Zonas Semiaridas: Efecto del Agro PV en el Microclima de la Horticultura"* [9]. 21
2.13. Comparación de la Radiación del suelo registrada entre un sector de referencia (sin sistema APV) y un sector con sistema agrivoltaico, publicado por Fraunhofer en su artículo *"Aumento de la Resiliencia de la Agricultura en Zonas Semiaridas: Efecto del Agro PV en el Microclima de la Horticultura"* [9]. 21
2.14. Listado del rendimiento de cultivos bajo un sistema agrivoltaico, publicado en el artículo *"Nexus between agriculture and photovoltaics (agrivoltaics, agriphotovoltaics) for sustainable development goal A review"* [34]. 22
2.15. Diagrama conceptual de *"Herramienta de análisis de la distribución de residuos agrícolas"* [35]. 23
2.16. Editor del software *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* [35]. . . . 23
2.17. Interfaz de Grasshopper en conjunto con LadyBug (creación propia). 24
2.18. Interfaz de Rhino (creación propia). 25
2.19. Clasificación de los cultivos según su tolerancia a la sombra para el caso de Europa Central [39]. 26
2.20. Radiación a nivel de suelo en presencia de celdas fotovoltaicas (GHI_{panel}), creación propia. 27
2.21. Radiación a nivel de suelo en ausencia de celdas fotovoltaicas (GHI_{libre}), creación propia. 28
2.22. Curvas de BMY según el nivel de PAR (creación propia). 29

3.1. Diagrama de la propuesta metodológica separada por sus objetivos (creación propia). . . 31

3.2. Diagrama de los datos obtenidos de la revisión bibliográfica (creación propia). 32
3.3. Diagrama para el proceso de obtención del potencial agrivoltaico (creación propia). . . . 33
3.4. Diagrama para comparar la metodología señalada en el marco teórico con un sistema existente en Chile y analizar el impacto del diseño de un sistema FV en el potencial de un sistema APV (creación propia). 34
3.5. Resultado de la encuesta aplicada a docentes e investigadores asociados al área agrícola. 35
3.6. Resultado de la encuesta aplicada a empresas asociadas al área agrícola. 35

4.1. Sistema agrivoltaico instalado en la Agrícola Alfalfar [43]. 37
4.2. Esquema del caso de estudio en Agrícola Alfalfares, comuna de Talhuen [43]. 37
4.3. Resultados del caso real [43]. 38
4.4. Radiación global horizontal en la zona *Testigo*, *PL SombraNorte Sur* y *PC SombraNorte Sur*, (creación propia). 38
4.5. Radiación fotosintética activa en la zona *Testigo*, *PL SombraNorte Sur* y *PC SombraNorte Sur*, creación propia. 39
4.6. Comparación entre los resultados por simulación (color naranja) y resultados del estudio real (color azul). 39
4.7. Error porcentual entre el caso real y la simulación. 40
4.8. Panel solar semitransparente de la empresa *PolySolar*, que cuenta con una transparencia del 40 % [14]. 41
4.9. Radiación global horizontal anual en a nivel de suelo con paneles solares monofaciales (creación propia). 42
4.10. Radiación global horizontal anual a nivel de suelo con paneles solares semitransparentes (creación propia). 42
4.11. Promedio de radiación global horizontal anual bajo celdas fotovoltaicas usando paneles monofaciales (MF) y paneles semitransparentes (ST) (creación propia). 43
4.12. Radiación fotosintética activa anual bajo celdas fotovoltaicas usando paneles monofaciales (MF) y paneles semitransparentes (ST), creación propia. 43
4.13. Rendimiento de la biomasa para cultivos de categoría Plus (color azul), Cero (color naranja) y Minus (color verde), con paneles monofaciales como elementos que obstruyen la radiación solar (creación propia). 44
4.14. Rendimiento de la biomasa para cultivos de categoría Plus (color azul), Cero (color naranja) y Minus (color verde), con paneles semitransparentes como elementos que obstruyen la radiación solar (creación propia). 44
4.15. Superficies frutales en la Región del Maule [45]. 45
4.16. Catastro vinícola nacional del año 2022 [45]. 45
4.17. Potencial de un sistema agrivoltaico en la Región del Maule para las tres categorías de cultivos, creación propia. 46
4.18. Reducción del número de filas de paneles solares a medida que aumenta la distancia entre cada una (creación propia). 48
4.19. Distribución de las filas de paneles solares en la superficie disponible antes de disminuir una fila de paneles fotovoltaicos (creación propia). 48
4.20. Energía generada en función de la distancia entre paneles fotovoltaicos (creación propia). 49
4.21. Potencia instalada en función de la distancia entre paneles fotovoltaicos (creación propia). 50
4.22. Panel fotovoltaico monofacial [51]. 51
4.23. Panel fotovoltaico transparente [14]. 51
4.24. Características técnicas de paneles solares semitransparentes serie PS-MC-ST [14]. . . . 52

4.25. Diseño de paneles semitransparentes mediante el software Rhino (creación propia). . . . 52
4.26. Inversor centralizado [53]. . . . 53
4.27. Microinversor [54]. . . . 53
4.28. Comparación entre el rendimiento de un inversor centralizado (curva naranja) y microinversor (curva azul) en condición de sombra en los módulos fotovoltaicos [20]. . . . 53
4.29. Costos de instalación para un proyecto fotovoltaico de 15 KWp, ejecutado por una empresa dedicada al rubro de proyectos FV. . . . 55
4.30. Estimación del costo de un proyecto APV en función de la distancia entre paneles (creación propia). . . . 61
4.31. Estimación del ahorro en la cuenta de la luz, en función de la distancia entre paneles (creación propia). . . . 61

5.1. Esquema de la propuesta de mejora. . . . 64

7.1. Interfaz de Grasshopper en conjunto con LadyBug (creación propia). . . . 74
7.2. Interfaz de Rhino (creación propia). . . . 74
7.3. Energía anual generada con los de la Tabla 7.1, ocupando el software Explorador Solar (a) y Rhino (b). . . . 75
7.5. PAR mensual (creación propia) con software Rhino (a) y la referencia ocupada de [37] (b). 76
7.4. Radiación global horizontal anual (creación propia) con software Rhino (a) y la referencia ocupada de [37] (b). . . . 76

Índice de tablas

4.1. Extracto de los resultados obtenidos por el INE [46], con la inclusión de dos columnas adicionales que clasifican los cultivos y ofrecen las referencias pertinentes que justifican dicha clasificación. 46
4.2. Opciones para implementar un proyecto APV, creada a partir de las alternativas de construcción. 54
4.3. Costo unitario de implementar un sistema agrivoltaico (creación propia). 55
4.4. Costo unitario de la energía (CLP/KWh) para calcular el ahorro en la factura eléctrica (creación propia). 56
4.5. Costo unitario de la energía (CLP/KWh) para calcular el ahorro en la factura eléctrica (creación propia). 56
4.6. Escenarios económicos analizados (creación propia). 57
4.7. Extracto del flujo de caja del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1 (creación propia). 59
4.8. Resultados del flujo de caja para el caso de ejemplo (creación propia). 62
4.9. Resultados del flujo de caja para el caso de ejemplo, considerando un aumento del 10 % en el precio de la energía (creación propia). 62

7.1. Datos ocupados para modelar un sistema fotovoltaico en Santiago de Chile(creación propia). 75
7.2. Flujo de caja para los primeros diez años del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1 77
7.3. Flujo de caja para los años once al veinte del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1 78
7.4. Flujo de caja para los años veintiuno al veinticinco del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1 79

Glosario

APV Es el acrónimo para "Agrophotovoltaics", correspondiente a una tecnología que combina la generación de energía solar fotovoltaica con la producción agrícola en el mismo espacio físico.. 2, 3, 6–9, 12–14, 19–21, 25, 29, 30, 33, 34, 36, 46–50, 54, 55, 57, 60–62, 64, 66, 67

BMY Es el acrónimo para "Biomass yield", que corresponde al rendimiento de la masa de un cultivo.. 6, 28, 29, 43, 46, 48, 64

CLP/KWh Es el acrónimo para "Peso chileno por unidad de kilowatt hora", que es la unidad de medida usada para determinar el precio unitario de la energía.. 9, 56

FV Es el acrónimo para "Fotovoltaico"o "Fotovoltaica", que corresponde a un sistema capaz de transformar la energía solar en energía eléctrica mediante el uso de paneles solares.. 7, 8, 14, 18, 32–35, 47, 49, 55–57, 64

GHI Es el acrónimo para "Global horizontal irradiance", que corresponde a la cantidad total de radiación solar que llega a una superficie horizontal en la tierra .. 2, 3, 26, 27, 32, 41, 64, 66

kg/ha Es el acrónimo para "Kilogramo por unidad de hectárea", que es la unidad de medida para determinar el rendimiento de un cultivo.. 25, 29

KWh Es el acrónimo para "kilowatt hora", que corresponde a la unidad de medida para la energía.. 27, 48

KWp Es el acrónimo para "kilowatt peak", que corresponde a la unidad de medida para la potencia.. 8, 54, 55

MF Es el acrónimo para "Monofacial", que corresponde a un tipo de panel fotovoltaico.. 7, 40, 43

ODEPA Es el acrónimo para "Oficina de Estudios y Políticas Agrarias", que es un servicio público centralizado, dependiente del Presidente de la República a través del Ministerio de Agricultura.. 44

PAR Es el acrónimo para "Photosynthetically active radiation", que corresponde a la radiación necesaria para que las plantas lleven a cabo el proceso de fotosíntesis.. 6, 27–30, 43, 64

PC Es el acrónimo para "Paneles cortos".. 36

PL Es el acrónimo para "Paneles largos".. 36

ST Es el acrónimo para "Semitransparente", que es un tipo de panel fotovoltaico.. 7, 40, 43

TIR Es el acrónimo para "Tasa interna de retorno", es un indicador financiero utilizado para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto.. 60, 62, 64

VAN Es el acrónimo para "Valor actual neto", es un indicador financiero utilizado para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto.. 59, 60, 62, 64

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La crisis climática global, reflejada en el incremento acelerado de la temperatura de la Tierra, exige medidas urgentes y efectivas para mitigar sus efectos. Según la *Organización Meteorológica Mundial* (OMM), la temperatura global ya había aumentado 1.2 °C en el año 2020 respecto a los niveles preindustriales (1850-1900) [3]. En respuesta a esta emergencia, el Acuerdo de París, ratificado por Chile en 2015, establece el objetivo de limitar el aumento de la temperatura a 2 °C por debajo de los niveles preindustriales, con el compromiso de alcanzar la carbono-neutralidad en el año 2050 [4]. En concordancia con estos objetivos, Chile ha implementado políticas como la ley 21.455, titulada *"Ley Marco de Cambio Climático"*, que busca hacer frente a los desafíos del cambio climático mediante diversas medidas, incluida la reducción de la dependencia de las centrales a carbón [5]. Actualmente, las energías renovables, particularmente la solar y eólica, juegan un papel fundamental en esta transición energética, con una proyección de expansión significativa de la capacidad fotovoltaica en el país, tal como lo menciona el ministerio de energía a través de su informe *"Planificación Energética de Largo Plazo"* [6].

Sin embargo, uno de los mayores desafíos en la implementación de estas fuentes renovables es la competencia por el uso del suelo entre la expansión de proyectos fotovoltaicos y la producción agrícola, tal como lo menciona el instituto *Fraunhofer* [7], especialmente en regiones clave como la del Maule, donde la actividad agrícola es esencial para la economía nacional. Esta tensión se refleja en la necesidad de obtener permisos sectoriales para cambiar el uso del suelo [8], lo que plantea un dilema sobre cómo equilibrar la transición hacia energías limpias con la preservación de tierras para la producción de alimentos.

Ante esta situación, los sistemas agrivoltaicos (APV) emergen como una solución innovadora y prometedora, los cuales permiten la coexistencia de la generación energética mediante el uso de paneles fotovoltaicos y la producción agrícola en un mismo terreno, optimizando el uso del suelo al integrar ambas actividades. Los APV no solo ofrecen la posibilidad de generar energía limpia y reducir la huella de carbono, sino que también, benefician a cierto tipo de cultivos al proporcionar sombra, lo que puede aumentar la resiliencia de estos frente a condiciones climáticas extremas, como sequías y olas de calor, al mismo tiempo que reduce el consumo de agua [9]. La expansión de estos sistemas puede ser una pieza clave en el esfuerzo de Chile para cumplir con los compromisos climáticos internacionales y alcanzar la carbono-neutralidad en 2050.

Para impulsar la adopción de esta tecnología y facilitar su implementación, se vuelve de interés desarrollar herramientas informáticas que permitan a los usuarios, desde agricultores, investigadores hasta

planificadores de proyectos energéticos, calcular el potencial de los sistemas agrivoltaicos en diferentes regiones del país, optimizando el diseño de los proyectos y ajustándolo a las normativas vigentes mediante parámetros flexibles como la distancia entre paneles, la altura de los paneles solares y el tipo de cultivos a utilizar, entre otros. En este sentido, el *"Explorador Integrado de Biomasa Agrícola y Energía Solar"* , es un sitio web desarrollado por la Universidad de Chile en conjunto con otras instituciones, que presenta herramientas innovadoras para identificar y visualizar las oportunidades energéticas renovables. Contiene una extensión llamada *"Herramienta de análisis de la distribución de residuos agrícolas"*, la cual está orientada a los sistemas agrivoltaicos, que actualmente permite el cálculo de la energía producida por un sistema APV bajo un diseño en específico. El desarrollo de esta herramienta fomentaría la creación de proyectos que consideren tanto las necesidades agrícolas como los objetivos energéticos, ayudando a que la transición energética no solo sea sostenible desde el punto de vista ambiental, sino también social y económico.

1.2. Objetivo general

En el contexto planteado, el objetivo principal de la presente memoria es el siguiente:

- Revisión, evaluación y propuesta de mejora en la aplicación *Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar* para evaluar el potencial de los sistemas agrivoltaicos en la región de Maule, extensible a otras zonas del país.

1.3. Objetivos específicos

- Estudio del software *Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar* y sus metodologías para determinar el potencial de los sistemas agrivoltaicos.
- Estudio y simulaciones de las zonas elegidas mediante herramientas informáticas.
- Analizar la metodología propuesta con instalaciones agrivoltaicas existentes.
- Propuesta de mejora de la metodología usada en la aplicación *Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar* para evaluar el potencial de los sistemas agrivoltaicos.

Capítulo 2

Antecedentes y marco teórico

2.1. Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico o FV es un conjunto de dispositivos y componentes diseñados para convertir la energía solar en electricidad mediante el uso de paneles solares, lo que ayuda a reducir los costos asociados a la boleta de la luz tanto en empresas como en residencias de manera *"limpia"*, puesto que no produce emisiones contaminantes. A continuación se señalarán los componentes más relevantes que conforman dicho sistema.

2.1.1. Panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico es un elemento indispensable en un sistema APV, el cual se encarga de transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica. Está formado por múltiples células fotovoltaicas, típicamente fabricadas con silicio (Figura 2.1), las cuales, aprovechan el efecto fotoeléctrico para generan corriente continua.

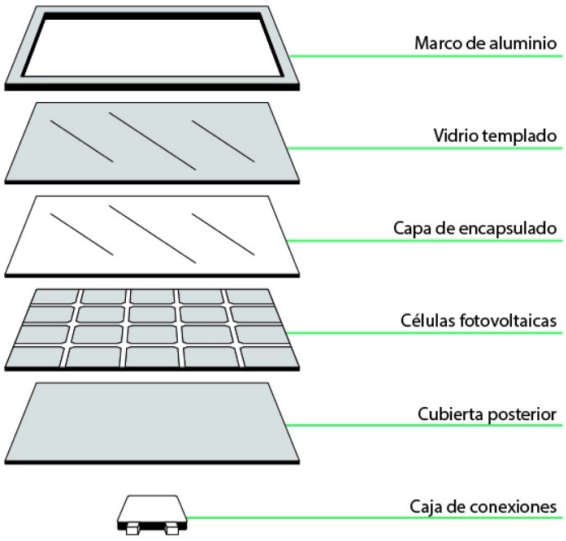


Figura 2.1: Composición de un panel solar.

La cantidad de energía generada depende de la radiación que reciban del sol, por lo que un buen diseño toma en consideración los siguientes factores.

- **Inclinación:** Hace referencia al ángulo que separa la superficie terrestre del panel solar, tal como señala el ángulo de quince grados en la Figura 2.2. En el libro *"Diseño y dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos"*, desarrollado por la *Cámara Chilena de la Construcción*(CChC) en el año 2013, se señala que la inclinación óptima es muy cercana a la latitud del lugar donde se instalará el proyecto [10].
- **Azimut:** Hace referencia al ángulo que separa el norte geográfico con el vector normal de la cubierta que tiene expuestas las células fotovoltaicas, tal como se señala en la Figura 2.3 [10].
- **Separación entre filas de paneles:** Un buen diseño para un proyecto fotovoltaico, toma en cuenta la separación entre filas de paneles fotovoltaicos (o también llamadas "string"), ya que es fundamental evitar que se sombreen entre ellos (Figura 2.4). Si un módulo recibe sombra, podría convertirse en una "carga eléctrica", lo que significa que estaría recibiendo energía en vez de entregarla y como consecuencia el módulo eleva su temperatura (lo que se conoce como "punto caliente") destruyendo la célula fotovoltaica [10].

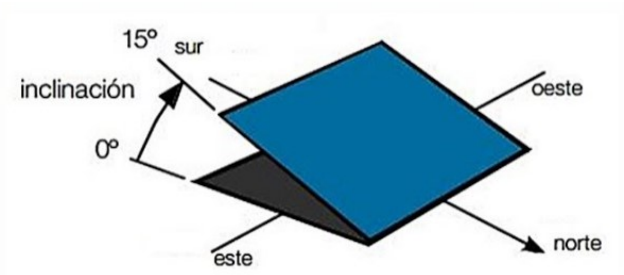


Figura 2.2: Inclinación de un panel fotovoltaico [11].

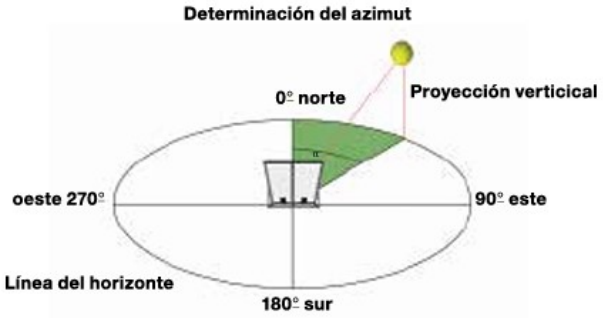


Figura 2.3: Azimut de un panel fotovoltaico [10].

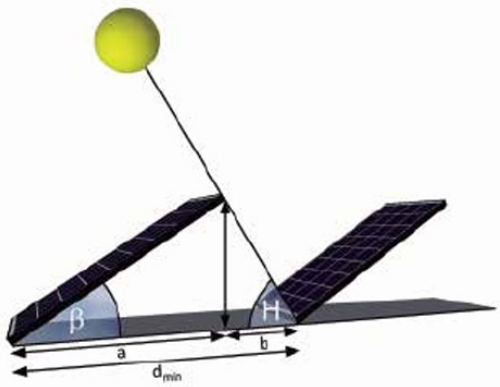
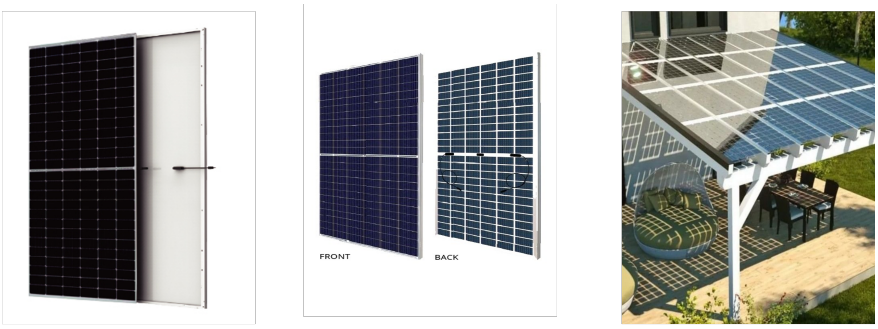


Figura 2.4: Distancia mínima (d_{min}) entre paneles fotovoltaicos [10].

La oferta de paneles solares es variada, tanto a nivel nacional como internacional, abarcando distintas tecnologías.

- **Panel monofacial:** Tienen las células solares expuestas en una sola cara, mientras que a su cubierta posterior está elaborada con vidrio o aluminio y se reviste de polímero termoplástico [12] (Figura 2.5 (a)).
- **Panel bifacial:** Contienen células solares expuestas en ambas cubiertas (Figura 2.5 (b)), el cual permite aprovechar la radiación que refleja el suelo, conllevando a un aumento de la eficiencia en comparación al panel monofacial y en consecuencia generar hasta un 30 % mas de energía [13].
- **Panel semitransparente:** Gracias a su diseño translúcido (Figura 2.5 (c)), estos paneles permiten que una parte de la luz solar los atraviese. Esta característica los diferencia de los paneles monofaciales y bifaciales, ya que suelen requerir una superficie ligeramente mayor para generar la misma cantidad de energía [14].



[a] [b] [c]

Figura 2.5: Tipos de paneles fotovoltaicos: monofacial (a) [15], bifacial (b) [16] y semitransparente (c) [17].

2.1.2. Inversor

Los paneles solares generan electricidad en forma de corriente continua (CC), mientras que la red eléctrica que se conecta a hogares y empresas utiliza corriente alterna (CA). Para realizar la conversión de CC a CA,

se emplea un dispositivo conocido como *inversor* [10], disponible en diversos tipos tanto en el mercado nacional como en el internacional. A continuación se describen dos modelos, el inversor centralizado (Figura 2.6) y el microinversor (Figura 2.7).

- **Inversor centralizado:** Diseñado para conectar múltiples paneles, como se muestra en la Figura 2.6, este tipo de inversor abarca una amplia gama de potencias, desde aproximadamente los 2,5 kW (como el inversor MIC2500TL-X de la empresa *Growatt* [18]) hasta 100 kW (como el inversor GW100K-HT de la empresa *Goodwe* [19]). Permitir la conexión de múltiples paneles, conlleva a que su instalación sea relativamente más rápida que el microinversor, sin embargo, su desempeño se puede ver afectado negativamente por un panel sombreado [20].
- **Microinversor:** Es un diseño más compacto que el inversor centralizado, por lo que cuenta con potencias nominales que rondan los cientos de watts (como el microinversor de 300 W perteneciente a la marca *NEP* [21]) y está pensado para ser conectado a uno o dos paneles, lo que permite un mejor desempeño ante un módulo fotovoltaico en condición de sombra. Por otro lado, el costo de un proyecto se puede ver elevado en comparación a un inversor centralizado, ya que requeriría una mayor cantidad de dispositivos [20].

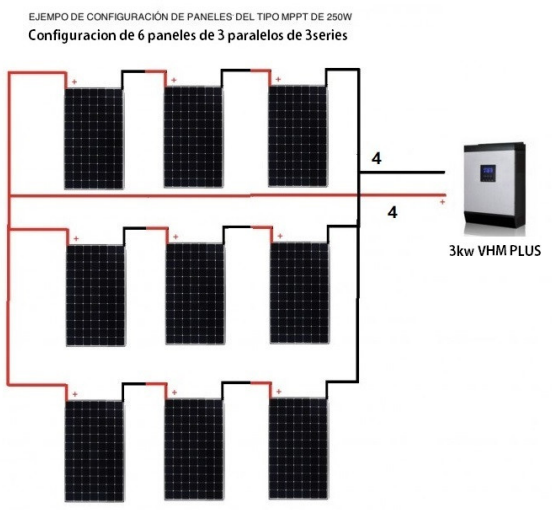


Figura 2.6: Esquema de un inversor centralizado [22].

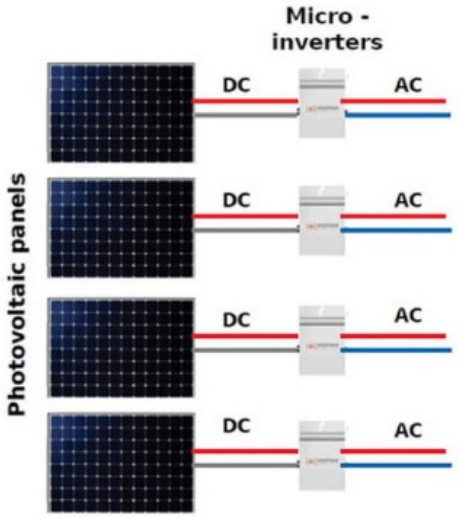


Figura 2.7: Esquema de un microinversor conectado a paneles [23].

En la Figura 2.8 se presenta un cuadro comparativo entre ambos tipos de inversores, creado por la empresa mexicana *Fulgora Energy*, la cual se dedicada a la instalación de sistemas fotovoltaicos [24].

Inversor central	Microinversor
Transforma la energía de varios paneles solares	Transforma la energía de un solo panel solar
Para sistemas grandes	Para sistemas medianos y pequeños
Vida útil de 8 a 12 años	Vida útil de hasta 25 años
Circuito en cadena (menos cableado)	Circuito individual (más cableado)
Monitoreo general de los paneles	Monitoreo preciso de cada panel

Figura 2.8: Cuadro comparativo entre un inversor centralizado y un microinversor [24].

2.1.3. Estructura que soporta los paneles

En un sistema FV, la estructura sobre la que se montan los paneles juega un papel importante tanto en el costo del proyecto como en el desempeño del mismo. Debido a la exposición a humedad y químicos que pueden estar presentes en un cultivo, se suelen construir de acero galvanizado, aunque algunos proyectos, como el estudio del cultivo *"Durum wheat"* llevado a cabo en Montpellier, Francia, utilizan estructuras de madera [25]. Se puede clasificar las estructuras según tres tipos de tecnologías:

- **Estructura Fija:** Mantiene constante la inclinación y el azimut de los paneles (Figura 2.9 (a)).
- **Estructura con seguimiento en un eje:** Permite modificar la inclinación de los paneles fotovoltaicos (Figura 2.9 (b)), provocando que tengan una exposición mas prolongada a la radiación solar y en consecuencia aumente la energía generada. Por otro lado, este tipo de estructura es más cara que la fija.
- **Estructura con seguimiento en dos ejes:** Permite modificar la inclinación y el azimut de los

paneles (Figura 2.9 (c)), maximizando la producción de energía. Esta estructura es la mas cara de las señaladas.



[a] [b] [c]

Figura 2.9: Tipos de estructura: fija (a) [26], con seguimiento en un eje (b) [27], con seguimiento en dos ejes (c) [28].

2.2. Concepto de sistema agrivoltaico

Un sistema agrivoltaico, también llamado sistema APV, consiste en la instalación de paneles solares sobre cultivos agrícolas, lo que permite la producción simultánea de alimentos y energía eléctrica. El termino fue acuñado por Adolf Goetzberger y Armin Zastrow en su documento *"On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation"* publicado en el año 1982, el cual explora la idea de elevar los paneles solares a una altura de dos metros sobre el suelo y evitar el sombreamiento aumentando la distancia entre ellos [29]. La sombra proporcionada por los paneles puede beneficiar ciertos cultivos, reducir la evaporación del agua y diversificar las fuentes de ingresos para los agricultores.

En un contexto de cambio climático y creciente demanda de energía, los sistemas agrivoltaicos no solo contribuyen a la transición hacia energías renovables, sino que también promueven la conservación de recursos y la biodiversidad, convirtiéndose en una alternativa prometedora para el futuro de la agricultura y la energía. En Chile, los sistemas APV se encuentran presentes en comunas como Lampa, Curacaví y El Monte, donde existen instalaciones pertenecientes al Instituto Fraunhofer, que es un centro de investigación, desarrollo e innovación que entrega soluciones para la descarbonización de la industria [30].



Figura 2.10: Distribución de paneles solares montados en plataformas a gran altura [31].

2.2.1. Montaje de un sistema agrivoltaico

La instalación de un sistema agrivoltaico requiere de una estructura de soporte que permita la adecuada ubicación de los paneles solares sobre los cultivos. Esta estructura, además de asegurar la estabilidad de los paneles, define la posición de los mismos en relación al suelo. Dependiendo de esta disposición, se pueden clasificar los sistemas APV en dos categorías, cada una con sus propias características y ventajas [32].

- **Montaje regular:** Los paneles fotovoltaicos se instalan sobre una estructura que puede tener la altura de una instalación fotovoltaica convencional o ser más elevada, permitiendo el libre paso de vehículos agrícolas, como tractores (Figura 2.10).
- **Montaje vertical:** Se caracteriza por la posición perpendicular de los paneles solares con respecto al suelo (Figura 2.11), lo que permite aprovechar tecnologías como los paneles solares bifaciales, que capturan la luz por sus dos caras, aumentando la producción hasta en un 30 % comparado con los paneles monofacial [13].

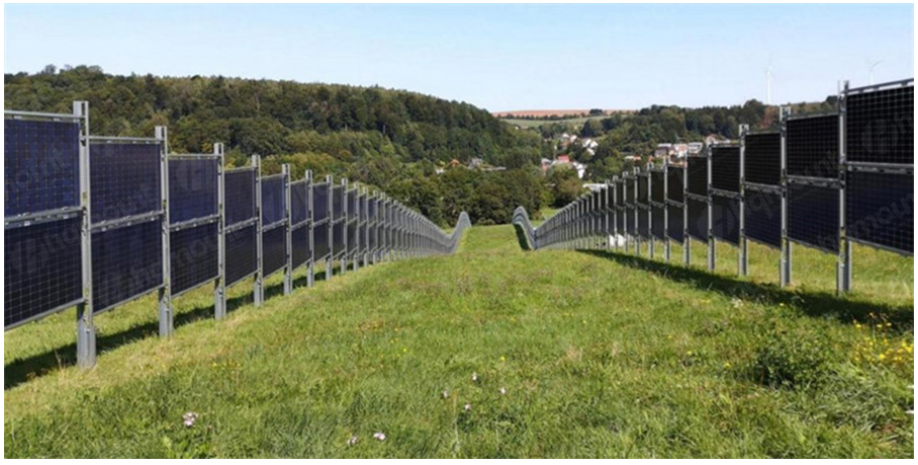


Figura 2.11: Montaje vertical de un sistema agrivoltaico [33].

2.2.2. Impacto en el cultivo

La exposición de las celdas fotovoltaicas al sol, provoca una fluctuación térmica a lo largo del día, creando un microclima debajo de ellas. Esto genera cambios en la temperatura y humedad del suelo, en la temperatura del aire y en la radiación, tal como se señala en el informe *"Aumento de la Resiliencia de la Agricultura en Zonas Semiaridas: Efecto del Agro PV en el Microclima de la Horticultura"* publicado por el instituto Fraunhofer [9]. Las Figuras 2.12 y 2.13 muestran los resultados obtenidos del estudio mencionado. En ellas se puede observar que la humedad del suelo aumenta con la presencia de celdas fotovoltaicas, mientras que la radiación se ve mermada.

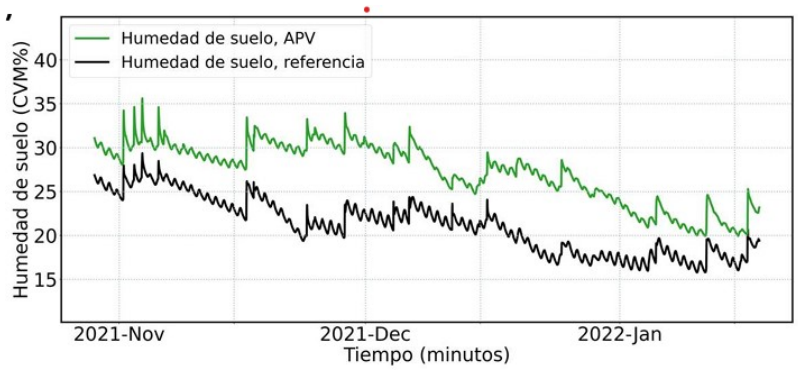


Figura 2.12: Comparación de la humedad del suelo registrada entre un sector de referencia (sin sistema APV) y un sector con sistema agrivoltaico, publicado por Fraunhofer en su artículo *"Aumento de la Resilienciaa de la Agricultura en Zonas Semiaridas: Efecto del Agro PV en el Microclima de la Horticultura"* [9].

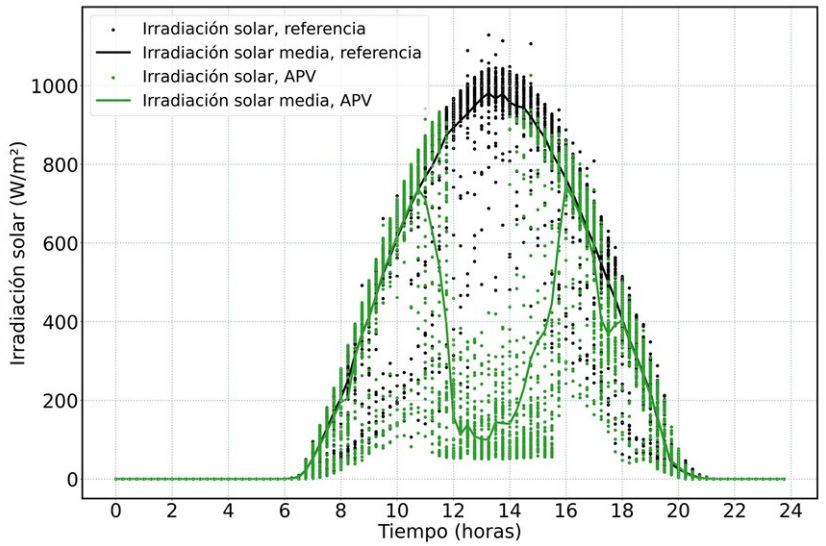


Figura 2.13: Comparación de la Radiación del suelo registrada entre un sector de referencia (sin sistema APV) y un sector con sistema agrivoltaico, publicado por Fraunhofer en su artículo *"Aumento de la Resiliencia de la Agricultura en Zonas Semiaridas: Efecto del Agro PV en el Microclima de la Horticultura"* [9].

