



UNIVERSIDAD
DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO BAJO D.S. 8/2019 DEL
MINISTERIO DE ENERGÍA Y LEY 21.118 DE NET-BILLING PARA
EMPRESA AMFFAL SPA**

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título
de Ingeniero de Ejecución en Electricidad.

Profesor tutor: Jonathan Agüero

Patricio Hernán Ortega Maturana

Nicolás Antonio Álvarez Barrios

Copiapó, Chile 2023



UNIVERSIDAD
DE ATACAMA

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO BAJO D.S. 8/2019 DEL
MINISTERIO DE ENERGÍA Y LEY 21.118 DE NET-BILLING PARA
EMPRESA AMFFAL SPA**

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título
de Ingeniería de Ejecución en Electricidad.

Profesor tutor: Jonathan Agüero

Patricio Hernán Ortega Maturana

Nicolás Antonio Álvarez Barrios

Copiapó, Chile 2023

DEDICATORIA

Quiero dar agradecimiento a mi pareja Carla Andrea Rodríguez Morales por brindarme su apoyo incondicional, comprensión, y amor en este gran proceso y paso en mi vida, cómo trabajador; cómo estudiante; cómo padre y cómo pareja. Te amo.

A mi hija Emily Esperanza Paz Ortega Rodríguez, Todo este logro hecho realidad, es para ti, para darte un mejor estilo de vida, un mejor futuro. Me cambiaste mi vida para ser mejor persona, un mejor hombre, me pusiste el mundo de cabeza. Té amo retoñito mío.

Dar agradecimientos a mi Padre Servando Waldemar ortega Valdivia y Madre Sylvia Luz Maturana Ortiz. Los cuales me Enseñaron desde que tengo razón y conocimiento a enfrentar la vida y me dieron los mejores valores.

A mis amigos Maicol Godoy varas, Carlos Muñoz Orrego y Cristian vallejos Anes, los cuales me brindaron de su apoyo incondicionalmente en los malos y buenos momentos, se los agradezco de corazón queridos amigos míos.

Cada día seré una mejor versión de mí.

“Veni, vidi, vici”- Julio Cesar.

Patricio Hernán Ortega Maturana.

DEDICATORIA

Agradezco a mi familia por estar siempre conmigo, representar un apoyo fundamental en el transcurso de mi vida, mi desarrollo profesional y darme valores intransables.

A mi padre por brindarme estabilidad y consejos de vida, a mi madre por entregarme apoyo incondicional y tranquilidad en mis decisiones, a mis hermanos por representar la curiosidad y el esfuerzo.

A mi pareja, por creer en mis capacidades, brindarme apoyo y contención emocional, estar en los momentos más críticos de este proceso y ser un pilar fundamental en mi desarrollo personal.

A mis amigos, por siempre creer en mis capacidades y aptitudes, por encontrar momentos para compartir e incentivarme a mejorar para ser una buena persona.

Y por último, agradecer a todo el cuerpo docente que me ha apoyado durante mi desarrollo académico y funcionarios que fueron parte de este camino.

Nicolás Antonio Álvarez Barrios.

INDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
CAPITULO I	1
INTRODUCCION	1
1.1. Síntesis de proyecto	1
1.2. Objetivo general	1
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Alcances	2
1.5. Necesidad del Sistema fotovoltaico	2
1.6. Metodología	3
1.7. Ubicación	3
CAPITULO II	5
MARCO TEORICO	5
2.1. Sistema Fovovoltaico	6
2.1.1. Radiación solar	8
2.1.2. Celda fotovoltaica	9
2.1.3. Ventajas de la tecnología fotovoltaica	11
2.2. Ley General de Servicios Eléctricos 20.571	11
2.2.1. Ley 21.118	11
2.3. Factores generales de la generación fotovoltaica	14
2.3.1. Necesidad de sistemas de almacenamiento	14
2.3.2. Necesidad de redundancia	14
2.3.3. Envejecimiento de la tecnología y ciclos de actualización	14
2.3.4. La educación energética	15
2.4. Modelo generación fotovoltaica: Explorador Solar	16
2.5. System Advisor Model (SAM)	17
2.6. Posicionamiento de módulos fotovoltaicos	19

2.6.1.	Panel fijo horizontal.....	19
2.6.2.	Panel horizontal con seguimiento en eje horizontal Norte-Sur.....	20
2.6.3.	Panel inclinado con seguimiento en eje horizontal Norte -Sur (HTSAT).....	20
2.6.4.	Panel inclinado con seguimiento en eje inclinado Norte-Sur.....	21
2.6.5.	Panel inclinado con seguimiento en eje vertical (VSAT).....	22
2.6.6.	Panel con seguimiento en dos ejes, uno horizontal y uno vertical. ...	22
2.7.	Capacidad del sistema fotovoltaico.....	23
2.7.1.	Área total de paneles.....	23
2.7.2.	Capacidad del sistema.....	23
2.8.	Componentes eléctricos del arreglo fotovoltaico.....	24
2.8.1.	Paneles fotovoltaicos.....	24
2.8.2.	Regulador.....	25
2.8.3.	Inversor.....	28
2.8.4.	Protecciones eléctricas en instalaciones fotovoltaicas.....	28
2.8.5.	Demanda de Energía.....	31
CAPITULO III.....		34
ESTUDIO DE VARIABLES ENERGÉTICAS EN LA ZONA DEL EDIFICIO...34		
3.1.	Radiación Solar.....	35
3.2.	Sombras topográficas.....	36
3.3.	Generación fotovoltaica.....	38
3.3.1.	Características del arreglo fotovoltaico.....	38
3.4.	Radiación.....	42
3.4.1.	Insolación mensual.....	42
3.4.2.	Ciclo diario de radiación.....	43
3.4.3.	Ciclo diario-anual.....	44
3.5.	Nubosidad.....	45
3.6.	Temperatura.....	45
3.7.	Análisis de boleta de consumo energético del edificio Amffal.....	46

3.7.1.	Registro de consumo.	46
3.7.2.	Determinación de los horarios de mayor consumo eléctrico.....	47
3.7.3.	Determinación del requerimiento máximo.	47
3.7.4.	Impacto de la demanda en la boleta de consumo.	47
3.7.5.	Análisis de boleta eléctrica.....	47
CAPITULO IV	50
PARAMETROS DE DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO	50
4.1.	Cálculo de producción del arreglo fotovoltaico en 24 horas.	50
4.1.1.	Máxima teórica.	50
4.1.2.	Factor de planta (Fp).....	50
4.2.	Cálculos de diseño técnico para el sistema fotovoltaico.....	51
4.2.1.	Potencia nominal del arreglo.	51
4.2.2.	Cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios.....	52
4.2.3.	Superficie que debe estar disponible para la instalación FV.	52
4.2.4.	Potencia nominal del Inversor.	53
4.3.	Parametrización del sistema fotovoltaico.	55
4.3.1.	Cantidad de paneles fotovoltaicos en serie y paralelo.	55
4.3.2.	Cálculo de corriente de cortocircuito en String.	56
4.3.3.	Voltaje de String en servicio.	58
4.3.4.	Ajustes de arquitectura del arreglo fotovoltaico.	59
4.4.	Dimensionamiento de alimentadores.....	59
4.4.1.	Corrientes de servicio para conductores desde String a Inversor.	59
4.4.2.	Caída de tensión para conductores desde String a Inversor.....	59
4.4.3.	Cálculo calibre del cable en CC y CA.....	60
4.5.	Protecciones eléctricas del sistema fotovoltaico.	62
4.5.1.	Protección por sobrecorriente.....	62
4.5.2.	Protección por falla a tierra.....	63
4.5.3.	Protección de red e instalación (RI).	64
4.5.4.	Protección de fusibles o seccionador.	65

4.6. Configuración del sistema fotovoltaico.....	65
4.6.1. Ajuste en la estructura sobre techo.....	66
4.6.2. Evaluación del comportamiento del sistema.....	66
CAPITULO V.....	67
ANALISIS DE FACTIBILIDAD ECONOMICA MEDIANTE SAM.....	67
5.1. Simulación N° 1: 50% de inyección del arreglo fotovoltaico.	69
5.1.1. Disponibilidad física y sombras.	71
5.1.2. Detalle de datos de Simulación N° 1.....	72
5.1.3. Resultados Simulación N° 1.....	74
5.1.4. Configuración de Simulación N° 1.....	77
5.2. Simulación N° 2: 50% de inyección con Supervisión de Ingeniería.	87
5.2.1. Detalle de datos de Simulación N° 2.....	87
5.2.2. Resultados Simulación N° 2.....	89
5.3. Simulación N° 3: 100% de inyección del arreglo fotovoltaico.....	90
5.3.1. Detalle de datos de Simulación N° 3.....	90
5.3.2. Resultados Simulación N° 3.....	92
5.4. Detalle de costos calculados.	93
5.5. Factibilidad de proyectos fotovoltaico en Chile.	109
5.5.1. Distribución de costos de proyectos llave en mano.....	110
5.6. Factibilidad de proyectos fotovoltaico en Chile.	112
CONCLUSIONES.....	114
BIBLIOGRAFIA.....	115
Anexo N° 1: Características de Módulo Fotovoltaico.....	116
Anexo N° 2: Características del Inversor.	116
Anexo N° 3: Boleta de consumo.	117
Anexo N° 4: Tipo de conexionado en paneles fotovoltaicos.	122
Anexo N° 5: Emplazamiento general sistema FV.....	123
Anexo N° 6: Detalle Tablero Distribución trifásico.....	124
Anexo N° 7: Caseta Eléctrica.....	125

Anexo N° 8: Detalle de Escalera.....	126
Anexo N° 9: Detalle de Malla Tierra.....	127

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Coordenadas de ubicación.....	3
Figura 1.2. Ubicación geográfica.....	4
Figura 2.1. Sistema fotovoltaico.....	7
Figura 2.2. Radiación Solar.....	8
Figura 2.3. Factor de potencia máxima.....	10
Figura 2.4. Sistemas comunitarios con excedentes.....	13
Figura 2.5. Distribución de Excedentes no descontados.....	13
Figura 2.6. Interacción de los distintos módulos de cálculo.....	16
Figura 2.7. Esquema de panel fijo con inclinación y orientación con un azimut.....	19
Figura 2.8. Esquema en un sistema de seguimiento con eje horizontal Norte-Sur.....	20
Figura 2.9. Esquema de panel instalado en ángulo con eje horizontal Norte-Sur.....	21
Figura 2.10. Panel instalado sobre un sistema con eje con orientación Norte-Sur.....	21
Figura 2.11. Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación con eje vertical.....	22
Figura 2.12. Esquema de panel instalado en sistema de seguimiento de dos ejes.....	22
Figura 2.13. Celda fotovoltaica.....	24
Figura 2.14. Composición celda fotovoltaica.....	25
Figura 2.15. Controlador de carga PWM modelo bluesolar PWM-pro-12/24v-10ª.....	26
Figura 2.16. Controlador de carga MPPT bluesolar MPPT 12/24/36/48v 150v/35.....	27
Figura 2.17. Batería ciclo profundo 65ah 12V Gel Just. ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 2.18. Figura 2.18. Batería Ultracell 100ah 12v Gel ciclo profundo..... ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 2.19. Batería Ultracell 100ah 12v Gel ciclo profundo.....	28
Figura 2.20. Interruptor automático bipolar DC.....	29
Figura 2.21. Diagrama protecciones en bloque.....	30
Figura 2.22. Protecciones eléctricas para corriente continua.....	30

Figura 3.1. Información meteorológica.	34
Figura 3.2. Radiación anual.	35
Figura 3.3. Gráfico de variación anual de radiación.	36
Figura 3.4. Frecuencia de sombras.	37
Figura 3.5. Gráfico de Ciclo mensual de generación.	38
Figura 3.6. Gráfico de Variación interanual de la generación fotovoltaica.	40
Figura 3.7. Gráfico de Ciclo diario de generación.	41
Figura 3.8. Gráfico de Radiación incidente en un plano horizontal.	42
Figura 3.9. Gráfico de Promedio de radiación diaria en un plano horizontal.	43
Figura 3.10. Promedio de la radiación incidente igual a la latitud del sitio.	44
Figura 3.11. Gráfico de Porcentaje horario con nubosidad.	45
Figura 3.12. Gráfico de Promedio de temperatura mensual.	46
Figura 3.13. Gráfico de Comportamiento de consumo eléctrico año 2022-2023.	48
Figura 4.1. Conexionado de String.	65
Figura 4.2. Evaluación del sistema fotovoltaico calculado.	66
Figura 5.1. Irradiación promedio y energía proyectada.	70
Figura 5.2. Paneles fotovoltaicos seleccionados.	70
Figura 5.3. Resultados arreglo fotovoltaico.	70
Figura 5.4. Parámetros inversores SAJ R5-20k – T2 serie residencial solar.	71
Figura 5.5. Arreglo mínimo y máximo.	71
Figura 5.6. Valor de inversor.	71
Figura 5.7. Estado de sombras.	72
Figura 5.8. Tarifas CGE Julio 2023.	73
Figura 5.9. Datos ingresados a SAM.	74
Figura 5.10. Resumen de resultados Simulación N° 1.	74
Figura 5.11. Energía Generada v/s Carga eléctrica mensual (SAM).....	75
Figura 5.12. Flujo de caja después de impuestos: vida útil del sistema.....	75
Figura 5.13. Energía Generada en kWh por mes.	76
Figura 5.14. Energía Generada en [kWh] por año (SAM).....	76

Figura 5.15. Localización.	77
Figura 5.16. Módulos.	78
Figura 5.17. Inversor.	79
Figura 5.18 Diseño de sistema.	80
Figura 5.19. Sombreado y diseño.	81
Figura 5.20. Perdidas.	82
Figura 5.21. Límites de la red.	83
Figura 5.22. Vida útil y degradación.	83
Figura 5.23. Costos de instalación.	84
Figura 5.24. Costos de operación.	84
Figura 5.25. Parámetros financieros.	85
Figura 5.26. Tarifas eléctricas.	85
Figura 5.27. Cargas eléctricas.	86
Figura 5.28. Cargas eléctricas.	87
Figura 5.29. Valor actual neto.	87
Figura 5.30. Ahorro neto en periodo de 20 años.	88
Figura 5.31. Factura de luz con sistema en 1 año, valor mensual.	88
Figura 5.32. Periodo de amortización con descuentos.	88
Figura 5.33. Resumen de resultados Simulación N°2.	89
Figura 5.34. Datos ingresados inversor.	90
Figura 5.35. Datos ingresados del inversor y cálculos de paneles automático.	91
Figura 5.36. Sistema con 100% de inyección y obra vendida.	91
Figura 5.37. Resumen de resultados de Simulación N°3.	92
Figura 5.38. Costos declarados de proyectos llave, año 2020.	110
Figura 5.39. Gráfico de costos de proyectos FVrangos de potencia 2020.	111

INDICE DE TABLAS

Tabla N° 3.1. Resultados de la generación fotovoltaica.	38
Tabla N° 3.2. Características del sistema fotovoltaico.	39
Tabla N° 3.3. Ciclo anual de generación.	39
Tabla N° 3.4. Consumo eléctrico año 2022.	49
Tabla N° 3.5. Consumo eléctrico año 2023.	49
Tabla N° 5.1. Estimación de demanda eléctrica anual.....	69
Tabla N° 5.2. Costos directos.	93
Tabla N° 5.3. Costos indirectos.	94
Tabla N° 5.4. Costos por mano de obra.	94
Tabla N° 5.5. Materiales de ferretería.....	95
Tabla N° 5.6. Materiales para el sistema fotovoltaico.....	97
Tabla N° 5.7. Materiales de caseta eléctrica.....	100
Tabla N° 5.8. Materiales de caseta y pasillo.....	102
Tabla N° 5.9. Materiales de malla tierra.....	103
Tabla N° 5.10 Equipos de potencia.	104
Tabla N° 5.11. Detalle equipamiento y herramientas.....	105
Tabla N° 5.12. Listado de EPP.	108

RESUMEN

Las energías renovables han contribuido en el mercado industrial y residencial de tal modo, que la meta de implementar un 20% de la matriz energética nacional para el 2025 ha sido superada con creces. El desierto de Atacama es uno de los lugares con mayor radiación solar del planeta, lo cual posiciona a Chile como un gran líder mundial en la implementación de energías verdes.

Actualmente, Amffal con casa matriz en Copiapó cuenta con un sistema fotovoltaico aunque no da abasto para la energía requerida. Para solucionar esto, se diseñará un nuevo sistema fotovoltaico para reducir cargos por consumo en boleta mediante el estudio del recurso solar y se solicita la boleta de consumo para conocer el consumo anual energético con el fin de enfocar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico a reducir desde el 50% de la energía promedio anual del edificio.

Finalmente, se busca entregar un análisis de ingeniería según las especificaciones de D.S. 8/2019 y Ley 21.118 de Net-Billing para que el Directorio de la empresa evalúe una futura implementación del proyecto fotovoltaico en base al escenario más favorable.

ABSTRACT

Renewable energies have contributed to the industrial and residential market in such a way that the goal of implementing 20% of the national energy matrix by 2025 has been far exceeded. The Atacama Desert is one of the places with the highest solar radiation on the planet, which positions Chile as a great world leader in the implementation of green energies.

Currently, Amffal has its headquarters in Copiapó and has a photovoltaic system, although it does not have enough energy to provide the required energy. To solve this, a new photovoltaic system will be designed to reduce charges for consumption in the bill through the study of the solar resource and the consumption bill is requested to know the annual energy consumption in order to focus the sizing of the photovoltaic system to reduce from 50% of the average annual energy of the building.

Finally, it seeks to deliver an engineering analysis according to D.S. specifications. 8/2019 and Law 21.118 of Net-Billing for the company's Board of Directors to evaluate a future implementation of the photovoltaic project based on the most favorable scenario.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. Síntesis de proyecto.

Actualmente, Amffal SpA cuenta con un sistema fotovoltaico de 5 kW sin funcionar instalado en el techo de sus dependencias, por requerimiento del dueño se hace necesario conocer el porcentaje de aporte de energía generada para comparar con la energía consumida y evaluar la posibilidad de reutilizar componentes.

Se diseñará un sistema fotovoltaico para reducir cargos por consumo en boleta de una carga industrial mediante el estudio de recurso solar en la zona donde se ubica el edificio de Amffal SpA; evaluando irradiación, sombras, reflejos, porcentaje de polvo y costos del proyecto. Por otro lado, se solicita la boleta de consumo para conocer el detalle de costos asociados al consumo anual con el fin de enfocar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico a reducir desde el 50% del consumo promedio anual del edificio.

En el capítulo I se presentan los objetivos, antecedentes y alcances del proyecto. El capítulo II corresponde al marco teórico del proyecto fotovoltaico, donde se explican los componentes de un sistema FV, leyes y normativa analizada. En el capítulo III se incluye el estudio de las variables de radiación mediante el software SAM y el análisis del consumo del edificio. En el Capítulo IV se desarrollan los parámetros constructivos del sistema energético y se evaluarán diversos escenarios constructivos. En el capítulo V se realizará un análisis de factibilidad económica que entregará detalles técnicos sobre que opción será la más adecuada para un proyecto fotovoltaico viable

Finalmente, se presentará un análisis de factibilidad económica y la planimetría del proyecto según las especificaciones de Ley 21.118 y D.S. 8/2019 para que el Directorio de la empresa evalúe una futura implementación.

1.2. Objetivo general.

Diseñar un sistema fotovoltaico bajo el D.S. 8/2019 de Ministerio de energía Ley 21.118 de Net-Billing con la finalidad de disminuir cargos por consumos.

1.3. Objetivos específicos.

- ✓ Analizar la irradiación y espacio físico de la zona donde se ubica el edificio utilizando el explorador solar de Ministerio de Energía.
- ✓ Estudiar el comportamiento energético de la boleta de consumo energético para entregar un sistema ERNC factible.
- ✓ Calcular parámetros de diseño para la instalación y dimensionamiento de componentes eléctricos.
- ✓ Diseñar el arreglo fotovoltaico bajo el D.S 8/2019 de Ministerio de Energía y Ley 21.118 de Net-Billing.
- ✓ Evaluar la factibilidad económica del arreglo fotovoltaico mediante el software SAM.

1.4. Alcances.

Mediante el análisis de diferentes variables energéticas, componentes o datos se busca diseñar un sistema de generación fotovoltaica que cumpla los estándares de calidad y servicio de la normativa vigente, para entregar un proyecto sustentable y que posicione a la empresa Amffal SpA como un líder en el uso de ERNC en sus procesos de la Región de Atacama.

El desarrollo del proyecto contempla la planimetría para realizar una futura instalación, lo cual se complementa con un estudio de factibilidad económica para evaluar si es rentable su implementación.

Este proyecto no incluye la implementación del sistema fotovoltaico, ni la operación o mantenimiento de este.

1.5. Necesidad del Sistema fotovoltaico.

Surge la necesidad de conocer el impacto del sistema fotovoltaico al consumo general del edificio para mejorar el uso de la energía y posicionar Amffal como una empresa líder en el mercado de las industrias con energías verdes. En consecuencia, llevará a la organización a participar en la reducción de la huella de carbono, reducir el impacto al medioambiente e incentivar al mercado regional en mejorar sus procesos

productivos, beneficiándose de la reducción de costos por consumo y reducción de costos por energía.

1.6. Metodología.

Para determinar los requerimientos del desarrollo y análisis del proyecto fotovoltaico es necesario conocer la capacidad de generación requerida, la ubicación geográfica, las necesidades de energía, las restricciones ambientales, restricciones regulatorias y el capital disponible para inversión. Estas variables combinadas hacen posible crear sistemas fotovoltaicos que cumplan con los requisitos técnicos y económicos, teniendo en cuenta aspectos técnicos para garantizar la calidad y el cumplimiento de las normas eléctricas.

Algunos de estos son:

- ✓ Análisis de variables energéticas.
- ✓ Diseño detallado del sistema fotovoltaico.
- ✓ Estudio de factibilidad económica.
- ✓ Tiempo de recuperación de capital y funcionamiento del sistema.

1.7. Ubicación.

Mediante el Explorador Solar del Ministerio de Energía fueron obtenidos las siguientes coordenadas, las cuales también serán utilizadas para tomar registros de irradiación de la zona:

- Latitud: -27,4098.
- Longitud: -70,2851.

Figura 1.1. Coordenadas de ubicación.



Fuente: Explorador Solar 2023.

El edificio de la empresa Amffal SpA se ubica en Avenida Los Carrera # 6051, Paipote – Copiapó, Región de Atacama.

Figura 1.2. Ubicación geográfica.



Fuente: Explorador Solar 2023.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

Gran parte del desarrollo socioeconómico ha sido impulsado por la utilización de hidrocarburos. A medida que ha mejorado la tecnología se han implementado nuevas tecnologías con industrias más complejas, culminando en un aumento en la demanda energética nacional y mundial. Las razones pueden ser múltiples: aumento del consumo eléctrico por el constante crecimiento tanto del sector residencial como industrial que consumen más energía, el aumento del número de automóviles, el agotamiento de los recursos naturales como el agua dulce, incluido el petróleo.

Se han desarrollado medios para aprovechar diferentes tipos de energías naturales para transformarlas en electricidad amigable con el medioambiente; solar, eólica, mareomotriz, geotérmica, etc. El calentamiento global se ha convertido en una gran problemática urgente de solucionar mediante la implementación de energías verdes que disminuyan la emisión de gases de efecto invernadero en industrias que utilizan hidrocarburos en sus procesos productivos, por lo que incentivar el uso de energías es un desafío del cual todos somos responsables.

En el siguiente capítulo se definirá los principales conceptos, equipos y materiales a utilizar en el diseño de un sistema fotovoltaico, las principales leyes y normativas que mantienen la confección de estos arreglos bajo altos estándares de calidad que cumplen la normativa vigente y permite enlazar cualquier clase de procedimiento con estándares de alta calidad internacional. Algunos de estos son, la radiación, panel fotovoltaico, Ley 21.118, Pliegos técnicos, instructivos técnicos, Inversores, conceptos de energía, entre otros.

2.1. Sistema Fotovoltaico.

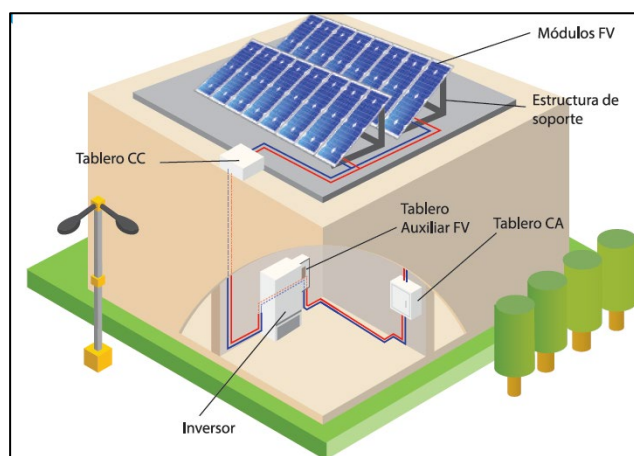
El sistema fotovoltaico se caracteriza por utilizar la radiación electromagnética proveniente del Sol para la transformación energética, donde la cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo (kWh/m^2) es el criterio principal para elegir donde ubicar el arreglo fotovoltaico.

Para conseguir la transformación se emplean células fabricadas con materiales semiconductores, siendo la tecnología de silicio policristalino la más sobresaliente, la cual se complementa con la implementación de módulos fotovoltaicos bifaciales para aprovechar al máximo la radiación solar de la zona.

El Sol representa la mayor fuente de energía existente en nuestro planeta, la energía solar es una fuente de energía renovable, inagotable, limpia y sustentable en el tiempo. La cantidad de energía emitida y que llega a la tierra en forma de radiación, equivale a aproximadamente 35 millones de veces la energía producida por todas las centrales de generación eléctrica de Chile. La energía es transmitida por medio de ondas electromagnéticas presentes en los rayos solares, las cuales son generadas en forma continua y emitida permanentemente al espacio, esta energía la podemos percibir en forma de luz y calor. Cerca del 70% de la energía solar recibida por la tierra es absorbida por la atmósfera, la tierra y por los océanos, mientras que el 30% restante es reflejado por la atmósfera de regreso al espacio.

Se puede percibir una creciente conciencia social de sacar provecho de este tipo de energías, esto es posible de ver por la mayor cantidad de sistemas de generación en base a energías renovables instalados y en proceso de instalación en Chile, los cuales son utilizados como sistema auxiliar o principal, dependiendo de la ubicación y recursos de quien los utilice.

Figura 2.1. Sistema fotovoltaico.



Fuente: Guía de operación FV, Ministerio de Energía 2023.

Los sistemas fotovoltaicos pueden entregar diversos beneficios para usuarios domiciliarios e industriales:

- **Seguridad:** Los sistemas fotovoltaicos no utilizan combustibles fósiles y son muy seguros.
- **Independencia:** muchos usuarios residenciales utilizan este tipo de tecnología energética debido a la independencia que genera en muchos contextos y escenarios.
- **Descentralización de la red eléctrica:** estaciones de generación, pequeñas y descentralizadas, aumentan las posibilidades de mantener operaciones comerciales y económicas sin ser afectados por cortes de suministro en la red eléctrica.

De igual manera, la implementación de sistemas fotovoltaicos sin regular puede causar fluctuaciones en la carga de la red eléctrica, pueden surgir problemas de estabilidad y calidad de energía en la red. Por este motivo se hace estrictamente necesario construir, poner en servicio y operación sistemas de energías renovables bajo normativa.

2.1.1. Radiación solar.

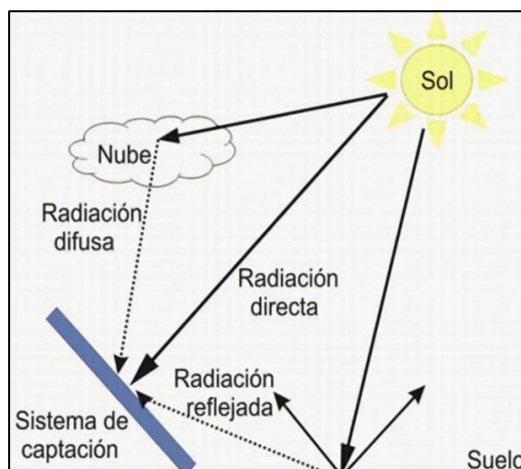
La radiación solar es la radiación electromagnética proveniente del Sol hacia nuestra planta Tierra por lo que depende del momento del día, las condiciones atmosféricas y la ubicación. La radiación solar depende del momento del día, las condiciones atmosféricas y la ubicación.

- Irradiancia: potencia de la radiación solar por unidad de área (W/m^2)
- Irradiación: energía por unidad de área (Wh/m^2).

La radiación normal dirigida fuera de la atmósfera se llama constante solar y tiene un valor medio de $1354 \text{ W}/\text{m}^2$, un valor máximo de $1395 \text{ W}/\text{m}^2$ en el perihelio (punto donde el planeta está más cerca del sol) y un valor de valor mínimo de $1308 \text{ W}/\text{m}^2$ en Afelio (punto donde el planeta está más alejado del Sol).

Bajo condiciones óptimas se puede asumir un valor aproximado de irradiancia de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ en la superficie terrestre. Esta radiación puede llegar a la tierra en forma directa o difusa. La radiación se puede utilizar en sus componentes directa y difusa o en una combinación de ambas. En un día despejado, la radiación directa es mucho mayor que la radiación dispersa. Por el contrario, en tiempo nublado no hay radiación directa y la radiación incidente corresponde a la radiación difusa.

Figura 2.2. Radiación Solar.



Fuente: Guía de operación FV, Ministerio de Energía 2023.

2.1.1.1. Radiación directa.

Radiación que llega directamente del Sol hasta algún objeto o superficie sin reflexiones o refracciones en su recorrido. Este tipo de radiación puede reflejarse para su utilización y se caracteriza por producir sombras bien definidas de los objetos que se interponen en su trayecto.

2.1.1.2. Radiación difusa.

Corresponde a la radiación del sol, que cambia su trayectoria a medida que ingresa a la atmósfera y se refleja en el polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, o es absorbida por las nubes. No proyecta una sombra sobre los objetos en el camino. Las superficies horizontales reciben la radiación más difusa porque pueden ver complemente el cielo en las direcciones (180°), mientras que las superficies verticales reciben la menor radiación porque solo pueden ver la mitad (90°).