Los cambios en los factores ambientales mencionados en el párrafo anterior, pueden afectar el desarrollo de un cultivo y su rendimiento, tanto de manera positiva como negativa. El artículo *"Nexus between agriculture and photovoltaics (agrivoltaics, agriphotovoltaics) for sustainable development goal: A review"* incluye una tabla, mostrada en la Figura 2.14, que presenta el rendimiento de diversos cultivos en condiciones de sistemas agrivoltaicos [34]. En ella, se observa que dependiendo del tipo de cultivo, un sistema APV puede impactar en él de manera positiva o negativa.

Type of Crop	Condition	APV yield (kg/m^2)	Conventional yield (kg/m^2)
Bok Choy	Under PV panel	0.10	1.15
Corn	Under PV panel (high density)	3.23	3.35
Lettuce	greenhouse	2.18	2.03
Lettuce	Under PV panel	2.65	4.50
Kiwi	Under PV panel (low density)	1.66	1.71
Winter cabbage	Under PV panel	0.32	0.35

Figura 2.14: Listado del rendimiento de cultivos bajo un sistema agrivoltaico, publicado en el artículo *"Nexus between agriculture and photovoltaics (agrivoltaics, agriphotovoltaics) for sustainable development goal A review"* [34].

2.3. Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar

El *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* es un sitio web que presenta herramientas innovadoras para identificar y visualizar las oportunidades energéticas renovables en Chile y Colombia, fomentando así el crecimiento económico sostenible en ambas naciones [35].

Actualmente, cuenta con un apartado llamado *"Herramienta de análisis de la distribución de residuos agrícolas"* [35], orientado a sistemas agrivoltaicos, que permite seleccionar una superficie en el mapa, mostrando las hectáreas que la componen. Además, calcula la energía que un sistema fotovoltaico podría generar, asumiendo una instalación de 1 MWp por hectárea. Para ello, el sistema fotovoltaico se configura con una inclinación respecto a la horizontal igual a la latitud y un azimut que se mide en base al norte geográfico de cero grados. Posteriormente, el usuario determina la densidad agrivoltaica, un valor teórico que varía entre 0.2 y 0.9, y representa la potencia en MW que puede instalarse por hectárea. Finalmente a partir de estos datos, el programa calcula la energía que produciría dicho sistema. La explicación del funcionamiento, se puede visualizar de mejor manera en la Figura 2.15. Sobre esta herramienta, se propondrá una mejora que se irá detallando en la siguiente sección.

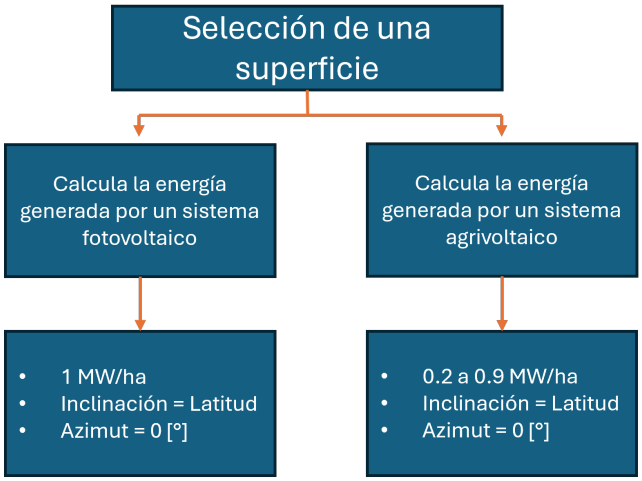


Figura 2.15: Diagrama conceptual de *"Herramienta de análisis de la distribución de residuos agrícolas"* [35].

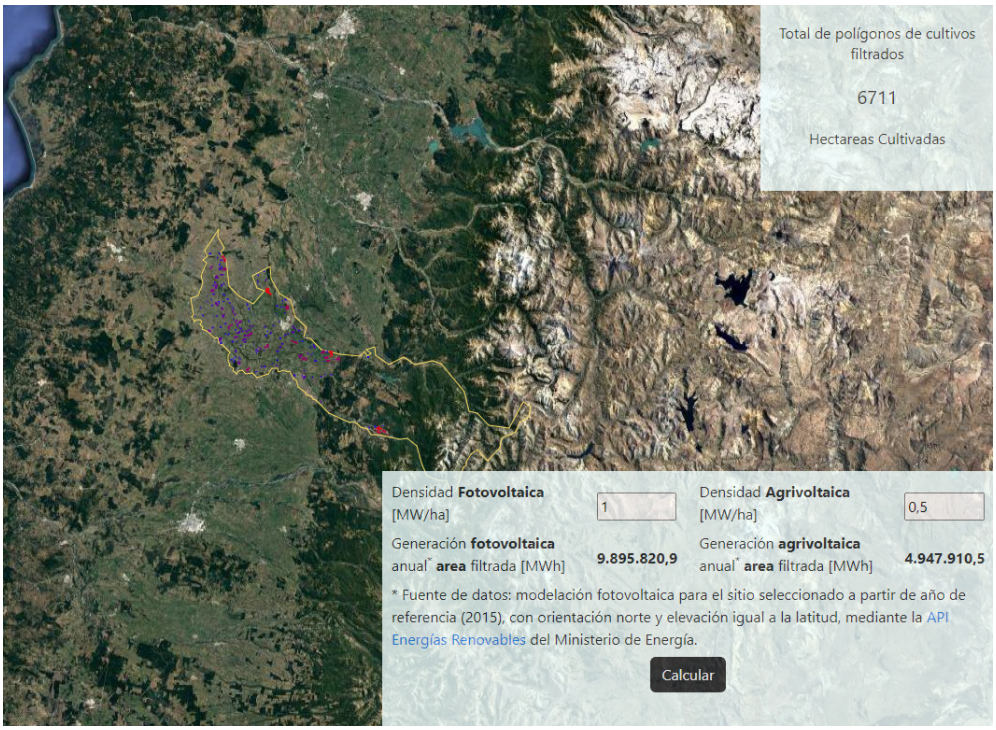


Figura 2.16: Editor del software *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* [35].

2.4. Software Rhino

El software Rhino es una herramienta de modelado 3D ampliamente utilizada por diseñadores y arquitectos. Rhino permite crear, editar, analizar, documentar, renderizar, animar y traducir curvas NURBS, superficies y sólidos sin limitaciones de complejidad, grado o tamaño. Además, incluye la plataforma de programación visual *Grasshopper*, que permite crear modelos paramétricos complejos. Dentro de

Grasshopper se encuentra *LadyBug*, una extensión especializada en el análisis ambiental, que facilita la simulación de radiación solar, eficiencia energética, energía generada por panees fotovoltaicos y otros factores climáticos clave en el diseño de sistemas sostenibles [36].

- Grasshopper: Permite automatizar y programar procesos mediante el uso de Python, facilitando la construcción de distintos objetos, como paneles solares. Además, permite variar parámetros como el tamaño, la altura, la inclinación y el azimut de estos objetos [36].
- LadyBug: Al integrarse con Grasshopper, puede realizar simulaciones ambientales, convirtiéndola en una herramienta apta para el diseño se sistemas agrivoltaicos, facilitando el cálculo de radiación solar bajo paneles, tanto a nivel mensual como anual [36]. En la Figura 7.1 se puede apreciar tanto la interfaz de Grasshoper y LadyBug.
- Rhino: Permite visualizar en tiempo real lo programado en Grasshopper y realizar modificaciones directamente en el modelo 3D (Figura 7.1).

Esta herramienta ha sido empleada en estudios sobre sistemas agrivoltaicos, como el descrito en el artículo *"Shading Effect of Transparent Photovoltaic Panels on Crops Underneath Agrivoltaic Systems"* [37], el cual fue replicado para verificar el desempeño del software. Además, para evaluar el cálculo de la producción de energía a partir de paneles solares, se compararon los resultados obtenidos con los del programa Explorador Solar, arrojando una diferencia porcentual del 0.4 %. Los detalles de estas comparaciones se incluyen en *Anexos* 7.1.

Cabe mencionar que para modelar las condiciones meteorológicas de la localidad de interés, LadyBug utiliza archivos EPW (EnergyPlus Weather File) [36], que se obtienen de la página web de EnergyPlus y sus respectivas recomendaciones [38]. Tales archivos contienen información de un año típico meteorológico, que se construye a partir de los promedios de diversas variables climáticas, como la temperatura, la precipitación, la humedad, la velocidad del viento, radiación, entre otras, durante un período determinado (generalmente 30 años) en el que se observa la evolución de estas variables.

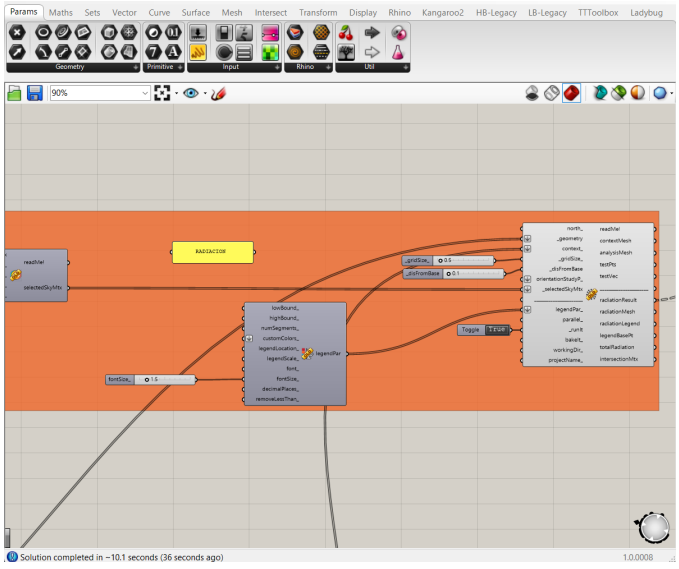


Figura 2.17: Interfaz de Grasshopper en conjunto con LadyBug (creación propia).

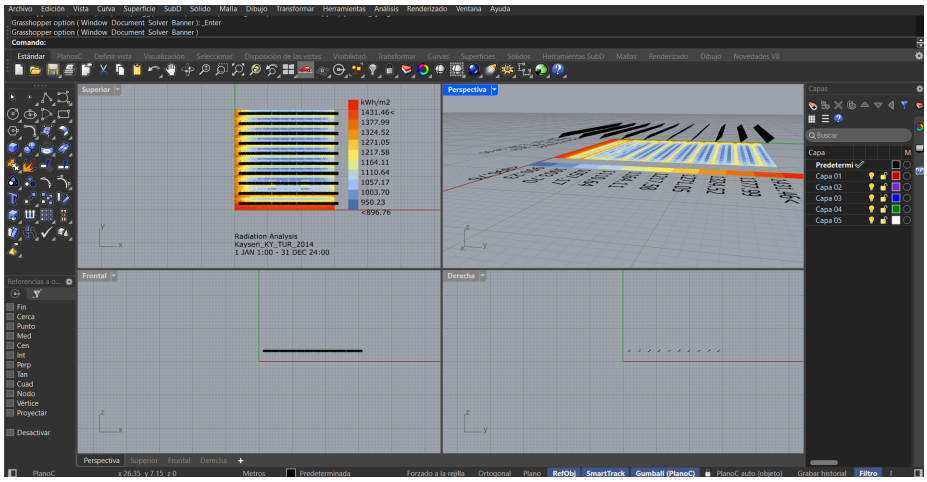


Figura 2.18: Interfaz de Rhino (creación propia).

2.5. Marco teórico

Parte de la metodología propuesta para determinar el potencial de un sistema agrivoltaico implica estimar el rendimiento del cultivo (medido en kg/ha) cuando se instala un sistema APV. Aunque actualmente no existe una fórmula o proceso específico para calcular este rendimiento según las condiciones meteorológicas de Chile, se propone utilizar las ecuaciones presentadas en el artículo *"Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany"* [1], basadas en datos recopilados de proyectos llevados a cabo en Europa Central. Para estimar el rendimiento, se siguen los siguientes pasos que se abordarán a lo largo de este capítulo.

1. Clasificación del cultivo analizado según su tolerancia a la sombra, como se muestra en la Figura 2.19.
2. Cálculo de la radiación global horizontal a nivel de suelo en presencia de paneles y sin presencia de paneles.
3. Cálculo de la radiación fotosintética activa.
4. Cálculo del rendimiento de la biomasa.

2.5.1. Clasificación de los cultivos

Siguiendo la clasificación propuesta en el artículo mencionado anteriormente [1], los cultivos se pueden categorizar en tres grupos según su tolerancia a la sombra: "Plus", "Cero" y "Minus". Estos grupos, representados en azul, rojo y amarillo respectivamente en la Figura 2.19 [39], permiten diferenciar las especies vegetales en función de su capacidad para crecer y desarrollarse bajo condiciones de sombra.

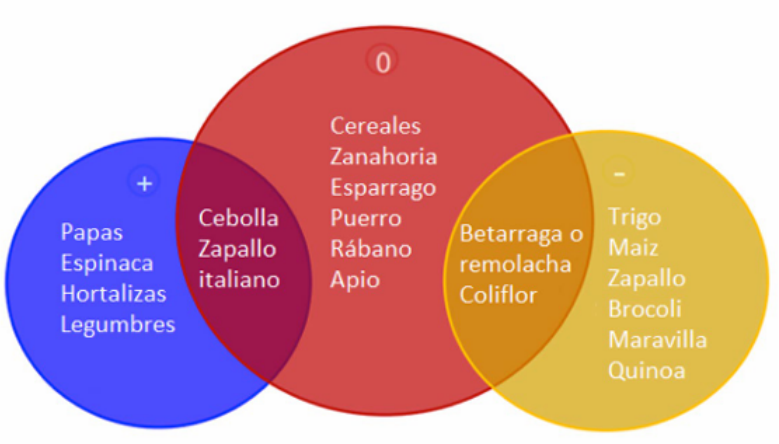


Figura 2.19: Clasificación de los cultivos según su tolerancia a la sombra para el caso de Europa Central [39].

Las características que deben cumplir las plantas para ser agrupadas es el siguiente:

- Categoria Plus (+): Corresponden a cultivos que aumentan su rendimiento al disminuir un 30 % la radiación solar disponible.
- Categoria Cero (0): Corresponden a cultivos que no se ven afectados por la radiación solar disponible.
- Categoria Minus (-): Corresponden a cultivos que disminuyen su rendimiento con una reducción del 30 % en la radiación solar disponible.

2.5.2. Cálculo de la radiación global horizontal

El segundo paso para determinar el rendimiento de un cultivo es estimar la radiación global horizontal (**GHI**, por sus siglas en inglés), que corresponde a la cantidad total de radiación solar que llega a una superficie horizontal en la tierra (suelo) [40]. Para realizar esta tarea, se propone el uso del software Rhino, el cual se mencionó previamente. Su extensión, Grasshopper, incluye aplicaciones capaces de simular la radiación global horizontal considerando factores como la ubicación, inclinación, fechas y horas específicas del año, así como elementos que pueden causar obstrucciones, como los paneles fotovoltaicos [36]. Además, Grasshopper permite el uso del lenguaje de programación Python, facilitando la automatización de tareas como la modificación en el diseño del proyecto (altura de las celdas, inclinación, azimut, distancia entre ellos y cambios de ubicación).

La Figura 7.2 presenta la interfaz de Rhino, donde se aprecia una simulación de radiación a nivel de suelo, con las celdas fotovoltaicas (rectángulos de color negro) actuando como elementos de obstrucción. En ella se ve un mapa de calor a nivel de suelo, donde el color rojo indica zonas que perciben mayor radiación global horizontal, mientras que el color azul indica un menor nivel de GHI.

2.5.3. Radiación fotosintética activa

La radiación fotosintética activa (**PAR** por sus siglas en inglés), es la radiación absorbida por las plantas para lleva a cabo el proceso de fotosíntesis, teniendo como rangos de longitud de onda 400 a 700 (nm), siendo un factor que impacta en el crecimiento de un cultivo [41]. Según el método propuesto por el artículo *"Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany"* [1], se puede calcular mediante la ecuación (2.1).

$$PAR = \frac{GHI_{panel}}{GHI_{libre}} \cdot 100\,\% \tag{2.1}$$

Las variables utilizadas en la ecuación (2.1) se detallan a continuación.

- GHI_{panel} : Radiación anual que recibe una planta bajo un panel solar, medida en KWh.
- GHI_{libre} : Radiación anual que recibe una planta en ausencia de celdas fotovoltaicas, medida en KWh.
- PAR : Radiación fotosintética activa, medida en porcentaje.

La Figura 2.20 ilustra el concepto de GHI_{panel}, donde los rectángulos negros simbolizan los paneles fotovoltaicos y por debajo de ellos se encuentra un rectángulo con distintos colores que indica el nivel de GHI anual medido en KWh/m^2. Por otro lado, la Figura 2.21 muestra el concepto de GHI_{libre}, donde se puede apreciar el suelo sin la presencia de paneles y en este caso, el nivel de GHI es uniforme en toda la superficie.

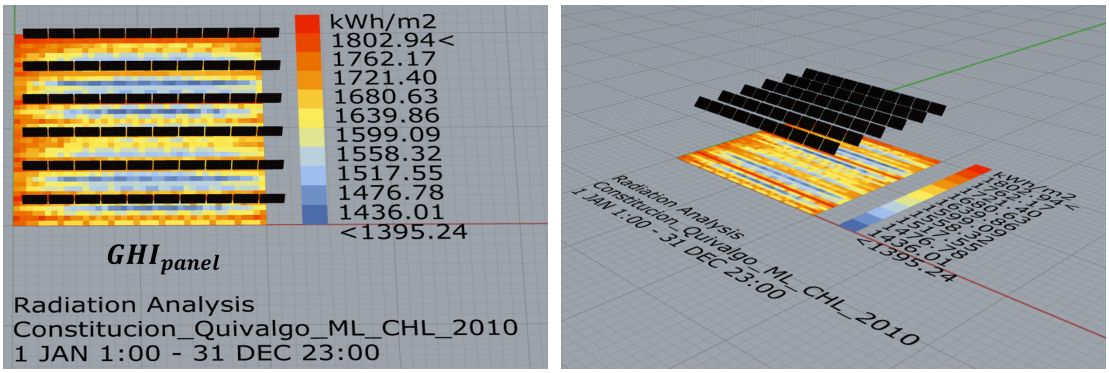


Figura 2.20: Radiación a nivel de suelo en presencia de celdas fotovoltaicas (GHI_{panel}), creación propia.

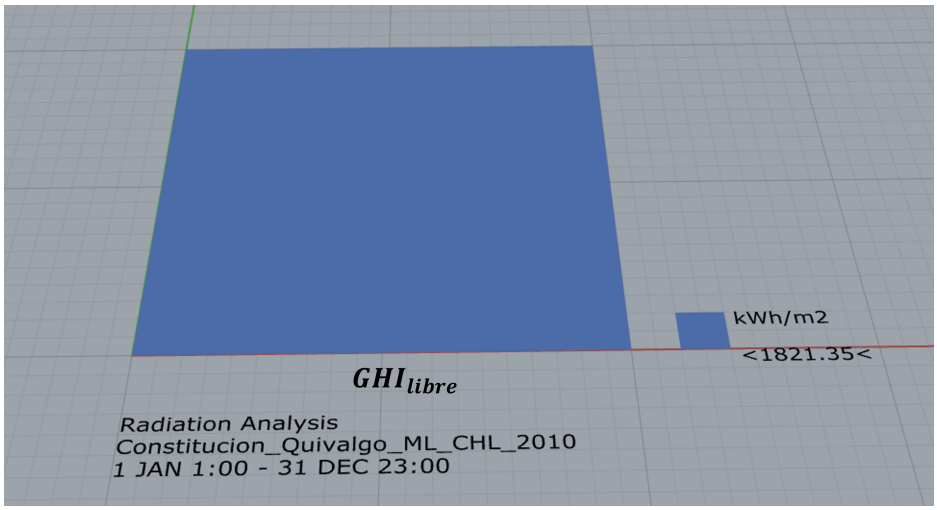


Figura 2.21: Radiación a nivel de suelo en ausencia de celdas fotovoltaicas (GHI_{libre}), creación propia.

Un valor de radiación fotosintética activa igual a 100 %, indica que GHI_{panel} es igual a GHI_{libre}.

2.5.4. Rendimiento de la biomasa

Biomasa, según la Real Academia Española [42], es la *"materia total de los seres que viven en un lugar determinado, expresada en peso por unidad de área o de volumen"*. En este estudio, se considerará como la masa de un cultivo.

Siguiendo las recomendaciones del artículo citado anteriormente [1], se utilizarán las ecuaciones (2.2), (2.3) y (2.4) para estimar el rendimiento de biomasa (***BMY***, por sus siglas en inglés) en cultivos clasificados como Plus, Cero y Minus, respectivamente, una vez determinada la radiación fotosintética activa.

$$BMY+ = 55,68 + \left(17058 \cdot \pi^{-1}\right) \cdot 94,76 \cdot \left(4 \cdot (PAR - 74,93)^2 + 94,762^2\right)^{-1} \tag{2.2}$$

$$BMY0 = 100 + (-36,64) \cdot \left(1 + \mathrm{e}^{(PAR-51,93)} \cdot 7,52^{-1}\right)^{-1} \tag{2.3}$$

$$BMY- = 29 + 1,14 \cdot PAR - 0,0043 \cdot PAR^2 \tag{2.4}$$

Las variables utilizadas en el conjunto de ecuaciones (2.2), (2.3) y (2.4) se detallan a continuación, mientras que la Figura 2.22 muestra su comportamiento en función del PAR.

- BMY+: Rendimiento de la biomasa para plantas de la categoría Plus, medido en porcentaje $[\%]$.
- BMY0: Rendimiento de la biomasa para plantas de la categoría Cero, medido en porcentaje $[\%]$.
- BMY-: Rendimiento de la biomasa para plantas de la categoría Minus, medido en porcentaje $[\%]$.

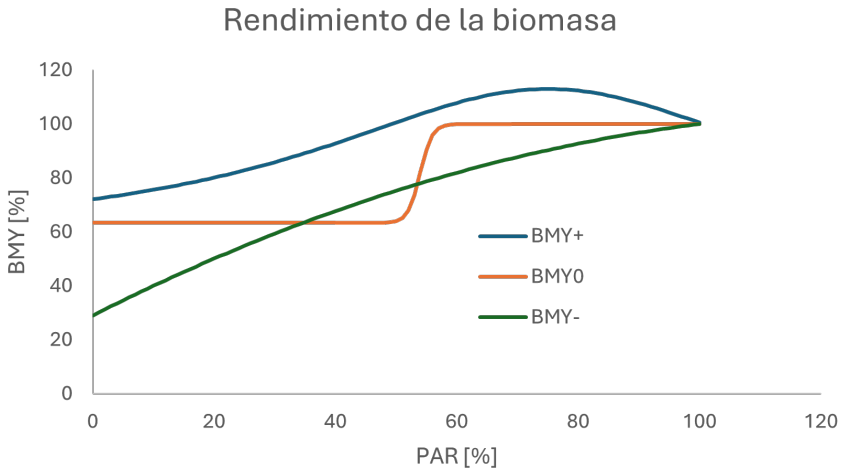


Figura 2.22: Curvas de BMY según el nivel de PAR (creación propia).

Para calcular la masa de cultivo por unidad de superficie (kg/ha), según la metodología señalada, se utiliza la ecuación (2.5), cuyos parámetros son:

- $Rendimiento_{APV}$: Corresponde al rendimiento de un cultivo bajo un sistema APV, se mide en kg/ha.
- $Rendimiento_{base}$: Corresponde al rendimiento de un cultivo en ausencia de un sistema APV, se mide en kg/ha.
- BMY: Rendimiento de la biomasa, según la clasificación (Plus, Cero o Minus) que se esté analizando, medido en porcentaje.

$$RendimientoAPV = \frac{BMY}{100} \cdot Rendimiento_{base} \tag{2.5}$$

Para determinar $Rendimiento_{base}$, se sugiere medirlo en un sector que no se vea afectado por las celdas fotovoltaicas.

2.5.5. Potencial de un sistema agrivoltaico

Para determinar el potencial de un proyecto, se compara el escenario sin su implementación versus el escenario en el que está presente. En el caso de un sistema APV, se determina en función del rendimiento del cultivo, utilizando la metodología propuesta en la sección 2.5.4; es decir se debe comparar $Rendimiento_{base}$ con $Rendimiento_{APV}$.

Según lo mencionado en el párrafo anterior, el potencial se calcula empleando la ecuación (2.6), que proviene de aplicar un despeje matemático a la ecuación (2.5).

$$Potencial = \frac{Rendimiento_{APV}}{Rendimiento_{base}} = \frac{BMY}{100} \tag{2.6}$$

Las situaciones que se pueden dar son las siguientes:

- $Potencial > 1$: Significa que el rendimiento del cultivo que se está analizando es mayor cuando se instala el sistema agrivoltaico que cuando no está instalado. Al observar la Figura 2.22, se deduce que este caso podría ser factible en cultivos Plus.
- $Potencial = 1$: Significa que el rendimiento del cultivo que se está analizando es igual cuando se instala el sistema agrivoltaico que cuando no está instalado. Al observar la Figura 2.22, se deduce que este caso podría ser viable cuando se obtienen valores de PAR muy cercanos al 100 %.
- $Potencial < 1$: Significa que el rendimiento del cultivo que se está analizando es menor cuando se instala el sistema agrivoltaico que cuando no está instalado. Al observar la Figura 2.22, se deduce que este caso se puede dar en cultivos Minus o cuando se obtienen valores de PAR muy bajos.

A modo de ejemplo, obtener un valor de potencial igual a $0{,}9$ significa que se logrará el 90 % de la masa de un cultivo en comparación con lo que se obtendría si no estuviera expuesto a un sistema agrivoltaico. En otras palabras, la masa del producto disminuiría un 10 % si se instala un sistema APV.

Capítulo 3

Propuesta metodológica

En este capítulo se presenta la metodología para cumplir con los objetivos que buscan dar una propuesta de mejora al *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* para evaluar el potencial de los sistemas agrivoltaicos en la región del Maule. El esquema de la Figura 3.1 representa un diagrama de la metodología utilizada para completar los objetivos.

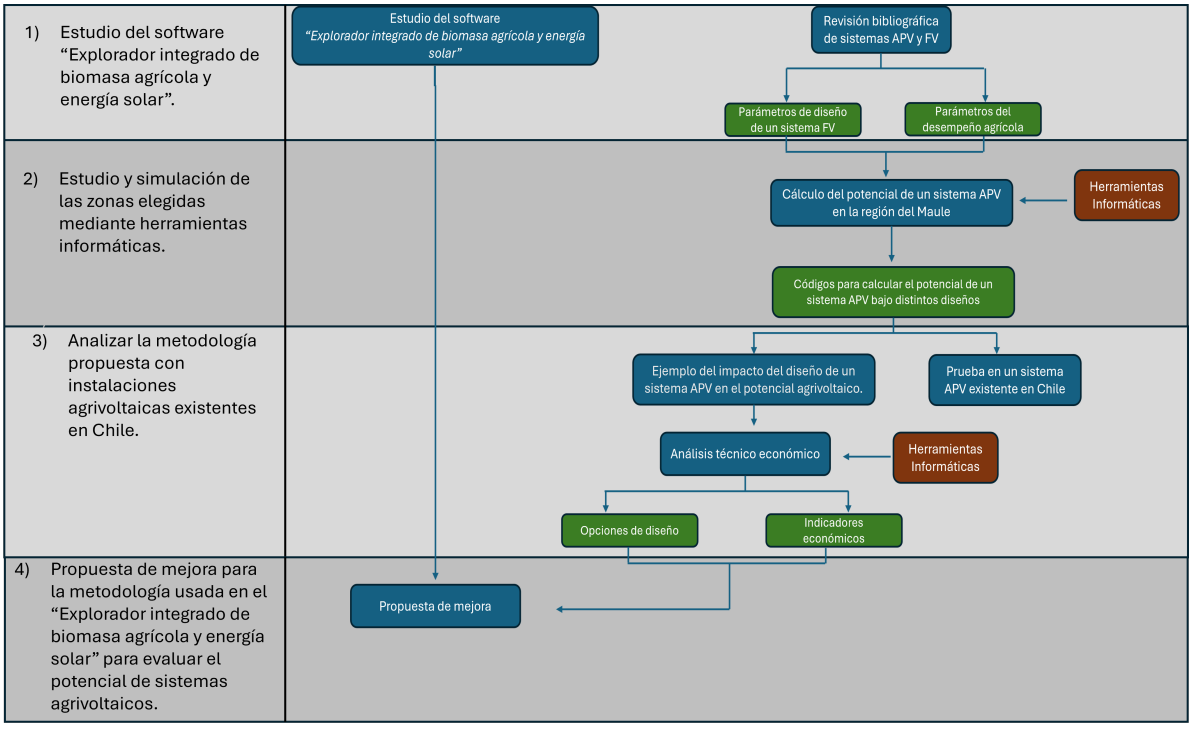


Figura 3.1: Diagrama de la propuesta metodológica separada por sus objetivos (creación propia).

Los rectángulos en el diagrama de la Figura 3.1 representan los procesos destinados a alcanzar los objetivos. Los rectángulos de color azul generalizan un procedimiento, mientras que los de color verde indican los datos obtenidos o de salida. Por su parte, los rectángulos de color marrón reflejan las herramientas informáticas utilizadas en cada proceso.

3.1. Objetivo N°1

Para cumplir con el primer objetivo, se examina el estado actual del *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"*, detallando su funcionamiento, el cual se describe en el esquema de la Figura 2.15 de la sección 2.3.

Por otro lado, se lleva a cabo una revisión bibliográfica sobre los sistemas agrivoltaicos y fotovoltaicos existentes tanto en Chile como en el extranjero, con el fin de identificar los parámetros que se deben considerar al diseñar un sistema FV, tal como se explica en la sección 2.1. Además, se estudia cómo estos parámetros interactúan con los cultivos, impactando en su rendimiento, obteniendo las ecuaciones detalladas en la sección 2.5. Para clarificar esta interacción, la Figura 3.2 presenta un diagrama que los relaciona.

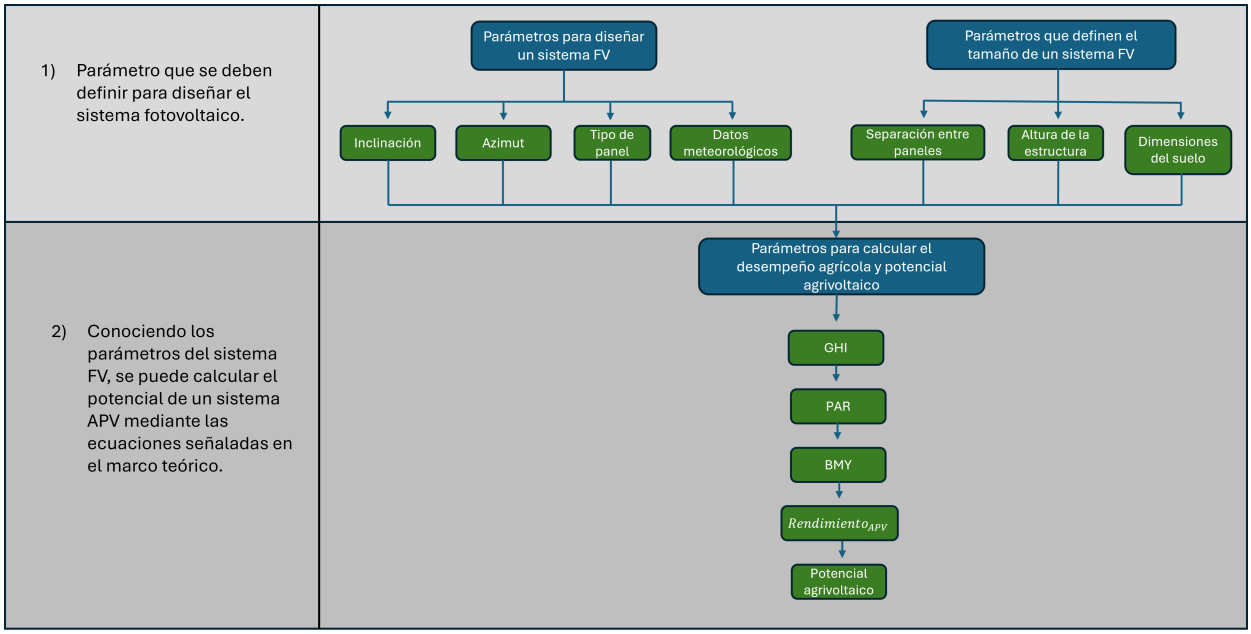


Figura 3.2: Diagrama de los datos obtenidos de la revisión bibliográfica (creación propia).

3.2. Objetivo N°2

Para simular el potencial agrivoltaico en la región del Maule, en primer lugar, es necesario considerar el diseño del sistema fotovoltaico, que incluye los parámetros indicados en los recuadros verdes de la Figura 3.2. Estos parámetros afectan la radiación global horizontal a nivel del suelo (GHI), por lo que se emplea el software Rhino junto con Python para desarrollar un código que integre el layout del sistema fotovoltaico. Posteriormente, se utiliza *LadyBug* (una extensión de Rhino) para obtener los niveles de GHI.

Los resultados del proceso descrito en el párrafo anterior se analizan mediante un código Python, que incluye las ecuaciones del Marco Teórico (sección 2.5), las cuales permiten calcular el potencial de un sistema agrivoltaico. El esquema de la Figura 3.3 ilustra este proceso, donde los recuadros marrones indican los programas utilizados, junto con sus entradas (Input) y salidas (Output).

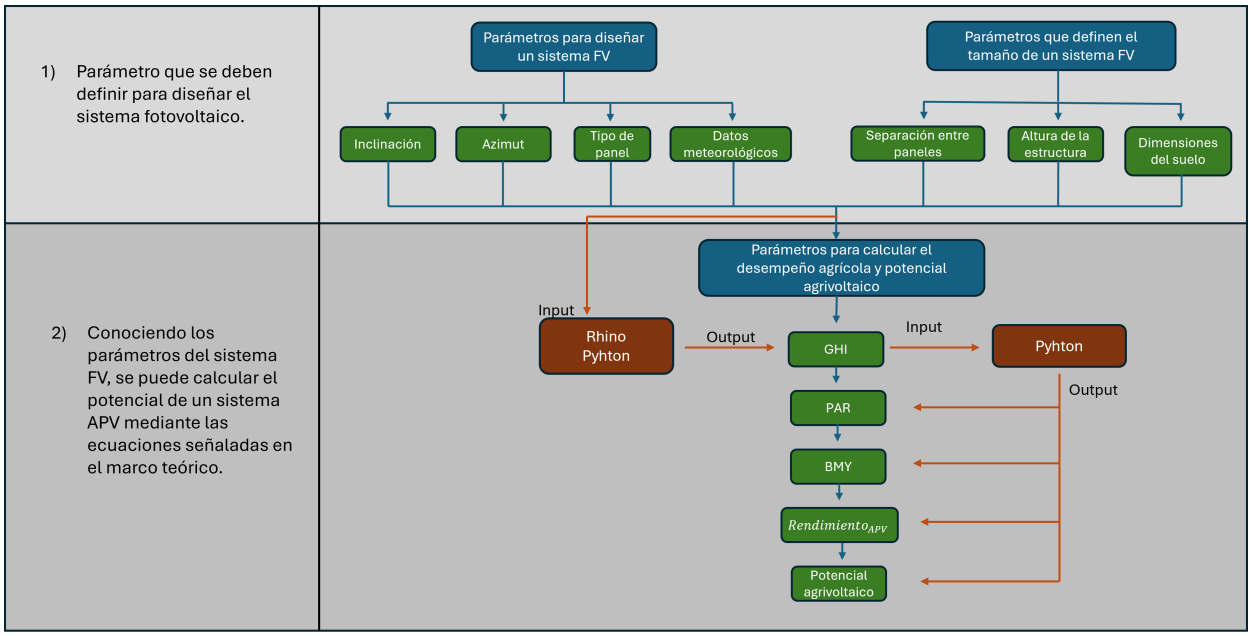


Figura 3.3: Diagrama para el proceso de obtención del potencial agrivoltaico (creación propia).

3.3. Objetivo N°3

Al llevar a cabo la revisión bibliográfica relacionada a los sistemas agrivoltaicos presentes en Chile, se obtienen los datos de un proyecto APV ubicado en la Agrícola Alfalfares (localidad de Talhuen, Región de Coquimbo). En dicho proyecto se analiza el impacto que tienen el uso de paneles solares en la uva de mesa *Red Glove*. Con el fin de evaluar la metodología para determinar el rendimiento de un cultivo cuando está presente un sistema APV, señalada en la Figura 3.3, se emulan los parámetros del sistema FV para posteriormente simular el rendimiento de la uva y compararlo con el caso real, cuyos datos se encuentran publicados en artículo de "Mundoagro" titulado *"Experiencia de sistema agrivoltaico en uva de mesa var. Red Globe en parrón español"* [43].

Para comprender el impacto del diseño de un sistema agrivoltaico en los parámetros que permiten calcular el desempeño agrícola, se crea un sistema APV de ejemplo (caso hipotético), ubicado en la comuna de Empedrado, Región del Maule. Este sistema cuenta con un diseño FV bien definido, y se aplica la metodología descrita en la Figura 3.3 para determinar su potencial. Posteriormente, se ajusta la distancia o separación entre los paneles y se repite el procedimiento, cambiando el tipo de panel. Además, se realiza un análisis técnico-económico de la configuración original, integrando la normativa vigente que debe cumplir un sistema fotovoltaico. El esquema de la Figura 3.4 ilustra los procesos mencionados.

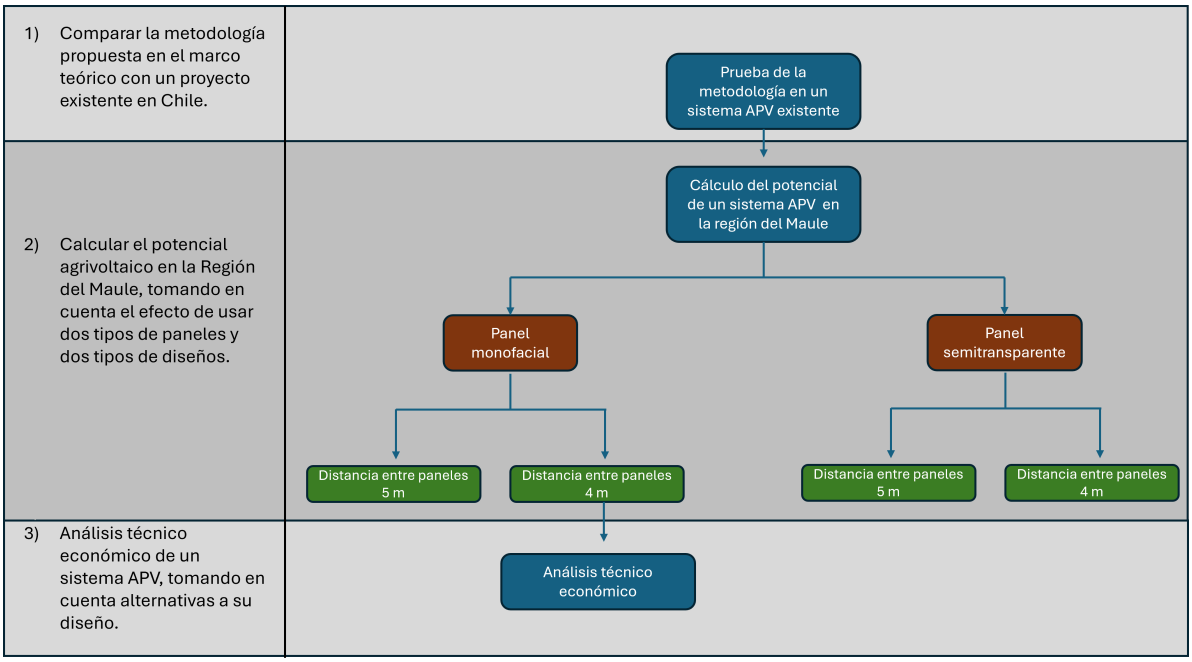


Figura 3.4: Diagrama para comparar la metodología señalada en el marco teórico con un sistema existente en Chile y analizar el impacto del diseño de un sistema FV en el potencial de un sistema APV (creación propia).

3.4. Objetivo N°4

Para determinar la propuesta de mejora a la metodología utilizada por el *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* en el cálculo del potencial agrivoltaico, se lleva a cabo un levantamiento de información mediante un formulario de *Google* (*GoogleForms*) a posibles usuarios del programa, como empresas relacionadas al rubro agrícola y docentes o investigadores.

Se consultó a docentes e investigadores con la pregunta: *"¿Qué parámetros considera necesarios conocer para determinar el rendimiento de un cultivo en un sistema agrivoltaico?"*. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 3.5, donde el tipo, nivel de sombra, temperatura, humedad y radiación del cultivo son señalados como parámetros de interés al momento de obtener el rendimiento de un cultivo y por tanto el potencial de uns sistema APV. Por su parte, el docente del Departamento de Agronomía de la Universidad de Talca, *Mauricio Lolas*, indicó que parámetros como *"Zona del país en donde se ubicaría, orientación de las hileras, área foliar de las plantas asociado a su fertilización y nutrición, evaluación técnico económica y viabilidad de un sistema agrovoltaico para ese cultivo y lugar, etc"* serían de interés al momento de buscar información para determinar el rendimiento de un cultivo en un sistema APV.

Por otro lado, se consulta a empresas relacionadas al sector agrícola con la pregunta: *"Si tuviera que instalar un sistema agrivoltaico, ¿qué información le gustaría conocer?"* y se determinó que el aspecto económico toma relevancia. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 3.6, donde parámetros como el rendimiento del cultivo, costos del proyecto, beneficios y formas de pagos a los cuales se puede acceder mediante bancos e indicadores económicos como el tiempo de retorno de la inversión son factores de interés para este tipo de usuarios. En este contexto, *Jorge Bertin*, de la empresa *Pisco Amauta*, destacó la importancia de contar con información sobre *"metodologías de pago, convenios*

bancarios, riesgos operativos y normativos".

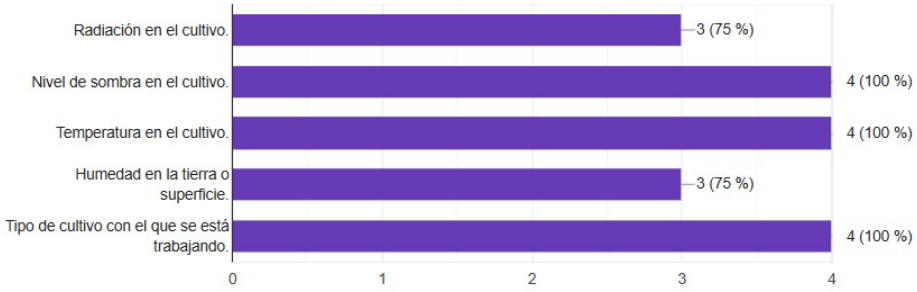


Figura 3.5: Resultado de la encuesta aplicada a docentes e investigadores asociados al área agrícola.

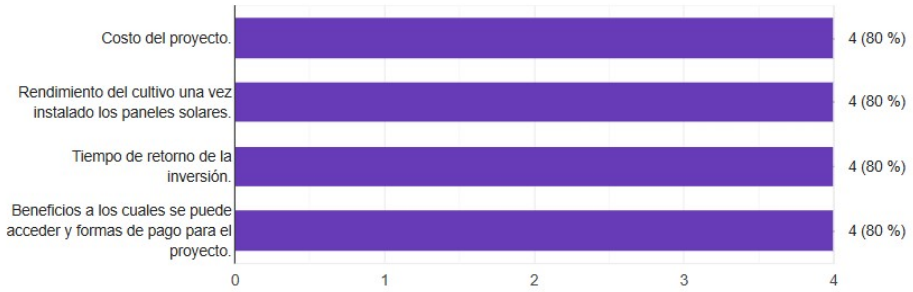


Figura 3.6: Resultado de la encuesta aplicada a empresas asociadas al área agrícola.

Considerando las respuestas y sugerencias obtenidas, se ha elaborado una propuesta de mejora que consiste en permitir al usuario diseñar un sistema FV, con el fin de generar posteriormente un documento descargable que contenga información sobre los parámetros que influyen en el rendimiento de un cultivo, así como un análisis técnico y económico del sistema diseñado. Esta propuesta se alinea con los intereses de los posibles usuarios y con los objetivos previamente establecidos.

Capítulo 4

Casos de estudio y análisis técnico económico

4.1. Comparación de la metodología con un cultivo existente en Chile

Si bien la metodología para evaluar el rendimiento de cultivos en sistemas agrivoltaicos ha sido validada en estudios europeos. Esta, al ser aplicada en un estudio chileno específico puede aportar información complementaria para comprender mejor su potencial en Chile.

La Agrícola Alfalfares ubicada en Talhuen, Región de Coquimbo, fue el escenario de un estudio pionero en sistemas agrivoltaicos (APV), detallado en el artículo de "Mundoagro" titulado *"Experiencia de sistema agrivoltaico en uva de mesa var. Red Globe en parrón español"* [43] (Figura 4.1). En esta investigación, se evaluaron empíricamente dos configuraciones distintas de paneles fotovoltaicos sobre un cultivo de vid (Vitis vinifera L.) variedad Red Globe: paneles largos (PL) y paneles cortos (PC), con el fin de comparar las características de ambas estructuras.

- Ubicación: Talhuen, Coquimbo.
- Latitud: -29,9[°].
- Longitud: -71,2[°].
- Estructura (PL): 33 x 1 [m], separadas 2,5 [m].
- Estructura (PC): 9 x 1 [m], separadas 2,5 [m].
- Inclinación de los paneles: 28,5 [°].
- Azimut de los paneles: 0 [°].



Figura 4.1: Sistema agrivoltaico instalado en la Agrícola Alfalfar [43].

La Figura 4.2 ilustra la disposición espacial de las estructuras instaladas y la delimitación de las superficies experimentales. En esta Figura se pueden apreciar los siguientes elementos:

- Testigo: Superficie de referencia donde las estructuras no interfieren.
- PC_SombraNorte+Sur: Superficie entre los paneles cortos.
- PL_SombraSur: Superficie en uno de los bordes de los paneles largos.
- PL_SombraNorte+Sur: Superficie entre los paneles largos.
- PL_SombraNorte: Superficie en el borde contrario a PL_SombraSur.

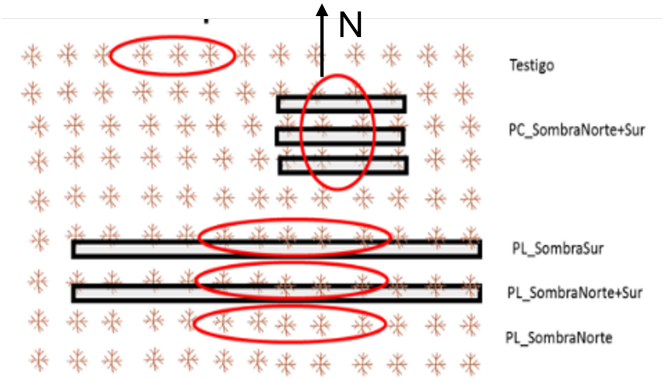


Figura 4.2: Esquema del caso de estudio en Agrícola Alfalfares, comuna de Talhuen [43].

Los resultados del rendimiento obtenido por el autor, se presenta en la Figura 4.3.

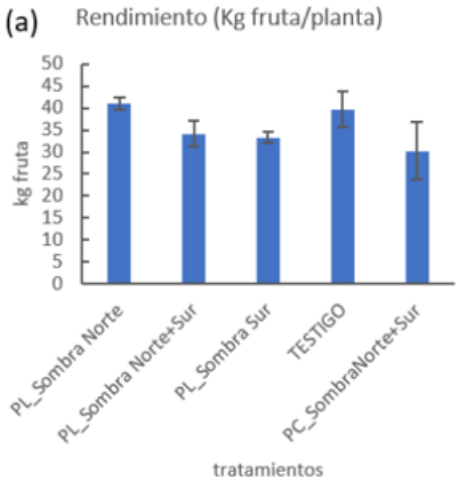


Figura 4.3: Resultados del caso real [43].

Con el fin de evaluar la metodología señalada en este capítulo, se simularon los casos *PC SombraNorte+Sur* y *PL SombraNorte+Sur*. En primer lugar, se emplearon los datos meteorológicos del sitio web *"Explorador Solar"* [44] en Rhino para determinar el nivel de GHI bajo los paneles fotovoltaicos. Los resultados de este análisis se presentan en la Figura 4.4. Posteriormente, se calculó la radiación fotosintética activa (PAR) anual utilizando la ecuación (2.1), donde los datos de GHI_{libre} corresponden a Testigo, cuyos resultados se muestran en la Figura 4.5. Finalmente, considerando la categoría de la uva (Minus), se estimó el rendimiento del cultivo mediante la ecuación (2.4) y se comparó con los datos reales. Los resultados de esta comparación y el error porcentual correspondiente se presentan en las Figuras 4.6 y 4.7, respectivamente.

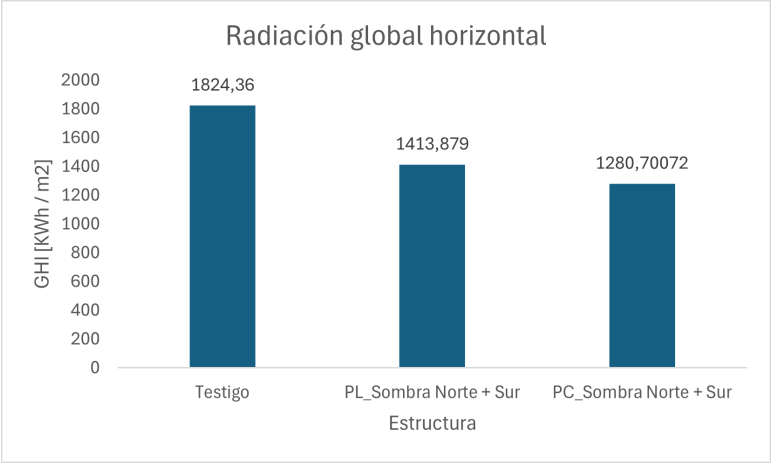


Figura 4.4: Radiación global horizontal en la zona *Testigo*, *PL SombraNorte Sur* y *PC SombraNorte Sur*, (creación propia).

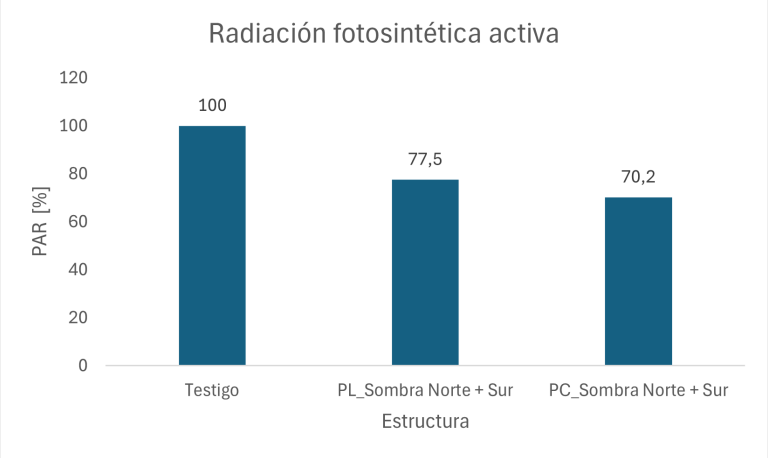


Figura 4.5: Radiación fotosintética activa en la zona *Testigo*, *PL SombraNorte Sur* y *PC SombraNorte Sur*, creación propia.

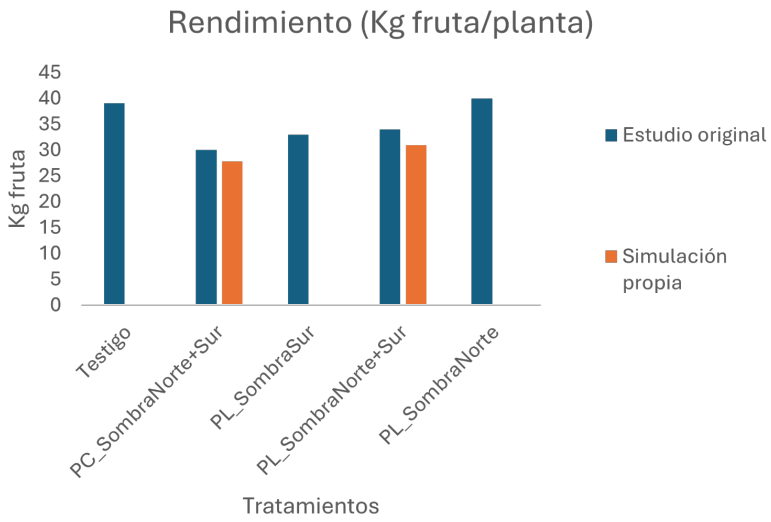


Figura 4.6: Comparación entre los resultados por simulación (color naranja) y resultados del estudio real (color azul).

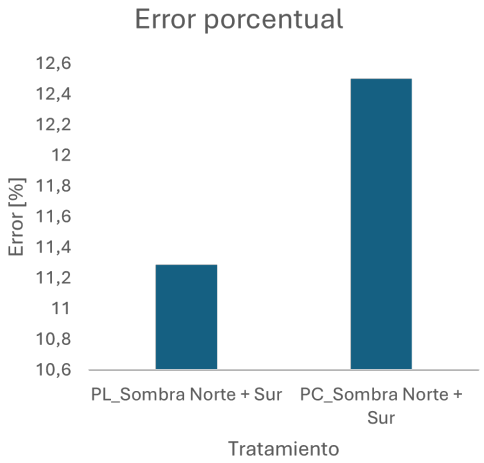


Figura 4.7: Error porcentual entre el caso real y la simulación.

Al comparar los resultados de la simulación con los datos obtenidos por la Agrícola Alfalfares, se observó que el rendimiento del cultivo simulado fue inferior al obtenido en campo. Esta discrepancia podría atribuirse a diversos factores, como la metodología empleada para calcular el rendimiento y la calidad de los datos meteorológicos utilizados en la simulación. En particular, el *"Explorador Solar"* proporciona un año meteorológico típico, que es una aproximación estadística de las condiciones climáticas y puede no representar fielmente las condiciones específicas del año en estudio [44]. Si bien se obtiene un error porcentual relativamente bajo, es fundamental destacar que un solo caso de estudio no es suficiente para validar de manera concluyente la metodología propuesta. Se requieren análisis adicionales con una mayor cantidad de datos y en diferentes condiciones para fortalecer las conclusiones obtenidas.

4.2. Simulación del efecto del diseño en un cultivo

El diseño de un sistema agrivoltaico es un equilibrio delicado entre la generación de energía solar y la optimización de las condiciones de crecimiento de los cultivos. Una separación adecuada entre los paneles permite que la luz se disperse de manera uniforme, evitando la sombra excesiva y permitiendo un aumento en la radiación fotosintética activa. Por otro lado, el uso de tecnologías alternativas, como pueden ser los paneles solares semitransparentes (ST) también permiten un aumento en la radiación percibida por el cultivo. Esto se debe gracias a su diseño traslúcido (Figura 4.8), que permiten un mayor paso de la radiación solar, comparado con una propuesta más tradicional como pueden ser los paneles monofaciales (MF), que se aprecian en la Figura 2.10.



Figura 4.8: Panel solar semitransparente de la empresa *PolySolar*, que cuenta con una transparencia del 40 % [14].

Para dar un contexto al párrafo anterior, se creó un ejemplo hipotético con las siguientes características.

- Ubicación: Empedrado, Región del Maule.
- Latitud: -35.3 grados.
- Longitud: -72,2 grados.
- Dimensiones del suelo: 20 x 20 metros.
- Estructura: Fija.
- Altura de los paneles: 4 metros.
- Inclinación de los paneles: 35 grados.
- Azimut de los paneles: 0 grados.

Empleando el software Rhino, se simularon tres configuraciones de paneles fotovoltaicos:

- Sin paneles.
- Con paneles monofaciales.
- Con paneles semitransparentes (40 % de transmitancia).

Utilizando datos meteorológicos extraídos del sitio web *"Explorador Solar"* [44], se evaluó el impacto de estas configuraciones en la radiación global horizontal (GHI) incidente en el suelo. Los resultados, presentados en las Figuras 4.11 y 4.10, indican que aumentar la separación entre paneles incrementó el valor promedio del GHI, mientras que el uso de celdas semitransparentes no solo aumentó el GHI promedio sino también su distribución en el suelo, elevando su valor mínimo.

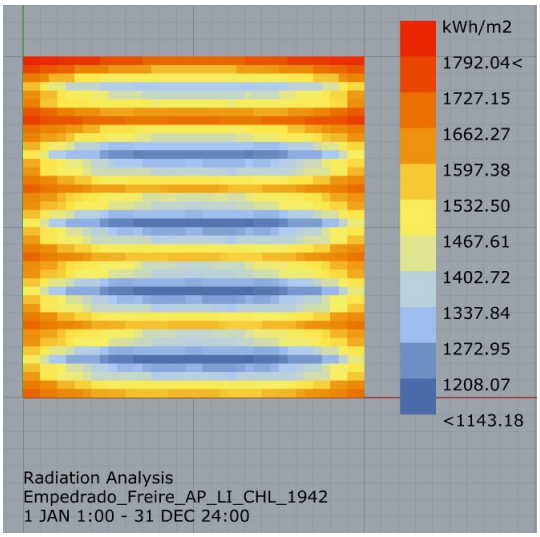


Figura 4.9: Radiación global horizontal anual en a nivel de suelo con paneles solares monofaciales (creación propia).

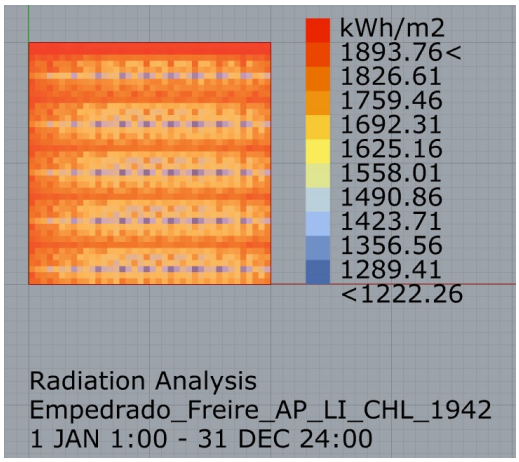


Figura 4.10: Radiación global horizontal anual a nivel de suelo con paneles solares semitransparentes (creación propia).

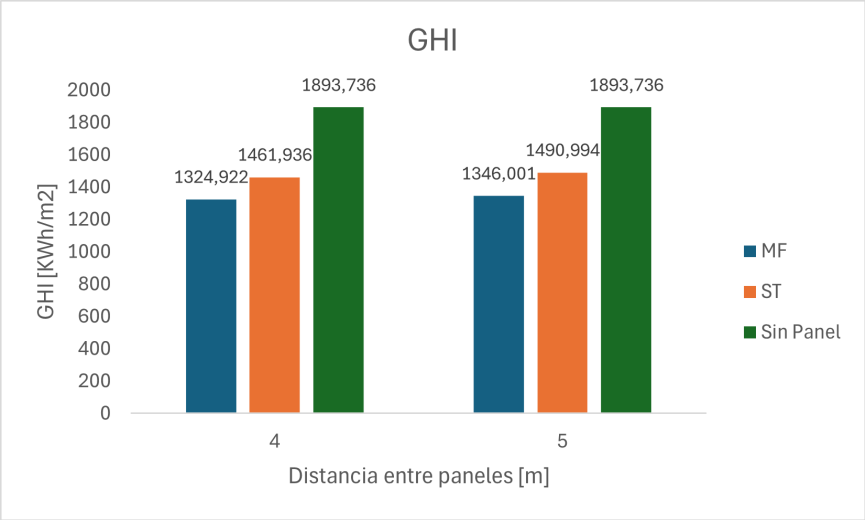


Figura 4.11: Promedio de radiación global horizontal anual bajo celdas fotovoltaicas usando paneles monofaciales (MF) y paneles semitransparentes (ST) (creación propia).

Con la información de la Figura 4.11, se puede calcular la radiación fotosintética activa (PAR) mediante la ecuación (2.1), donde GHI_{libre} corresponde a la radiación global horizontal de la columna verde (*Sin Panel*), mientras que GHI_{panel}, correspondería a las columnas azul y naranja (*MF* y *ST* respectivamente). Los resultados se presentan en la Figura 4.12. Se puede señalar que al aumentar la distancia entre paneles solares y usar celdas semitransparentes, se genera un aumento de PAR.

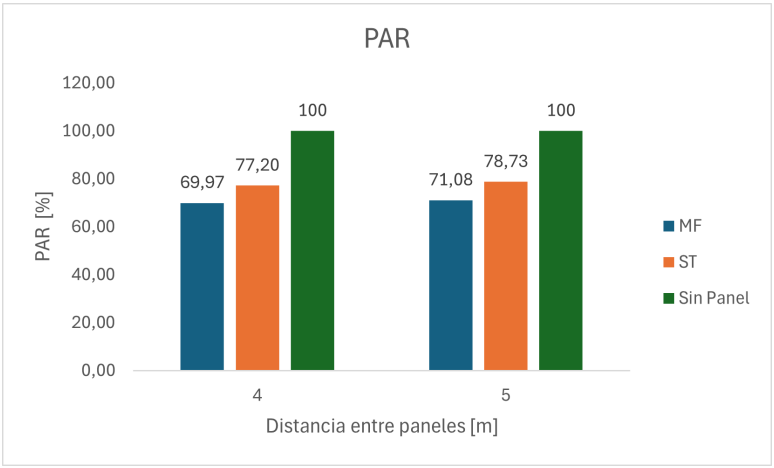


Figura 4.12: Radiación fotosintética activa anual bajo celdas fotovoltaicas usando paneles monofaciales (MF) y paneles semitransparentes (ST), creación propia.

Al observar la Figura 2.22, un aumento en el PAR implicaría un menor impacto en el rendimiento de los cultivos, lo que se corrobora con las Figuras 4.13 y 4.14 que señalan mediante gráficos de barra el rendimiento de la biomasa (BMY) según el tipo de celda fotovoltaica y la distancia entre ellas.

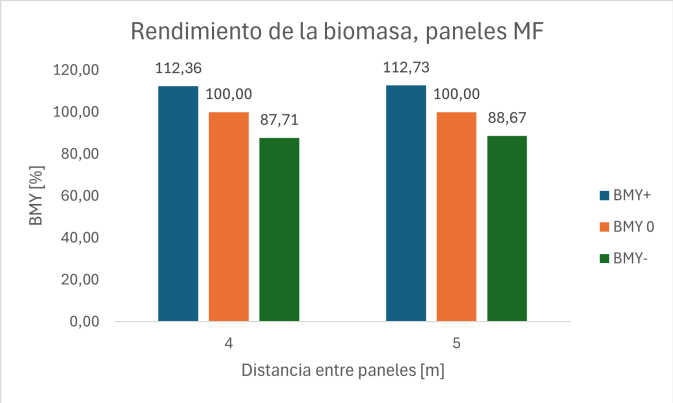


Figura 4.13: Rendimiento de la biomasa para cultivos de categoría Plus (color azul), Cero (color naranja) y Minus (color verde), con paneles monofaciales como elementos que obstruyen la radiación solar (creación propia).

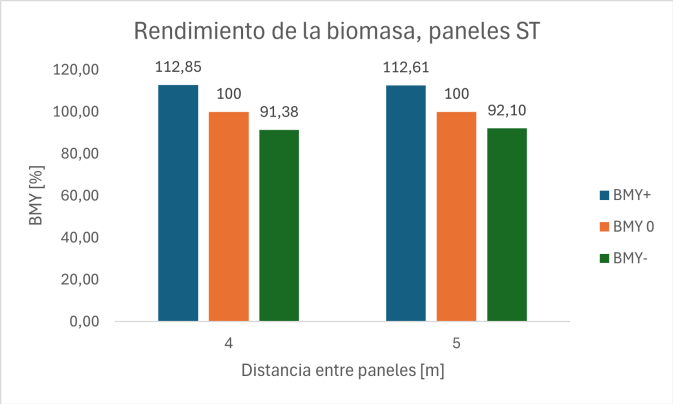


Figura 4.14: Rendimiento de la biomasa para cultivos de categoría Plus (color azul), Cero (color naranja) y Minus (color verde), con paneles semitransparentes como elementos que obstruyen la radiación solar (creación propia).

4.3. Potencial en la Región del Maule

La región del Maule, en Chile, es reconocida por sus diversas cualidades agrícolas, que la posicionan como una de las más productivas del país. Su clima de tipo mediterráneo, favorece el cultivo de una amplia variedad de frutas, especialmente manzanas y kiwis, tal como se señala en la Figura 4.15 extraída del documento *"Ficha Nacional"* publicado por la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA) [45]. Adicionalmente se puede señalar que la combinación de su geografía y clima ha permitido que Maule se convierta en un importante productor de vinos, compitiendo con la Región de Valparaíso, famosa por su producción vinícola, tal como se aprecia en la Figura 4.16 que se encuentra en el documento de la ODEPA señalado anteriormente.

Especie	Región 2022	País	Región/País
Cerezo	27.817,57	63.494,85	43,8%
Avellano	16.956,13	36.375,10	46,6%
Manzano rojo	15.460,90	23.972,77	64,5%
Nogal	8.928,01	44.626,33	20,0%
Arándano americano	5.625,39	17.631,36	31,9%
Olivo	5.009,17	20.955,64	23,9%
Kiwi	3.104,64	6.204,64	50,0%
Manzano verde	2.649,54	5.032,75	52,6%
Peral	1.563,90	5.790,83	27,0%
Ciruelo europeo	1.040,78	12.268,73	8,5%
Otros	2.572,99	136.769,57	1,9%
Total	**90.729,02**	**373.122,57**	**24,3%**

Figura 4.15: Superficies frutales en la Región del Maule [45].

Región	Superficie (ha)		Total	Participación
	Pisquera	Vinífera		
Arica y Parinacota		15,00	15,00	0,0%
Tarapacá		3,95	3,95	0,0%
Antofagasta		4,97	4,97	0,0%
Atacama	558,70	55,49	614,19	0,4%
Coquimbo	8.563,55	3.057,05	11.620,60	8,4%
Valaparaíso		8.379,61	8.379,61	6,1%
Metropolitana		10.349,74	10.349,74	7,5%
O´Higgins		41.414,88	41.414,88	30,0%
Maule		52.511,54	52.511,54	38,0%
Ñuble		10.395,94	10.395,94	7,5%
Biobío		2.683,54	2.683,54	1,9%
La Araucanía		104,15	104,15	0,1%
Los Ríos		18,90	18,90	0,0%
Los Lagos		19,30	19,30	0,0%
Aysén		2,48	2,48	0,0%
Total	**9.122,25**	**129.016,54**	**138.138,79**	**100,0%**

Figura 4.16: Catastro vinícola nacional del año 2022 [45].