2.1.2. Celda fotovoltaica.

Una celda fotovoltaica es un dispositivo electrónico que convierte la energía luminosa (fotones) en electricidad (electrones) a través del efecto fotoeléctrico. El efecto fotoeléctrico, por su parte, consiste en la emisión de electrones de un material iluminado por radiación electromagnética, que al ser captados producen una corriente eléctrica.

La combinación de celdas fotovoltaicas crea un panel fotovoltaico, que consiste en una serie de celdas solares conectadas en serie para aumentar continuamente el voltaje de salida al valor deseado. También se conectan en paralelo para aumentar la corriente de salida del sistema.

La potencia entregada por módulo fotovoltaico se denomina potencia pico y corresponde a la potencia máxima entregada por un número de celdas bajo las siguientes Condiciones Estándar de Prueba (STC: Standard Test Conditions):

- Radiación $1000\text{W}/\text{m}^2$.
- Temperatura del armario 25°C (no corresponde a la temperatura ambiente).
- Masa de aire ($AM=1,5$).

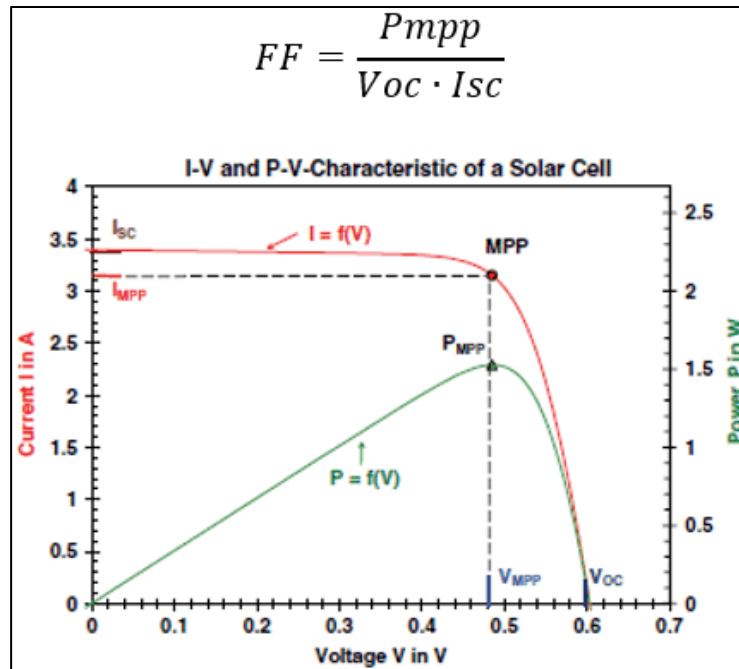
Bajo estas condiciones es posible medir los siguientes parámetros:

- **Corriente de Cortocircuito (Isc):** corresponde a la corriente máxima en amperios que produce cada panel cuando se conecta una carga a sus terminales de salida sin resistencia. Su valor depende de la superficie del panel y de la radiación solar.
- **Tensión de circuito abierto (Voc):** corresponde a la tensión máxima generada por el panel solar y medida en los terminales de salida cuando no hay carga conectada, es decir, con un circuito abierto.

2.1.2.1. Factor de eficiencia de un panel fotovoltaico.

Corresponde al rendimiento máximo que el panel puede ofrecer. Esto ocurre cuando el voltaje y la corriente alcanzan sus valores máximos al mismo tiempo. Esto se puede ver en el rectángulo inscrito en la curva, con el pico de la curva, llamado Pmp, que representa el valor máximo de potencia.

Figura 2.3. Factor de potencia máxima.



Fuente: Energiasolarfotovoltaica.org 2023.

2.1.3. Ventajas de la tecnología fotovoltaica.

Los sistemas fotovoltaicos ofrecen ventajas sustanciales sobre las fuentes convencionales de energía

- **Fiabilidad:** Los arreglos fotovoltaicos impiden las fallas de energía costosa en situaciones donde resulta crítica una operación continua.
- **Durabilidad:** La mayoría de los módulos fotovoltaicos están garantizados por los fabricantes para producir energía durante 25 años y se pueden mantener generando más allá de ese intervalo de tiempo.
- **Bajos costos de mantenimiento:** solo necesitan inspecciones periódicas y mantenimiento ocasional.
- **No hay costo por combustible:** no se requieren fuentes de combustible, no hay costos asociados con la adquisición, almacenamiento o transporte del combustible.
- **Reducción de contaminación sonora:** Los sistemas fotovoltaicos operan silenciosamente y con movimientos mínimo.
- **Modularidad fotovoltaico:** Los módulos pueden ser añadidos gradualmente para incrementar la energía disponible.

2.2. Ley General de Servicios Eléctricos 20.571.

El 22 de marzo de 2012 se promulgó en Chile la Ley 20.571 que entró en vigencia el 22 de octubre del 2014. Hay clientes con tarifas reguladas que tienen medios para producir energía renovable, derecho a exportar a la red los excedentes de energía producidos que no están consumiendo en un momento dado, cobrando la empresa distribuidora el precio de la energía a tarifa de consumo descontarlos de la factura de la luz y posiblemente de otros cargos relacionados con el suministro de electricidad por parte de la distribuidora. Con esto se evitaría en Invertir en baterías.

2.2.1. Ley 21.118.

La Ley 21.118 es la aplicación de ciertas modificaciones a la La Ley General de Servicios Eléctricos (Ley 20.571) para aumentar el incentivo de los usuarios para el

desarrollo de las generadoras residenciales. Estas modificaciones se conocen como la Ley 21.118 que entró en vigencia el 17 de noviembre del 2018. Algunas de las modificaciones son:

- Elevar el límite de potencia instalada de generadores de 100kW a 300kW para apoyar el desarrollo de proyectos de mayor consumo que beneficien principalmente a las actividades productivas.
- El objetivo de la Ley es incentivar el autoconsumo y no la comercialización de energía, la cual se rige por un marco regulatorio diferente (PMGD).
- Posibilidad de traspasos de excedentes a otras instalaciones del mismo propietario.

Es decir, si un usuario cuenta con un sistema de generación distribuida y además cuenta con más de una instalación que consume electricidad con la misma concesionaria de distribución, puede utilizar sus excedentes para descontarlos de la boleta de sus distintas instalaciones.

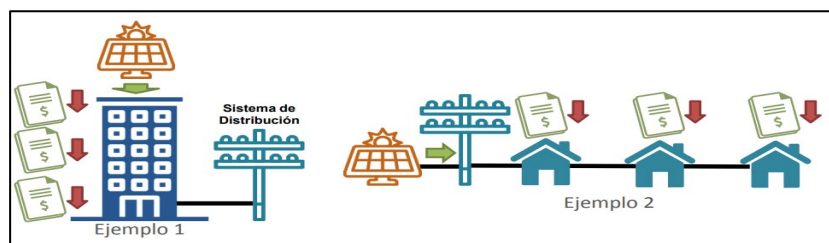
En este contexto, las modificaciones legislativas realizadas no eliminan en modo alguno el derecho a convertir la alimentación a la red en descuentos en la factura de la electricidad. Como consecuencia de la modificación de la ley, se mantiene el derecho a inyectar y recuperar energía y a deducir su valor económico de la factura de la luz de la misma forma que en la forma jurídica anterior.

De este modo, las modificaciones de la ley pueden aplicarse en los siguientes ejemplos:

2.2.1.1. Sistemas comunitarios o de propiedad conjunta.

Los usuarios de una comunidad conjunta pueden coordinarse para instalar un sistema de generación único en la propiedad, y aprovechar los excedentes del arreglo para descontarlos de las boletas de todos los usuarios coordinados.

Figura 2.4. Sistemas comunitarios con excedentes.



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional 2023.

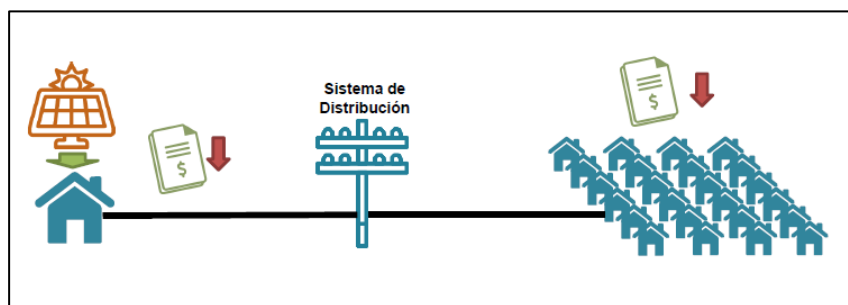
2.2.1.2. Excedentes no descontados.

En caso de que el cliente genere excedentes y estos no se descuenten de la boleta de consumo, en la Ley 21.118 se establece que se debe pagar a los clientes que cumplan los siguientes requisitos:

- ✓ Clientes residenciales con potencia de consumo conectada de hasta 20 kW.
- ✓ Personas jurídicas sin fines de lucro con potencia de consumo conectada hasta 50 kW.
- ✓ Otros clientes deben demostrar que el sistema fue originalmente diseñado para el autoconsumo para recibir pagos.

En caso de que los usuarios no cumplan los criterios anteriores luego de 5 años, los excedentes de no puedan ser descontados pasan a ser un ahorro para todos los usuarios de la misma comuna.

Figura 2.5. Distribución de Excedentes no descontados.



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional 2023.

2.3. Factores generales de la generación fotovoltaica.

La generación fotovoltaica se caracteriza por la variabilidad de su recurso, ya que está sujeta de diversos factores ambientales, económicos y sociales que pueden afectar su correcto funcionamiento.

2.3.1. Necesidad de sistemas de almacenamiento.

Para abordar la intermitencia de la generación solar, se requieren sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, para capturar el exceso de energía durante períodos de alta radiación y liberarla cuando la generación es baja. Sin embargo, las baterías también tienen costos asociados y limitaciones en términos de capacidad y vida útil. Predicción y gestión complicadas: Predecir con precisión la radiación solar futura es un desafío, ya que depende de condiciones meteorológicas variables. La gestión de la generación solar y la planificación de la demanda en función de las condiciones climáticas pueden requerir sistemas de gestión avanzados y recursos adicionales.

2.3.2. Necesidad de redundancia.

Debido a la variabilidad, los sistemas fotovoltaicos a menudo requieren capacidad adicional para garantizar que la generación sea suficiente incluso en condiciones de baja radiación. Esto puede aumentar los costos de instalación y mantenimiento. A pesar de estas desventajas, es importante destacar que se han desarrollado soluciones para abordar la variabilidad de la radiación solar. La combinación de tecnologías de generación renovable, sistemas de almacenamiento y soluciones avanzadas de gestión energética puede mitigar en gran medida los impactos negativos de la intermitencia y permitir una mayor integración de la energía solar en la matriz energética.

2.3.3. Envejecimiento de la tecnología y ciclos de actualización.

Aumentar la eficiencia de los dispositivos fotovoltaicos es un objetivo positivo, pero también puede ser un desafío en términos de obsolescencia y ciclos de actualización. A

medida que avanza la tecnología, los paneles solares y los componentes relacionados pueden volverse obsoletos con relativa rapidez debido a las continuas mejoras en eficiencia y eficacia. Esto puede tener varios efectos:

- **Costo de actualización:** a medida que se dispone de generaciones de dispositivos más eficientes, los propietarios de sistemas fotovoltaicos pueden verse obligados a actualizar sus sistemas para mantenerse al día con la tecnología en evolución. Esto puede generar costos adicionales para reemplazar el hardware existente con versiones más nuevas y potentes.
- **Periodo de amortización:** La inversión inicial en sistemas fotovoltaicos se amortiza con el tiempo mediante ahorros en costes de electricidad. Sin embargo, si el equipo se vuelve obsoleto antes de lograr el retorno de la inversión, esto puede afectar el cálculo económico y aumentar el tiempo para alcanzar el punto de equilibrio.

2.3.4. La educación energética.

Educar al usuario sobre la tecnología fotovoltaica es una gran ayuda porque entrega herramientas para comprender la tecnología y puede conducir a una adopción más amplia y eficiente de las energías renovables. Sin embargo, desde el punto de vista contrario se producen problemas de comprensión por falta de capacitación, uso incorrecto de las instalaciones, falso concepto de energía ilimitada, fallas debido al poco o nulo mantenimiento, entre otros. La tecnología fotovoltaica incluye conceptos eléctricos, diseño de sistemas, instalación y mantenimiento. La falta de conocimientos técnicos entre los consumidores, los instaladores y los técnicos puede generar problemas debido a una instalación incorrecta, mantenimiento deficiente o dificultad para solucionar problemas y mala comunicación entre usuario e instalador.

2.3.4.1. Sustancias tóxicas en la producción.

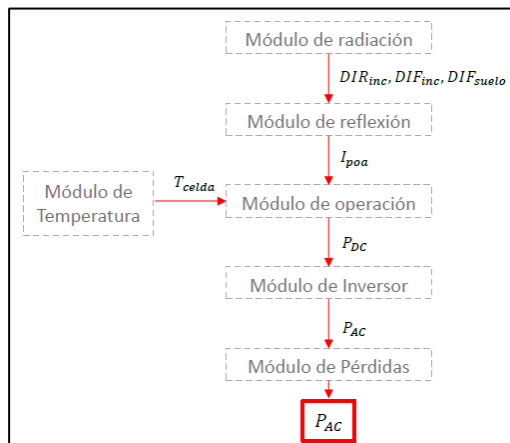
En la fabricación de paneles solares se utilizan materiales tales como silicio, cadmio, plomo y otros químicos. La exposición a estas sustancias puede ser peligrosa para los trabajadores y el medio ambiente si no se gestiona adecuadamente en todas las etapas de producción y eliminación. Las células solares de telururo de cadmio (CdTe) de película delgada contienen cadmio, un metal tóxico. Si se manipulan incorrectamente al final de su vida útil, estos materiales pueden representar un peligro para el medio ambiente.

2.4. Modelo generación fotovoltaica: Explorador Solar.

El sitio web del Ministerio energía “Explorador Solar” permite realizar mediciones en cualquier punto geográfico utilizando la ubicación del usuario, obteniendo una serie de datos que podemos analizar mediante softwares de factibilidad técnica de irradiación solar de la zona.

Dicho Explorador utiliza modelos para calcular la generación del sistema fotovoltaico a partir de variables meteorológicas; como la radiación velocidad del viento, temperatura ambiente, entre otros. Se puede descomponer en diversos tipos de módulos cuya función es calcular variables de un sistema fotovoltaico eficiente. Así es como crear un diagrama de bloques, que finalmente permite el cálculo de la potencia generada por un sistema fotovoltaico.

Figura 2.6. Interacción de los distintos módulos de cálculo.



Fuente: Solar.minenergia 2023.

2.5. System Advisor Model (SAM).

System Advisor Model (SAM) es un software de tipo financiero y de rendimiento creado para simplificar la toma de decisiones para proyectos de la industria de energías renovables. Realiza predicciones de rendimiento y estimaciones de costos de energía para proyectos de energía conectados a la red en función de los costos de instalación, puesta en servicio, operación y ajustes de los parámetros de diseño del sistema ingresados en el modelo de análisis. SAM requiere un archivo meteorológico que describa el recurso de energía renovable y las condiciones meteorológicas en la ubicación del proyecto. Según el tipo de sistema que modelado, es posible elegir un archivo de datos de recursos de una lista, descargar desde internet o crear el archivo con sus propios datos.