En el párrafo anterior, se vislumbran algunas características agrícolas de la Región del Maule, mientras que para tener una idea del potencial agrivoltaico, se deben clasificar los tipos de cultivos según las categorías Plus, Cero y Minus. El documento *"Estimación de superficie, producción y rendimiento año agrícola 2022-2023"*, publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) [46], proporciona datos sobre los cultivos presentes en cada región, la superficie que ocupan, la producción anual obtenida de cada uno, entre otros. Mediante la información obtenida de las publicaciones *"Economic Feasibility of Agrivoltaic Systems in Food-Energy Nexus Context Modelling and a Case Study in Niger"* [47] y *"Nexus between agriculture and photovoltaics (agrivoltaics, agriphotovoltaics) for sustainable development goal: A review"* [34], se llega a la segregación. El resultado se encuentra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Extracto de los resultados obtenidos por el INE [46], con la inclusión de dos columnas adicionales que clasifican los cultivos y ofrecen las referencias pertinentes que justifican dicha clasificación.

Cultivo	Total	Coquimbo	Valparaíso	Metropolitana	O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos	Resto País	Clasificación	Referencia
Trigo														
Superficie(ha)	**216.733**	-	573	5.944	14.072	25.015	36.564	31.440	81.365	7.843	13.871	46	Minus/Cero	[47]
Producción(qqm)	**12.897.738**		20.977	399.022	889.251	1.294.705	1.930.987	1.738.272	4.811.453	657.340	1.154.554	1.178		
Rendimiento(qqm/ha)	**59,5**		36,6	67,1	63,2	51,8	52,8	55,3	59,1	83,8	83,2	25,6		
Maíz														
Superficie(ha)	**50.061**	-	126	3.325	14.147	17.166	6.754	8.107	-	-	-	436	Minus	[34], [47]
Producción(qqm)	**5.431.260**		16.584	315.279	1.688.856	1.582.983	720.005	1.094.886				12.667		
Rendimiento(qqm/ha)	**108,5**		131,6	94,8	119,4	92,2	106,6	135,1				29,1		
Poroto														
Superficie(ha)	**5.396**	-	88	155	254	1.370	369	1.624	1.531	-	-	5	Plus	[34], [47]
Producción(qqm)	**85.221**		2.031	905	5.080	26.841	8.159	22.995	19.138			74		
Rendimiento(qqm/ha)	**15,8**		23,1	5,8	20	19,6	22,1	14,2	12,5			14,8		

Los resultados de la tabla 4.1 señalan que la Región del Maule cuenta con las tres categorías (Plus, Cero y Minus), de las cuales la categoría Minus sería la más afectada al instalar un sistema APV. Sin embargo, tomando los resultados del ejemplo en la sección 4.2, queda claro que los impactos negativos se pueden mitigar con un buen criterio de diseño tales como el aumento en la distancia de los paneles o la incorporación de nuevas tecnologías, de tal manera que se logra un aumento del PAR y en consecuencia se aproxima el rendimiento de la biomasa (BMY) al 100 %.

Replicando el desarrollo del ejemplo en la sección 4.2 para 14 localidades diferentes de la región del Maule, se logra llegar a una estimación del potencial, basado en la ecuación (2.6) para cada tipo de cultivo, como se señala en la Figura 4.17.

	Distancia entre paneles 4 metros			Distancia entre paneles 5 metros		
Panel	$Potencial_{Plus}$	$Potencial_{Cero}$	$Potencial_{Minus}$	$Potencial_{Plus}$	$Potencial_{Cero}$	$Potencial_{Minus}$
MF	1.108	1	0.868	1.109	1	0.872
ST	1.109	1	0.903	1.111	1	0.911

Figura 4.17: Potencial de un sistema agrivoltaico en la Región del Maule para las tres categorías de cultivos, creación propia.

4.4. Análisis técnico

Un sistema agrivoltaico, por su naturaleza híbrida, presenta una componente fotovoltaica cuyo diseño debe ser meticulosamente planificado. No solo es crucial adaptar esta componente a las necesidades específicas del cultivo, sino que también es imperativo cumplir con la normativa vigente en Chile. Esta normativa abarca aspectos como la potencia máxima que se puede instalar, energía que se puede generar, entre otros. Por otro lado, tomar en cuenta materiales alternativos a una instalación fotovoltaica tradicional, puede conducir a un menor efecto en el cultivo, tal como se mostró anteriormente con las celdas solares semitransparentes.

4.4.1. Normativa técnica

Al instalar un sistema fotovoltaico, también conocido como FV, es necesario cumplir con normativas técnicas que afectan directamente su diseño. Estas regulaciones determinan aspectos como el número de paneles que se pueden instalar, la separación entre ellos y la potencia del inversor, entre otros. A continuación, se analizará cómo la normativa relacionada con la energía y la potencia influye en un sistema FV y APV.

4.4.1.1. Energía

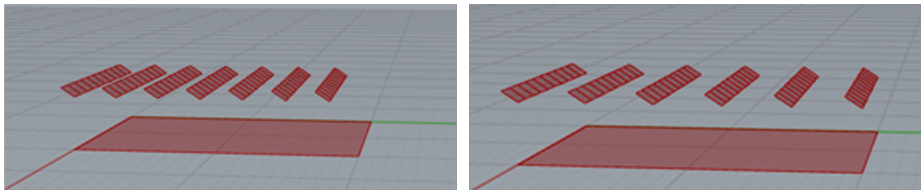
La energía es la capacidad de los cuerpos para producir cambios en su entorno [48], como modificar la posición de un objeto, su velocidad, temperatura, entre otros. Por ejemplo, si se piensa en los aparatos que se encuentran en un hogar, como un ventilador, al ponerse en funcionamiento, sus aspas pasan de estar quietas a girar con cierta velocidad, lo cual requiere energía mecánica, que a su vez proviene de la energía eléctrica. En la boleta mensual de consumo de energía eléctrica, se refleja el costo de la energía utilizada por los aparatos eléctricos en hogares y empresas.

Un panel solar puede transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica, lo cual tiene diversos usos, como en generadoras (empresas que se dedican a producir y vender energía) o en instalaciones residenciales para ahorrar en la factura de electricidad. Sin embargo, es importante tener en cuenta que existen normativas que deben cumplirse al instalar estos equipos ya que pueden impactar en su diseño. A continuación se mencionan algunas de estas normativas.

- La Ley General de Servicios Eléctricos establece en su artículo 149 bis, inciso primero, que los usuarios finales sujetos a fijación de precios, tendrán derecho a inyectar la energía que generen o almacenen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes. Sin embargo, cabe destacar que esta Ley tiene como fin primordial incentivar el autoconsumo, y no la comercialización de energía [49].
- En el caso de que se desee vender energía a la red, se deberá desarrollar un proyecto PMGD (Pequeño Medio de Generación Distribuida), el cual se rige por el artículo 149 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Este modelo, limitado a una potencia máxima de 9.000 kW, debe contar con un giro comercial de generador, y con las adecuaciones técnicas y administrativas para operar como un coordinado del sistema eléctrico [49].

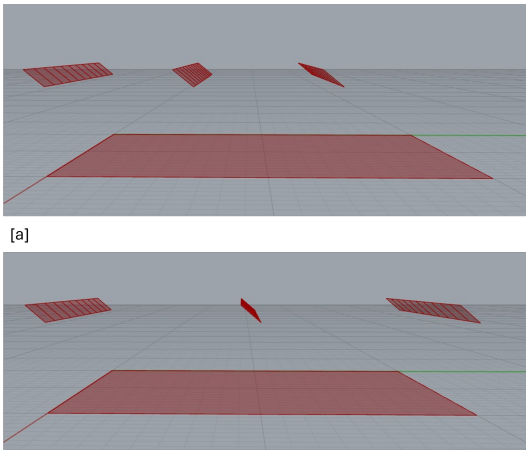
Un aspecto de la normativa que influye en el diseño de sistemas fotovoltaicos (FV) y agrovoltaicos (APV) es su enfoque en el autoconsumo. Dado que la energía generada depende de la cantidad de paneles instalados, es posible analizar el diseño en función de la separación entre ellos, manteniendo constantes las dimensiones del terreno, así como la elevación, inclinación y azimut de las celdas fotovoltaicas. Esta idea se evidencia en las Figuras 4.18 a y b. En la primera, se observa un suelo de veinte metros de ancho

y veinte metros de largo, con filas de paneles separados 2,5 metros. Al aumentar esta separación, como se muestra en la Figura 4.18 b, se reduce la cantidad total de filas que caben en el mismo espacio. Por otro lado, la Figura 4.19 ilustra la distribución de las filas de paneles en el espacio disponible antes de reducir una unidad.



[a] [b]

Figura 4.18: Reducción del número de filas de paneles solares a medida que aumenta la distancia entre cada una (creación propia).



[a]

[b]

Figura 4.19: Distribución de las filas de paneles solares en la superficie disponible antes de disminuir una fila de paneles fotovoltaicos (creación propia).

Para demostrar cómo la normativa energética condiciona la viabilidad de un proyecto fotovoltaico, se retoma el estudio de caso en Empedrado (sección 4.2), donde se evaluó el rendimiento de la biomasa (BMY) de tres tipos de cultivos (Figura 4.13) en un sistema APV bien definido. A través de un escenario hipotético cuyo objetivo es cubrir parcial o totalmente un consumo energético anual de 20.000 KWh, se simuló la energía generada por el sistema fotovoltaico en función de la distancia entre paneles. Para esta simulación, se utilizó Rhino para calcular la energía y Python para el análisis de los datos, obteniendo el gráfico mostrado en la Figura 4.20.

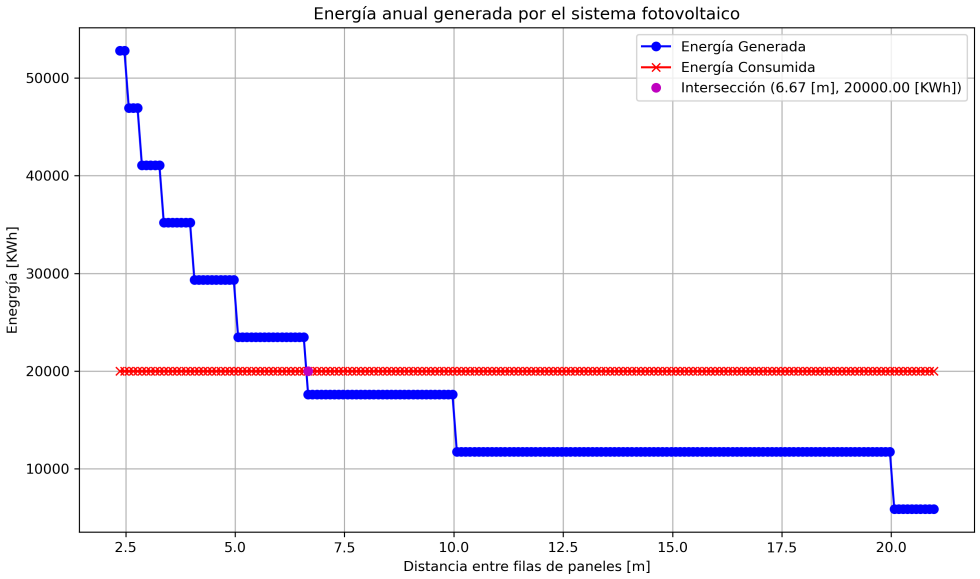


Figura 4.20: Energía generada en función de la distancia entre paneles fotovoltaicos (creación propia).

La linea roja representa la demanda de una empresa o persona, la curva azul es la energía generada por el sistema FV. El autoconsumo implica que ambas curvas deben estar al mismo nivel de energía, por lo que el punto morado (Intersección) informa la distancia mínima que deben tener los paneles para cumplir con ese apartado de la ley. Para el ejemplo, una distancia de cuatro metros entre filas de paneles solares provoca que el proyecto esté sobre dimensionado, de tal manera que aumentar la distancia a 6,67 meros o mas, permitiría que el proyecto sea técnicamente viable.

4.4.1.2. Potencia

La potencia es la cantidad de energía que se puede generar o consumir en un determinado periodo de tiempo. Este dato se especifica en la ficha técnica al adquirir un panel o un inversor, ya que existen normativas que regulan la potencia permitida en un sistema FV.

- La Ley General de Servicios Eléctricos establece en su artículo 149 bis, inciso sexto, que la capacidad instalada por cada inmueble o instalación de un cliente o usuario final no podrá superar los 300 kilowatts. Siendo este límite al que se encuentra sujeto la potencia máxima del inversor, medida en Kilowatts [49].
- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en su Pliego Técnico Normativo RIC N 09, indica que las instalaciones de autoconsumo pertenecientes a un consumidor que opera en régimen de cliente libre no se encuentran sujetas al límite de 300 kW, por no estar consideradas en lo que se refiere el inciso sexto del artículo 149 y 149 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos [50].
- La SEC establece que la potencia máxima de los sistemas de autogeneración sin inyección a la red no podrá ser superior a la capacidad del empalme eléctrico de la instalación de consumo [50].

Si bien el límite de potencia de 300 kW solo aplica a clientes regulados, tanto estos como los clientes libres deben considerar la capacidad de su empalme al diseñar un sistema FV o APV. Esta limitación restringe la cantidad de paneles que pueden instalarse. Al igual que en la sección *Energía*, un perfil

de potencia (Figura 4.21) muestra cómo la normativa condiciona el diseño, al variar la distancia entre paneles. En el ejemplo de la sección 4.2 (con una separación de 4 metros entre filas de paneles y un área de 20x20 metros para simular el proyecto), un empalme de 21,5 kW o mayor permite un proyecto técnicamente viable. Sin embargo, para empalmes menores, se debe reducir la potencia instalada, lo que implica aumentar la separación entre paneles y, por tanto, disminuir la cantidad de celdas fotovoltaicas.

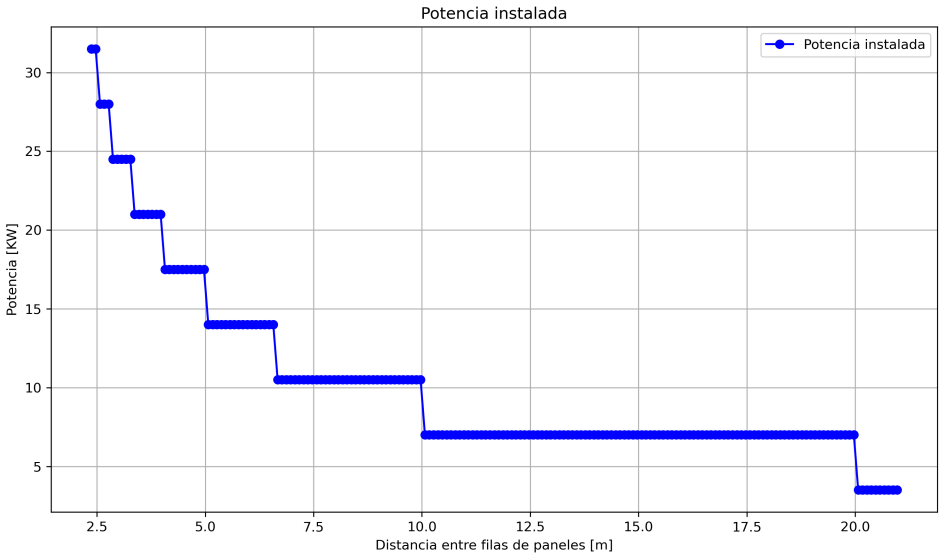


Figura 4.21: Potencia instalada en función de la distancia entre paneles fotovoltaicos (creación propia).

4.4.2. Alternativas de construcción

Al momento de llevar a cabo un proyecto APV, se pueden evaluar alternativas en los materiales que se ocuparían para construirlo. El tipo de celda fotovoltaica puede impactar directamente en la radiación que recibirá el cultivo, tal como se ha mencionado en secciones anteriores, mientras que también existen alternativas en el tipo de inversor que se puede implementar.

4.4.2.1. Paneles fotovoltaicos

En el mercado existen diferentes tipos de paneles, como los monofaciales, que tienen las células solares expuestas en una sola cara, y los paneles semitransparentes, con un diseño translúcido que permite el paso de la luz a través de ellos. Las Figuras 4.22 y 4.23 muestran ambos tipos de celdas fotovoltaicas mencionadas.



Figura 4.22: Panel fotovoltaico monofacial [51].



Figura 4.23: Panel fotovoltaico transparente [14].

El panel solar semitransparente analizado pertenece a la serie PS-MC-ST de la empresa *Polysolar* [14] y cuenta con dimensiones de 1049 x 1770 x 7.1 [mm]. Sus características como su tensión de circuito abierto (V_{oc}) y la potencia, varían según el nivel de transparencia, tal como se aprecia en la Figura 4.24. Si se compara con un módulo monofacial estándar como el modelo PS-310 de la empresa *Enertik* (1684 x 1002 x 35 [mm], 310 Wp) [52], se aprecia que los paneles semitransparentes suelen tener mayores dimensiones para alcanzar la misma potencia.

Electrical Specifications PS-MC-SE Series						
Polysolar Model	Class Wp	Trans-parency	Stabilized Performance STC			
			V_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)
PS-MC-ST-60	370	10%	34.86	10.62	40.50	11.18
PS-MC-ST-48	245	40%	23.07	10.62	27.03	11.18
Temperature Co-efficient	I_{sc} + 0.036%/K V_{oc} – 0.265%/K P_{mpp} – 0.362%/K					
Maximum Voltage/Current	1000V / 15A					

Figura 4.24: Características técnicas de paneles solares semitransparentes serie PS-MC-ST [14].

Rhino permite diseñar ambos tipo de paneles, tal como se ve en las Figuras 2.20 (panel solar monofacial) y 4.25 (panel solar semitransparente), para analizar el impacto en la radiación.

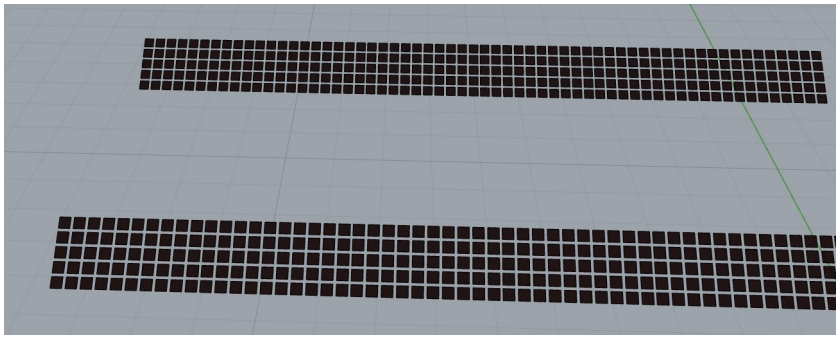


Figura 4.25: Diseño de paneles semitransparentes mediante el software Rhino (creación propia).

4.4.2.2. Inversor

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua que generan los paneles solares a corriente alterna. En el mercado existen diferentes arquitecturas como los inversores centralizados (Figura 4.26) y microinversores (Figura 4.27), cuyas diferencias afectan la eficiencia, el monitoreo y el costo del sistema, tal como se mencionó en la sección 2.1.2.

Al comparar ambas opciones, se puede afirmar que el inversor centralizado tiene una mayor potencia nominal, permite conectar una mayor cantidad de paneles y facilita una instalación más rápida y sencilla. Por otro lado, el microinversor está diseñado para ser conectado a uno o dos paneles, lo que proporciona un mejor rendimiento en condiciones de sombreado parcial de una celda, como se muestra en la Figura 4.28 del artículo *"Customized design of microinverter based solar photovoltaic system for small houses in developing nations"* [20].



Figura 4.26: Inversor centralizado [53].

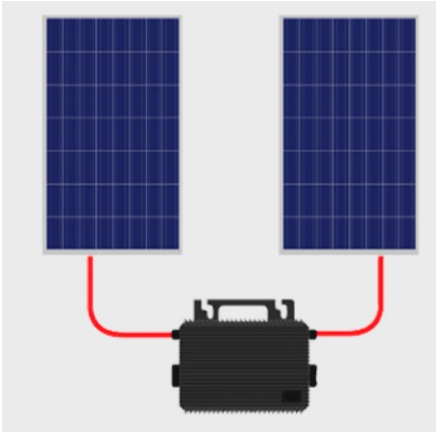


Figura 4.27: Microinversor [54].

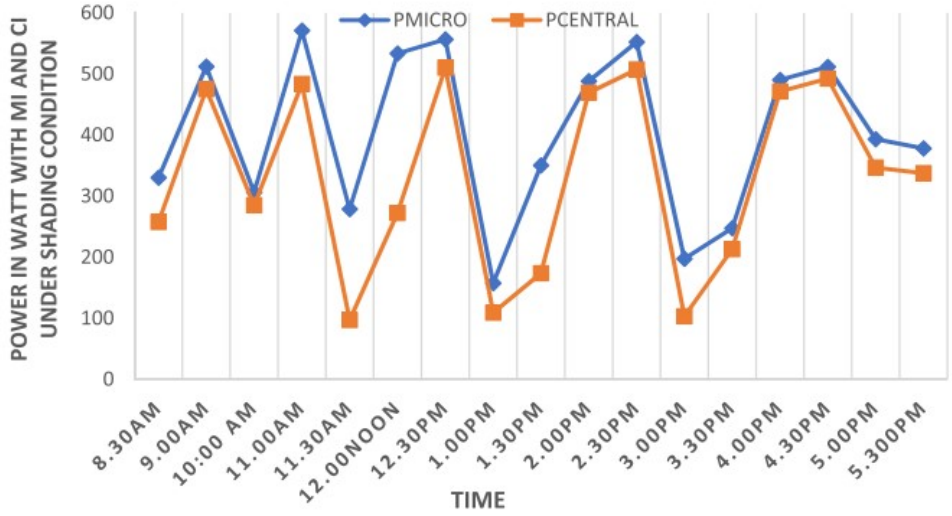


Figura 4.28: Comparación entre el rendimiento de un inversor centralizado (curva naranja) y microinversor (curva azul) en condición de sombra en los módulos fotovoltaicos [20].

4.5. Análisis económico

La combinación de la generación de energía solar y la producción agrícola en un mismo espacio, representa una estrategia prometedora para optimizar el uso de la tierra y mitigar los efectos del cambio climático. Sin embargo, la adopción generalizada de esta tecnología depende en gran medida de su viabilidad económica. Un análisis detallado de los costos y beneficios asociados a los sistemas APV es fundamental para identificar las condiciones óptimas de implementación y evaluar su potencial para generar retornos de inversión atractivos. Factores como la elección de los paneles solares, el diseño de la estructura y el tipo de cultivo influyen significativamente en la rentabilidad de estos sistemas.

Los elementos señalados en la sección anterior, son técnicamente viables en un proyecto APV, por lo que resulta de interés analizar sus combinaciones, tal como se muestra en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Opciones para implementar un proyecto APV, creada a partir de las alternativas de construcción.

Opción	Tipo de panel	Tipo de inversor
1	MF	CENT
2	MF	MI
3	ST	CENT
4	ST	MI

- MF: panel fotovoltaico monofacial.
- ST: Panel fotovoltaico semitransparente.
- CENT: Inversor centralizado.
- MI: Microinversor.

4.5.1. Costos de implementación

El costo de implementar un proyecto FV, o en términos contables *"Capital Expenditures"* (*CAPEX*), se puede calcular en base a la potencia instalada y los materiales ocupados en su construcción. Para estimar el valor monetario (en peso chileno) en un sistema APV, se cotizó la instalación de 15 KWp con una empresa dedicada a montar este tipo de proyectos, donde el resultado se encuentra en la Figura 4.29.

Equipamiento	Cant.	Precio $	Valor total $
Generador fotovoltaico de 15 kW conformado por 40 paneles solares fotovoltaicos de 400 Wp cada uno y 1 inversor on-grid de 20 kw, todos los equipos certificados por la SEC.			
Paneles solares fotovoltaicos	40	234.500	9.380.000
Rieles de montaje y terminales varios	8	96.500	772.000
Cables y conectores	Gl.	187.600	187.600
Inversor 30 kW GoodWe trifásico perfil Chile, wifi	1	3.676.500	3.676.500
Materiales eléctricos, tablero y otros.	1	654.700	654.700
Tramitación conexionado distribuidora y Sec	1	1.100.000	1.100.000
Montaje y puesta en marcha	1	8.967.000	8.967.000
Total			24.737.800

Figura 4.29: Costos de instalación para un proyecto fotovoltaico de 15 KWp, ejecutado por una empresa dedicada al rubro de proyectos FV.

Al analizar el detalle, se observa que el inversor propuesto por la empresa es de 30 Kw, estando sobredimensionado para el tamaño del proyecto que es de 15 Kw. Si bien esto permite expandir la potencia instalada en el futuro sin necesidad de adquirir un nuevo inversor, complica la estimación precisa del costo unitario de un proyecto APV. Por esta razón, se investigaron los costos de inversores y módulos fotovoltaicos en los mercados chileno y extranjero, elaborando la tabla 4.3, que presenta el costo unitario de las opciones señaladas en la tabla 4.2. Cabe mencionar que la columna *"Costo con compra directa a proveedores [CLP/KWP]"* se calculó cotizando directamente con proveedores como *CanadianSolar* [55], *Jinko* [56], y *PolySolar* [14]. Para estimar el costo de envío se utilizaron datos proporcionados por *FedEx*, que es una compañía dedicada al servicio de transporte [57].

Tabla 4.3: Costo unitario de implementar un sistema agrivoltaico (creación propia).

Opción	Tipo de panel	Tipo de inversor	Costo según mercado Chileno [CLP/KWp]	Costo con compra directa a proveedores [CLP/KWp]
1	MF	CENT	$ 1.361.332	$ 1.177.800
2	MF	MI	$ 1.374.346	$ 1.189.060
3	ST	CENT	$ 1.602.103	$ 1.270.099
4	ST	MI	$ 1.633.570	$ 1.295.045

4.5.2. Ahorro en los cargos de la tarifa eléctrica

La energía generada por el sistema FV permite reducir la factura de electricidad u obtener ingresos por su venta, siempre en cumplimiento con la normativa mencionada previamente.

Las empresas distribuidoras ofrecen a los clientes regulados, es decir, aquellos con una potencia contratada inferior a 5.000 kW, un conjunto de 18 tarifas eléctricas. Entre las más comunes en el sector industrial se encuentran AT4.3 y BT4.3, mientras que BT1 es la tarifa más utilizada en el ámbito residencial. El documento mensual titulado *"Tarifas de suministro eléctrico"* [58] detalla los componentes de cada

tarifa, lo que permite estimar el ahorro que un sistema fotovoltaico puede generar en la factura eléctrica. A continuación, se enumeran los cargos que dependen de la energía consumida por el usuario final y que pueden ser reducidos mediante un sistema FV.

1. Tarifa BT1.
   - Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [$\$/kWh$].
   - Cargo por Servicio Público [$\$/kWh$].
   - Cargo por energía [$\$/kWh$].
2. Tarifa BT4.3 y AT4.3.
   - Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [$\$/kWh$].
   - Cargo por Servicio Público [$\$/kWh$].
   - Cargo por energía [$\$/kWh$].
   - Cargo por demanda máxima de potencia suministrada [$\$/kW/mes$]

Las Tablas 4.4 y 4.5 muestran este ahorro por unidad de energía en la Región del Maule, considerando los cargos aplicados en la subestación Chanco, según lo publicado por CGE (que es una de las distribuidoras con mayor concesión en esta región [59]) en el documento *"Tarifas de suministro eléctrico"* [58] en el mes de agosto del año 2024.

Tabla 4.4: Costo unitario de la energía (CLP/KWh) para calcular el ahorro en la factura eléctrica (creación propia).

Tarifa	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
AT43	$ 261	$ 261	$ 261	$ 261	$ 295	$ 296
BT43	$ 254	$ 254	$ 254	$ 253	$ 287	$ 287
BT1	$ 168	$ 168	$ 168	$ 168	$ 187	$ 187

Tabla 4.5: Costo unitario de la energía (CLP/KWh) para calcular el ahorro en la factura eléctrica (creación propia).

Tarifa	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
AT43	$ 304	$ 304	$ 304	$ 305	$ 306	$ 306
BT43	$ 295	$ 295	$ 295	$ 296	$ 297	$ 298
BT1	$ 192	$ 192	$ 192	$ 193	$ 193	$ 193

4.5.3. Flujo de caja

El flujo de caja es el corazón financiero de cualquier proyecto fotovoltaico. Este instrumento contable permite visualizar de manera clara y detallada los ingresos y egresos de dinero a lo largo de la vida útil de la instalación. En el caso específico de un proyecto solar, el flujo de caja es fundamental para evaluar la viabilidad económica, determinar el tiempo de recuperación de la inversión, y tomar decisiones estratégicas sobre mantenimiento, expansión o posibles modificaciones. Además, un flujo de caja bien estructurado sirve como herramienta de gestión, permitiendo identificar posibles riesgos y oportunidades.

El análisis de distintos escenarios es una herramienta indispensable para evaluar la robustez y la viabilidad financiera de un proyecto fotovoltaico. Al simular diferentes condiciones de mercado, como variaciones en el precio de la energía, cambios en las tasas de interés o fluctuaciones en los costos de instalación, se puede obtener una visión más realista y completa de los posibles resultados [60]. Esta práctica permite identificar los principales riesgos a los que está expuesto el proyecto y evaluar su sensibilidad ante diferentes variables. Por este motivo, la tabla 4.6 muestra distintos escenarios de interés para el análisis de un proyecto FV y APV, tomando en cuenta los costos de instalación y ahorros que se ha mencionado en esta sección.

Tabla 4.6: Escenarios económicos analizados (creación propia).

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Periodo de análisis [Año]	25	25	25	25
Costo de inversión [CLP/KWp]	Según la opción	Según la opción	Según la opción	Según la opción
Costo de paneles [CLP/KWp]	37 % de la inversión	37 % de la inversión	37 % de la inversión	37 % de la inversión
Vida útil de paneles [Año]	10	10	10	10
Costo del inversor [CLP/KWp]	10 % de la inversión	10 % de la inversión	10 % de la inversión	10 % de la inversión
Vida útil del inversor [Año]	10	10	10	10
Ganancia por descuento en boleta [CLP/KWh]	Según la tarifa	Según la tarifa	Según la tarifa	Según la tarifa
Ganancia por venta de energía [CLP/KWh]	82	82	82	82
Impuesto a la venta [%]	27	27	27	27
Tasa de descuento [%]	5,5 %	7,0 %	5,5 %	7 %
Interés de un crédito LP [%]			4,70 %	4,70 %
Porcentaje de cobertura de un crédito LP [%]			50 %	50 %
Tiempo de prestamo de un crédito LP [Año]			15	15

Para determinar el periodo de análisis en los escenarios de la tabla 4.6, se tomó en cuenta la vida útil de los paneles fotovoltaicos estimada por los fabricantes, que es de 25 años [51]. Sin embargo al momento de depreciar un producto, desde una perspectiva contable, la *"NUEVA TABLA DE VIDA ÚTIL DE LOS BIENES FÍSICOS DEL ACTIVO INMOVILIZADO"* publicada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) [61] establece una vida útil diferente a la señalada por un fabricante para estos bienes. En el caso de los paneles solares, la tabla del SII asigna una vida útil de 10 años, y no se prevé reinversión en ellos. Por otro lado, tanto los fabricantes como la Tabla del SII coinciden en que la vida útil estimada de los inversores es de una década, por lo que se considera una reinversión en ellos cada dos lustros.

Para determinar la tasa de descuento, que sirve para calcular el valor que tienen hoy una serie de ingresos que serán recibidos en el futuro, se consultaron diversas fuentes. El Banco Santander proporcionó tasas

basadas en la tasa social de descuento, fijada en 5,5 % según el Ministerio de Desarrollo Social y Familiar [62]. Paralelamente, se consideró un escenario más desfavorable, utilizando una tasa de descuento del 7 %, alineada con las directrices de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la valoración de sistemas de transmisión [63].

Para definir los escenarios 4 y 5, se consultó directamente a los bancos asociados al programa Crédito Verde de CORFO, que en su página web lo definen como un *" Programa de financiamiento, a través de instituciones financieras participantes, para potenciar el desarrollo y ejecución de proyectos que mitiguen los efectos del cambio climático y/o mejoren la sustentabilidad ambiental de las empresas, reimpulsando la inversión en iniciativas de Energía Renovable, Eficiencia Energética y Economía Circular"* [64]. Considerando la variabilidad en las tasas de interés ofrecidas por cada entidad financiera, se estableció un valor promedio del 4,7 % para los créditos a largo plazo, con el fin de representar una estimación general del mercado.

De acuerdo con la metodología propuesta por el libro *"Preparación y evaluación de proyectos"* [60], se elaboró un código en Visual Basic, que permite automatizar el desarrollo de un flujo de caja para cada uno de los escenarios definidos. Este instrumento financiero permitió modelar la dinámica de los flujos de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto. Con el fin de ilustrar el flujo de caja, se ha elaborado la Tabla 4.7, que muestra los tres primeros años (de 25 años que considera el periodo de análisis) del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1 (el flujo de caja completo se puede ver en las tablas 7.2, 7.3 y 7.4 de la sección *Anexos*).

Tabla 4.7: Extracto del flujo de caja del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1 (creación propia).

Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3
Ingresos por descuento en la voleta (+)	$0	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630
Ingresos por ventas de energía (+)	$0	$0	$0	$0
Costos Directos (-)	$0	$0	$0	$0
Utilidad Bruta	**$0**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**
Costos Indirectos (-)	$0	$-210.000	$-210.000	$-210.000
Utilidad Operacional	**$0**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**
Diferencia Venta Activos				
Depreciación paneles (-)	$0	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250
Depreciación inversor (-)	$0	$-271.959	$-271.959	$-271.959
Interés Corto Plazo (-)				
Interés Largo Plazo (-)	$0	$-639.105	$-587.577	$-533.628
Pérdidas Ejercicio Anterior (-)			$0	$0
Utilidad antes de Impuesto	**$0**	**$1.738.316**	**$1.789.843**	**$1.843.793**
Impuestos a la renta (-)		$-469.345	$-483.258	$-497.824
Utilidad después de Impuestos	**$0**	**$1.268.970**	**$1.306.586**	**$1.345.969**
Pérdidas Ejercicio Anterior			$0	$0
Depreciación de paneles (+)	$0	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250
Depreciación del inversor (+)	$0	$271.959	$271.959	$271.959
Amortización de Corto Plazo (-)				
Amortización de Largo Plazo (-)	$0	$-1.096.331	$-1.147.859	$-1.201.808
Venta de activos a Valor Libro (+)				
Reinversión del inversor (-)				
Inversión inicial (-)	$-27.195.945			
Flujo de Caja Antes de Financ.	**$-27.195.945**	**$1.450.849**	**$1.436.936**	**$1.422.370**
Crédito Largo Plazo (+)	$13.597.973			
Crédito Corto Plazo (+)	$0			
Flujo Neto de Caja	**$-13.597.973**	**$1.450.849**	**$1.436.936**	**$1.422.370**
Flujo Neto Actualizado	**$-13.597.973**	**$1.355.933**	**$1.255.076**	**$1.161.078**
Flujo Neto Actualizado Acumulado	**$-13.597.973**	**$-12.242.039**	**$-10.986.963**	**$-9.825.886**

4.5.3.1. Valor actual neto

Uno de los parámetros que se obtiene a partir del flujo de caja es el Valor Actual Neto (VAN), una herramienta fundamental para evaluar la rentabilidad de un proyecto, ya que su valor indicará si el proyecto es viable dentro del periodo de análisis. Se calcula restando el desembolso de la inversión inicial al valor de los flujos netos actualizados del proyecto (ecuación (4.1)). En otras palabras, representa el *Flujo Neto Actualizado Acumulado* al final del período de análisis. Su resultado se interpreta de la siguiente manera:

- $VAN > 0$: Indica que el proyecto es viable, ya que el valor actual de los flujos es mayor a la inversión inicial, dicho de otra manera, el proyecto genera beneficios.
- $VAN = 0$: Significa que los beneficios percibidos en el proyecto alcanzan únicamente a cubrir las expectativas del proyecto o la inversión inicial.
- $VAN < 0$: Indica que el proyecto no es viable, ya que produce perdidas.

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \tag{4.1}$$

En la ecuación (4.1), V_t representa los flujos de caja en cada periodo de tiempo t, n es el periodo de análisis considerado (25 años), k es la tasa de descuento e I_0 corresponde a la inversión inicial.

4.5.3.2. Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno (TIR) es un indicador de rentabilidad que, al igual que el Valor Actual Neto (VAN), se calcula a partir del flujo de caja de un proyecto. Se puede definir como el valor que debería tener la tasa de descuento para que el VAN sea cero (ecuación (4.2)), en otras palabras, indica la tasa de interés que se debe lograr para que el proyecto obtenga la rentabilidad necesaria para cubrir sus costos de inversión al final del periodo de análisis [60]. Su resultado se interpreta de la siguiente manera:

- $TIR > K$: Indica que el VAN será positivo antes del final del periodo de análisis, en consecuencia, el proyecto será rentable.
- $TIR < K$: Indica que el VAN no será positivo antes del final del periodo de análisis, en consecuencia, el proyecto no será rentable.

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \tag{4.2}$$

4.5.3.3. Periodo de retorno de la inversión

El periodo de retorno de la inversión (PRI) o *Payback* indica el tiempo que tarda un proyecto en recuperar la inversión inicial [60]. Como se ha mencionado anteriormente, este hecho se produce cuando el VAN es positivo, por lo que el Payback es el periodo cuando el *"Flujo Neto Actualizado Acumulado"* pasa de ser negativo a positivo. Tomando en cuenta la tabla 4.7, esto no ocurre dentro de los primeros tres años, pero la tabla 7.3 que se encuentra en *Anexos* rebela que se da al cabo de 15 años.

4.5.4. Análisis económico del caso ejemplo

En esta sección se llevará a cabo un análisis económico del caso ejemplo detallado en la sección 2.5.4, con el fin de aterrizar lo expuesto durante el presente capítulo.

La Figura 4.21 del capítulo *Análisis técnico*, que muestra la potencia instalada en función de la distancia entre paneles y la tabla 4.3 , que señala los costos por unidad de potencia instalada, se complementan para determinar la inversión inicial de un proyecto. La Figura 4.30 representa gráficamente esta relación en el ejemplo de la sección 2.5.4. Al comparar las tres curvas, se observa que la reducción de la distancia entre paneles, aunque aumenta la potencia, incrementa significativamente las diferencias de costo entre las distintas opciones. Esto demuestra cómo un criterio económico puede influir en la toma de decisiones para el diseño de un sistema APV.

El beneficio anual por ahorro en la factura eléctrica, calculado a partir de la energía generada por el sistema fotovoltaico (Figura 4.20) y el costo unitario de la energía (Tablas 4.4 y 4.5), se representa en la Figura 4.31. Esta gráfica muestra que a menor cantidad de celdas fotovoltaicas, menor es la energía generada y, por consiguiente, menor es el ahorro.

La Tabla 4.8 muestra el flujo de caja proyectado para el caso de ejemplo, que cuenta con 21 kWp y una energía generada de 35.206,1 KWh. En ella se puede ver que el valor actual neto (VAN) en los cuatro escenarios de la opción 1 es positivo y la tasa interna de retorno (TIR) es superior a las tasas de descuento señaladas en la tabla 4.6, por tanto se puede decir que la opción uno es económicamente

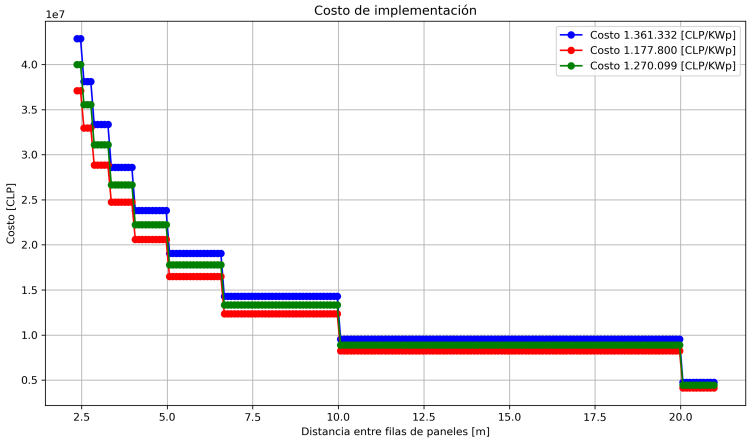


Figura 4.30: Estimación del costo de un proyecto APV en función de la distancia entre paneles (creación propia).

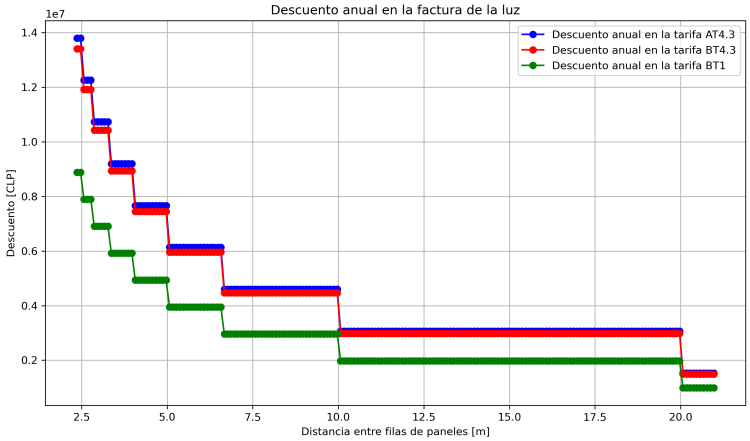


Figura 4.31: Estimación del ahorro en la cuenta de la luz, en función de la distancia entre paneles (creación propia).

viable. Por otro lado, el periodo de retorno de la inversión (Payback) aumenta cuando se pide un crédito a largo plazo (Escenarios 3 y 4) y cuando se tiene un bajo precio de la energía, siendo la tarifa BT1 quien se demoraría mas en percibir beneficios de la inversión.

Se lleva a cabo un análisis de sensibilidad ante un aumento del 10 % en el precio de la energía (Tabla 4.9) y su resultado refuerza la rentabilidad del proyecto dado los valores de TIR y VAN; mientras que al payback disminuye en cada escenario. Estos resultados revelan que económicamente el potencial de un sistema APV se vería beneficiado ante un aumento en el costo de la energía.

Tabla 4.8: Resultados del flujo de caja para el caso de ejemplo (creación propia).

Opción	Tarifa	Dato	Escenario1	Escenario2	Escenario3	Escenario4
1	AT4.3	TIR [%]	24 %	24 %	16 %	16 %
1	AT4.3	VAN [CLP]	$33.337.281,26	$26.250.722,42	$31.498.812,96	$23.343.910,34
1	AT4.3	Payback [Año]	4	5	7	8
1	BT4.3	TIR [%]	23 %	23 %	15 %	15 %
1	BT4.3	VAN [CLP]	$31.572.714,07	$24.739.215,15	$29.734.245,77	$21.832.403,07
1	BT4.3	Payback [Año]	5	5	7	8
1	BT1	TIR [%]	12 %	12 %	9 %	9 %
1	BT1	VAN [CLP]	$12.554.601,00	$8.448.525,67	$10.716.132,71	$5.541.713,58
1	BT1	Payback [Año]	12	14	14	16

Tabla 4.9: Resultados del flujo de caja para el caso de ejemplo, considerando un aumento del 10 % en el precio de la energía (creación propia).

Caso	Tarifa	Dato	Escenario1	Escenario2	Escenario3	Escenario4
1	AT4.3	TIR [%]	29 %	29 %	18 %	18 %
1	AT4.3	VAN [CLP]	$42.780.983,45	$34.340.085,41	$40.942.515,16	$31.433.273,33
1	AT4.3	Payback [Año]	3	3	6	6
1	BT4.3	TIR [%]	28 %	28 %	18 %	18 %
1	BT4.3	VAN [CLP]	$40.722.321,73	$32.576.660,26	$38.883.853,43	$29.669.848,18
1	BT4.3	Payback [Año]	4	4	6	7
1	BT1	TIR [%]	16 %	16 %	11 %	11 %
1	BT1	VAN [CLP]	$18.534.523,15	$13.570.855,87	$16.696.054,86	$10.664.043,78
1	BT1	Payback [Año]	8	9	12	13

Capítulo 5

Propuesta de extensión al Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar

El *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* en su extensión *"Herramienta de Análisis de la Distribución de Residuos Agrícolas"* representa una base sólida para el diseño y evaluación de sistemas agrivoltaicos, permitiendo simular la producción energética anual en áreas específicas. No obstante, su alcance puede ampliarse al ofrecer mayor flexibilidad y personalización en el proceso de diseño, dado que los parámetros utilizados para determinar el rendimiento de los cultivos, la energía generada por los paneles y el análisis económico dependen del layout del sistema fotovoltaico, como se demostró en el capítulo anterior.

5.1. Propuesta de mejora

La propuesta se centra en añadir a la *"Herramienta de Análisis de la Distribución de Residuos Agrícolas"* una interfaz intuitiva que permita a los usuarios diseñar su propio sistema APV de manera sencilla para generar un archivo descargable con información de interés para el usuario, tal como se presenta en el flujo de la Figura 5.1.

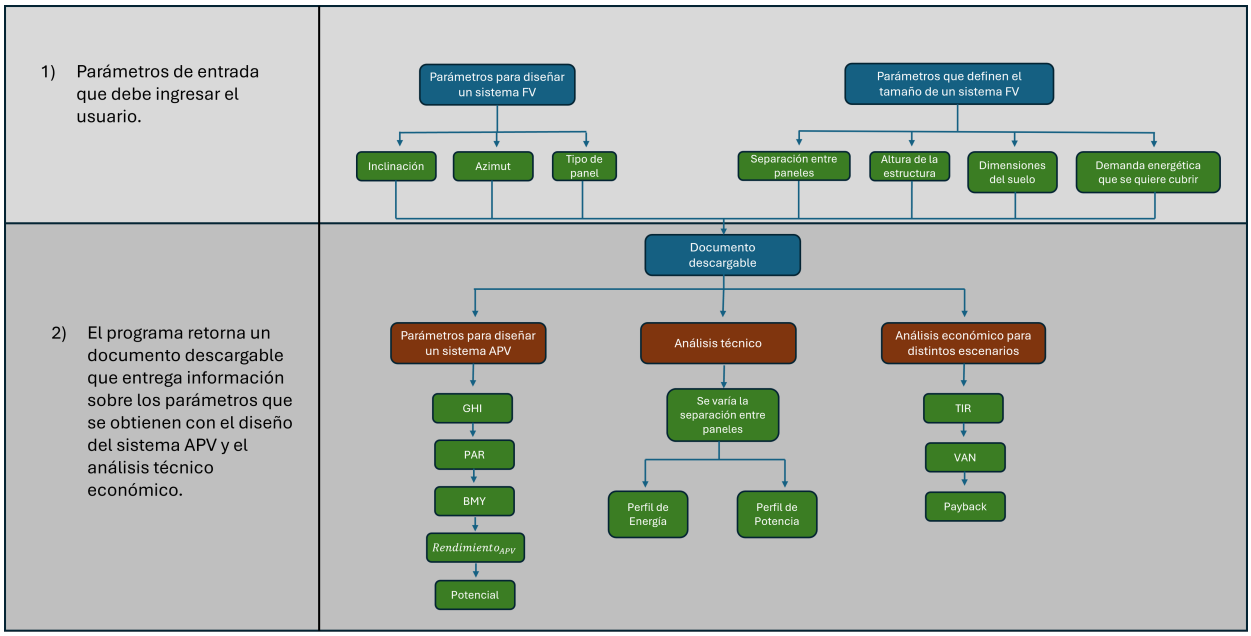


Figura 5.1: Esquema de la propuesta de mejora.

5.1.1. Parámetros de entrada

A través de un formulario interactivo, los usuarios podrán definir parámetros clave como:

- Ubicación geográfica: Latitud, longitud y altitud del proyecto.
- Características del terreno: Dimensiones.
- Diseño del sistema fotovoltaico: Tipo de paneles, altura, inclinación, azimut, distancia entre ellos.
- Demanda eléctrica: Perfil de carga horaria.

Cabe mencionar que los códigos que permite captar los parámetros de entrada y simular el diseño propuesto por el usuario, se encuentran en *Anexos* 7.3.

5.1.2. Resultados y reporte

Tal como se observa en la Figura 5.1, los parámetros ingresados por el usuario permiten obtener los factores que afectan el rendimiento de un cultivo, siguiendo lo expuesto en el marco teórico.

- Radiación global horizontal (GHI).
- Radiación fotosintética activa (PAR).
- Rendimiento de la biomasa (BMY).
- Potencial de un sistema APV.

Además, los parámetros de entrada permiten simular, mediante un código en Python, la energía generada por el sistema fotovoltaico (tal como se explicó en la sección 4.5). Con estos datos, se obtienen los indicadores económicos como el TIR, VAN y el tiempo de retorno de la inversión (*payback*), los cuales son de interés tanto para investigadores como para empresas, según lo planteado en el levantamiento de información de la sección 3.4. El ajuste del diseño del sistema FV a la normativa chilena vigente

constituye otro parámetro relevante, ya que permite conocer los límites del tamaño de un proyecto que el usuario desea simular.

El documento descargable presenta los resultados mencionados, mediante datos y gráficos, tal como se describió en el capítulo 4, y se genera de forma automática una vez que se ingresan los parámetros de entrada, utilizando los códigos que se encuentran en una carpeta de *Google Drive* [65]. Además, en dicha carpeta se podrá encontrar un informe del caso de ejemplo, creado automáticamente a partir de los mismos códigos.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo a futuro

6.1. Conclusiones

Los efectos del calentamiento global, ponen como desafío la búsqueda de nuevas energías limpias. Para esto, los sistemas fotovoltaicos han sido de vital importancia en la meta de la carbono neutralidad; sin embargo se han llegado a plantear dudas respecto al uso de suelo por parte de de esta tecnología ya que puede entrar a competir con la agricultura. En esta linea, los sistemas agrivoltaicos surgen como una solución viable y con ellos los software y sitios web, como el *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"* y su extensión *"Herramienta de Análisis de la Distribución de Residuos Agrícolas"*, que permiten no solo acercar al usuario a este tipo de sistemas, sino que también simular parámetros de interés como la energía anual producida en una ubicación específica. Por este motivo, en el presente trabajo se ha buscado dar una propuesta de mejora al *"Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar"*, que permita determinar el potencial de un sistema agrivoltaico, en la Región del Maule, en base a sus características agrícolas y climáticas.

Como se expuso en el capítulo cuatro, el diseño de un sistema APV influye directamente en la radiación solar que llega al cultivo. Al aumentar la distancia entre paneles o utilizar celdas semitransparentes, es posible incrementar la GHI y, por ende, favorecer el crecimiento de las plantas. En conclusión, la integración de criterios de diseño específicos y tecnologías vanguardistas en los sistemas APV puede potenciar significativamente su contribución a la producción agrícola, además de generar energía limpia.

La diversidad de cultivos en la Región del Maule, propiciada por sus características agrícolas, permite esperar la presencia de las tres categorías de rendimiento (Plus, Cero y Minus). Aunque la categoría Minus se vería más afectada por un sistema APV, tal como muestra la Figura 2.22, su impacto podría mitigarse, alcanzando un potencial de 0.91. Esto implica una disminución estimada del 9 % en la masa del producto, comparado con un escenario sin proyecto. En conclusión, estos resultados evidencian el gran potencial de la Región del Maule para implementar un sistema APV, sobre todo en los casos menos críticos como los cultivos de categoría Plus y Cero, tal como se aprecia en la Figura 4.17.

El año 2019, dado el contexto nacional que se vivía, el gobierno publicó la ley 21.185 (precio estabilizado para clientes regulados, PEC I), la cual consistía en un fondo de 1.350 MUSD para evitar el aumento en las cuentas de electricidad y estabilizar las tarifas [66]. En el primer semestre del año 2022 se agota el fondo contemplado en el PEC I, por lo que en ese mismo año se promulgó la ley 21.472 (PEC II), la cual crea un fondo de estabilización de tarifas eléctricas de 500 MUSD cuyo objetivo era mitigar las variaciones en la cuenta de la luz de los clientes regulados para posteriormente generar un aumento

gradual en el precio de la energía eléctrica por la década 2023-2032 [67]. En Julio del 2024 se descongeló el precio en las tarifas eléctricas, provocando alzas en las cuentas de los clientes regulados y proyectando un aumento de hasta un 40 % en ellas (dependiendo de cada región y tramo de consumo de energía que se encuentre el cliente) [68]. Desde una perspectiva económica, el aumento de las tarifas eléctricas ha generado un escenario propicio para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica. La instalación de paneles solares permite reducir significativamente el gasto en electricidad y el aumento del precio de la energía acorta el plazo de recuperación de la inversión (Payback). En conclusión, se puede afirmar que el potencial económico de los sistemas APV se encuentra en constante crecimiento, directamente vinculado al alza en los costos de la energía.

6.2. Trabajo a futuro

Con el objetivo de profundizar en el análisis del potencial de los sistemas agrivoltaicos en condiciones locales, este apartado presenta una serie de directrices prácticas que abarcan desde la selección de cultivos adecuados hasta la optimización del diseño de los sistemas fotovoltaicos. Estas recomendaciones buscan facilitar la evaluación y el desarrollo de proyectos agrivoltaicos exitosos.

- Como se señaló al comienzo del marco teórico, la metodología para encontrar el rendimiento de un cultivo bajo condiciones de un proyecto APV está enfocada a la realidad europea. Si bien es un buen punto de partida, queda claro que se debe ajustar a la realidad agrícola y climática que tiene Chile, por lo que se sugiere, a medida que la investigación lo permita, la elaboración de un modelo matemático propio que refleje las condiciones locales.
- Si bien este estudio se centró en un conjunto específico de tecnologías, es importante reconocer que el panorama tecnológico en el ámbito fotovoltaico está en constante evolución. Tecnologías, tales como los sistemas de seguimiento solar, los paneles bifaciales y las baterías, presentan un potencial no explorado que podría optimizar los resultados obtenidos. Se sugiere, por tanto, incluir estas tecnologías en futuras investigaciones.
- Considerando la volatilidad de los mercados energéticos, se recomienda actualizar los precios de la energía en el modelo financiero. Esta práctica garantizará que los resultados del análisis sean relevantes y reflejen las condiciones actuales del mercado, permitiendo así conocer el potencial económico de un proyecto APV en el periodo que se está analizando.

Bibliografía

[1] J. K. Max Trommsdorff, *Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany*. Elsecier Ltd, 2020 (véanse páginas 2, 25, 27, 28).

[2] C. Dupraz, *Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use Towards new agrivoltaic schemes*. Elsevier, 2011 (véase página 2).

[3] Organización Meteorológica Mundial, *El 2020 es uno de los tres años más cálidos registrados*, 2021. dirección: https://wmo.int/es/news/media-centre/el-2020-es-uno-de-los-tres-anos-mas-calidos-registrados#:~:text=Ginebra%2C%2014%20de%20enero%20de,Organizaci%C3%B3n%20Meteorol%C3%B3gica%20Mundial%20(OMM). (véase página 12).

[4] United nations climate change, *Acuerdo de París*, 2019. dirección: https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris#:~:text=El%20Acuerdo%20de%20Par%C3%ADs%20es,4%20de%20noviembre%20de%202016 (véase página 12).

[5] BCN, *Ley 21455*, 2019. dirección: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286 (véase página 12).

[6] Ministerio de energía, *Planificación energética de largo plazo*, 2022. dirección: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20220630_men_pelp_iaa2022.pdf (véase página 12).

[7] F. Schönberger, *Desafíos en el nexo Alimentos, Agua y Energía*, 2024. dirección: https://www.fraunhofer.cl/es/areas_negocio/sistemas-fotovoltaicos/fotovoltaico-integrado/agrivoltaico.html (véase página 12).

[8] Gobierno de Chile, *Sistema de evaluación de impacto ambiental*, 2023. dirección: https://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyectoAction.php (véase página 12).

[9] F. Spera, *Aumento de la Resiliencia de la Agricultura en Zonas Semiáridas: Efectos del Agro PV en el Microclima de la Horticultura*. Fraunhofer Chile (véanse páginas 12, 20, 21).

[10] F. Carballés, *Diseño y dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos*. CChC, 2013 (véanse páginas 15-17).

[11] A. Fotovoltaico, *Orientación e inclinación de los paneles solares fotovoltaicos*. dirección: https://autoconsumoweb.es/orientacion-e-inclinacion-paneles-solares-fotovoltaicos/ (véase página 15).

[12] T. Energy, *¿CÓMO FUNCIONAN LOS PANELES SOLARES?* Dirección: https://teslaenergy.cl/paneles-solares/lo-que-necesita-saber-y-mas/ (véase página 16).

[13] Robinsun, *Paneles solares monofaciales o bifaciales: ¿cuál es el adecuado para ti?* 2024 (véanse páginas 16, 20).

[14] Polysolar, *PS-MC-ST Series panels*. Polysolar (véanse páginas 16, 41, 51, 52, 55).

[15] VEICHI, *VCS-144H Series Monocrystalline Monofacial Solar Panel*, 2024. dirección: https://www.veichi.com/product/vcs-144h-monocrystalline-solar-panel.html (véase página 16).

[16] T. solar, *Solar panel Canadian Solar BiHiKu Mono PERC 440Wp*, 2024. dirección: https://tienda-solar.es/en/photovoltaic-panels/943-panel-solar-canadian-solar-bihiku-mono-perc-440wp (véase página 16).

[17] ReguLed, *Panel solar transparente para agricultura invernaderos*, 2024. dirección: https://reguled.com/producto/panel-solar-transparente-para-agricultura-invernaderos/ (véase página 16).

[18] Growatt, *Inversor On Grid 2500W Growatt MIC2500TL-X*, 2024. dirección: https://www.naturaenergy.cl/product/inversor-on-grid-2500w-growatt-mic2500tl-x (véase página 17).

[19] GOODWE, *Inversor On-Grid Trifásico HT 100kW 10-MPPT GW100K-HT GOODWE*, 2024. dirección: https://www.solartex.cl/tienda/producto/inversor-on-grid-100kw-10-mppt-ht-goodwe/ (véase página 17).

[20] E. Tamrakar, *Customized design of microinverter based solar photovoltaic system for small houses in developing nations*. Elsevier, 2022 (véanse páginas 17, 52, 53).

[21] NEP, *NEP Microinversor On Grid 300W Certificado SE*, 2024. dirección: https://www.solartex.cl/tienda/producto/inversor-on-grid-100kw-10-mppt-ht-goodwe/ (véase página 17).

[22] WccSolar, *Inversor híbrido 3KW 24v MPPT 80A/145V VHM*, 2024. dirección: https://www.wccsolar.net/inversor-hibrido-3kva-24v-regulador-mppt-80a-cargador-30a/ (véase página 17).

[23] E. Bellini, *Microinversores frente a inversores string/centrales*, 2021. dirección: https://www.pv-magazine-latam.com/2021/11/30/microinversores-frente-a-inversores-string-centrales/ (véase página 18).

[24] F. Energy, *Inversor Central vs Microinversores: Cómo Elegir el Mejor*, 2024. dirección: https://fulgoraenergy.com/blog/inversor-centra-vs-microinversores-fotovoltaicos#servicios (véase página 18).

[25] H. Marrou, *Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes*. Renew Energy, 2011 (véase página 18).

[26] I. Duero, *Estructura solar fija biposte*, 2024. dirección: https://industriasduero.com/catalogo/es/energias-renovables/76-estructura-solar-fija-biposte.html (véase página 19).

[27] DsiSolar, *Estructura de montaje solar: los seguidores de un solo eje se están adaptando a los diseños bifaciales*, 2024. dirección: https://www.dsisolar.com/info/solar-mounting-structure-single-axis-trackers-35236479.html (véase página 19).

[28] RaySolar, *dispositivo de accionamiento del seguidor solar sistema de seguimiento solar de doble eje*, 2024. dirección: https://es.raysolar.com/sun-tracker-drive-device-dual-axis-solar-tracker-system_p19.html (véase página 19).

[29] A. Z. Adolf Goetzberger, *On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation*. International Journal of Solar Energy, 1982 (véase página 19).

[30] D. Jung, *Agro PV Concepto de doble uso de suelo con experiencias prácticas en Chile*. Fraunhofer Chile, 2023 (véase página 19).

[31] V. Diaz, *Energías renovables en el agro van al alza e impulsan el futuro del sector.* 2021. dirección: https://www.radioagricultura.cl/elagro/2021/09/20/energias-renovables-en-el-agro-van-al-alza-e-impulsan-el-futuro-del-sector/ (véase página 19).

[32] A. Sarr, *Agrivoltaic, a Synergistic Co-Location of Agricultural and Energy Production in Perpetual Mutation: A Comprehensive Review*. MDPI, 2023 (véase página 20).

[33] Hqmount, *Productos*. dirección: https://es.hqmount.com/hot-dip-galvanized-pv-mounting-vertical-brackets-solar-bifacial-pv-farms-mounting-structure_p262.html (véase página 20).

[34] Elsevier, *Nexus between agriculture and photovoltaics (agrivoltaics, agriphotovoltaics) for sustainable development goal: A review*. 2016 (véanse páginas 21, 22, 45, 46).

[35] Universidad de Chile, *Explorador integrado de biomasa agrícola y energía solar*, 2023. dirección: https://triangular.latlon.cl/rastrojos/ (véanse páginas 22, 23).

[36] VisualARQ, *¿Qué es Rhino?* Dirección: https://www.visualarq.com/es/info/what-is-rhino/ (véanse páginas 24, 26, 73).

[37] S. Esmaeilzad, *Shading Effect of Transparent Photovoltaic Panels on Crops Underneath Agrivoltaic Systems*. 2022 (véanse páginas 24, 75, 76).

[38] EnergyPlus, *Weather data*. dirección: https://energyplus.net/weather (véanse páginas 24, 73, 76).

[39] F. Chile, *CONCEPTO AGRO PV Y SU APLICACIÓN EN EL SECTOR HORTALIZAS EN LA REGIÓN METROPOLITANA DE SANTIAGO*. Fraunhofer, 2020 (véanse páginas 25, 26).

[40] V. Xweather, *What is Global Horizontal Irradiance?* 2024. dirección: https://www.3tier.com/en/support/solar-prospecting-tools/what-global-horizontal-irradiance-solar-prospecting/ (véase página 26).

[41] A. Bhattacharya, *Changing climate and Resource Use Efficiency in Plants*. ISBN, 2019 (véase página 27).

[42] R. academia española, *Biomasa*. dirección: https://dle.rae.es/biomasa (véase página 28).

[43] Mundoagro, *Experiencia de sistema agrivoltaico en uva de mesa var. Red Globe en parrón español*, 2021. dirección: https://mundoagro.cl/experiencia-de-sistema-agrivoltaico-en-uva-de-mesa-var-red-globe-en-parron-espanol/ (véanse páginas 33, 36-38).

[44] UCH, *Explorador Solar*. dirección: https://solar.minenergia.cl/fotovoltaico (véanse páginas 38, 40, 41).

[45] ODEPA, *Ficha Nacional*, 2024. dirección: https://bibliotecadigital.odepa.gob.cl/bitstream/handle/20.500.12650/69897/FichaNacional2024.pdf (véanse páginas 44, 45).

[46] I. N. D. Estadística, *Estimación de superficie, producción y rendimiento año agrícola 2022-2023*. 2023. dirección: https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/agricultura-agroindustria-y-pesca/cosecha (véanse páginas 45, 46).

[47] S. N. Bhandari, *Economic Feasibility of Agrivoltaic Systems in Food-Energy Nexus Context Modelling and a Case Study in Niger*. CC, 2021 (véanse páginas 45, 46).

[48] R. A. Serway, *Fundamentos de Física, novena edición*. Cengage Learning, 2012 (véase página 47).

[49] BCN, *Ley General de Servicios eléctricos*, 2006. dirección: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171 (véanse páginas 47, 49).

[50] SEC, *Pliego técnico normativo: ric N°9*. SEC, 2020 (véase página 49).

[51] J. Solar, *Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt*. Jinko Solar, 2022 (véanse páginas 51, 57).

[52] Enertik, *PANEL SOLAR PS-310*. Enertik (véase página 51).

[53] P. Meywirth, *LIBRO BLANCO ESQUEMA DE SISTEMA CENTRALIZADO: CONCEPTO DE INVERSOR DESCENTRALIZADO*. SMA (véase página 53).

[54] S. Inc, *Microinversor solar: qué es, para qué sirve y cómo funciona*. dirección: https://www.energiasolarinc.com/microinversor-solar/ (véase página 53).

[55] CanadianSolar, *Products & solutions*. dirección: https://www.csisolar.com/module/ (véase página 55).

[56] J. Solar, *Paneles solares Jinko*. dirección: https://enertik.com/cl/marca/jinko-solar/ (véase página 55).

[57] FedEx, *Tarifas y tiempos*. dirección: https://www.fedex.com/es-cl/home.html# (véase página 55).

[58] CGE, *Tarifs de suministro*. dirección: https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/ (véanse páginas 55, 56).

[59] CGE, *Memoria anual integrada 2022*. CGE, 2022 (véase página 56).

[60] N. S. Chain, *Preparación y evaluación de proyectos, quinta edición*. Mc Graw Hill, 2008 (véanse páginas 57, 58, 60).

[61] SII, *NUEVA TABLA DE VIDA ÚTIL DE LOS BIENES FÍSICOS DEL ACTIVO INMOVILIZADO*, 2003. dirección: https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm (véase página 57).

[62] M. de Desarrollo Social y Familiar, *Última actualización de la Tasa Social de Descuento genera mejores condiciones de promoción de la inversión pública en Chile*, 2024. dirección: https://www.desarrollosocialyfamilia.gob.cl/noticias/ultima-actualizacion-de-la-tasa-social-de-descuento-genera-mejores-condiciones-de-promocion-de-la-in (véase página 58).

[63] CNE, *Aprueba Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de descuento a que hace referencia el artículo 118° de la Ley General de Servicios Eléctricos*, 2022. dirección: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/04/Res-N%C2%B0287-2022-Aprueba-Informe-Tasa-Art.-118-LGSE-VxTx-2024-2027-1.pdf (véase página 58).

[64] CORFO, *Credito Verde, ¿Qué es?* 2022. dirección: https://www.corfo.cl/sites/cpp/convocatorias/credito_verde#:~:text=Programa%20de%20financiamiento%2C%20a%20trav%C3%A9s,iniciativas%20de%20Energ%C3%ADa%20Renovable%2C%20Eficiencia (véase página 58).

[65] D. Moraga, *Carpeta de Google Drive: MEMORIA DMD*, 2024. dirección: https://drive.google.com/drive/folders/1at46C7Nid7CDyvD-mY4G_6e7vArksSiD?usp=drive_link (véase página 65).

[66] BCN, *Ley 21.185*, 2019. dirección: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1138181 (véase página 66).

[67] BCN, *Ley 21472*, 2022. dirección: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1179524 (véase página 67).

[68] M. de Energía, *Modifica diversos cuerpos legales, en materia de Estabilización tarifaria*, 2024. dirección: https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=315648&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION (véase página 67).

[69] C. energy commision, *California energy commision modules.* 2022. dirección: https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/solar-equipment-lists (véase página 74).

Capítulo 7

Anexos

7.1. Rhino

Para simular lo descrito en las secciones anteriores, se utiliza el software Rhino, el cual permite modelar y analizar la radiación global horizontal bajo paneles fotovoltaicos.

7.1.1. Software

El software Rhino es una herramienta de modelado 3D ampliamente utilizada por diseñadores y arquitectos. Rhino permite crear, editar, analizar, documentar, renderizar, animar y traducir curvas NURBS, superficies y sólidos sin limitaciones de complejidad, grado o tamaño. Además, incluye la plataforma de programación visual *Grasshopper*, que permite crear modelos paramétricos complejos. Dentro de *Grasshopper* se encuentra *LadyBug*, una extensión especializada en el análisis ambiental, que facilita la simulación de radiación solar, eficiencia energética y otros factores climáticos clave en el diseño de sistemas sostenibles [36].