Incluye varias bases de datos sobre rendimiento y coeficientes para componentes del sistema, como módulos solares e inversores fotovoltaicos, receptores y colectores cilindro-parabólicos, turbinas eólicas o sistemas de combustión de bioenergía. Para esos componentes, simplemente se elige una opción de una lista. Para las demás variables de entradas, se utiliza el valor predeterminado o cambie sus valores. Algunos ejemplos de las variables de entradas son los siguientes:

- Costos de instalación: compras de equipos, mano de obra, ingeniería, costos del terreno y costos de operación y mantenimiento.
- Numero o cantidad de módulos e inversores, tipos de seguimiento, factores de reducción para sistemas fotovoltaicos.
- Periodos de análisis, tasas de descuento real, tasa de inflación, tasas impositivas, tasa interna de retorno objetivo o precio de compra de energía para modelos financieros PPA.
- Montos y tasas de incentivos fiscales y monetarios.

Este software entregar gráficos, tablas e ilustraciones que se pueden exportar en varios formatos para informes y presentaciones, y también para análisis posteriores con hojas de cálculo u otro tipo de software. Los modelos de rendimiento de SAM realizan cálculos de series temporales (por hora o sub-horas) de la producción eléctrica de un

sistema de energía de autoconsumo, generando datos en el tiempo que representan la producción de electricidad del sistema durante un solo año a través de modelos de cálculo. Los modelos de rendimiento se pueden aplicar para los siguientes tipos de sistemas:

- Sistemas fotovoltaicos.
- Almacenamiento de baterías.
- Energía solar de concentración cilindro-parabólica.
- Torre de energía solar de concentración.
- Fresnel lineal de energía solar de concentración lineal (fluido térmico y vapor directo).
- Calentamiento solar de agua para edificios residenciales o comerciales.
- Energía eólica (grande y pequeña).
- Energía marina.
- Energía geotérmica.
- Combustible de biomasa.

Los modelos financieros utilizan la producción eléctrica del sistema calculada por el modelo de rendimiento para calcular la serie de flujos de caja anuales. SAM incluye modelos financieros para los siguientes tipos de proyectos:

- Residencial (tarifas eléctricas minoristas).
- Comercial (tarifas minoristas).
- Propiedad de terceros (tarifas minoristas y contrato de compra de energía).

Los proyectos residenciales y comerciales se financian mediante un préstamo o un pago en efectivo, y recuperan los costos de inversión mediante la venta de electricidad a través de un contrato de medición neta o de precios por tiempo de uso. Para estos proyectos, SAM notifica las siguientes métricas financieras además de un flujo de caja anual detallado:

- Costo nivelado de energía (LCOE).
- Factura de luz con y sin sistema eléctrico.
- Valor actual neto después de impuestos (NPV).

- Periodo de amortización.

SAM puede calcular la tasa interna de retorno de inversión inicial en función del precio de la energía que especifique o calcular el precio de la energía en función de la tasa de retorno que especifique. También, permite conocer los flujos de caja anuales del proyecto, lo que puede incluir:

- Valor de las ventas (o ahorros) de electricidad y pagos de incentivos.
- Costes de instalación
- Costos de operación, mantenimiento y reemplazo de equipos.

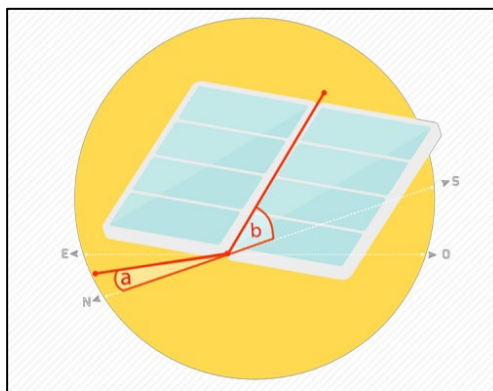
2.6. Posicionamiento de módulos fotovoltaicos.

El ángulo entre la superficie receptora y los rayos solares directos depende de la posición del Sol en cada instante y de la posición del panel fotovoltaico, la cual varía a lo largo del día si el panel es instalado en un sistema de seguimiento.

2.6.1. Panel fijo horizontal.

Esta configuración consiste en ubicar el panel fotovoltaico con una cierta inclinación respecto del plano horizontal y el eje central de este plano se orienta con azimut respecto del norte.

Figura 2.7. Esquema de panel fijo con inclinación y orientación con un azimut.

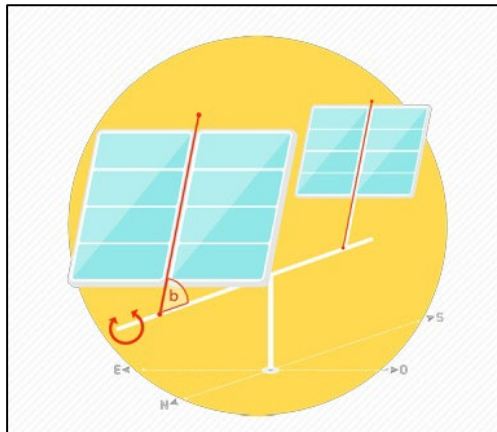


Fuente: Solar.minenergia 2023

2.6.2. Panel horizontal con seguimiento en eje horizontal Norte-Sur.

En este caso, se considera un panel horizontal que está montado en un eje orientado de Norte a Sur. Este eje rota de modo que el panel mira hacia el Este en la mañana y se va moviendo para quedar mirando hacia el Oeste en la tarde.

Figura 2.8. Esquema en un sistema de seguimiento con eje horizontal Norte-Sur.

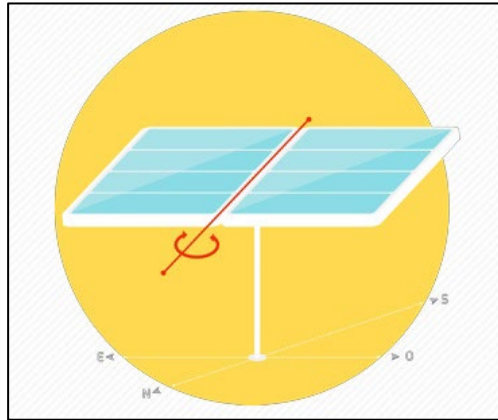


Fuente: Solar.minenergia 2023.

2.6.3. Panel inclinado con seguimiento en eje horizontal Norte -Sur (HTSAT).

El sistema de seguimiento es el mismo que en punto 2.6.2., el eje que rota está en posición horizontal con orientación Norte-Sur, pero el panel se instala con una inclinación respecto al eje.

Figura 2. 9. Esquema de panel instalado en ángulo de inclinación con eje horizontal Norte-Sur.

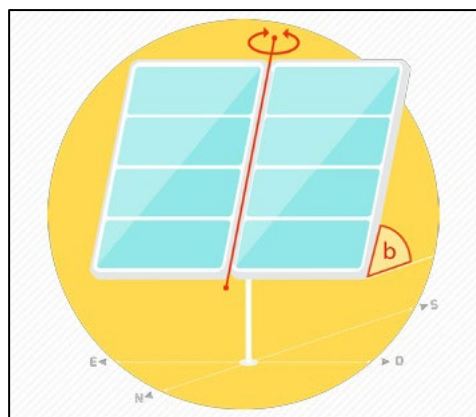


Fuente: Solar.minenergia 2023.

2.6.4. Panel inclinado con seguimiento en eje inclinado Norte-Sur.

El panel se instala respecto al eje de rotación el cual está orientado al Norte-Sur, pero posee la misma inclinación que el panel, respecto a la horizontal. El eje rota de Este a Oeste, siguiendo al Sol.

Figura 2.10. Panel instalado sobre un sistema con eje en un ángulo con orientación Norte-Sur.

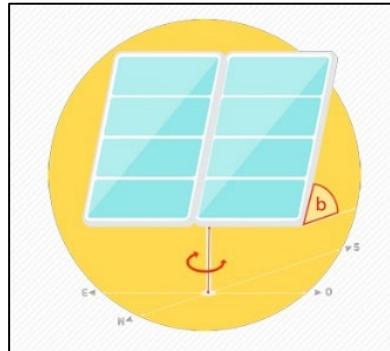


Fuente: Solar.minenergia 2023.

2.6.5. Panel inclinado con seguimiento en eje vertical (VSAT).

En esta configuración el panel se instala con una inclinación sobre un eje vertical, el cual rota de manera que el panel iguale al azimut solar. Esta configuración es particularmente útil en latitudes altas, pues permite seguir al Sol en 360°.

Figura 2.11. Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación con eje vertical.

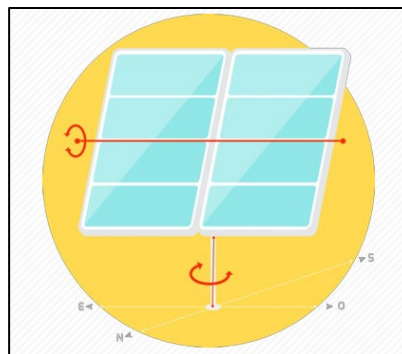


Fuente: Solar.minenergia 2023.

2.6.6. Panel con seguimiento en dos ejes, uno horizontal y uno vertical.

En este caso el panel se instala sobre dos ejes perpendiculares entre sí. Uno vertical que permite el movimiento acimutal del panel y uno horizontal que permite cambiar la inclinación del panel. Con este sistema de seguimiento el panel siempre está perpendicular a los rayos solares, por lo que se optimiza completamente la captación de radiación solar. La radiación solar directa llega normal a la superficie receptora.

Figura 2.12. Esquema de panel instalado en sistema de seguimiento de dos ejes.



Fuente: Solar.minenergia 2023.

2.7. Capacidad del sistema fotovoltaico.

La capacidad instalada de un arreglo fotovoltaico corresponde a la potencia que generara el panel fotovoltaico condiciones estándar, es decir, con una irradiación incidente de 1000 W/m^2 y la celda a una temperatura de 25°C . La capacidad del sistema (P_{dc0}) se puede calcular conociendo el área total efectiva (A_T) con celdas fotovoltaicas y la eficiencia nominal (ϵ_{nom}) de estas. La eficiencia a 1000 Watts por metro cuadrado y a 25°C , según las especificaciones técnicas del fabricante. El área total se puede calcular conociendo el área de cada panel (A_p) y el número de paneles que se instalarán (N).

2.7.1. Área total de paneles.

Las siguientes ecuaciones dispuesta en el punto 2.7.1 y 2.7.2 tomadas desde el sitio oficial del Explorador Solar de Ministerio de Energía permite calcular el área necesaria para instalar la estructura de soporte para los paneles y la potencia necesaria de suministro energético de sistema.

$$P_{DC0} \text{ (kW)} = AT(\text{m}^2) * \epsilon_{nom} * 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]$$

$$= AP(\text{m}^2) * N * \epsilon_{nom} * 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]$$

2.7.2. Capacidad del sistema.

Otra forma de calcular la capacidad del sistema es conociendo la potencia máxima del panel (P_{mp}) y el número de paneles. Con esta información, la capacidad del arreglo es:

$$P_{DC0} \text{ (kW)} = \left[\frac{P_{mp}(\text{W}) * N}{1000} \right]$$

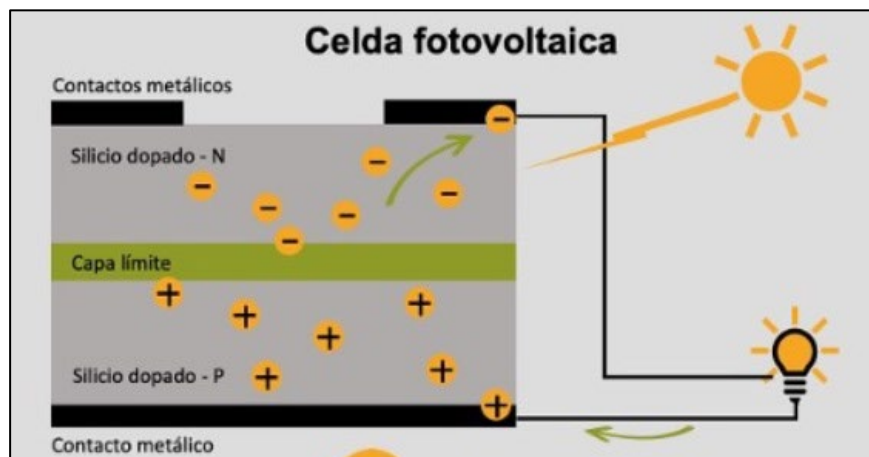
2.8. Componentes eléctricos del arreglo fotovoltaico.

2.8.1. Paneles fotovoltaicos.

Para conseguir la transformación de fotones en energía eléctrica se utilizan dos capas de silicio, una de las cuales está dopada o contaminada con átomos de un elemento multielectrónico. Esta capa se llama Silicon-N, y la segunda capa es impura o está dopada con átomos de un elemento con menos electrones y se llama silicio-P.

Cuando la luz del Sol golpea los paneles solares, los fotones de la luz del Sol excitan los electrones en el silicio dopado, despojándolos del átomo al que pertenecen. A medida que aumenta el número de estos electrones liberados, tienden a moverse hacia el hueco vacío izquierdo dando lugar a la circulación de una corriente eléctrica.

Figura 2.13. Celda fotovoltaica.



Fuente: Hogarmania 2023

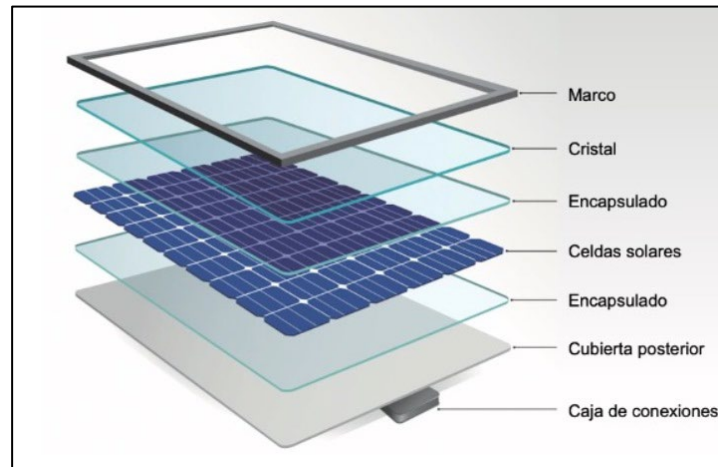
Existen diferentes tipos de celdas fotovoltaicas, cada una basada en diferentes materiales y tecnologías:

- ✓ Células de silicio cristalino: pueden ser monocristalinos (que tienen un solo cristal) o policristalinos (que tienen muchos cristales). Son eficientes y duraderos.

Las celdas solares se utilizan en una variedad de aplicaciones que incluyen:

- ✓ Sistemas residenciales y comerciales para generar electricidad a partir de la luz solar.
- ✓ Grandes plantas solares para la producción de energía a escala industrial.
- ✓ Cargadores solares para dispositivos electrónicos.
- ✓ Instalaciones de energía solar en zonas remotas o rurales sin acceso a la red.