- Grasshopper: Permite automatizar y programar procesos mediante el uso de Python, facilitando la construcción de distintos objetos, como paneles solares. Además, permite variar parámetros como el tamaño, la altura, la inclinación y el azimut de estos objetos [36].
- LadyBug: Al integrarse con Grasshopper, puede realizar simulaciones ambientales, convirtiéndola en una herramienta apta para el diseño se sistemas agrivoltaicos, facilitando el cálculo de radiación solar bajo paneles, tanto a nivel mensual como anual [36].
- Rhino: Permite visualizar en tiempo real lo programado en Grasshopper y realizar modificaciones directamente en el modelo 3D.

Para modelar las condiciones meteorológicas de la localidad de interés, LadyBug utiliza archivos EPW (EnergyPlus Weather File) [36], que se obtienen de la página web de EnergyPlus y sus respectivas recomendaciones [38]. Los archivos EPW contienen datos climáticos detallados como temperatura, humedad y radiación solar, y son esenciales para realizar simulaciones ambientales precisas.

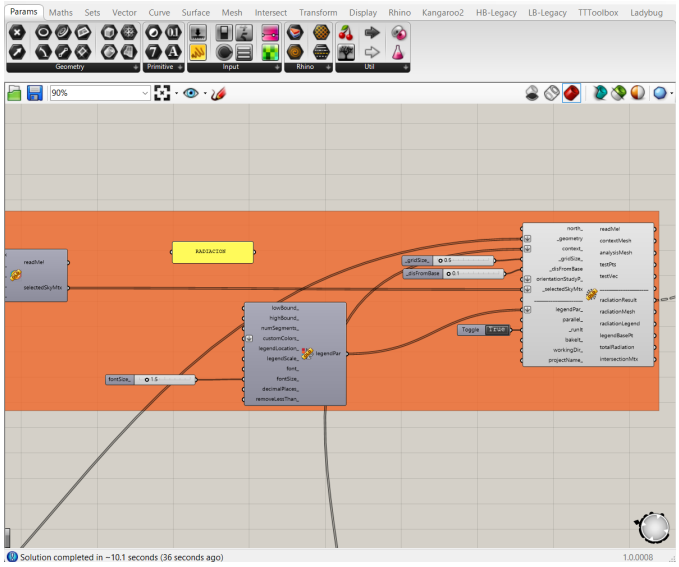


Figura 7.1: Interfaz de Grasshopper en conjunto con LadyBug (creación propia).

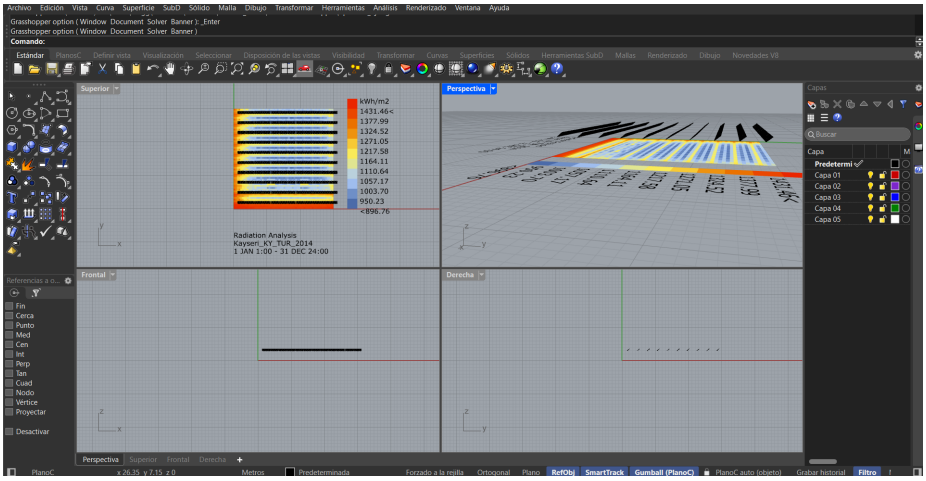


Figura 7.2: Interfaz de Rhino (creación propia).

7.1.2. Validación de Rhino

Para validar el software Rhino en aplicaciones agrivoltaicas, se calculó inicialmente la energía producida por un panel solar con las características descritas en la Tabla 7.1. Posteriormente, estos cálculos se compararon con los resultados obtenidos usando el programa *Explorador Solar* (Figura 7.3).

Para la simulación, se utilizó la celda *Example Module* del archivo California Energy Commission Modules (CEC), que proporciona una lista de paneles fotovoltaicos con sus respectivos datos [69].

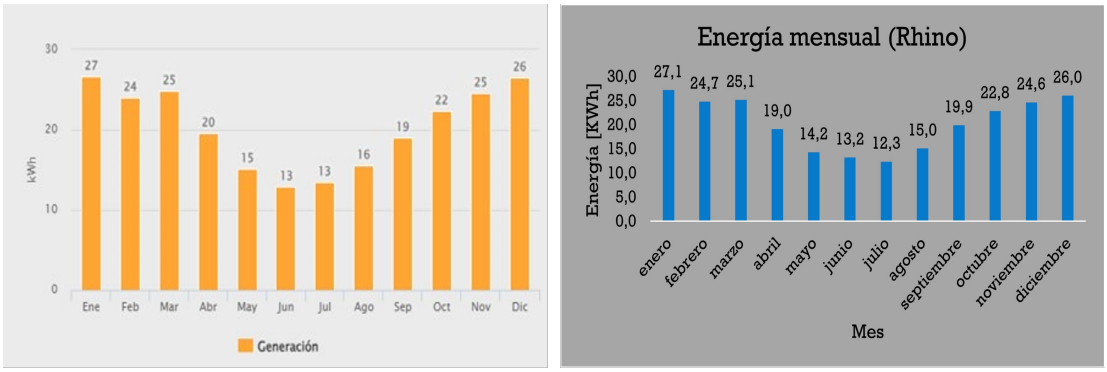
Tabla 7.1: Datos ocupados para modelar un sistema fotovoltaico en Santiago de Chile(creación propia).

Locación	Santiago de Chile	**Corriente de cortocircuito [A]**	7,5
Latitud [°]	-33,38	**Coeficiente de temperatura de corriente [mA/°C]**	3
Longitud [°]	-70,78	**Capacidad total instalada [KW]**	0,17
Nombre del panel	Example Module	**Tipo de montaje**	Estructura aislada
N° de celdas por panel	18	**Inclinación [°]**	33,38
Voltaje de máxima potencia [V]	8,4	**Capacidad del inversor [KW]**	0,16632
Corriente de máxima potencia [A]	6,6	**Eficiencia del inversor [%]**	96
Voltaje de circuito abierto [V]	10,4	**Factor de pérdidas del sistema fotovoltaico [%]**	15
Coeficiente de temperatura de voltaje [mV/°C]	-40		

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Producción energética anual de 244,023[KWh] por parte de Rhino.
- Producción energética anual de 245 [KWh] por parte del Explorador Solar.
- Diferencia porcentual de 0,4 % calculada mediante la ecuación (7.1).

$$Error_{Energía} = \frac{|Energía_{ExploradorSolar} - Energía_{Rhino}|}{Energía_{ExploradorSolar}} \cdot 100\,\% \tag{7.1}$$



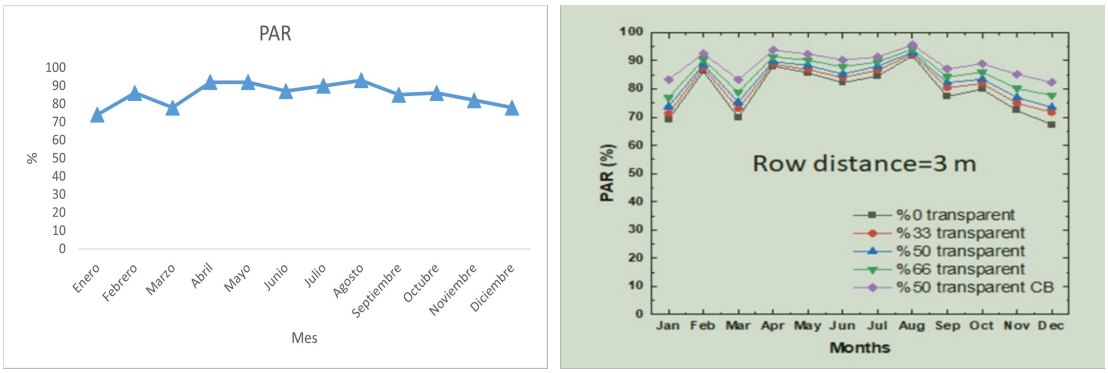
[a] [b]

Figura 7.3: Energía anual generada con los de la Tabla 7.1, ocupando el software Explorador Solar (a) y Rhino (b).

En segundo lugar, se replicó el caso de un estudio existente en Kayseri, Turquía (38.7205 N; 35.4826 E) [37]. Se utilizó el software Rhino para calcular la radiación global horizontal bajo los paneles solares y, posteriormente, determinar la radiación fotosintética activa (PAR) mediante la ecuación (2.1), que se empleó como referencia en la comparación. Las condiciones de la simulación fueron las siguientes:

- Azimut: 0°.
- Inclinación: igual a la latitud, 38,7205°.
- Área cubierta del panel: 66 %.
- Separación entre filas: 3[m].
- Altura de de la instalación: 3 [m]

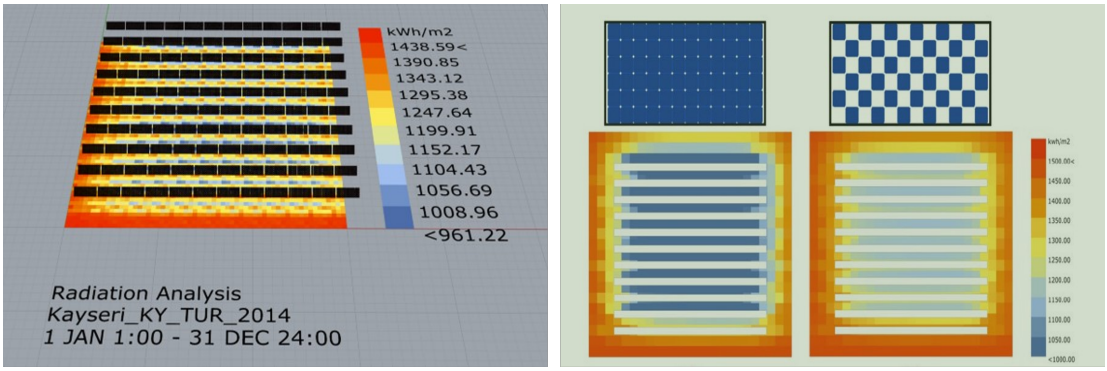
Los resultados obtenidos del cálculo de radiación global horizontal se presentan en la Figura 7.4, los



[a] [b]

Figura 7.5: PAR mensual (creación propia) con software Rhino (a) y la referencia ocupada de [37] (b).

cuales indican un error porcentual de 8,76 %, siendo los resultados del estudio original ligeramente más altos.



[a] [b]

Figura 7.4: Radiación global horizontal anual (creación propia) con software Rhino (a) y la referencia ocupada de [37] (b).

Los resultados del cálculo de la radiación fotosintética activa (PAR) se presentan en la Figura 7.5. Para la comparación, se debe observar la curva verde correspondiente al 66 % en la subfigura (b) de la misma figura.

Es importante señalar que el máximo error en la simulación, calculado con la ecuación (7.2) , es del 8,9 %. Este error se debe a que el estudio mencionado [37] utiliza datos climáticos del año 2016, mientras que las simulaciones hechas en Rhino se basaron en el Año Típico Meteorológico (TMY), que compila información de diversos escenarios climáticos. Cabe destacar que los datos TMY empleados en la simulación se encuentran disponibles en la página de EnergyPlus [38].

Con el error porcentual obtenido en las simulaciones en comparación al caso original, se puede decir que Rhino es una herramienta válida en el cálculo de radiación y energía eléctrica generada por paneles fotovoltaicos.

$$Error_{PAR} = \frac{|PAR_{kayseri} - PAR_{simulación}|}{PAR_{kayseri}} \cdot 100\,\% \tag{7.2}$$

7.2. Flujo de caja

A continuación, en las Figuras 7.2, 7.3 y 7.4 se presenta la tabla completa que refleja el flujo de caja del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1, mencionada en la sección 4.5.3. En ellas se observa una reinversión en el inversor en los años 10 y 20. Además se señala como el periodo de retorno de la inversión es al año 15, ya que el *´´Flujo neto actualizado acumulado"* en ese año periodo pasa de ser negativo a positivo

Tabla 7.2: Flujo de caja para los primeros diez años del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1

Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos por descuento en la voleta (+)	$0	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630
Ingresos por ventas de energía (+)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Costos Directos (-)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Utilidad Bruta	**$0**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**
Costos Indirectos (-)	$0	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000
Utilidad Operacional	**$0**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**
Diferencia Venta Activos											
Depreciación paneles (-)	$0	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250	$-1.006.250
Depreciación inversor (-)	$0	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959
Interés Corto Plazo (-)											
Interés Largo Plazo (-)	$0	$-639.105	$-587.577	$-533.628	$-477.143	$-418.003	$-356.084	$-291.254	$-223.378	$-152.311	$-77.904
Pérdidas Ejercicio Anterior (-)			$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Utilidad antes de Impuesto	**$0**	**$1.738.316**	**$1.789.843**	**$1.843.793**	**$1.900.278**	**$1.959.417**	**$2.021.337**	**$2.086.166**	**$2.154.043**	**$2.225.109**	**$2.299.516**
Impuestos a la renta (-)		$-469.345	$-483.258	$-497.824	$-513.075	$-529.043	$-545.761	$-563.265	$-581.592	$-600.780	$-620.869
Utilidad después de Impuestos	**$0**	**$1.268.970**	**$1.306.586**	**$1.345.969**	**$1.387.203**	**$1.430.375**	**$1.475.576**	**$1.522.901**	**$1.572.451**	**$1.624.330**	**$1.678.647**
Pérdidas Ejercicio Anterior			$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Depreciación de paneles (+)	$0	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250
Depreciación del inversor (+)	$0	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959
Amortización de Corto Plazo (-)											
Amortización de Largo Plazo (-)	$0	$-1.096.331	$-1.147.859	$-1.201.808	$-1.258.293	$-1.317.433	$-1.379.352	$-1.444.182	$-1.512.058	$-1.583.125	$-1.657.532
Venta de activos a Valor Libro (+)											
Reinversión del inversor (-)											$-5.439.189
Inversión inicial (-)	$-27.195.945										
Flujo de Caja Antes de Financiamiento.	**$-27.195.945**	**$1.450.849**	**$1.436.936**	**$1.422.370**	**$1.407.119**	**$1.391.151**	**$1.374.433**	**$1.356.929**	**$1.338.602**	**$1.319.414**	**$-4.139.864**
Crédito Largo Plazo (+)	$13.597.973										
Crédito Corto Plazo (+)	$0										
Flujo Neto de Caja	**$-13.597.973**	**$1.450.849**	**$1.436.936**	**$1.422.370**	**$1.407.119**	**$1.391.151**	**$1.374.433**	**$1.356.929**	**$1.338.602**	**$1.319.414**	**$-4.139.864**
Flujo Neto Actualizado	**$-13.597.973**	**$1.355.933**	**$1.255.076**	**$1.161.078**	**$1.073.484**	**$991.872**	**$915.843**	**$845.027**	**$779.079**	**$717.674**	**$-2.104.497**
Flujo Neto Actualizado Acumulado	**$-13.597.973**	**$-12.242.039**	**$-10.986.963**	**$-9.825.886**	**$-8.752.401**	**$-7.760.530**	**$-6.844.687**	**$-5.999.660**	**$-5.220.581**	**$-4.502.907**	**$-6.607.404**

Tabla 7.3: Flujo de caja para los años once al veinte del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1

Descripción	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos por descuento en la voleta (+)	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630
Ingresos por ventas de energía (+)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Costos Directos (-)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Utilidad Bruta	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**
Costos Indirectos (-)	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000
Utilidad Operacional	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**
Diferencia Venta Activos										
Depreciación paneles (-)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Depreciación inversor (-)	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959
Interés Corto Plazo (-)										
Interés Largo Plazo (-)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Pérdidas Ejercicio Anterior (-)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Utilidad antes de Impuesto	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**
Impuestos a la renta (-)	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591
Utilidad después de Impuestos	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**
Pérdidas Ejercicio Anterior	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Depreciación de paneles (+)	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250
Depreciación del inversor (+)	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959
Amortización de Corto Plazo (-)										
Amortización de Largo Plazo (-)	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Venta de activos a Valor Libro (+)										
Reinversión del inversor (-)										$-5.439.189
Inversión inicial (-)										
Flujo de Caja Antes de Financiamiento.	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$-1.690.900**
Crédito Largo Plazo (+)										
Crédito Corto Plazo (+)										
Flujo Neto de Caja	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$-1.690.900**
Flujo Neto Actualizado	**$1.780.785**	**$1.664.285**	**$1.555.407**	**$1.453.651**	**$1.358.552**	**$1.269.675**	**$1.186.612**	**$1.108.983**	**$1.036.433**	**$-436.961**
Flujo Neto Actualizado Acumulado	**$-4.826.619**	**$-3.162.334**	**$-1.606.928**	**$-153.277**	**$1.205.276**	**$2.474.951**	**$3.661.563**	**$4.770.547**	**$5.806.980**	**$5.370.019**

Tabla 7.4: Flujo de caja para los años veintiuno al veinticinco del escenario 4, opción 4, para el caso de ejemplo en Empedrado, considerando el uso de una tarifa BT1

Descripción	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos por descuento en la voleta (+)	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630	$3.865.630
Ingresos por ventas de energía (+)	$0	$0	$0	$0	$0
Costos Directos (-)	$0	$0	$0	$0	$0
Utilidad Bruta	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**	**$3.865.630**
Costos Indirectos (-)	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000	$-210.000
Utilidad Operacional	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**	**$3.655.630**
Diferencia Venta Activos					
Depreciación paneles (-)	$0	$0	$0	$0	$0
Depreciación inversor (-)	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959	$-271.959
Interés Corto Plazo (-)					
Interés Largo Plazo (-)	$0	$0	$0	$0	$0
Pérdidas Ejercicio Anterior (-)	$0	$0	$0	$0	
Utilidad antes de Impuesto	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**	**$3.383.670**
Impuestos a la renta (-)	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591	$-913.591
Utilidad después de Impuestos	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**	**$2.470.079**
Pérdidas Ejercicio Anterior	$0	$0	$0	$0	$0
Depreciación de paneles (+)	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250	$1.006.250
Depreciación del inversor (+)	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959	$271.959
Amortización de Corto Plazo (-)					
Amortización de Largo Plazo (-)	$0	$0	$0	$0	$0
Venta de activos a Valor Libro (+)					
Reinversión del inversor (-)					
Inversión inicial (-)					
Flujo de Caja Antes de Financiamiento.	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**
Crédito Largo Plazo (+)					
Crédito Corto Plazo (+)					
Flujo Neto de Caja	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**	**$3.748.289**
Flujo Neto Actualizado	**$905.261**	**$846.038**	**$790.690**	**$738.962**	**$690.619**
Flujo Neto Actualizado Acumulado	**$6.275.280**	**$7.121.318**	**$7.912.008**	**$8.650.970**	**$9.341.589**

7.3. Códigos

7.3.1. Código para el bloque en Rhino

```
# requirements: openpyxl
import rhinoscriptsyntax as rs
import Rhino.Geometry as rg
import scriptcontext as sc
import math
import os
import shutil
import sys
import System.Threading.Tasks as tasks
import time
import Rhino as rc
from itertools import chain
import datetime
import numpy as np
import csv
from openpyxl import load_workbook

Salida = []



def readMTXFile(daylightMtxDif, daylightMtxDir, n, newLocName,
lat, lngt, timeZone):
    # All the patches on top high get the same values so maybe
    # I should re-create the geometry 577 instead of 580
    # and keep in mind that first patch is ground!
    # I create the dictionary only for sky patches and don't
    collect the data
    # for the first patch
    # this line could have saved me 5 hours
    skyPatchesDict = {1 : 145,
                      2 : 580 - 3}

    numOfPatchesInEachRow = {1: [30, 30, 24, 24, 18, 12, 6, 1],
                             2: [60, 60, 60, 60, 48, 48, 48, 48,
                             36, 36, 24, 24, 12, 12, 1]}

    # first row is horizon and last row is the one
    strConv = {1 : [0.0435449227, 0.0416418006, 0.0473984151,
    0.0406730411, 0.0428934136, 0.0445221864, 0.0455168385,
    0.0344199465],
               2: [0.0113221971, 0.0111894547, 0.0109255262,
               0.0105335058, 0.0125224872, 0.0117312774,
```

```
                0.0108025291, 0.00974713106, 0.011436609,
                0.00974295956, 0.0119026242, 0.00905126163,
                0.0121875626, 0.00612971396, 0.00921483254]}

    numOfSkyPatches = skyPatchesDict[n]

    # create an empty dictionary
    radValuesDict = {}
    for skyPatch in range(numOfSkyPatches):
        radValuesDict[skyPatch] = {}



    resFileDif = open(daylightMtxDif, "r")
    resFileDir = open(daylightMtxDir, "r")

    def getValue(line, rowNumber):
        R, G, B = line.split(' ')
        value = (.265074126 * float(R) + .670114631 * float(G) +
        0.064811243 * float(B)) * strConv[n][rowNumber]
        return value

    lineCount = 0
    extraHeadingLines = 0 # no heading
    warnOff = False
    failedHours = {}
    for difLine, dirLine in zip(resFileDif, resFileDir):
        # each line is the data for each hour for a single patch

        # new version of gendaymtx genrates a header
        # this is a check to make sure the component will work for
        both versions
        if lineCount == 0 and difLine.startswith("#?RADIANCE"):
            # the file has a header
            extraHeadingLines = -8

        if lineCount + extraHeadingLines < 0:
            # pass heading line
            lineCount += 1
            continue

        # these lines is an empty line to separate patches do
        let's pass them
        hour = (lineCount + 1 + extraHeadingLines)\% 8761

        #print lineCount, hour

```

```
91          if hour != 0:
92              patchNumber =
93              int((lineCount + 1 +
94              extraHeadingLines)
95              /8761)
96
97              # first patch is ground!
98              if patchNumber != 0: #and patchNumber <
99              numOfSkyPatches:
100                 for rowCount, patchCountInRow in
101                 enumerate(numOfPatchesInEachRow[n]):
102                     if patchNumber - 1 <
103                     sum(numOfPatchesInEachRow[n][:rowCount+1]):
104                         rowNumber = rowCount
105                         # print rowNumber
106                         break
107
108                 difValue = getValue(difLine, rowNumber)
109                 dirValue = getValue(dirLine, rowNumber)
110
111
112                 radValuesDict[patchNumber-1][hour] = [difValue,
113                 dirValue]
114
115
116         lineCount += 1
117
118     resFileDif.close()
119     resFileDir.close()
120
121
122
123
124     class SkyResultsCollection(object):
125         def __init__(self, valuesDict, locationName, lat, lngt,
126         timeZone):
127             self.d = valuesDict
128             self.location = locationName
129             self.lat = lat
130             self.lngt = lngt
131             self.timeZone = timeZone
132
133         def ToString(self):
134             return 'AnnualDaylightMatrix::%s'% self.location
135
136     return SkyResultsCollection(radValuesDict, newLocName, lat,
137     lngt, timeZone)
```

```
138
139
140
141 def epwLocation(epw_file):
142         epwfile = open(epw_file,"r")
143         headline = epwfile.readline()
144         csheadline = headline.split(',')
145         while 1>0: #remove empty cells from the end of the list if
146         any
147             try: float(csheadline[-1]); break
148             except: csheadline.pop()
149         locName = ''
150         for hLine in range(1,4):
151             if csheadline[hLine] != '-':
152                 locName = locName + csheadline[hLine] + '_'
153         locName = locName[:-1]
154         lat = csheadline[-4]
155         lngt = csheadline[-3]
156         timeZone = csheadline[-2]
157         elev = csheadline[-1].strip()
158         locationString = "Site:Location,\n" + \
159             locName + ',\n' + \
160             lat+',      !Latitude\n' + \
161             lngt+',     !Longitude\n' + \
162             timeZone+',     !Time Zone\n' + \
163             elev + ';       !Elevation'
164         epwfile.close()
165         return locName, lat, lngt, timeZone, elev, locationString
166
167
168
169 def weaHeader(epwFileAddress):
170
171     locName, lat, long, timeZone, elev, dataStr =
172     epwLocation(epwFileAddress)
173
174     #print locName, lat, long, timeZone, elev
175
176     return  "place " + locName + "\n" + \
177             "latitude " + lat + "\n" + \
178             "longitude " + str(-float(long)) + "\n" + \
179             "time_zone " + str(-float(timeZone) * 15) + "\n" + \
180             "site_elevation " + elev + "\n" + \
181             "weather_data_file_units 1\n"
182
183
184
```

```
185 def hour2Date(hour):
186 
187     monthList = ['JAN', 'FEB', 'MAR', 'APR', 'MAY', 'JUN', 'JUL',
188     'AUG', 'SEP', 'OCT', 'NOV', 'DEC']
189     numOfDays = [0, 31, 59, 90, 120, 151, 181, 212, 243, 273, 304,
190     334, 365]
191     numOfHours = [24 * numOfDay for numOfDay in numOfDays]
192 
193     for h in range(len(numOfHours)-1):
194         if hour <= numOfHours[h+1]: month = h + 1; break
195 
196     if hour == 0: day = 1
197     elif (hour)$\% 24$ == 0: day = int((hour - numOfHours[h]) / 24)
198     else: day = int((hour - numOfHours[h]) / 24) + 1
199 
200     time = hour%24 + 0.5
201 
202     return str(day), str(month), str(time)
203 
204 
205 
206 def getRadiationValues(epw_file, analysisPeriod, weaFile):
207     # start hour and end hour
208     stHour = 0
209     endHour = 8760
210     epwfile = open(epw_file,"r")
211     for lineCount, line in enumerate(epwfile):
212         hour = lineCount - 8
213         if  int(stHour) <= hour <= int(endHour):
214             dirRad = (line.split(',')[14])
215             difRad = (line.split(',')[15])
216             day, month, time = hour2Date(hour)
217             weaFile.write(month + " " + day + " " + time + " " +
218             dirRad + " " + difRad + "\n")
219     epwfile.close()
220     return weaFile
221 
222 
223 
224 def epw2wea(weatherFile, analysisPeriod):
225     outputFile = weatherFile.replace(".epw", ".wea")
226     header = weaHeader(weatherFile)
227     weaFile = open(outputFile, 'w')
228     weaFile.write(header)
229     weaFile = getRadiationValues(weatherFile, analysisPeriod,
230     weaFile)
231     weaFile.close()
```

```
232
233     return outputFile
234
235
236
237 def removeBlank(str):
238         newStr = ''
239         chars = [' ', ',', '.', '-', '   ', '    ', '\\', '/']
240         for c in str:
241             if c in chars: newStr = newStr + '_'
242             else: newStr = newStr + c
243         return newStr
244
245
246
247 def copyFile(inputFile, copyFullpath):
248         if not os.path.isfile(copyFullpath):
249         shutil.copyfile(inputFile, copyFullpath)
250         return copyFullpath
251
252
253
254 def makeWorkingDir(workingDir):
255
256         if not os.path.exists(workingDir):
257             try:
258                 os.makedirs(workingDir)
259                 # print 'current working directory is set to: ',
260                 workingDir
261             except:
262                 print ("Usar otra direcci n")
263                 return -1
264         return workingDir
265
266
267
268 def downloadFile(url, workingDir, timeout = 20):
269         localFilePath = workingDir + '/' + url.split('/')[-1]
270         client = sys.Net.WebClient()
271         client.DownloadFile(url, localFilePath)
272
273 def downloadGendaymtx(workingDir):
274         # download the Gencumulative Sky
275         if not os.path.isfile(workingDir + '/gendaymtx.exe'):
276             try:
277                 print ('Downloading gendaymtx.exe to ', workingDir)
278
```

```
downloadFile('https://github.com/mostaphaRoudsari/ladybug/raw/maste
                r/resources/gendaymtx.exe', workingDir, 20)
                print ('Download complete!')
            except:
                allSet = False
                print ('Download failed!!! You need gendaymtx.exe
                to use this component.' + \
                '\nPlease check your internet connection, and try
                again!' + \
                '\nIf that does not work, you must manually
                download the file from this address:' + \
'\nhttps://github.com/mostaphaRoudsari/ladybug/raw/master/resources
                /gendaymtx.exe' + \
                '\nand copy it here:' + str(workingDir))
        else:
            pass
            #print 'GenCumulativeSky.exe is already available at
            ', workingDir + \
            #'\nPlease make sure you are using the latest version
            of GenCumulativeSky.exe'



def SKY_main(epwFile, skyType, workingDir):
    workingDir = makeWorkingDir(workingDir)
    workingDrive = workingDir[0:1]
    gendaymtxFile = os.path.join(workingDir, 'gendaymtx.exe')

    if not os.path.isfile(gendaymtxFile):
            # let's see if we can grab it from radiance folder
            if os.path.isfile("c:/radiance/bin/gendaymtx.exe"):
                # just copy this file
                shutil.copyfile("c:/radiance/bin/gendaymtx.exe",
                gendaymtxFile)
                # in newer versions of radiance you also need
                msvcr120.dll
                if os.path.isfile("c:/radiance/bin/msvcr120.dll"):
                    shutil.copyfile("c:/radiance/bin/msvcr120.dll",
                                    os.path.join(workingDir,
                                    'msvcr120.dll'))

            else:
                # download the file
                   = downloadGendaymtx(workingDir)

    #Obtener el  a  o  del epw
    year = 0
```

```
    with open(epwFile,"r") as epw_file:
                for lineCount, line in enumerate(epw_file):
                    year = (line.split(',')[0])

    #Importalr los datos del epw
    locName, lat, lngt, timeZone, elev, locationStr =
    epwLocation(epwFile)
    newLocName = removeBlank(locName + "_" + str(year))

    subWorkingDir = makeWorkingDir(workingDir + "\\" + newLocName)
    #print(subWorkingDir)
    #subWorkingDir = makeWorkingDir(workingDir + "/" + newLocName)
    weatherFileAddress = copyFile(epwFile, subWorkingDir + "\\" +
    newLocName + '.epw')
    #weatherFileAddress = copyFile(epwFile, subWorkingDir + "/" +
    newLocName + '.epw')

    weaFile = epw2wea(weatherFileAddress, [])

    outputFile = weaFile.replace(".wea", ".mtx")
    outputFileDif = weaFile.replace(".wea", "_dif_" + str(skyType)
    + ".mtx")
    outputFileDir = weaFile.replace(".wea", "_dir_" + str(skyType)
    + ".mtx")

    useOldRes = True

    if useOldRes and os.path.isfile(outputFileDif) and
    os.path.isfile(outputFileDir):
                # ask the user if he wants to re-run the study
                print ("Sky matrix files for this epw file are
                already existed on your system.\n" + \
                      "The component won't recalculate the sky and
                      imports the available result.\n" + \
                      "In case you don't want to use these files,
                      set useOldRes input to False and re-run the
                      study.\n" + \
                      "If you found the lines above confusing just
                      ignore it! It's all fine. =)\n")
    else:
                batchFile = weaFile.replace(".wea", ".bat")
                try:
                    username = ' %s' % os.getenv("USERNAME")
                except:
                    username = ''

                command = '@echo off \necho.\n echo HELLO{0}!\n' \
```

```
                            'echo DO NOT CLOSE THIS WINDOW.
                            \necho.\necho IT WILL BE CLOSED
                            AUTOMATICALLY WHEN THE CALCULATION IS
                            OVER!\n' \
                            'echo.\necho AND MAY TAKE FEW
                            MINUTES...\n' \
                            'echo.\n' \
                            'echo CALCULATING DIFFUSE COMPONENT OF
                            THE SKY...\n' \
                            '"{1}\\gendaymtx" -m {2} -s -O1 "{3}"> "
                            {4}"\n' \
                            'echo.\necho CALCULATING DIRECT
                            COMPONENT OF THE SKY...\n' \
                            '"{1}\\gendaymtx" -m {2} -d -O1 "{3}"> "
                            {5}"\n'

                #weafile2 =
r"C:\Users\diegg\OneDrive\Escritorio\CodigosPython\ArchivoEpwCopia\
Constitucion_Quivalgo_ML_CHL_2010\Constitucion_Quivalgo_ML_CHL_2010
.wea"
                #workingDir2 =
r"C:\Users\diegg\OneDrive\Escritorio\CodigosPython\ArchivoEpwCopia"
                command = command.format(username, workingDir, 1,
                weaFile,outputFileDif, outputFileDir)
                #print(command)
                file = open(batchFile, 'wb')
                file.write(command.encode('UTF-8'))
                file.close()

                os.system('"%s"' % batchFile)



    return outputFileDif, outputFileDir, newLocName, lat, lngt,
    timeZone



def Periodo_Analisis(stMonth, stDay, stHour, endMonth, endDay,
endHour):
    tupla_inicio = (int(stMonth),int(stDay), int(stHour))
    tupla_termino = (int(endMonth), int(endDay), int(endHour))
    periodo = (tupla_inicio,tupla_termino)

    return periodo


```

```
420
421 def Leer_Periodo_Analisis(tupla):
422     stMonth = tupla[0][0]
423     stDay = tupla[0][1]
424     stHour = tupla[0][2]
425     endMonth = tupla[1][0]
426     endDay = tupla[1][1]
427     endHour = tupla[1][2]
428
429     return stMonth, stDay, stHour, endMonth, endDay, endHour
430
431
432
433 def date2Hour(month, day, hour):
434     # fix the end day
435     numOfDays = [0, 31, 59, 90, 120, 151, 181, 212, 243, 273, 304,
436     334]
437     # dd = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31]
438     JD = numOfDays[int(month)-1] + int(day)
439     return (JD - 1) * 24 + hour
440
441
442
443 def getCumulativeSky(daylightMtxDict, runningPeriod):
444
445
446
447     def selectHourlyData(dataList, analysisPeriod):
448         # read analysis period
449         stMonth, stDay, stHour, endMonth, endDay, endHour =
450         Leer_Periodo_Analisis(analysisPeriod)
451
452         selHourlyData =[];
453
454         # select data
455         stAnnualHour = date2Hour(stMonth, stDay, stHour)
456         endAnnualHour = date2Hour(endMonth, endDay, endHour)
457
458         # check it goes from the end of the year to the start of
459         the year
460         if stAnnualHour < endAnnualHour:
461             for i, item in enumerate(dataList[stAnnualHour-
462             1:endAnnualHour+1]):
463                 if stHour-1 <= (i + stHour - 1)%24 <= endHour-1:
464                 selHourlyData.append(item)
465             Atype = True
466         else:
```

```
467             for i, item in enumerate(dataList[stAnnualHour-1:]):
468                 if stHour-1 <= (i + stHour - 1)%24 <= endHour-1:
469                 selHourlyData.append(item)
470             for i, item in enumerate(dataList[:endAnnualHour + 1]):
471                 if stHour-1 <= i %24 <= endHour-1:
472                 selHourlyData.append(item)
473             Atype = False
474 
475         return selHourlyData
476 
477     HOYS = selectHourlyData(range(8760), runningPeriod)
478 
479     hourlyMtx = []
480     for patchNumber in daylightMtxDict.keys():
481         cumulativeDifValue = 0
482         cumulativeDirValue = 0
483         # adding upp the values
484 
485         for HOY in HOYS:
486             difValue, dirValue = daylightMtxDict[patchNumber][HOY
487             + 1]
488             cumulativeDifValue += difValue
489             cumulativeDirValue += dirValue
490 
491         hourlyMtx.append([cumulativeDifValue/1000,
492         cumulativeDirValue/1000])
493 
494     return hourlyMtx
495 
496 
497 
498 def prepareLBList(skyMtxLists, analysisPeriod, locName, unit,
499 removeDiffuse, removeDirect):
500 
501     # prepare the final output
502 
503     stMonth, stDay, stHour, endMonth, endDay, endHour =
504     Leer_Periodo_Analisis(analysisPeriod)
505     totalRad =
506     ["key:location/dataType/units/frequency/startsAt/endsAt",
507     locName, "Sky Patches' Total Radiation", unit, 'NA', (stMonth,
508     stDay, stHour), (endMonth, endDay, endHour)]
509     diffuseRad =
510     ["key:location/dataType/units/frequency/startsAt/endsAt",
511     locName, "Sky Patches' Diffuse Radiation", unit, 'NA',
512     (stMonth, stDay, stHour), (endMonth, endDay, endHour)]
513     directRad =
```

```
514     ["key:location/dataType/units/frequency/startsAt/endsAt",
515     locName, "Sky Patches' Direct Radiation", unit, 'NA',
516     (stMonth, stDay, stHour), (endMonth, endDay, endHour)]
517 
518     for radValues in skyMtxLists:
519         if not removeDiffuse and not removeDirect:
520             totalRad.append(sum(radValues))
521             diffuseRad.append(radValues[0])
522             directRad.append(radValues[1])
523         elif removeDiffuse and removeDirect:
524             totalRad.append(0)
525             diffuseRad.append(0)
526             directRad.append(0)
527         elif removeDirect:
528             totalRad.append(radValues[0])
529             diffuseRad.append(radValues[0])
530             directRad.append(0)
531         elif removeDiffuse:
532             totalRad.append(radValues[1])
533             diffuseRad.append(0)
534             directRad.append(radValues[1])
535 
536     return totalRad + diffuseRad + directRad
537 
538 
539 
540 def separateList(lista, key):
541             indexList = []; listInfo = [];
542             for item in range(len(lista)):
543                 if lista[item] == key:
544                     indexList.append(item)
545                     listInfo.append(lista[item : item+7])
546             # in case of numbers with no str information
547             if len(indexList) == 0:
548                 indexList = [-7, len(lista)];
549                 listInfo = [[key, 'somewhere','someData',
550                 'someUnits', 'someTimeStep',(1, 1, 1),(12, 31,
551                 24)]]
552             else:
553                 indexList.append(len(lista))
554 
555             return indexList, listInfo
556 
557 
558 
559 def parallel_radCalculator(testPts, testVec, meshSrfArea, bldgMesh,
560                                contextMesh, parallel,
```

```
                                cumSkyResult, TregenzaPatches,
                                conversionFac, contextHeight =
                                2200000000000000,
                                northVector =
                                rc.Geometry.Vector3d.YAxis,
                                transmittance=None):
    # preparing bulk lists
    # create an empty dictionary for each point
    #print(testPts)
    intersectionMtx = {}
    for pp in range(len(testPts)): intersectionMtx[pp] = {}

    radiation = [0] * len(testPts)
    groundRadiation = [0] * len(testPts)
    radResult = [0] * len(testPts)
    groundRef = 30
    intersectionStTime = time.time()
    YAxis = rc.Geometry.Vector3d.YAxis
    ZAxis = rc.Geometry.Vector3d.ZAxis
    # Converting vectors to Rhino 3D Vectors
    sunUpHours = cumSkyResult [-1]
    TregenzaVectors = []
    for vector in TregenzaPatches:
    TregenzaVectors.append(rc.Geometry.Vector3d(*vector))

    angle = rc.Geometry.Vector3d.VectorAngle(northVector,
    YAxis)
    if northVector.X > 0 : angle = -angle

    if angle != 0: [vec.Rotate(angle, ZAxis) for vec in
    TregenzaVectors]
    PI = math.pi

    try:
        def srfRadCalculator(i):
            patchNum = 0
            for patchVec in TregenzaVectors:

                # let the user cancel the process
                #if gh.GH_Document.IsEscapeKeyDown(): assert
                False

                vecAngle =
                rc.Geometry.Vector3d.VectorAngle(patchVec,
                testVec[i]) # calculate the angle between the
                surface and sky patch

```

```
608                     intersectionMtx[i][patchNum] = {'isIntersect'
609                     : 0,
610                                                     'vecAngle' :
611                                                     vecAngle}
612
613                     if vecAngle < (PI/2):
614                         check = 1; # this is simply here becuse I
615                         can't trust the break!! Isn't it stupid?
616                         ray = rc.Geometry.Ray3d(testPts[i],
617                         patchVec) # generate the ray
618
619                         if bldgMesh!=None:
620                             #for bldg in bldgMesh: # bldgMesh is
621                             all joined as one mesh
622                             if
623             rc.Geometry.Intersect.Intersection.MeshRay(bldgMesh,
624             ray) >= 0.0: check = 0;
625
626                         if check != 0 and contextMesh!=None: #and
627                         testPts[i].Z < contextHeight:
628                             try:
629                                 # There is only one context mesh
630                                 and it is assumed to be opaque.
631                                 if
632     rc.Geometry.Intersect.Intersection.MeshRay(contextMesh,ray) >=
633     0.0:
634                                     check = 0
635                             except:
636                                 # There are several context meshes
637                                 and eachhas a different
638                                 transmittance.
639                                 for meshCount, contMesh in
640                                 enumerate(contextMesh):
641                                     if
642         rc.Geometry.Intersect.Intersection.MeshRay(contMesh,ray)
643         >= 0.0:
644                                         check =
645                                     check*transmittance[meshCount]
646
647                         if check == 1:
648                             radiation[i] = radiation[i] +
649                             (cumSkyResult[patchNum] *
650                             math.cos(vecAngle))
651                             intersectionMtx[i][patchNum] =
652                             {'isIntersect' : 1, 'vecAngle' :
653                             vecAngle}
654                             groundRadiation[i] = 0
```

```
                        elif check != 0:
                            radiation[i] = radiation[i] +
                            ((cumSkyResult[patchNum] *
                            math.cos(vecAngle))*check)
                            intersectionMtx[i][patchNum] =
                            {'isIntersect' : check, 'vecAngle' :
                            vecAngle}
                            groundRadiation[i] = 0
                    patchNum += 1

                radResult[i] = (groundRadiation[i] + radiation[i])
                #/sunUpHours

        except:
            print("The calculation is terminated by user!")
            assert False

        # calling the function
        try:
            if parallel:
    tasks.Parallel.ForEach(range(len(testPts)),srfRadCalculator)
            else:
                for i in range(len(testPts)):
                    srfRadCalculator(i)
        except:
            return None, None, None

        intersectionEndTime = time.time()
        print ('Radiation study time = ', ("%.3f" %
        (intersectionEndTime - intersectionStTime)), 'Seconds...')

        # total radiation
        totalRadiation = 0;
        for r in range(len(testPts)):
            totalRadiation = totalRadiation + (radResult[r] *
            meshSrfArea[r] * (conversionFac * conversionFac))

        return radResult, totalRadiation, intersectionMtx


def TregenzaPatchesNormalVectors2():
    TregenzaPatchesNormalVectors = [
    (0.0,0.994522,0.104528),(0.206773,0.972789,0.104528),
    (0.404508,0.908541,0.104528),
    (0.584565,0.804585,0.104528),(0.739074,0.665465,0.104528),
    (0.861281,0.497261,0.104528),
```

```
    (0.945847,0.307324,0.104528),(0.989074,0.103956,0.104528),
    (0.989074,-0.103956,0.104528),
    (0.945847,-0.307324,0.104528),(0.861281,-0.497261,0.104528),
    (0.739074,-0.665465,0.104528),
    (0.584565,-0.804585,0.104528),(0.404508,-0.908541,0.104528),
    (0.206773,-0.972789,0.104528),
    (0.0,-0.994522,0.104528),(-0.206773,-0.972789,0.104528),
    (-0.404508,-0.908541,0.104528),
    (-0.584565,-0.804585,0.104528),(-0.739074,-0.665465,0.104528),
    (-0.861281,-0.497261,0.104528),
    (-0.945847,-0.307324,0.104528),(-0.989074,-0.103956,0.104528),
    (-0.989074,0.103956,0.104528),
    (-0.945847,0.307324,0.104528),(-0.861281,0.497261,0.104528),
    (-0.739074,0.665465,0.104528),
    (-0.584565,0.804585,0.104528),(-0.404508,0.908541,0.104528),
    (-0.206773,0.972789,0.104528),
    (0.0,0.951057,0.309017),(0.197736,0.930274,0.309017),
    (0.38683,0.868833,0.309017),
    (0.559017,0.769421,0.309017),(0.706773,0.636381,0.309017),
    (0.823639,0.475528,0.309017),
    (0.904508,0.293893,0.309017),(0.945847,0.099412,0.309017),
    (0.945847,-0.099412,0.309017),
    (0.904508,-0.293893,0.309017),(0.823639,-0.475528,0.309017),
    (0.706773,-0.636381,0.309017),
    (0.559017,-0.769421,0.309017),(0.38683,-0.868833,0.309017),
    (0.197736,-0.930274,0.309017),
    (0.0,-0.951057,0.309017),(-0.197736,-0.930274,0.309017),
    (-0.38683,-0.868833,0.309017),
    (-0.559017,-0.769421,0.309017),(-0.706773,-0.636381,0.309017),
    (-0.823639,-0.475528,0.309017),
    (-0.904508,-0.293893,0.309017),(-0.945847,-0.099412,0.309017),
    (-0.945847,0.099412,0.309017),
    (-0.904508,0.293893,0.309017),(-0.823639,0.475528,0.309017),
    (-0.706773,0.636381,0.309017),
    (-0.559017,0.769421,0.309017),(-0.38683,0.868833,0.309017),
    (-0.197736,0.930274,0.309017),
    (0.0,0.866025,0.5),(0.224144,0.836516,0.5),(0.433013,0.75,0.5),
    (0.612372,0.612372,0.5),
    (0.75,0.433013,0.5),(0.836516,0.224144,0.5),(0.866025,0.0,0.5),
    (0.836516,-0.224144,0.5),
    (0.75,-0.433013,0.5),(0.612372,-0.612372,0.5),
    (0.433013,-0.75,0.5),(0.224144,-0.836516,0.5),
    (0.0,-0.866025,0.5),(-0.224144,-0.836516,0.5),
    (-0.433013,-0.75,0.5),(-0.612372,-0.612372,0.5),
    (-0.75,-0.433013,0.5),(-0.836516,-0.224144,0.5),
    (-0.866025,0.0,0.5),(-0.836516,0.224144,0.5),
    (-0.75,0.433013,0.5),(-0.612372,0.612372,0.5),
```

```
749     (-0.433013,0.75,0.5),(-0.224144,0.836516,0.5),
750     (0.0,0.743145,0.669131),(0.19234,0.717823,0.669131),
751     (0.371572,0.643582,0.669131),(0.525483,0.525483,0.669131),
752     (0.643582,0.371572,0.669131),(0.717823,0.19234,0.669131),
753     (0.743145,0.0,0.669131),(0.717823,-0.19234,0.669131),
754     (0.643582,-0.371572,0.669131),(0.525483,-0.525483,0.669131),
755     (0.371572,-0.643582,0.669131),
756     (0.19234,-0.717823,0.669131),(0.0,-0.743145,0.669131),
757     (-0.19234,-0.717823,0.669131),
758     (-0.371572,-0.643582,0.669131),(-0.525483,-0.525483,0.669131),
759     (-0.643582,-0.371572,0.669131),
760     (-0.717823,-0.19234,0.669131),(-0.743145,0.0,0.669131),
761     (-0.717823,0.19234,0.669131),
762     (-0.643582,0.371572,0.669131),(-0.525483,0.525483,0.669131),
763     (-0.371572,0.643582,0.669131),
764     (-0.19234,0.717823,0.669131),(0.0,0.587785,0.809017),
765     (0.201034,0.552337,0.809017),
766     (0.377821,0.45027,0.809017),(0.509037,0.293893,0.809017),
767     (0.578855,0.102068,0.809017),
768     (0.578855,-0.102068,0.809017),(0.509037,-0.293893,0.809017),
769     (0.377821,-0.45027,0.809017),
770     (0.201034,-0.552337,0.809017),(0.0,-0.587785,0.809017),
771     (-0.201034,-0.552337,0.809017),
772     (-0.377821,-0.45027,0.809017),(-0.509037,-0.293893,0.809017),
773     (-0.578855,-0.102068,0.809017),
774     (-0.578855,0.102068,0.809017),(-0.509037,0.293893,0.809017),
775     (-0.377821,0.45027,0.809017),
776     (-0.201034,0.552337,0.809017),(0.0,0.406737,0.913545),
777     (0.203368,0.352244,0.913545),
778     (0.352244,0.203368,0.913545),(0.406737,0.0,0.913545),
779     (0.352244,-0.203368,0.913545),
780     (0.203368,-0.352244,0.913545),(0.0,-0.406737,0.913545),
781     (-0.203368,-0.352244,0.913545),
782     (-0.352244,-0.203368,0.913545),(-0.406737,0.0,0.913545),
783     (-0.352244,0.203368,0.913545),
784     (-0.203368,0.352244,0.913545),(0.0,0.207912,0.978148),
785     (0.180057,0.103956,0.978148),
786     (0.180057,-0.103956,0.978148),(0.0,-0.207912,0.978148),
787     (-0.180057,-0.103956,0.978148),
788     (-0.180057,0.103956,0.978148),(0.0,0.0,1)]
789
790     return TregenzaPatchesNormalVectors
791
792
793 def ReinhartPatchesNormalVectors2():
794     ReinhartPatchesNormalVectors = [
795         (0.0,0.998533,0.054139),(0.104375,0.993063,0.054139),
```

```
796         (0.207607,0.976713,0.054139),
797     (0.308564,0.949662,0.054139),(0.40614,0.912206,0.054139),
798     (0.499267,0.864755,0.054139),
799     (0.586923,0.807831,0.054139),(0.668149,0.742055,0.054139),
800     (0.742055,0.668149,0.054139),
801     (0.807831,0.586923,0.054139),(0.864755,0.499267,0.054139),
802     (0.912206,0.40614,0.054139),
803     (0.949662,0.308564,0.054139),(0.976713,0.207607,0.054139),
804     (0.993063,0.104375,0.054139),
805     (0.998533,0.0,0.054139),(0.993063,-0.104375,0.054139),
806     (0.976713,-0.207607,0.054139),
807     (0.949662,-0.308564,0.054139),(0.912206,-0.40614,0.054139),
808     (0.864755,-0.499267,0.054139),
809     (0.807831,-0.586923,0.054139),(0.742055,-0.668149,0.054139),
810     (0.668149,-0.742055,0.054139),
811     (0.586923,-0.807831,0.054139),(0.499267,-0.864755,0.054139),
812     (0.40614,-0.912206,0.054139),
813     (0.308564,-0.949662,0.054139),(0.207607,-0.976713,0.054139),
814     (0.104375,-0.993063,0.054139),
815     (0.0,-0.998533,0.054139),(-0.104375,-0.993063,0.054139),
816     (-0.207607,-0.976713,0.054139),
817     (-0.308564,-0.949662,0.054139),(-0.40614,-0.912206,0.054139),
818     (-0.499267,-0.864755,0.054139),
819     (-0.586923,-0.807831,0.054139),(-0.668149,-0.742055,0.054139),
820     (-0.742055,-0.668149,0.054139),
821     (-0.807831,-0.586923,0.054139),(-0.864755,-0.499267,0.054139),
822     (-0.912206,-0.40614,0.054139),
823     (-0.949662,-0.308564,0.054139),(-0.976713,-0.207607,0.054139),
824     (-0.993063,-0.104375,0.054139),
825     (-0.998533,0.0,0.054139),(-0.993063,0.104375,0.054139),
826     (-0.976713,0.207607,0.054139),
827     (-0.949662,0.308564,0.054139),(-0.912206,0.40614,0.054139),
828     (-0.864755,0.499267,0.054139),
829     (-0.807831,0.586923,0.054139),(-0.742055,0.668149,0.054139),
830     (-0.668149,0.742055,0.054139),
831     (-0.586923,0.807831,0.054139),(-0.499267,0.864755,0.054139),
832     (-0.40614,0.912206,0.054139),
833     (-0.308564,0.949662,0.054139),(-0.207607,0.976713,0.054139),
834     (-0.104375,0.993063,0.054139),
835     (0.0,0.986827,0.161782),(0.103151,0.981421,0.161782),
836     (0.205173,0.965262,0.161782),
837     (0.304946,0.938528,0.161782),(0.401379,0.901511,0.161782),
838     (0.493413,0.854617,0.161782),
839     (0.580042,0.798359,0.161782),(0.660316,0.733355,0.161782),
840     (0.733355,0.660316,0.161782),
841     (0.798359,0.580042,0.161782),(0.854617,0.493413,0.161782),
842     (0.901511,0.401379,0.161782),
```

```
    (0.938528,0.304946,0.161782),(0.965262,0.205173,0.161782),
    (0.981421,0.103151,0.161782),
    (0.986827,0.0,0.161782),(0.981421,-0.103151,0.161782),
    (0.965262,-0.205173,0.161782),
    (0.938528,-0.304946,0.161782),(0.901511,-0.401379,0.161782),
    (0.854617,-0.493413,0.161782),
    (0.798359,-0.580042,0.161782),(0.733355,-0.660316,0.161782),
    (0.660316,-0.733355,0.161782),
    (0.580042,-0.798359,0.161782),(0.493413,-0.854617,0.161782),
    (0.401379,-0.901511,0.161782),
    (0.304946,-0.938528,0.161782),(0.205173,-0.965262,0.161782),
    (0.103151,-0.981421,0.161782),
    (0.0,-0.986827,0.161782),(-0.103151,-0.981421,0.161782),
    (-0.205173,-0.965262,0.161782),
    (-0.304946,-0.938528,0.161782),(-0.401379,-0.901511,0.161782),
    (-0.493413,-0.854617,0.161782),
    (-0.580042,-0.798359,0.161782),(-0.660316,-0.733355,0.161782),
    (-0.733355,-0.660316,0.161782),
    (-0.798359,-0.580042,0.161782),(-0.854617,-0.493413,0.161782),
    (-0.901511,-0.401379,0.161782),
    (-0.938528,-0.304946,0.161782),(-0.965262,-0.205173,0.161782),
    (-0.981421,-0.103151,0.161782),
    (-0.986827,0.0,0.161782),(-0.981421,0.103151,0.161782),
    (-0.965262,0.205173,0.161782),
    (-0.938528,0.304946,0.161782),(-0.901511,0.401379,0.161782),
    (-0.854617,0.493413,0.161782),
    (-0.798359,0.580042,0.161782),(-0.733355,0.660316,0.161782),
    (-0.660316,0.733355,0.161782),
    (-0.580042,0.798359,0.161782),(-0.493413,0.854617,0.161782),
    (-0.401379,0.901511,0.161782),
    (-0.304946,0.938528,0.161782),(-0.205173,0.965262,0.161782),
    (-0.103151,0.981421,0.161782),
    (0.0,0.96355,0.267528),(0.100718,0.958272,0.267528),
    (0.200333,0.942494,0.267528),
    (0.297753,0.91639,0.267528),(0.391911,0.880247,0.267528),
    (0.481775,0.834459,0.267528),
    (0.56636,0.779528,0.267528),(0.644741,0.716057,0.267528),
    (0.716057,0.644741,0.267528),
    (0.779528,0.56636,0.267528),(0.834459,0.481775,0.267528),
    (0.880247,0.391911,0.267528),
    (0.91639,0.297753,0.267528),(0.942494,0.200333,0.267528),
    (0.958272,0.100718,0.267528),
    (0.96355,0.0,0.267528),(0.958272,-0.100718,0.267528),
    (0.942494,-0.200333,0.267528),
    (0.91639,-0.297753,0.267528),(0.880247,-0.391911,0.267528),
    (0.834459,-0.481775,0.267528),
    (0.779528,-0.56636,0.267528),(0.716057,-0.644741,0.267528),
```

```
    (0.644741,-0.716057,0.267528),
    (0.56636,-0.779528,0.267528),(0.481775,-0.834459,0.267528),
    (0.391911,-0.880247,0.267528),
    (0.297753,-0.91639,0.267528),(0.200333,-0.942494,0.267528),
    (0.100718,-0.958272,0.267528),
    (0.0,-0.96355,0.267528),(-0.100718,-0.958272,0.267528),
    (-0.200333,-0.942494,0.267528),
    (-0.297753,-0.91639,0.267528),(-0.391911,-0.880247,0.267528),
    (-0.481775,-0.834459,0.267528),
    (-0.56636,-0.779528,0.267528),(-0.644741,-0.716057,0.267528),
    (-0.716057,-0.644741,0.267528),
    (-0.779528,-0.56636,0.267528),(-0.834459,-0.481775,0.267528),
    (-0.880247,-0.391911,0.267528),
    (-0.91639,-0.297753,0.267528),(-0.942494,-0.200333,0.267528),
    (-0.958272,-0.100718,0.267528),
    (-0.96355,0.0,0.267528),(-0.958272,0.100718,0.267528),
    (-0.942494,0.200333,0.267528),
    (-0.91639,0.297753,0.267528),(-0.880247,0.391911,0.267528),
    (-0.834459,0.481775,0.267528),
    (-0.779528,0.56636,0.267528),(-0.716057,0.644741,0.267528),
    (-0.644741,0.716057,0.267528),
    (-0.56636,0.779528,0.267528),(-0.481775,0.834459,0.267528),
    (-0.391911,0.880247,0.267528),
    (-0.297753,0.91639,0.267528),(-0.200333,0.942494,0.267528),
    (-0.100718,0.958272,0.267528),
    (0.0,0.928977,0.370138),(0.097105,0.923888,0.370138),
    (0.193145,0.908676,0.370138),
    (0.28707,0.883509,0.370138),(0.377849,0.848662,0.370138),
    (0.464488,0.804517,0.370138),
    (0.546039,0.751558,0.370138),(0.621607,0.690364,0.370138),
    (0.690364,0.621607,0.370138),
    (0.751558,0.546039,0.370138),(0.804517,0.464488,0.370138),
    (0.848662,0.377849,0.370138),
    (0.883509,0.28707,0.370138),(0.908676,0.193145,0.370138),
    (0.923888,0.097105,0.370138),
    (0.928977,0.0,0.370138),(0.923888,-0.097105,0.370138),
    (0.908676,-0.193145,0.370138),
    (0.883509,-0.28707,0.370138),(0.848662,-0.377849,0.370138),
    (0.804517,-0.464488,0.370138),
    (0.751558,-0.546039,0.370138),(0.690364,-0.621607,0.370138),
    (0.621607,-0.690364,0.370138),
    (0.546039,-0.751558,0.370138),(0.464488,-0.804517,0.370138),
    (0.377849,-0.848662,0.370138),
    (0.28707,-0.883509,0.370138),(0.193145,-0.908676,0.370138),
    (0.097105,-0.923888,0.370138),
    (0.0,-0.928977,0.370138),(-0.097105,-0.923888,0.370138),
    (-0.193145,-0.908676,0.370138),
```

```
937     (-0.28707,-0.883509,0.370138),(-0.377849,-0.848662,0.370138),
938     (-0.464488,-0.804517,0.370138),
939     (-0.546039,-0.751558,0.370138),(-0.621607,-0.690364,0.370138),
940     (-0.690364,-0.621607,0.370138),
941     (-0.751558,-0.546039,0.370138),(-0.804517,-0.464488,0.370138),
942     (-0.848662,-0.377849,0.370138),
943     (-0.883509,-0.28707,0.370138),(-0.908676,-0.193145,0.370138),
944     (-0.923888,-0.097105,0.370138),
945     (-0.928977,0.0,0.370138),(-0.923888,0.097105,0.370138),
946     (-0.908676,0.193145,0.370138),
947     (-0.883509,0.28707,0.370138),(-0.848662,0.377849,0.370138),
948     (-0.804517,0.464488,0.370138),
949     (-0.751558,0.546039,0.370138),(-0.690364,0.621607,0.370138),
950     (-0.621607,0.690364,0.370138),
951     (-0.546039,0.751558,0.370138),(-0.464488,0.804517,0.370138),
952     (-0.377849,0.848662,0.370138),
953     (-0.28707,0.883509,0.370138),(-0.193145,0.908676,0.370138),
954     (-0.097105,0.923888,0.370138),
955     (0.0,0.883512,0.468408),(0.115321,0.875953,0.468408),
956     (0.22867,0.853407,0.468408),
957     (0.338105,0.816259,0.468408),(0.441756,0.765144,0.468408),
958     (0.537848,0.700937,0.468408),
959     (0.624737,0.624737,0.468408),(0.700937,0.537848,0.468408),
960     (0.765144,0.441756,0.468408),
961     (0.816259,0.338105,0.468408),(0.853407,0.22867,0.468408),
962     (0.875953,0.115321,0.468408),
963     (0.883512,0.0,0.468408),(0.875953,-0.115321,0.468408),
964     (0.853407,-0.22867,0.468408),
965     (0.816259,-0.338105,0.468408),(0.765144,-0.441756,0.468408),
966     (0.700937,-0.537848,0.468408),
967     (0.624737,-0.624737,0.468408),(0.537848,-0.700937,0.468408),
968     (0.441756,-0.765144,0.468408),
969     (0.338105,-0.816259,0.468408),(0.22867,-0.853407,0.468408),
970     (0.115321,-0.875953,0.468408),
971     (0.0,-0.883512,0.468408),(-0.115321,-0.875953,0.468408),
972     (-0.22867,-0.853407,0.468408),
973     (-0.338105,-0.816259,0.468408),(-0.441756,-0.765144,0.468408),
974     (-0.537848,-0.700937,0.468408),
975     (-0.624737,-0.624737,0.468408),(-0.700937,-0.537848,0.468408),
976     (-0.765144,-0.441756,0.468408),
977     (-0.816259,-0.338105,0.468408),(-0.853407,-0.22867,0.468408),
978     (-0.875953,-0.115321,0.468408),
979     (-0.883512,0.0,0.468408),(-0.875953,0.115321,0.468408),
980     (-0.853407,0.22867,0.468408),
981     (-0.816259,0.338105,0.468408),(-0.765144,0.441756,0.468408),
982     (-0.700937,0.537848,0.468408),
983     (-0.624737,0.624737,0.468408),(-0.537848,0.700937,0.468408),
```

```
    (-0.441756,0.765144,0.468408),
    (-0.338105,0.816259,0.468408),(-0.22867,0.853407,0.468408),
    (-0.115321,0.875953,0.468408),
    (0.0,0.827689,0.561187),(0.108035,0.820608,0.561187),
    (0.214222,0.799486,0.561187),
    (0.316743,0.764685,0.561187),(0.413844,0.7168,0.561187),
    (0.503865,0.65665,0.561187),
    (0.585265,0.585265,0.561187),(0.65665,0.503865,0.561187),
    (0.7168,0.413844,0.561187),
    (0.764685,0.316743,0.561187),(0.799486,0.214222,0.561187),
    (0.820608,0.108035,0.561187),
    (0.827689,0.0,0.561187),(0.820608,-0.108035,0.561187),
    (0.799486,-0.214222,0.561187),
    (0.764685,-0.316743,0.561187),(0.7168,-0.413844,0.561187),
    (0.65665,-0.503865,0.561187),
    (0.585265,-0.585265,0.561187),(0.503865,-0.65665,0.561187),
    (0.413844,-0.7168,0.561187),
    (0.316743,-0.764685,0.561187),(0.214222,-0.799486,0.561187),
    (0.108035,-0.820608,0.561187),
    (0.0,-0.827689,0.561187),(-0.108035,-0.820608,0.561187),
    (-0.214222,-0.799486,0.561187),
    (-0.316743,-0.764685,0.561187),(-0.413844,-0.7168,0.561187),
    (-0.503865,-0.65665,0.561187),
    (-0.585265,-0.585265,0.561187),(-0.65665,-0.503865,0.561187),
    (-0.7168,-0.413844,0.561187),
    (-0.764685,-0.316743,0.561187),(-0.799486,-0.214222,0.561187),
    (-0.820608,-0.108035,0.561187),
    (-0.827689,0.0,0.561187),(-0.820608,0.108035,0.561187),
    (-0.799486,0.214222,0.561187),
    (-0.764685,0.316743,0.561187),(-0.7168,0.413844,0.561187),
    (-0.65665,0.503865,0.561187),
    (-0.585265,0.585265,0.561187),(-0.503865,0.65665,0.561187),
    (-0.413844,0.7168,0.561187),
    (-0.316743,0.764685,0.561187),(-0.214222,0.799486,0.561187),
    (-0.108035,0.820608,0.561187),
    (0.0,0.762162,0.647386),(0.099482,0.755642,0.647386),
    (0.197262,0.736192,0.647386),
    (0.291667,0.704146,0.647386),(0.381081,0.660052,0.647386),
    (0.463975,0.604664,0.647386),
    (0.53893,0.53893,0.647386),(0.604664,0.463975,0.647386),
    (0.660052,0.381081,0.647386),
    (0.704146,0.291667,0.647386),(0.736192,0.197262,0.647386),
    (0.755642,0.099482,0.647386),
    (0.762162,0.0,0.647386),(0.755642,-0.099482,0.647386),
    (0.736192,-0.197262,0.647386),
    (0.704146,-0.291667,0.647386),(0.660052,-0.381081,0.647386),
    (0.604664,-0.463975,0.647386),
```

```
    (0.53893,-0.53893,0.647386),(0.463975,-0.604664,0.647386),
    (0.381081,-0.660052,0.647386),
    (0.291667,-0.704146,0.647386),(0.197262,-0.736192,0.647386),
    (0.099482,-0.755642,0.647386),
    (0.0,-0.762162,0.647386),(-0.099482,-0.755642,0.647386),
    (-0.197262,-0.736192,0.647386),
    (-0.291667,-0.704146,0.647386),(-0.381081,-0.660052,0.647386),
    (-0.463975,-0.604664,0.647386),
    (-0.53893,-0.53893,0.647386),(-0.604664,-0.463975,0.647386),
    (-0.660052,-0.381081,0.647386),
    (-0.704146,-0.291667,0.647386),(-0.736192,-0.197262,0.647386),
    (-0.755642,-0.099482,0.647386),
    (-0.762162,0.0,0.647386),(-0.755642,0.099482,0.647386),
    (-0.736192,0.197262,0.647386),
    (-0.704146,0.291667,0.647386),(-0.660052,0.381081,0.647386),
    (-0.604664,0.463975,0.647386),
    (-0.53893,0.53893,0.647386),(-0.463975,0.604664,0.647386),
    (-0.381081,0.660052,0.647386),
    (-0.291667,0.704146,0.647386),(-0.197262,0.736192,0.647386),
    (-0.099482,0.755642,0.647386),
    (0.0,0.687699,0.725995),(0.089763,0.681816,0.725995),
    (0.17799,0.664267,0.725995),
    (0.263171,0.635351,0.725995),(0.34385,0.595565,0.725995),
    (0.418645,0.545589,0.725995),
    (0.486277,0.486277,0.725995),(0.545589,0.418645,0.725995),
    (0.595565,0.34385,0.725995),
    (0.635351,0.263171,0.725995),(0.664267,0.17799,0.725995),
    (0.681816,0.089763,0.725995),
    (0.687699,0.0,0.725995),(0.681816,-0.089763,0.725995),
    (0.664267,-0.17799,0.725995),
    (0.635351,-0.263171,0.725995),(0.595565,-0.34385,0.725995),
    (0.545589,-0.418645,0.725995),
    (0.486277,-0.486277,0.725995),(0.418645,-0.545589,0.725995),
    (0.34385,-0.595565,0.725995),
    (0.263171,-0.635351,0.725995),(0.17799,-0.664267,0.725995),
    (0.089763,-0.681816,0.725995),
    (0.0,-0.687699,0.725995),(-0.089763,-0.681816,0.725995),
    (-0.17799,-0.664267,0.725995),
    (-0.263171,-0.635351,0.725995),(-0.34385,-0.595565,0.725995),
    (-0.418645,-0.545589,0.725995),
    (-0.486277,-0.486277,0.725995),(-0.545589,-0.418645,0.725995),
    (-0.595565,-0.34385,0.725995),
    (-0.635351,-0.263171,0.725995),(-0.664267,-0.17799,0.725995),
    (-0.681816,-0.089763,0.725995),
    (-0.687699,0.0,0.725995),(-0.681816,0.089763,0.725995),
    (-0.664267,0.17799,0.725995),
    (-0.635351,0.263171,0.725995),(-0.595565,0.34385,0.725995),
```

```
    (-0.545589,0.418645,0.725995),
    (-0.486277,0.486277,0.725995),(-0.418645,0.545589,0.725995),
    (-0.34385,0.595565,0.725995),
    (-0.263171,0.635351,0.725995),(-0.17799,0.664267,0.725995),
    (-0.089763,0.681816,0.725995),
    (0.0,0.605174,0.796093),(0.105087,0.59598,0.796093),
    (0.206982,0.568678,0.796093),
    (0.302587,0.524096,0.796093),(0.388998,0.46359,0.796093),
    (0.46359,0.388998,0.796093),
    (0.524096,0.302587,0.796093),(0.568678,0.206982,0.796093),
    (0.59598,0.105087,0.796093),
    (0.605174,0.0,0.796093),(0.59598,-0.105087,0.796093),
    (0.568678,-0.206982,0.796093),
    (0.524096,-0.302587,0.796093),(0.46359,-0.388998,0.796093),
    (0.388998,-0.46359,0.796093),
    (0.302587,-0.524096,0.796093),(0.206982,-0.568678,0.796093),
    (0.105087,-0.59598,0.796093),
    (0.0,-0.605174,0.796093),(-0.105087,-0.59598,0.796093),
    (-0.206982,-0.568678,0.796093),
    (-0.302587,-0.524096,0.796093),(-0.388998,-0.46359,0.796093),
    (-0.46359,-0.388998,0.796093),
    (-0.524096,-0.302587,0.796093),(-0.568678,-0.206982,0.796093),
    (-0.59598,-0.105087,0.796093),
    (-0.605174,0.0,0.796093),(-0.59598,0.105087,0.796093),
    (-0.568678,0.206982,0.796093),
    (-0.524096,0.302587,0.796093),(-0.46359,0.388998,0.796093),
    (-0.388998,0.46359,0.796093),
    (-0.302587,0.524096,0.796093),(-0.206982,0.568678,0.796093),
    (-0.105087,0.59598,0.796093),
    (0.0,0.515554,0.856857),(0.089525,0.507721,0.856857),
    (0.17633,0.484462,0.856857),
    (0.257777,0.446483,0.856857),(0.331392,0.394937,0.856857),
    (0.394937,0.331392,0.856857),
    (0.446483,0.257777,0.856857),(0.484462,0.17633,0.856857),
    (0.507721,0.089525,0.856857),
    (0.515554,0.0,0.856857),(0.507721,-0.089525,0.856857),
    (0.484462,-0.17633,0.856857),
    (0.446483,-0.257777,0.856857),(0.394937,-0.331392,0.856857),
    (0.331392,-0.394937,0.856857),
    (0.257777,-0.446483,0.856857),(0.17633,-0.484462,0.856857),
    (0.089525,-0.507721,0.856857),
    (0.0,-0.515554,0.856857),(-0.089525,-0.507721,0.856857),
    (-0.17633,-0.484462,0.856857),
    (-0.257777,-0.446483,0.856857),(-0.331392,-0.394937,0.856857),
    (-0.394937,-0.331392,0.856857),
    (-0.446483,-0.257777,0.856857),(-0.484462,-0.17633,0.856857),
    (-0.507721,-0.089525,0.856857),
```

```
    (-0.515554,0.0,0.856857),(-0.507721,0.089525,0.856857),
    (-0.484462,0.17633,0.856857),
    (-0.446483,0.257777,0.856857),(-0.394937,0.331392,0.856857),
    (-0.331392,0.394937,0.856857),
    (-0.257777,0.446483,0.856857),(-0.17633,0.484462,0.856857),
    (-0.089525,0.507721,0.856857),
    (0.0,0.419889,0.907575),(0.108675,0.405582,0.907575),
    (0.209945,0.363635,0.907575),
    (0.296906,0.296906,0.907575),(0.363635,0.209945,0.907575),
    (0.405582,0.108675,0.907575),
    (0.419889,0.0,0.907575),(0.405582,-0.108675,0.907575),
    (0.363635,-0.209945,0.907575),
    (0.296906,-0.296906,0.907575),(0.209945,-0.363635,0.907575),
    (0.108675,-0.405582,0.907575),
    (0.0,-0.419889,0.907575),(-0.108675,-0.405582,0.907575),
    (-0.209945,-0.363635,0.907575),
    (-0.296906,-0.296906,0.907575),(-0.363635,-0.209945,0.907575),
    (-0.405582,-0.108675,0.907575),
    (-0.419889,0.0,0.907575),(-0.405582,0.108675,0.907575),
    (-0.363635,0.209945,0.907575),
    (-0.296906,0.296906,0.907575),(-0.209945,0.363635,0.907575),
    (-0.108675,0.405582,0.907575),
    (0.0,0.319302,0.947653),(0.082641,0.308422,0.947653),
    (0.159651,0.276523,0.947653),
    (0.22578,0.22578,0.947653),(0.276523,0.159651,0.947653),
    (0.308422,0.082641,0.947653),
    (0.319302,0.0,0.947653),(0.308422,-0.082641,0.947653),
    (0.276523,-0.159651,0.947653),
    (0.22578,-0.22578,0.947653),(0.159651,-0.276523,0.947653),
    (0.082641,-0.308422,0.947653),
    (0.0,-0.319302,0.947653),(-0.082641,-0.308422,0.947653),
    (-0.159651,-0.276523,0.947653),
    (-0.22578,-0.22578,0.947653),(-0.276523,-0.159651,0.947653),
    (-0.308422,-0.082641,0.947653),
    (-0.319302,0.0,0.947653),(-0.308422,0.082641,0.947653),
    (-0.276523,0.159651,0.947653),
    (-0.22578,0.22578,0.947653),(-0.159651,0.276523,0.947653),
    (-0.082641,0.308422,0.947653),
    (0.0,0.21497,0.976621),(0.107485,0.18617,0.976621),
    (0.18617,0.107485,0.976621),
    (0.21497,0.0,0.976621),(0.18617,-0.107485,0.976621),
    (0.107485,-0.18617,0.976621),
    (0.0,-0.21497,0.976621),(-0.107485,-0.18617,0.976621),
    (-0.18617,-0.107485,0.976621),
    (-0.21497,0.0,0.976621),(-0.18617,0.107485,0.976621),
    (-0.107485,0.18617,0.976621),
    (0.0,0.108119,0.994138),(0.05406,0.093634,0.994138),
```

```
    (0.093634,0.05406,0.994138),
    (0.108119,0.0,0.994138),(0.093634,-0.05406,0.994138),
    (0.05406,-0.093634,0.994138),
    (0.0,-0.108119,0.994138),(-0.05406,-0.093634,0.994138),
    (-0.093634,-0.05406,0.994138),
    (-0.108119,0.0,0.994138),(-0.093634,0.05406,0.994138),
    (-0.05406,0.093634,0.994138),
    (0.0,0.0,1.0)]

    return ReinhartPatchesNormalVectors




def angle2north(north):

    return 0, rc.Geometry.Vector3d.YAxis



def readOrientationParameters(orientationStudyP):

    return False, False, None, [0]



def cleanAndCoerceList(brepList):
        #""" This definition clean the list and add them to
        RhinoCommon"""
        outputMesh = []
        outputBrep = []

        for id in brepList:
            if rs.IsMesh(id):
                geo = rs.coercemesh(id)
                if geo is not None:
                    outputMesh.append(geo)
                    try: rs.DeleteObject(id)
                    except: pass

            elif rs.IsBrep(id):
                geo = rs.coercebrep(id)
                if geo is not None:
                    outputBrep.append(geo)
                    try: rs.DeleteObject(id)
                    except: pass