Figura 2.14. Composición celda fotovoltaica.



Fuente: Researchgate 2023

2.8.2. Regulador.

Este equipo cumple la función de controlar el ciclo de carga y descarga del banco de baterías de ciclo profundo, además de protegerlas en caso de una sobrecarga o descarga excesiva. Una sobrecarga además de reducir la vida útil de la batería genera el riesgo de explosión o incendio de la batería. Para proteger a las baterías, el regulador cierra en forma automática el flujo de corriente eléctrica desde y hacia las baterías, o bien emitiendo una señal visible o sonora.

El conjunto de paneles puede ser desconectado por completo o en forma parcial de las baterías sin perjudicar al sistema. Conforme las baterías van alcanzando su nivel de carga máxima, el regulador desconecta gradualmente el flujo de corriente desde los paneles hacia las baterías. Existen dos tipos principales de controladores:

2.8.2.1. Diferencia entre controlador de carga PWM y MPPT.

Cuando se trata de instalaciones aisladas, los controladores (o reguladores) de carga son uno de los elementos más distintivos. Los controladores de carga tienen la función de controlar el flujo de energía entre el campo fotovoltaico (paneles) y las baterías. Por lo tanto, se diferencian en el voltaje de funcionamiento y dónde los paneles producen la mayor cantidad de energía. Así, las diferentes tecnologías se pueden distinguir por su clasificación, PWM y MPPT.

2.8.2.2. Diferencia entre controlador de carga PWM.

Los controladores de carga PWM son más antiguos y la primera tecnología en llegar al mercado. El controlador de carga PWM (modulación de ancho de pulso) tiene un solo diodo, por lo que los paneles se alimentan con el mismo voltaje que las baterías. Como resultado, la energía en la entrada y salida del regulador es la misma (voltaje y corriente). Esto también significa que los paneles no funcionan a la máxima potencia y la potencia la especifica la batería en función del estado de carga. Esto generalmente resulta en una pérdida de energía de alrededor del 25-30%.

El controlador de carga PWM carga gradualmente la batería con pulsos de voltaje. De esta manera, la corriente se introduce gradualmente hasta que la batería se llena de manera óptima y estable. Esto significa que, si tenemos un controlador de carga PWM de 12V, debemos usar paneles de "12V", y si tenemos un controlador PWM de 24V, debemos usar paneles de uso "24V" (dos paneles de 12V conectados en serie). En el mercado fotovoltaico actual, esto significa solo módulos de 36 y 72 celdas.

Figura 2.15. Controlador de carga PWM modelo bluesolar PWM-pro-12/24v-10^a.



Fuente: <https://tritec-center.com> 2023.

2.8.2.3. Diferencia entre controlador de carga MPPT.

El controlador MPPT (Máximo Power Point Tracking) consta de un convertidor de tensión CC-CC y un seguidor de máxima potencia, a diferencia del controlador PWM, que dispone de un diodo de protección. Esto permite operar con diferentes salidas (tensiones y corrientes) en el campo fotovoltaico y en las baterías (convertidor de tensión DC-DC). El seguidor MPPT ajusta el voltaje de funcionamiento en el generador fotovoltaico al que suministra la máxima potencia.

La principal diferencia entre MPPT y PWM es que la energía que entra y sale del controlador es la misma, pero en MPPT el voltaje y la corriente en la entrada y la salida son diferentes. Esto le permite aumentar el voltaje del panel solar y aumentar la producción de energía solar hasta en un 30 % en comparación con los controladores PWM. También es particularmente útil durante los períodos de nubosidad temporal.

La ventaja es que los altos voltajes en el campo fotovoltaico pueden reducir las pérdidas de energía debido a los bajos voltajes. Esto convierte a los controladores de carga MPPT en una solución muy interesante e incluso obligatoria cuando disponemos de campos fotovoltaicos de media y alta potencia donde el objetivo es generar la máxima energía posible.

De esta forma, podemos utilizar paneles de diferentes voltajes (36, 60, 72 celdas, etc.), lo que permite una aplicación más amplia en términos de potencia que los paneles disponibles en el mercado frente a la potencia generada por PWM; la cual aumentaría un 30%.

Figura 2.16. Controlador de carga MPPT modelo bluesolar MPPT 12/24/36/48v 150v/35.



Fuente: Tritec-center 2023.

2.8.3. Inversor.

Transforma la corriente continua de baja tensión (12, 24, 32, 36 o 48 v) generada por las placas fotovoltaicas y la acumulada en las baterías, a corriente alterna de una magnitud y frecuencia necesaria.

El proceso de inversión está formado por las siguientes etapas:

- ✓ Etapa Osciladora: cumple la función de generar los pulsos a una frecuencia similar a la frecuencia de la red eléctrica donde será conectado.
- ✓ Etapa Amplificadora: está formada por transistores que cumplen la función de amplificar la señal pulsante de la etapa osciladora, a un nivel suficiente como para excitar a la sección elevadora de voltaje.
- ✓ Etapa elevadora de Voltaje: un transformador de voltaje se encarga de elevar la tensión, para que se puedan conectar artefactos eléctricos según la tensión de servicio. En la salida se obtiene una señal senoidal de características casi similares a la de la red eléctrica.

Figura 2.17. Batería Ultracell 100ah 12v Gel ciclo profundo.



Fuente: Supernova.solar 2023.

2.8.4. Protecciones eléctricas en instalaciones fotovoltaicas.

Un modo de proteger tanto a las personas como a los equipos es la implementación de protecciones eléctricas en instalaciones de consumo. La naturaleza de estos equipos

dependerá del tipo de circuito instalado, la corriente, tensión, tipo de tiempo de operación y el sistema a proteger.

La protección eléctrica para instalaciones de corriente continua se utiliza para proteger el sistema fotovoltaico desde los paneles fotovoltaico, como el conexionado hacia el inversor. Permiten realizar un corte efectivo ante sobretensiones, variaciones de potencia debidas a presencia de nubosidad, fallas de aislación por descargas tierra, entre otros. Es importante recalcar que estas protecciones deben estar coordinadas para dar soluciones efectivas ante fallas o anomalías del sistema, permitiendo restaurar el funcionamiento de sistema fotovoltaico una vez la falla sea solucionada.

Algunas protecciones utilizadas en generación fotovoltaica son:

2.8.5.1. Interruptor automático bipolar.

La protección de doble polo cumple el rol de cortar el paso de corriente de manera simultánea en ambos conductores, positivo y negativo respectivamente. Evita daños producidos por sobrecargas, sobretensiones y cortocircuito cuando se requiere realizar mantenimiento en equipos de CC, de tal modo que aumenta la protección del sistema fotovoltaico, garantizando intervenciones más seguras y disminuyendo los riesgos por electrocución o falla durante su operación.

Figura 2.18. Interruptor automático bipolar DC.

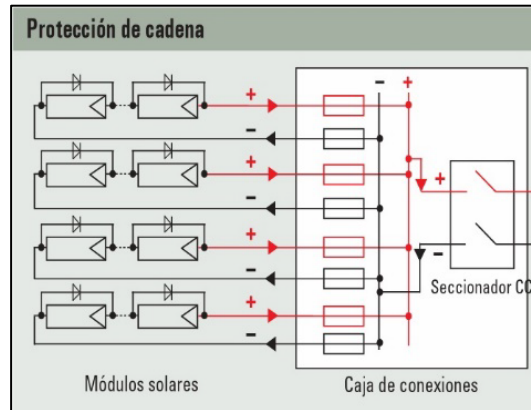


Fuente: Prodelec 2023.

2.8.5.2. Fusibles CC.

Esta protección está diseñada para proteger a los módulos fotovoltaicos de corrientes inversas que pueden darse en el String. Al sufrir alguna falla el fusible corta el circuito y lo protege de toda energía inversa hasta que la falla no sea solucionada, como también hasta que el fusible sea repuesto.

Figura 2.21. Diagrama protecciones en bloque.



Fuente: Eaton.eu 2023.

Figura 2.22. Protecciones eléctricas para corriente continua.



Fuente: Eaton.eu 2023.

2.8.5.3. Protección RI centralizada.

La protección reactiva del inversor centralizada sirve para controlar la corrección del factor de potencia en la red eléctrica cuando se presentan fluctuaciones de energía

reactiva producto de nubosidad, atenuaciones ambientales o maniobras no controladas dentro del sistema. Estas variaciones pueden afectar la calidad de la tensión de red y la estabilidad del sistema eléctrico al no mantener controlada la producción de reactivos.

La potencia reactiva es un componente de la energía eléctrica que se requiere para mantener voltajes controlados en la red y garantizar un funcionamiento estable del sistema. La instalación de inversores o convertidores en puntos estratégicos de la red, como subestaciones o interconexiones, permite controlar y regular automáticamente la cantidad de potencia reactiva inyectada o absorbida de la red.

Los inversores controlados por la protección IR central pueden introducir o absorber potencia reactiva según las necesidades del sistema. De modo pueden cumplir diferentes propósitos:

- **Compensación Reactiva:** Cuando el voltaje es bajo, los inversores pueden importar potencia reactiva para aumentarlo, y cuando es alto, pueden importar potencia reactiva para reducirlo.
- **Regulación de voltaje:** la protección IR centralizada regula la potencia reactiva para mantener los voltajes dentro de rangos aceptables en toda la red.
- **Estabilidad del sistema:** al regular los voltajes y la potencia reactiva, la protección IR central contribuye a la estabilidad general del sistema eléctrico.
- **Reducción de pérdidas:** el control efectivo de la potencia reactiva puede ayudar a reducir las pérdidas de energía en la red reduciendo las temperaturas por transmisión en los conductores instalados.

2.8.5. Demanda de Energía.

La demanda de energía es la cantidad máxima de energía que un sistema requiere en un lapso de tiempo determinado llamado intervalo de la demanda. La boleta de consumo que entrega el proveedor de electricidad por su consumo de energía eléctrica enumera la cantidad de potencia consumida durante un período de facturación específico, generalmente medido en kilowatts por hora (kWh). Para conocer la relación entre la energía consumida y la boleta entregada por el proveedor es necesario conocer ciertas definiciones:

- **Demanda registrada:** algunas empresas de servicios energéticos pueden medir y registrar la demanda máxima que el usuario ha consumido cada 15 minutos. Este registro se utiliza para calcular una tarifa de la boleta emitida, donde el usuario no solo paga por la cantidad total de energía consumida (kWh), sino también por la cantidad máxima de energía (kW) consumida en un período de tiempo determinado.
- **Horas pico y valle:** las horas pico y valle se contabilizan en la boleta de consumo. En las horas punta, cuando la demanda de electricidad es alta debido al mayor consumo de carga, el coste por kWh de energía consumida puede ser mayor, lo cual se refleja en tarifas más altas durante los periodos de tiempo de hora punta. Por otro lado, fuera de las horas pico, cuando la demanda es menor, la tarifa de Wh puede ser menor.

2.8.6.1. Terminología para Boletas de consumo.

- **Periodo punta:** Horarios de punta zona urbana centro: de mayo a septiembre de 18 horas a 23 horas. Este periodo es el de mayor demanda.
- **PP:** Presente en punta, demanda la energía sostenidamente en punta.
- **PPP:** La demanda esta parcialmente presente en punta.
- **BT:** Baja tensión.
- **AT:** Alta tensión.
- **Demanda leída:** Corresponde a la lectura del valor de la demanda integrada en periodos sucesivos de 15 minutos.
- **Demanda máxima:** El mayor valor de las demandas integradas.
- **Potencia contratada:** Potencia máxima que el cliente decide contratar al distribuidor por un periodo de 12 meses.

2.8.6.2. Clasificación de tarifas.

- **BT-1:** Para consumos domiciliarios, con tope de 10kw.
- **BT-2:** Cobro por potencia contratada más consumo. Existe BT-2 PP y BT-2 PPP.
- **BT-3:** Cobro por demanda máxima leída más consumo.
- **BT-4:** Tarifa horaria, establece cobro por dos demandas (en punta y fuera de punta) más consumo. Las demandas pueden ser contratadas o leídas.

Este tipo de clasificación se emplean para el caso de las tarifas AT (excepto BT-1 que no existe AT), cambiando los precios base.

CAPITULO III

ESTUDIO DE VARIABLES ENERGÉTICAS EN LA ZONA DEL EDIFICIO.

Conocer el comportamiento de las variables energéticas según la zona donde se ubique el proyecto fotovoltaico es de suma importancia para realizar un análisis detallado de la producción de energía disponible. Este tipo de investigación se lleva a cabo para comprender y optimizar el uso de energía en el entorno del edificio, lo cual puede impactar significativamente en la eficiencia energética del sistema fotovoltaico, la vida útil de la estructura y la operación del arreglo final.

Para realizar el análisis detallado del sistema fotovoltaico se utiliza el software online “Explorador Solar” disponible en el sitio oficial del Ministerio de Energía, enfocado a medir lo dispuesto en el punto 1.7 del Capítulo I. Además, el dueño del edificio pone a disposición la boleta de consumo para evaluar el impacto de la implementación de un sistema fotovoltaico más grande.

Figura 3.1. Información meteorológica.

LATITUD	LONGITUD	ALTURA	
-27,41°	-70,28°	438 msnm	
RADIACIÓN ANUAL			
Global Horizontal (kWh/m ² /día)	Global Inclinado 27° (kWh/m ² /día)	Directa Normal (kWh/m ² /día)	Difusa Horizontal (kWh/m ² /día)
6,49	7,07	9,08	0,76
INFORMACIÓN METEOROLÓGICA			
Frecuencia de Nubes (%)	Temperatura Ambiental (°C)	Velocidad del viento (m/s)	
8	17,1	2,5	

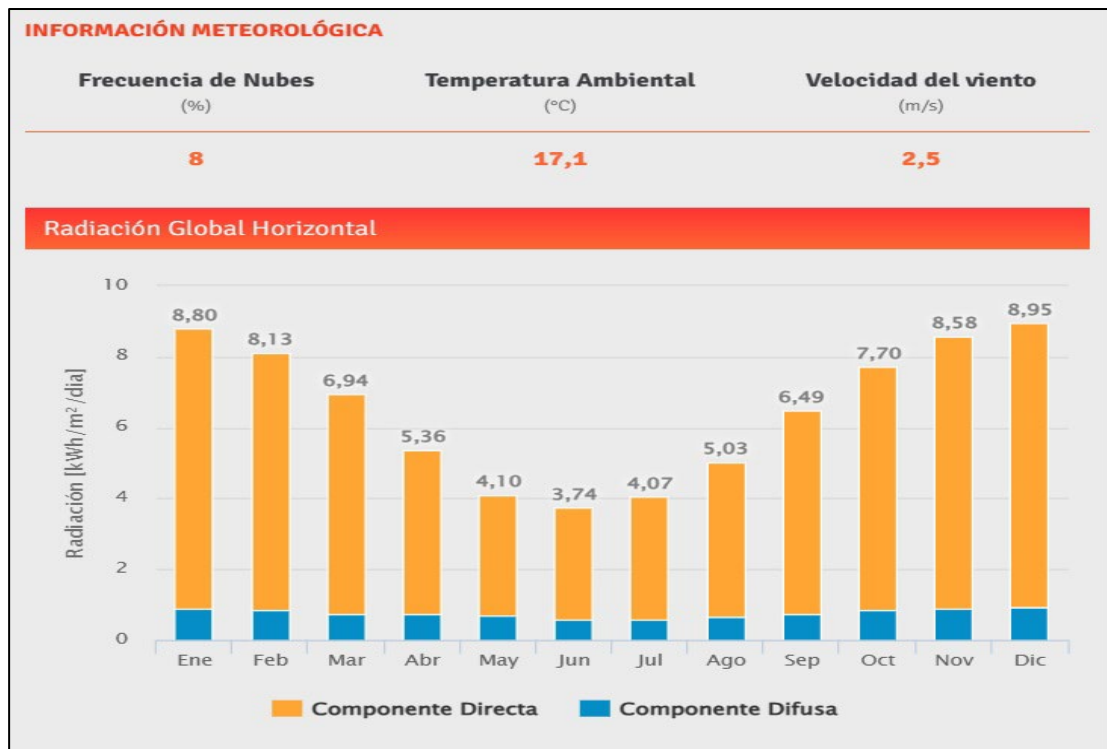
Fuente: Explorador Solar 2023.