```

```
                else:
                    # the idea was to remove the problematice
                    surfaces
                    # not all the geometry which is not possible
                    since
                    # badGeometries won't pass rs.IsBrep()
                    tempBrep = []
                    surfaces = rs.ExplodePolysurfaces(id)
                    for surface in surfaces:
                        geo = rs.coercesurface(surface)
                        if geo is not None:
                            tempBrep.append(geo)
                            try: rs.DeleteObject(surface)
                            except: pass
                    geo = rc.Geometry.Brep.JoinBreps(tempBrep,
                    sc.doc.ModelAbsoluteTolerance)
                    for Brep in tempBrep:
                        Brep.Dispose()
                        try: rs.DeleteObject(id)
                        except: pass
                    outputBrep.append(geo)
        return outputMesh, outputBrep


def parallel_makeSurfaceMesh(brep, gridSize, parallel = False):
        ## mesh breps
        def makeMeshFromSrf(i):
            try:
                mesh[i] = rc.Geometry.Mesh.CreateFromBrep(brep[i],
                meshParam)
                brep[i].Dispose()
            except:
                print ('Error in converting Brep to Mesh...')
                pass

        # prepare bulk list for each surface
        mesh = [None] * len(brep)

        # set-up mesh parameters for each surface based on surface
        size
        aspectRatio = 1
        meshParam = rc.Geometry.MeshingParameters.Default
rc.Geometry.MeshingParameters.MaximumEdgeLength.__set__(meshParam,
(gridSize))
rc.Geometry.MeshingParameters.MinimumEdgeLength.__set__(meshParam,
(gridSize))
```

```
rc.Geometry.MeshingParameters.GridAspectRatio.__set__(meshParam,
aspectRatio)

        ## Call the mesh function
        if parallel:
          tasks.Parallel.ForEach(range(len(brep)),makeMeshFromSrf)
        else:
            for i in range(len(mesh)):
                makeMeshFromSrf(i)

        return mesh



def parallel_makeContextMesh(brep, parallel = False):
        ## mesh breps
        def makeMeshFromSrf(i):
            try:
                mesh[i] = rc.Geometry.Mesh.CreateFromBrep(brep[i],
                meshParam)
                brep[i].Dispose()
            except:
                print ('Error in converting Brep to Mesh...')
                pass

        # prepare bulk list for each surface
        mesh = [None] * len(brep)

        # set-up mesh parameters for each surface based on surface
        size
        meshParam = rc.Geometry.MeshingParameters.Default #Coarse
    rc.Geometry.MeshingParameters.GridMaxCount.__set__(meshParam,
    1)
    rc.Geometry.MeshingParameters.SimplePlanes.__set__(meshParam,
    True)
rc.Geometry.MeshingParameters.GridAmplification.__set__(meshParam,
1.5)

        ## Call the mesh function
        if parallel:
           tasks.Parallel.ForEach(range(len(brep)),makeMeshFromSrf)
        else:
            for i in range(len(mesh)):
                makeMeshFromSrf(i)

        return mesh

```

```
1313
1314
1315 def parallel_testPointCalculator(analysisSrfs, disFromBase,
1316 parallel = True):
1317         # Mesh functions should be modified and be written
1318         interrelated as a class
1319         movingDis = disFromBase
1320
1321         # preparing bulk lists
1322         #testPoint = [[]] * len(analysisSrfs)
1323         #srfNormals = [[]] * len(analysisSrfs)
1324         #meshSrfCen = [[]] * len(analysisSrfs)
1325         #meshSrfArea = [[]] * len(analysisSrfs)
1326
1327         testPoint = [[] for _ in range(len(analysisSrfs))]
1328         srfNormals = [[] for _ in range(len(analysisSrfs))]
1329         meshSrfCen = [[] for _ in range(len(analysisSrfs))]
1330         meshSrfArea = [[] for _ in range(len(analysisSrfs))]
1331
1332         srfCount = 0
1333         for srf in analysisSrfs:
1334             testPoint[srfCount] = list(range(srf.Faces.Count))
1335             #print(testPoint)
1336             srfNormals[srfCount] = list(range(srf.Faces.Count))
1337             meshSrfCen[srfCount] = list(range(srf.Faces.Count))
1338             meshSrfArea[srfCount] = list(range(srf.Faces.Count))
1339             srfCount += 1
1340
1341         try:
1342             def srfPtCalculator(i):
1343                 # calculate face normals
1344                 analysisSrfs[i].FaceNormals.ComputeFaceNormals()
1345                 analysisSrfs[i].FaceNormals.UnitizeFaceNormals()
1346
1347                 for face in range(analysisSrfs[i].Faces.Count):
1348                     #print(face)
1349                     #print(i)
1350                     #print(srfNormals[i])
1351                     #print(type (srfNormals[i][face]))
1352                     #srfNormals[i].append(0)
1353                     srfNormals[i][face] =
1354                     analysisSrfs[i].FaceNormals[face] # store face
1355                     normals
1356                     meshSrfCen[i][face] =
1357                     analysisSrfs[i].Faces.GetFaceCenter(face) #
1358                     store face centers
1359                     # calculate test points
```

```
                    if srfNormals[i][face]:
                        movingVec =
            rc.Geometry.Vector3f.Multiply(movingDis,srfNormals[i]
            [face])
                        testPoint[i][face] =
        rc.Geometry.Point3d.Add(rc.Geometry.Point3d(meshSrfCen[i]
        [face]), movingVec)
                    # make mesh surface, calculate the area,
                    dispose the mesh and mass area calculation
                    tempMesh = rc.Geometry.Mesh()
tempMesh.Vertices.Add(analysisSrfs[i].Vertices[analysisSrfs[i].Face
s[face].A]) #0
tempMesh.Vertices.Add(analysisSrfs[i].Vertices[analysisSrfs[i].Face
s[face].B]) #1
tempMesh.Vertices.Add(analysisSrfs[i].Vertices[analysisSrfs[i].Face
s[face].C]) #2
tempMesh.Vertices.Add(analysisSrfs[i].Vertices[analysisSrfs[i].Face
s[face].D]) #3
                    tempMesh.Faces.AddFace(0, 1, 3, 2)
                    massData =
                rc.Geometry.AreaMassProperties.Compute(tempMesh)
                    meshSrfArea[i][face] = massData.Area
                    massData.Dispose()
                    tempMesh.Dispose()


        except:
            print ('Error in Extracting Test Points')
            pass

        # calling the function
        if parallel:
tasks.Parallel.ForEach(range(len(analysisSrfs)),srfPtCalculator)
        else:
            #print("KWEAAA")
            #print(len(analysisSrfs))

            for i in range(len(analysisSrfs)):
                srfPtCalculator(i)

        return testPoint, srfNormals, meshSrfArea


def flattenList(l):
        return list(chain.from_iterable(l))

```

```
1407
1408
1409 def joinMesh(meshList):
1410         joinedMesh = rc.Geometry.Mesh()
1411         for m in meshList: joinedMesh.Append(m)
1412         return joinedMesh
1413
1414
1415
1416 def runAnalyses(testPoints, ptsNormals, meshSrfAreas,
1417 analysisSrfs, contextSrfs, contextTransmit, parallel,
1418 cumSky_radiationStudy, viewPoints_viewStudy, viewFields_Angles_D,
1419 sunVectors_sunlightHour, conversionFac, northVector):
1420     RADIANCE_radiationStudy = []
1421     #print("1208")
1422     #print(cumSky_radiationStudy)
1423     #print(len(cumSky_radiationStudy))
1424     if len(RADIANCE_radiationStudy)!=0:
1425         pass
1426     elif cumSky_radiationStudy != None and
1427     (len(cumSky_radiationStudy) == 456 or
1428     len(cumSky_radiationStudy) == 1752) and analysisSrfs:
1429         indexList, listInfo =
1430 separateList(cumSky_radiationStudy,'key:location/dataType/units/fre
1431 quency/startsAt/endsAt')
1432         #print("indexList")
1433         #print(indexList)
1434         strToBeFound =
1435         'key:location/dataType/units/frequency/startsAt/endsAt'
1436         selList = []
1437         for i in range(1):
1438             [selList.append(float(x)) for x in
1439             cumSky_radiationStudy[indexList[i]+7:indexList[i+1]]]
1440
1441         cumSky_radiationStudy = selList
1442         if parallel:
1443             try:
1444                 for geo in analysisSrfs + contextSrfs:
1445                 geo.EnsurePrivateCopy()
1446             except:
1447                 pass
1448
1449         # join the meshes and group them by transmitance.
1450         joinedAnalysisMesh = joinMesh(analysisSrfs)
1451         if contextTransmit != []:
1452             transmitGroup = []
1453             contextGroup = []
```

```
            for count, val in enumerate(contextTransmit):
                if not val in transmitGroup:
                    transmitGroup.append(val)
                    contextGroup.append(contextSrfs[count])
                else:
                    for mcount, trans in enumerate(transmitGroup):
                        if val == trans:
                    contextGroup[mcount].Append(contextSrfs[count])

            if len(cumSky_radiationStudy) == 145:
                radResults, totalRadResults, intersectionMtx =
                parallel_radCalculator(testPoints, ptsNormals,
                meshSrfAreas, joinedAnalysisMesh, contextGroup,
                                       parallel,
                                       cumSky_radiationStudy,
                                  TregenzaPatchesNormalVectors2(),
                                  conversionFac, 2200000000000000,
                                       northVector, transmitGroup)
            elif len(cumSky_radiationStudy) == 577:
                radResults, totalRadResults, intersectionMtx =
                parallel_radCalculator(testPoints, ptsNormals,
                meshSrfAreas, joinedAnalysisMesh, contextGroup,
                                       parallel,
                                       cumSky_radiationStudy,
                                ReinhartPatchesNormalVectors2(),
                                conversionFac, 2200000000000000,
                                northVector, transmitGroup)
        else:
            if contextSrfs: joinedContext = joinMesh(contextSrfs)
            else: joinedContext = None

            if len(cumSky_radiationStudy) == 145:
                radResults, totalRadResults, intersectionMtx =
                parallel_radCalculator(testPoints, ptsNormals,
                meshSrfAreas, joinedAnalysisMesh, joinedContext,
                                       parallel,
                                       cumSky_radiationStudy,
                                  TregenzaPatchesNormalVectors2(),
                                  conversionFac, 2200000000000000,
                                  northVector)
            elif len(cumSky_radiationStudy) == 577:
                radResults, totalRadResults, intersectionMtx =
                parallel_radCalculator(testPoints, ptsNormals,
                meshSrfAreas, joinedAnalysisMesh, joinedContext,
                                       parallel,
                                       cumSky_radiationStudy,
                                  ReinhartPatchesNormalVectors2(),
```

```
                                    conversionFac, 2200000000000000,
                                    northVector)

    else:
        print ("selectedSkyMtx failed to collect data! Use
        selectSkyMtx component to generate the selectedSkyMtx.")
        radResults = totalRadResults = None

        return [contextSrfs, analysisSrfs, testPoints,
        ptsNormals], -1, -1, -1

    results = radResults, None, None
    totalResults = totalRadResults, None, None

    return results, totalResults, listInfo, intersectionMtx



def calculateBB(geometries, restricted = False):
        bbox = None
        plane = rc.Geometry.Plane.WorldXY
        if geometries:
            flattenGeo = []
            for geometry in geometries:
                #print geometry
                if isinstance(geometry, list):
                    # geometry =
                    list(chain.from_iterable(geometry)) # it gives
                    me errors for
                    [flattenGeo.append(g) for g in geometry]
                    #geometry = flatten
                else:
                    flattenGeo.append(geometry)
                #print flattenGeo
                for geo in flattenGeo:
                    if(bbox==None ): bbox =
                    geo.GetBoundingBox(restricted)
                    else: bbox = rc.Geometry.BoundingBox.Union(
                    bbox, geo.GetBoundingBox(restricted))

        minZPt = bbox.Corner(False, True, True)
        maxZPt = bbox.Corner(False, True, False)
        titleBasePt = bbox.Corner(True, True, True)
        BBXlength = titleBasePt.DistanceTo(minZPt)
        BBYlength = titleBasePt.DistanceTo(bbox.Corner(True,
        False, True))
        BBZlength = titleBasePt.DistanceTo(bbox.Corner(True, True,
```

```
        False))
        CENTERPoint = (bbox.Corner(False, True, True) +
        bbox.Corner( True, False, False))/2

        return minZPt, CENTERPoint, maxZPt



def RadAnalisis_main(north, geometry, context, gridSize,
disFromBase, contextTransmit, orientationStudyP,
cumSky_radiationStudy, legendPar, parallel, runIt, bakeIt,
workingDir, projectName):


    conversionFac = 1.00
    # north direction
    northAngle, northVector = angle2north(north)

    # read orientation study parameters
    runOrientation, rotateContext, rotationBasePt, angles =
    readOrientationParameters(orientationStudyP)
    #print(angles)

    # mesh the test buildings
    if len(geometry)!=0 and disFromBase:
        #print("255")
        ## clean the geometry and bring them to rhinoCommon
        separated as mesh and Brep
        analysisMesh, analysisBrep = cleanAndCoerceList(geometry)

        if gridSize == None:
            #print("260")
            gridSize = 4/conversionFac
            originalTestPoints = []
        ## mesh Brep
        analysisMeshedBrep =
        parallel_makeSurfaceMesh(analysisBrep, float(gridSize))

        ## Flatten the list of surfaces
        analysisMeshedBrep = flattenList(analysisMeshedBrep)
        analysisSrfs = analysisMesh + analysisMeshedBrep

        ## extract test points
        testPoints, ptsNormals, meshSrfAreas =
        parallel_testPointCalculator(analysisSrfs,
        float(disFromBase), parallel)
        originalTestPoints = testPoints
```

```
        testPoints = flattenList(testPoints)

        ptsNormals = flattenList(ptsNormals)
        meshSrfAreas = flattenList(meshSrfAreas)
    else:
        #print("278")
        #print ("Please connect the geometry and set up both the
        gridSize and the distance from base surface...")
        analysisSrfs = testPoints = ptsNormals = meshSrfAreas = []
        return -1, -1, -1
    ## mesh context
    if len(context)!=0 and gridSize and disFromBase:
        #print("284")
        ## clean the geometry and bring them to rhinoCommon
        separated as mesh and Brep
        contextMesh, contextBrep = cleanAndCoerceList(context)

        ## mesh Brep
        contextMeshedBrep = parallel_makeContextMesh(contextBrep)

        ## Flatten the list of surfaces
        finalContextBrep = []
        for meshList in contextMeshedBrep:
            newMesh = rc.Geometry.Mesh()
            for mesh in meshList:
                newMesh.Append(mesh)
            finalContextBrep.append(newMesh)
        contextMeshedBrep = finalContextBrep

        contextSrfs = contextMesh + contextMeshedBrep
    else:
        #print("302")
        contextSrfs = []


    ## data for visualization
    legendTitles = ['kWh/m2', 'Hours', '%']
    try: legendTitles[0] = cumSky_radiationStudy[3]
    except: pass

    studyLayerNames = ['RADIATION_STUDIES',
    'SUNLIGHTHOURS_STUDIES', 'VIEW_STUDIES']
    CheckTheName = True
    resV = 0 # Result visualization
    ## check for orientation Study
    l = [0, 0, 0] # layer name indicator

```

```
1642
1643        #print("500")
1644        # no orientation study
1645        angle = 0; l = [0, 0, 0]
1646        viewPoints_viewStudy = []; viewFields_Angles_D = [];
1647        sunVectors_sunlightHour = []
1648        results, totalResults, listInfo, intersectionMtx =
1649        runAnalyses(testPoints, ptsNormals, meshSrfAreas,
1650                                    analysisSrfs, contextSrfs,
1651                                    contextTransmit, parallel,
1652                                    cumSky_radiationStudy,
1653                                    viewPoints_viewStudy,
1654                                    viewFields_Angles_D,
1655                                    sunVectors_sunlightHour,
1656                                    conversionFac, northVector)
1657
1658        if results!=-1 and len(results) == 4:
1659            contextSrfs, analysisSrfs, testPoints, ptsNormals = results
1660            return contextSrfs, analysisSrfs, testPoints, ptsNormals,
1661            originalTestPoints
1662            #print("512")
1663
1664        elif results!=-1:
1665            #print("515")
1666            if not runOrientation:
1667                #print("517")
1668                totalResults = [totalResults] # make a list of the
1669                list so the same process can be applied to orientation
1670                study and normal run
1671                #print(totalResults)
1672            else:
1673                #print("521")
1674                bakeIt = 0
1675
1676            resultColored = []
1677            legendColored = []
1678            [resultColored.append([]) for x in range(len(results))]
1679            [legendColored.append([]) for x in range(len(results))]
1680
1681
1682
1683            # return outputs
1684
1685            return contextSrfs, analysisSrfs, testPoints, ptsNormals,
1686            results, resultColored, legendColored, totalResults,
1687            originalTestPoints, intersectionMtx
1688
```

```
1689
1690
1691 #Carpetas donde guerdo los epw
1692 workingDir_ =
1693 r"C:\Users\diegg\OneDrive\Escritorio\CodigosPython\ArchivoEpwCopia"
1694
1695
1696 ListaMes = [1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12]
1697 ListaDia = [31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31]
1698 ListaHora =
1699 [1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24]
1700
1701 #RUTAS PARA BUSCAR LOS
1702 ARCHIVOS================================================================
1703 ========================
1704 #workingDir2_ = ruta para dejar los archivos epw,mtx,... del
1705 selectes Kky Mtx=====================================
1706 workingDir1_ =
1707 r"C:\Users\diegg\OneDrive\Escritorio\CodigosPython\ArchivoEpwCopia"
1708 workingDir2_ =
1709 r"C:\Users\diegg\OneDrive\Escritorio\CodigosPython\ArchivoEpwCopia"
1710 #Correr
1711 SKTmatrix===============================================================
1712 ================================================
1713 #========================================================================
1714 ========================================
1715
1716 if correr:
1717     n = 1
1718     result = SKY_main(epw_File, n, workingDir1_)
1719     daylightMtxDiffueFile, daylightMtxDirectFile, newLocName, lat,
1720     lngt, timeZone = result
1721     cumulativeSkyMtx = readMTXFile(daylightMtxDiffueFile,
1722     daylightMtxDirectFile, n, newLocName, lat, lngt, timeZone)
1723     #print(cumulativeSkyMtx.d) #NO PRINTEAR, ES UN DICCIONARIO CON
1724     145 DICCIONARIOS DENTRO Y CADA DICCIONARIO CONTIENE 8760 LLAVES
1725     NombreCiudad = newLocName
1726 #========================================================================
1727 ============================================================
1728 #========================================================================
1729 ============================================================
1730     Dic_Rad = {"Mes":ListaMes,"Radiacion_KWh":[]}
1731     Dic_Radsp = {"Mes":ListaMes,"Radiacion_KWh":[]} #sin panel
1732
1733     NombreCiudad = ""
1734     for mm,dd in zip(ListaMes,ListaDia):
1735         #Carpetas donde guerdo los epw (esto debe ir si o si en
```

```
1736        esta parte del c digo)
1737        #epw_File = epw_File2
1738        workingDir_ = workingDir2_
1739        #Periodo de analisis, inicia en la hora 1 y termina en la
1740        24
1741        stMonth = mm
1742        #print(stMonth)
1743        stDay = 1
1744        #print(stDay)
1745        stHour = 1
1746        #print(stHour)
1747        endMonth = mm
1748        #print(endMonth)
1749        endDay = dd
1750        #print(endDay)
1751        endHour = 24
1752        #print(endHour)
1753
1754
1755
1756        #Correr Analysis
1757 period=================================================================
1758 =================
1759 #=================================================================
1760 ==================================
1761
1762        analysisPeriod = Periodo_Analisis(stMonth, stDay, stHour,
1763        endMonth, endDay, endHour)
1764        #print(analysisPeriod)
1765
1766
1767        #Correr Select SKY
1768 #=================================================================
1769 ======================================
1770
1771        skyMtxLists = []
1772        skyMtxLists = getCumulativeSky(cumulativeSkyMtx.d,
1773        analysisPeriod)
1774        unit = 'kWh/m2'
1775
1776        selectedSkyMtx = []
1777        selectedSkyMtx = prepareLBList(skyMtxLists,
1778        analysisPeriod, cumulativeSkyMtx.location, unit, False,
1779        False)
1780        #print(selectedSkyMtx)
1781
1782
```

```
        #Correr Radiation
#========================================================================
========================================
        north_ = None
        _geometry, context_ =
Paneles(Ancho_panel,Largo_panel,Altura_panel,Inclinacion_panel,Azim
ut, string_dist,Ancho_suelo,Largo_suelo)
        _gridSize_ = 0.5
        _disFromBase = 0.1
        contextTransmit_ = []
        orientationStudyP_ = []
        _selectedSkyMtx = selectedSkyMtx
        legendPar_ = []
        parallel_ = None
        _runIt = True
        bakeIt_ = None
        workingDir_ = None
        projectName_ = None

        result = RadAnalisis_main(north_, _geometry, context_,
        _gridSize_, _disFromBase, contextTransmit_,
                              orientationStudyP_, _selectedSkyMtx,
                              legendPar_, parallel_,
                              _runIt, bakeIt_, workingDir_,
                              projectName_)

        radiationResult_flatten = result[4][0]
        Dic_Rad["Radiacion_KWh"].append(radiationResult_flatten)


        north_ = None
        _geometry, context_ =
Paneles(Ancho_panel,Largo_panel,Altura_panel,Inclinacion_panel,Azim
ut, string_dist,Ancho_suelo,Largo_suelo)
        context_ = []
        _gridSize_ = 0.5
        _disFromBase = 0.1
        contextTransmit_ = []
        orientationStudyP_ = []
        _selectedSkyMtx = selectedSkyMtx
        legendPar_ = []
        parallel_ = None
        _runIt = True
        bakeIt_ = None
        workingDir_ = None
        projectName_ = None

```

```
1830
1831        result2 = RadAnalisis_main(north_, _geometry, context_,
1832        _gridSize_, _disFromBase, contextTransmit_,
1833                            orientationStudyP_, _selectedSkyMtx,
1834                            legendPar_, parallel_,
1835                            _runIt, bakeIt_, workingDir_,
1836                            projectName_)
1837        radiationResult_flatten_sp = result2[4][0]
1838
1839    Dic_Radsp["Radiacion_KWh"].append(radiationResult_flatten_sp)
1840
1841    #print(Dic_Rad["Radiacion_KWh"])
1842
1843
1844 max_length = max(len(lst) for lst in Dic_Rad["Radiacion_KWh"])
1845
1846 # Rellenar las listas m s cortas con NaN hasta que todas tengan la
1847 misma longitud
1848 Dic_Rad["Radiacion_KWh"] = [lst + [np.nan]*(max_length - len(lst))
1849 for lst in Dic_Rad["Radiacion_KWh"]]
1850
1851 # Generar los nombres de las columnas para las mediciones
1852 columns = [f'Medici n {i+1}' for i in range(max_length)]
1853
1854 # Crear el diccionario final combinando "Mes" con las columnas
1855 expandidas de "Radiaci n"
1856 result_dict = {"Mes": Dic_Rad["Mes"]}
1857 for i, col in enumerate(columns):
1858     result_dict[col] = [row[i] for row in Dic_Rad["Radiacion_KWh"]]
1859
1860 # Especificar la carpeta y el nombre del archivo
1861 folder_path =
1862 r"C:\Users\diegg\OneDrive\Escritorio\CodigosPython\Archivos_Radiaci
1863 on"
1864 file_name = "radiacion_expandida.csv"
1865 file_path = os.path.join(folder_path, file_name)
1866
1867 # Crear la carpeta si no existe
1868 os.makedirs(folder_path, exist_ok=True)
1869
1870 # Guardar el diccionario final como archivo CSV
1871 with open(file_path, mode='w', newline='') as file:
1872     writer = csv.writer(file)
1873
1874     # Escribir el encabezado
1875     header = ["Mes"] + columns
1876     writer.writerow(header)
```

```
1877
1878        # Escribir los datos
1879        for i in range(len(result_dict["Mes"])):
1880            row = [result_dict["Mes"][i]] + [result_dict[col][i] for
1881            col in columns]
1882            writer.writerow(row)
1883
1884
1885    max_length = max(len(lst) for lst in Dic_Radsp["Radiacion_KWh"])
1886
1887    # Rellenar las listas m s cortas con NaN hasta que todas tengan la
1888    misma longitud
1889    Dic_Radsp["Radiacion_KWh"] = [lst + [np.nan]*(max_length -
1890    len(lst)) for lst in Dic_Radsp["Radiacion_KWh"]]
1891
1892    # Generar los nombres de las columnas para las mediciones
1893    columns = [f'Medici n {i+1}' for i in range(max_length)]
1894
1895    # Crear el diccionario final combinando "Mes" con las columnas
1896    expandidas de "Radiaci n"
1897    result_dict = {"Mes": Dic_Radsp["Mes"]}
1898    for i, col in enumerate(columns):
1899        result_dict[col] = [row[i] for row in
1900        Dic_Radsp["Radiacion_KWh"]]
1901
1902    # Especificar la carpeta y el nombre del archivo
1903    folder_path =
1904    r"C:\Users\diegg\OneDrive\Escritorio\CodigosPython\Archivos_Radiaci
1905    on"
1906    file_name = "radiacion_expandida_sp.csv"
1907    file_path = os.path.join(folder_path, file_name)
1908
1909    # Crear la carpeta si no existe
1910    os.makedirs(folder_path, exist_ok=True)
1911
1912    # Guardar el diccionario final como archivo CSV
1913    with open(file_path, mode='w', newline='') as file:
1914        writer = csv.writer(file)
1915
1916        # Escribir el encabezado
1917        header = ["Mes"] + columns
1918        writer.writerow(header)
1919
1920        # Escribir los datos
1921        for i in range(len(result_dict["Mes"])):
1922            row = [result_dict["Mes"][i]] + [result_dict[col][i] for
1923            col in columns]
```

```
1924            writer.writerow(row)
1925
1926    # Mostrar el diccionario final
1927    #print(result_dict)
1928    #print(f"Archivo guardado en: {file_path}")
```