3.1. Radiación Solar.

Para evaluar el potencial de generación de energía solar fotovoltaica y el comportamiento térmico del lugar escogido se utiliza el Explorador Solar, el cual entrega un detalle sobre la cantidad de radiación solar incidente en la zona a lo largo del año. Luego, el software permite descargar un archivo editable que contiene la recopilación de datos sobre la irradiancia solar del Edificio Amffal, un recurso crítico para desarrollar los cálculos de dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

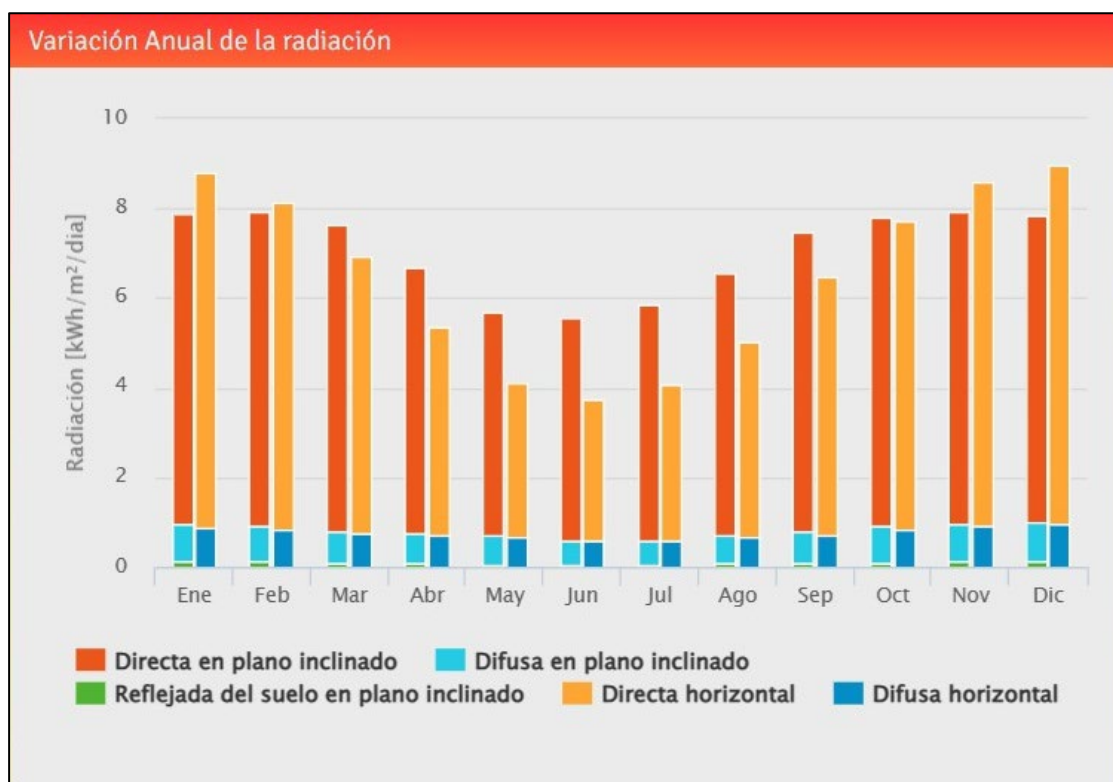
El despliegue de la medición se realiza en un ángulo de 45 grados, considerado el más adecuado para obtener la mayor captación de radiación durante el año en Copiapó.

Figura 3.2. Radiación anual.



Fuente: Explorador Solar 2023.

Figura 3.3. Gráfico de variación anual de radiación.



Fuente: Explorador Solar 2023.

3.2. Sombras topográficas.

Se utiliza la base de datos de alturas del terreno con una resolución de 90 [m]. Topografías dentro de 180 [km] de la ubicación seleccionada para obtener sombras paralelas, proyectando a través de obstáculos topográficos alrededor del sitio. Este análisis no incluye los efectos de otro tipo de obstáculos como edificios, árboles, cables, etc.

En la figura 3.4. se muestra el comportamiento de la sombras durante el año, aumentando el porcentaje de estas debido al cambio de estaciones.

Figura 3.4. Frecuencia de sombras.

Tabla 2: Frecuencia de sombras.

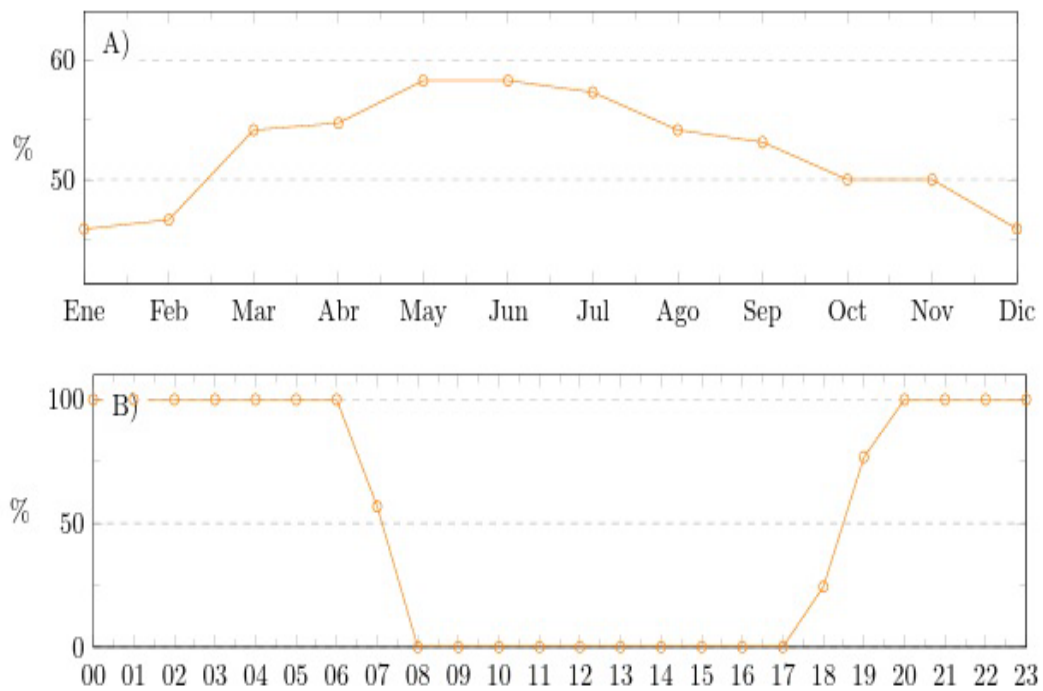
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	45.83	46.62	54.17	54.76	58.33	58.33	57.35	54.17	53.15	50.0	50.0	45.86

(a) Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	56.79	0.0	0.0	0.0

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.39	76.73	100.0	100.0	100.0	100.0

(b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.

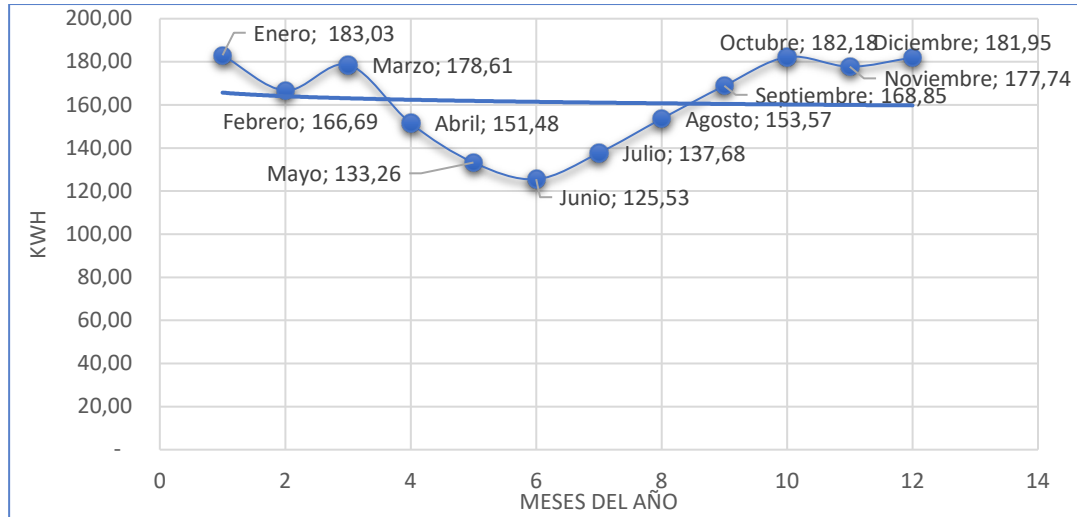


Fuente: Explorador Solar 2023.

3.3. Generación fotovoltaica.

En la siguiente figura se muestra la variación en el ciclo mensual de generación proyectada por el Explorador Solar.

Figura 3.5. Gráfico de Ciclo mensual de generación.



3.3.1. Características del arreglo fotovoltaico.

Las características del sistema ingresadas para la simulación de la generación fotovoltaica y los resultados se presentan en esta sección.

La tabla N° 3.1. detalla los resultados de la generación fotovoltaica para la ubicación del lugar escogido y la tabla N° 3.2. indica como se instalará el sistema de generación.

Tabla N° 3.1. Resultados de la generación fotovoltaica.

Resultado de la generación fotovoltaica	
Capacidad Instalada	1 kW
Total, diario	5.0 kWh
Total, anual	1.94 Kwh
Factor de planta	22.0%

Fuente: Explorador Solar 2023.

Tabla N° 3.2. Características del sistema fotovoltaico.

Características del sistema fotovoltaico	
Configuración	Fijo inclinado
Montaje	Open rack cell glassback
Inclinación	27°
Azimut	0°
Coefficiente temperatura	0%/°C
Eficiencia inversora	96.0%
Perdidas	14%

Fuente: Explorador Solar 2023.

Para la tabla N° 3.3. se observa el ciclo anual de generación, donde ocurre un aumento en la producción de energía solar durante los meses de máxima radiación, caso contrario en los meses de invierno.

Tabla N° 3.3. Ciclo anual de generación.

Ciclo anual de generación FV	
Mes	kWh
Enero	183,03
Febrero	166,69
Marzo	178,61
Abril	151,48
Mayo	133,26
Junio	125,53
Julio	137,68
Agosto	153,57
Septiembre	168,85
Octubre	182,18
Noviembre	177,74
Diciembre	181,95
	1.940,57
Promedio del ciclo anual	161,71

Fuente: Explorador Solar 2023.

Las figuras 3.6. y 3.7. son una representación que muestra las variaciones en la producción de energía eléctrica durante un año agrupadas y permite observar patrones en la generación de sistemas fotovoltaicos, facilitando la identificación de meses de máxima y mínima producción. Información es crítica para la planificación y optimización de los sistemas fotovoltaicos.

Figura 3.6. Gráfico de Variación interanual de la generación fotovoltaica.

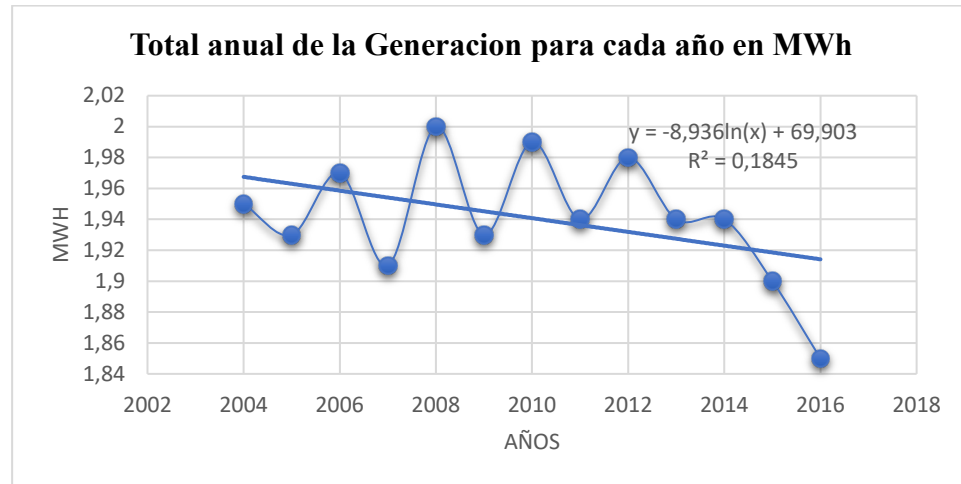
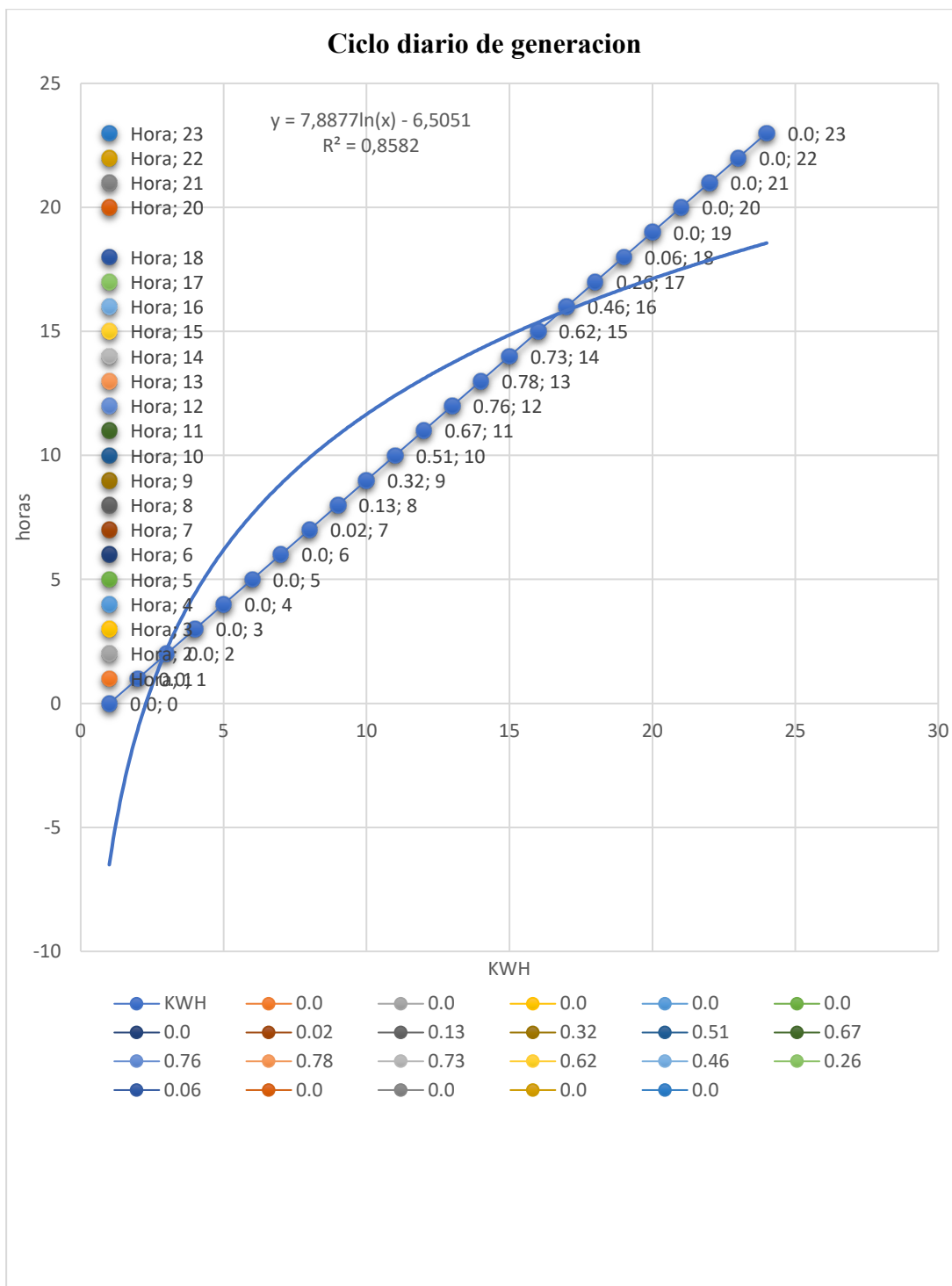


Figura 3.7. Gráfico de Ciclo diario de generación.



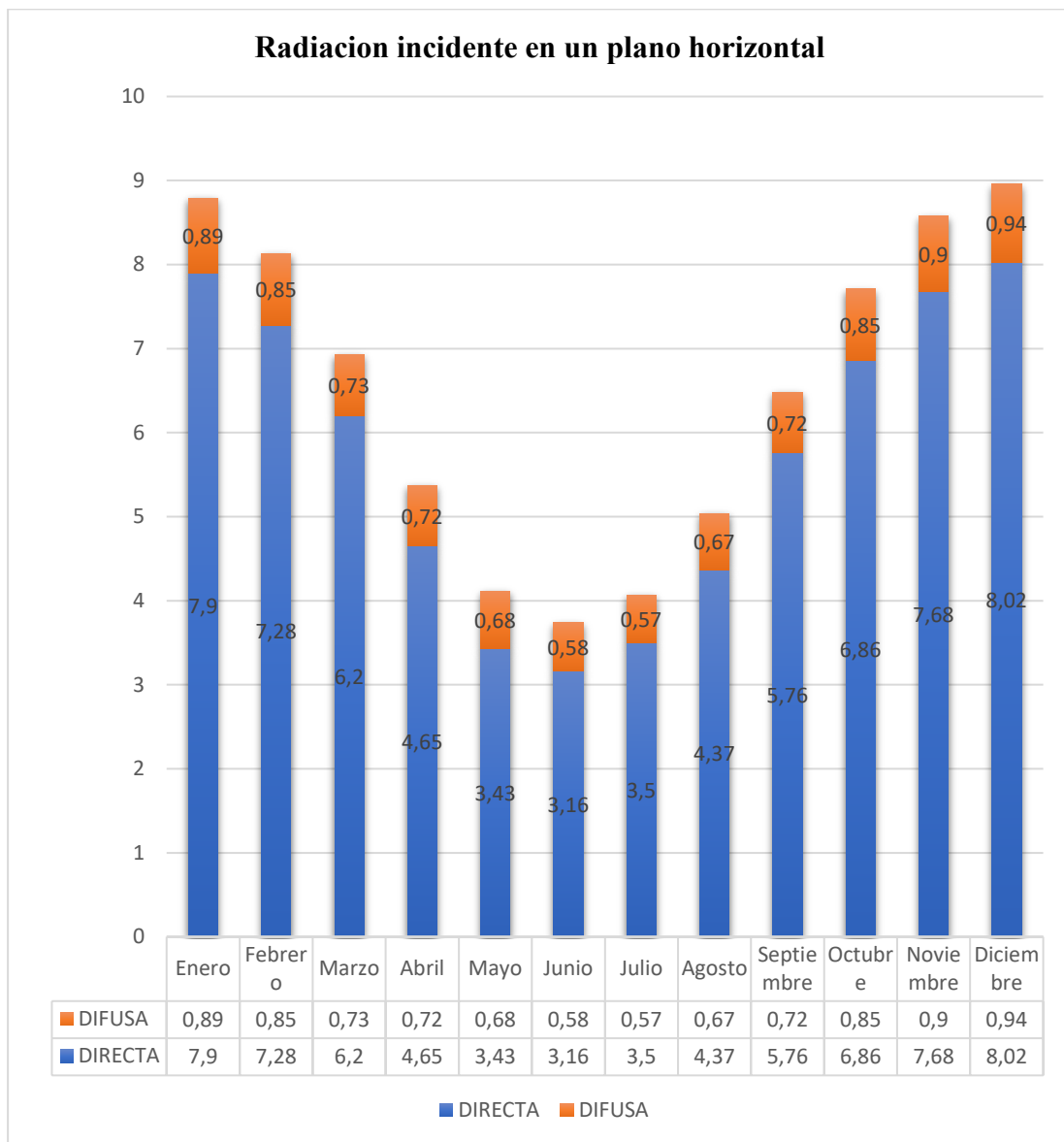
3.4. Radiación.

Las siguientes tablas y gráficos muestran los valores medios de la radiación incidente global, directa y difusa en un plano horizontal y en un plano orientado al Norte con la misma inclinación latitud del sitio.

3.4.1. Insolación mensual.

En la Figura 3.8. se observa la variación de irradiación durante los meses, lo cual baja bastante en los meses de Invierno y Otoño.

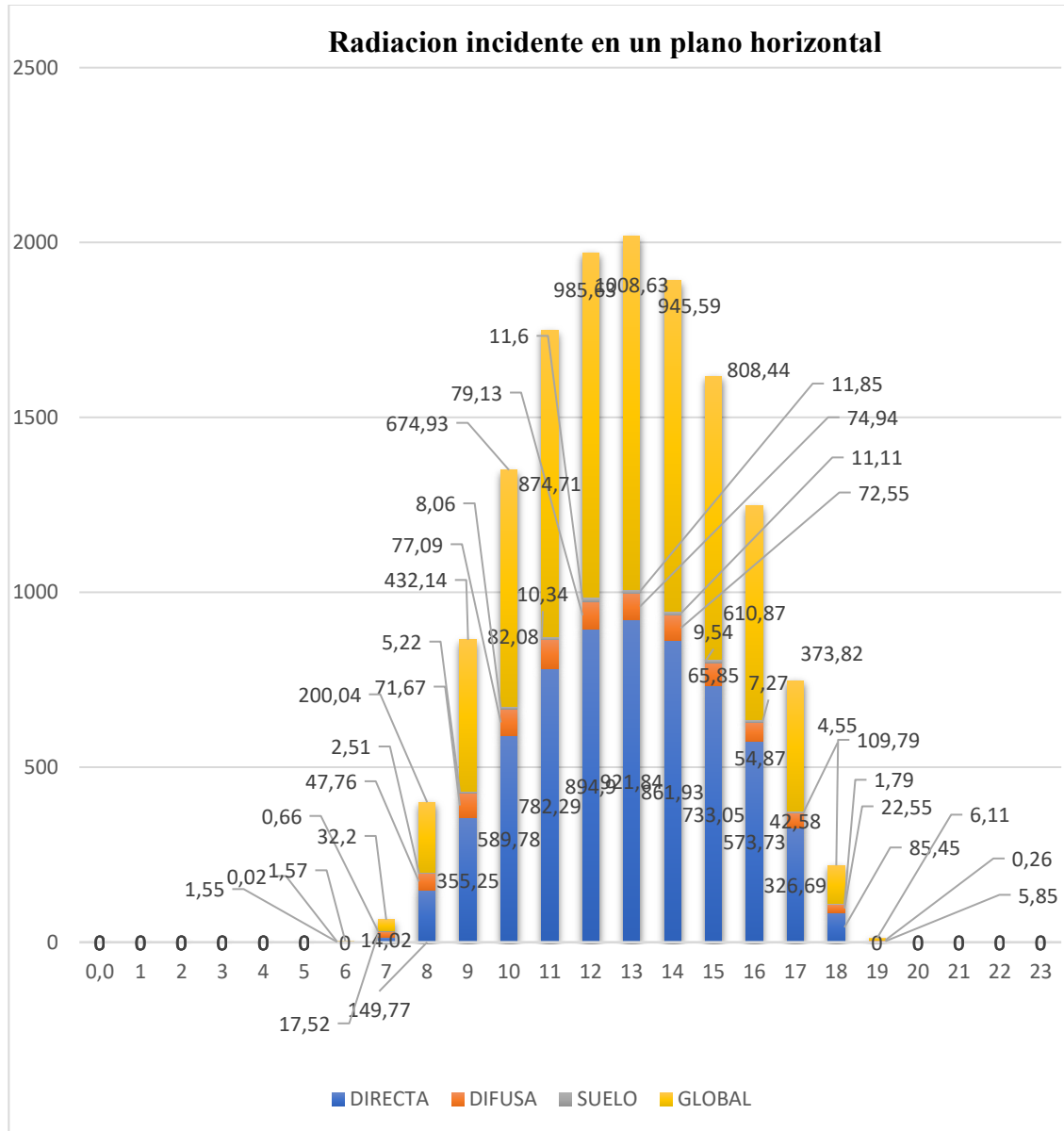
Figura 3.8. Gráfico de Radiación incidente en un plano horizontal.



3.4.2. Ciclo diario de radiación.

En la Figura 3.9. se observa la variación de irradiación durante un día normal sin intervenciones por nubosidad. La irradiación más alta es desde las 11:00 P.M. hasta las 15:00 P.M.

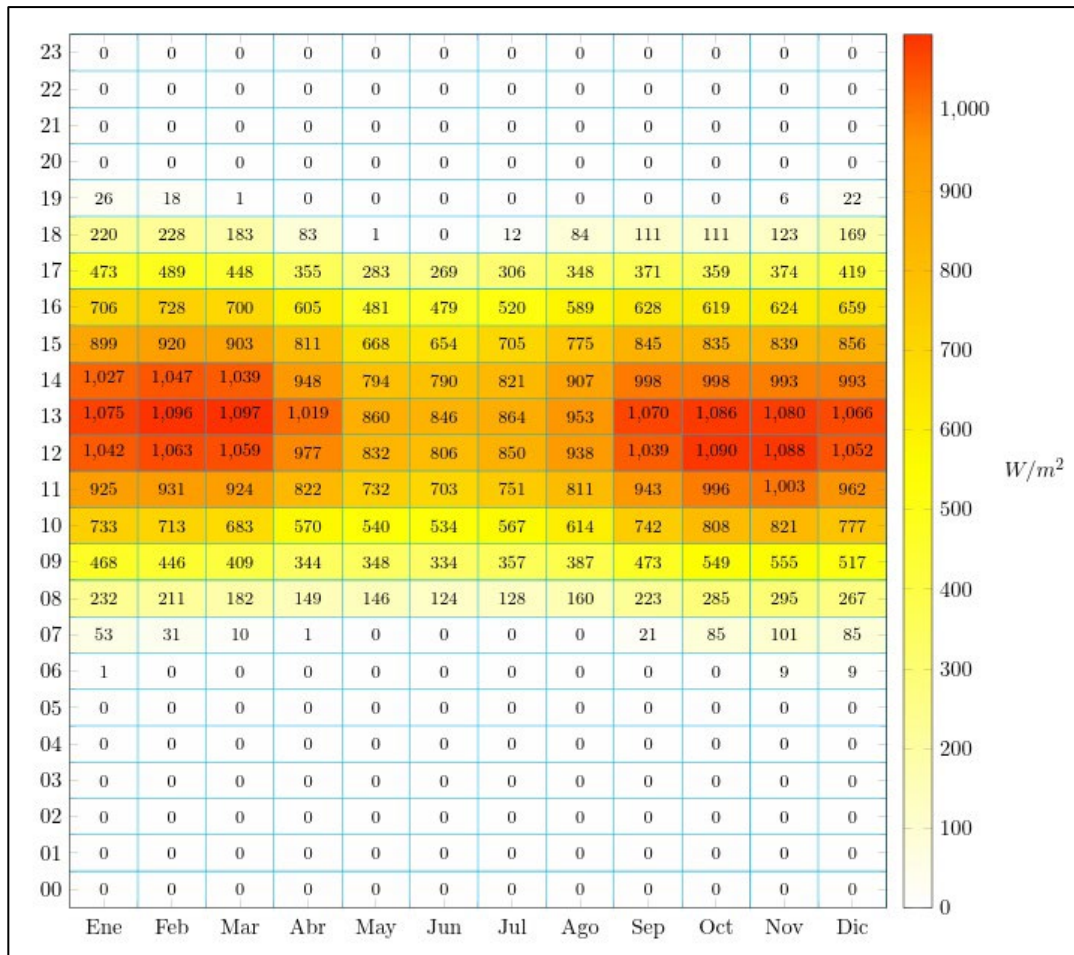
Figura 3.9. Gráfico de Promedio de radiación diaria en un plano horizontal.



3.4.3. Ciclo diario-anual.

Las siguientes figuras muestran el ciclo diario-anual de la radiación solar incidente. El eje horizontal indica la hora del día (UTC-4) y el eje vertical indica el mes del año. La escala de colores indica el valor medio de la radiación instantánea incidente en el panel en (W/m^2) para cada hora y mes.

Figura 3.10. Promedio de la radiación global incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.



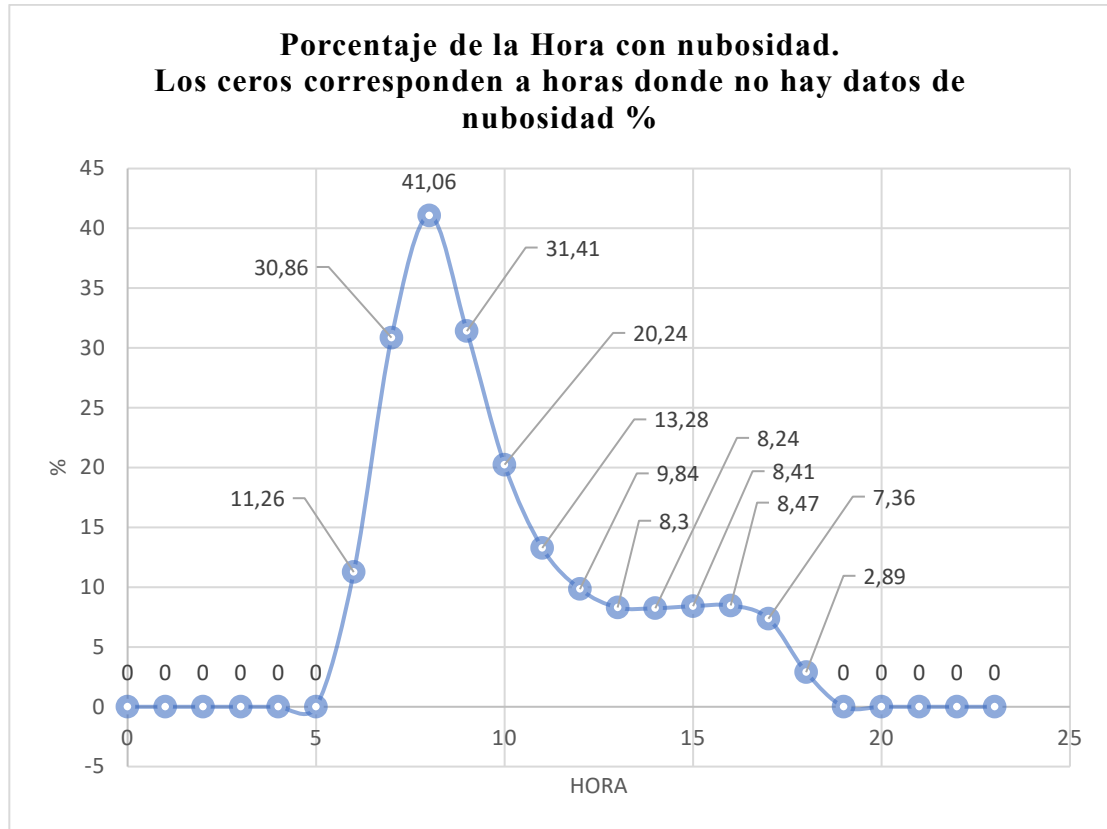
Fuente: Explorador Solar.

3.5. Nubosidad.

La nubosidad es la componente atmosférica que remueve mayor cantidad de radiación incidente. A partir de imágenes del satélite geostacionado GOES, se ha calculado la frecuencia de nubosidad para cada hora y mes. Debido que para la mayor parte del país se utilizan las imágenes del canal visible en la detección de nubosidad, el dato solo está disponible para las horas diurnas.

En la Figura 3.11. se puede observar que el mayor porcentaje de nubosidad se concentra en las mañanas, horario marcado por el paso de nubes provenientes de la costa o levantamiento de camanchaca desde la entrada Norte de la ciudad.

Figura 3.11. Gráfico de Porcentaje horario con nubosidad.

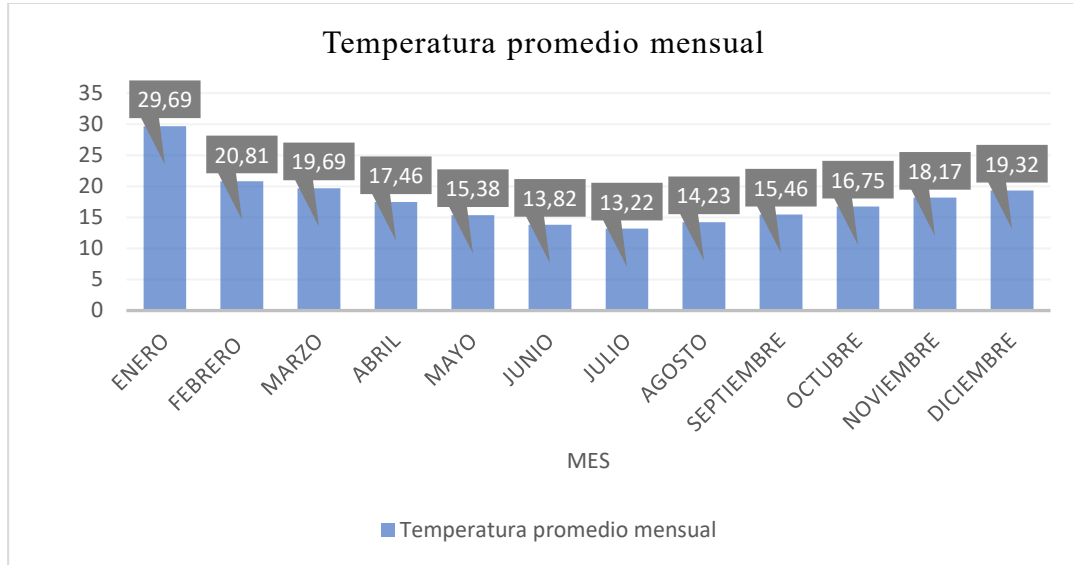


3.6. Temperatura.

La temperatura ambiental afecta la eficiencia de las celdas fotovoltaicas. Las estimaciones de temperatura que se muestran están basadas en los resultados del

explorador eólico, los cuales se apoyan en simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF a 1 km de resolución para el año 2010.

Figura 3.12. Gráfico de Promedio de temperatura mensual.



3.7. Análisis de boleta de consumo energético del edificio Amffal.

El análisis de la demanda eléctrica en la boleta de consumo consiste en examinar el comportamiento del consumo eléctrico de una carga industrial, con el fin de calcular la demanda máxima que se ha utilizado en un periodo de tiempo determinado. Este proceso permite comprender cómo se consume la energía eléctrica en el edificio y cómo impacta al costo total de la factura emitida por el proveedor, el cual se separa en:

3.7.1. Registro de consumo.

Toda compañía que suministre energía eléctrica tiene la facultad de realizar mediciones según normativa, cada 15 minutos sobre el detalle del consumo eléctrico de una instalación, para el caso de distribución esto se ve reflejado en el periodo de facturación final de cada boleta. Esta información se obtiene equipos de medida instalados en el edificio el punto de empalme, que registran la cantidad de energía consumida kWh, en intervalos de tiempo específicos.

3.7.2. Determinación de los horarios de mayor consumo eléctrico.

Los horarios de mayor consumo eléctrico del edificio se determinan en tiempo de hora punta; cuando la demanda es mayor debido al uso simultáneo de varios dispositivos, equipos, máquinas y sistemas eléctricos que consumen mucha energía.

3.7.3. Determinación del requerimiento máximo.

Luego de determinar los horarios de mayor consumo, se determina el requerimiento máximo registrado en el período de facturación. Esto incluye identificar el peak de consumo de energía más alto en kW durante ese período, esta demanda máxima refleja la carga eléctrica máxima que requiere el edificio en un momento dado.

3.7.4. Impacto de la demanda en la boleta de consumo.

Si la demanda máxima del edificio es alta, los costos asociados pueden representar un alto impacto en el valor total de la boleta de consumo. Para solucionar este problema se debe realizar un análisis de las cargas instaladas en el edificio, con el fin de intervenir el uso de la energía durante los periodos punta, limitar cargas que no son prioritarias, incentivar el uso consciente de la energía y dispositivos. En complemento, puede incluirse una planificación de utilización de dispositivos para evitar picos de consumo, la implementación de sistemas de gestión de energía y regulación de energía o la introducción de medidas de eficiencia energética.

3.7.5. Análisis de boleta eléctrica.

Al comparar los periodos de consumo del año 2022 (mes de Junio) al año 2023 (mes de Junio), el consumo de la instalación de consumo aumentó en 1.514 kWh; el cual representa un 33% del consumo energético (ver Tabla N° 4 y N° 5). Mantiene un alcance del 0% sobre inyecciones a la red, con opción de tarifa AT-3 presente en punta -medición baja tensión.

- El consumo del mes de Junio es de 6.065 kWh.
- Obtuvo un alto consumo en kW por cargo por potencia presente en punta (43,92 kW).

Para conocer el consumo diario:

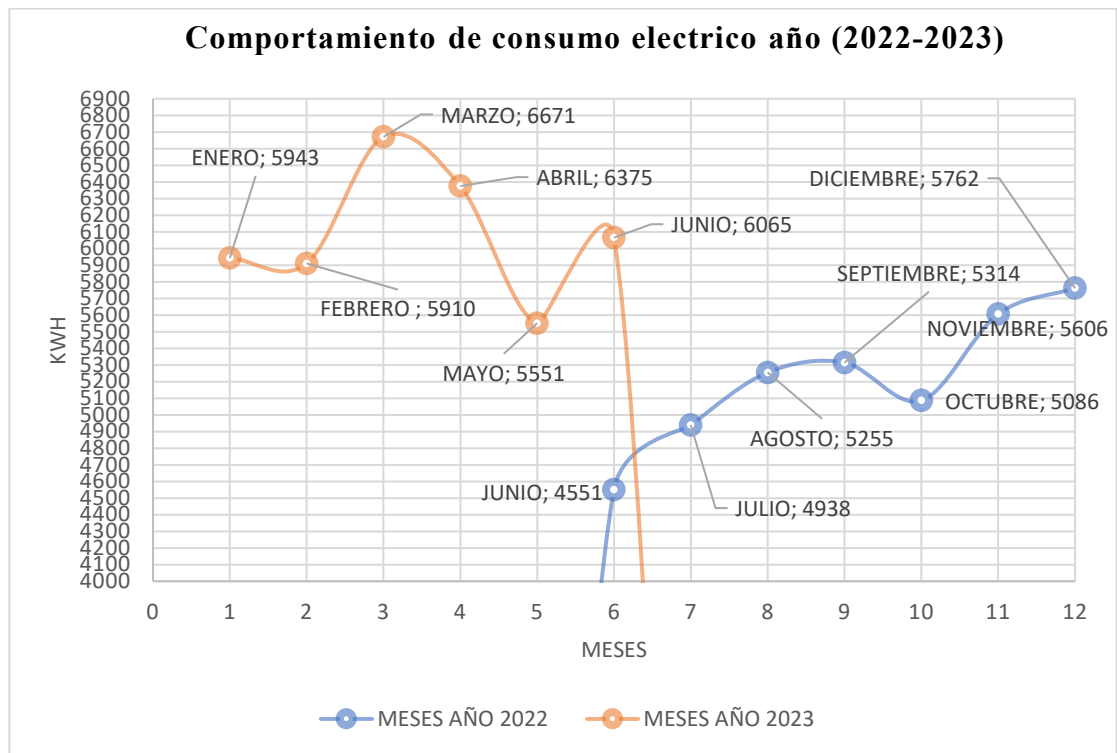
Del consumo del mes de Junio del 2023 = $6.065 \text{ kWh} / 30 \text{ días} = 202,16 \text{ kW}$.

Luego; $202,16 * 1000 = 202,160 \text{ kWatt / día}$.

Entregando un saldo del mes: **\$1.303.395**

La figura 3.13. presenta caídas entre periodos ya que no se tiene mayor cantidad de datos entregados por la empresa

Figura 3.13. Gráfico de Comportamiento de consumo eléctrico año 2022-2023.



Para las tablas 3.4. y 3.5. los valores en cero representan falta de datos, ya que no se otorgó mayor información de consumo por la empresa Amffal, lo cual fue una condición no favorable para el correcto análisis del comportamiento energético.

Tabla N° 3.4. Consumo eléctrico año 2022.

Meses año 2022	kWh
Enero	0
Febrero	0
Marzo	0
Abril	0
Mayo	0
Junio	4.551
Julio	4.938
Agosto	5.255
Septiembre	5.314
Octubre	5.086
Noviembre	5.606
Diciembre	5.762

Tabla N° 3.5. Consumo eléctrico año 2023.

Meses 2023	kWh
Enero	5.943
Febrero	5.910
Marzo	6.671
Abril	6.375
Mayo	5.551
Junio	6.065
Julio	0
Agosto	0
Septiembre	0
Octubre	0
Noviembre	0
Diciembre	0

CAPITULO IV

PARAMETROS DE DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO

En base a los datos entregados por el Explorador Solar del Ministerio de Energía, se procede con los cálculos de dimensionamiento, con la finalidad de obtener parámetros de diseño para la instalación fotovoltaica que nos permitan elegir los componentes a utilizar.

Algunos parámetros de diseño fotovoltaicos son; la potencia del inversor, cantidad de circuitos necesarios para suministrar la potencia calculada, corriente en servicio y de corto circuito, voltajes de servicio de los módulos fotovoltaicos, dimensión necesaria para la estructura de los paneles, entre otros.

4.1. Cálculo de producción del arreglo fotovoltaico en 24 horas.

4.1.1. Máxima teórica.

Para obtener la producción máxima teórica del arreglo fotovoltaico se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Energía Máxima Teórica} = P * t.$$

$$E = 1 \text{ kW} * 24\text{hrs}$$

$$E = 24 \text{ (kWh)}$$

- E = Energía.
- P = Potencia.
- t = Horas de producción.

4.1.2. Factor de planta (Fp).

El Factor de planta de la instalación es definido como la diferencia entre el valor real de la planta fotovoltaica y el valor teórico de esta misma.

Datos de generación eléctrica fotovoltaica:

- Total energía anual: 2.368,85 kWh.

- Días total año: 365.
- $2.368,85 / 365 = 6,49$.
- Total energía diaria 6,49 kWh.
- Irradiación promedio anual = 6.49 kWh/m²/día.

Para obtener el factor de Planta del arreglo fotovoltaico se entiende que 1 kW instalado tendrá una producción energética diaria de 6,49 kWh y una producción energética anual de 2368,85 kWh. De esta manera, utilizando la siguiente ecuación:

$$F_p = \text{Energía real} / \text{Máxima teórica.}$$

- F_p = Factor Planta.

$$F_p = (6,49 \text{ kWh} / (24 \text{ kWh}))$$

$$F_p = 0,27041 * 100$$

$$F_p = 27,04 \%$$

Se obtiene un F_p del 27,04%.

4.2. Cálculos de diseño técnico para el sistema fotovoltaico.

A continuación, se entrega el detalle sobre los cálculos necesarios para conformar un correcto arreglo fotovoltaico.

4.2.1. Potencia nominal del arreglo.

$$P_{\text{arreglo FV}} = \frac{W_{\text{promedio dia}}}{H @ \text{sol} - 1 * \eta_{\text{inv}} * \eta_{\text{cab}}}$$

- $W_{\text{promedio día}}$: Energía diaria.
- $H @ \text{sol}-1$: Irradiación promedio anual.
- η_{inv} : Eficiencia del inversor en %.
- η_{cab} : Eficiencia del resto de los componentes del sistema en %.

$$P_{\text{arreglo FV}} = \frac{202.160 \text{ kWh}}{6.49 * 0.99 * 0.97}$$

$$P_{\text{arreglo FV}} = 32,437 \text{ [kW]}$$

4.2.2. Cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios.

Para conocer la cantidad de módulo FV necesarios para el sistema utilizamos la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ módulos FV} = \frac{P \text{ arreglo}}{P \text{ mp módulo}}$$

- P arreglo: Potencia arreglo.
- P mp modulo: Potencia individual del panel seleccionado.

$$N^{\circ} \text{ módulos FV} = \frac{32437 \text{ [W]}}{570 \text{ [W]}}$$

N° de módulos FV = 56,9, aproximadamente 57 módulos. Se consideran 56 paneles con una potencia de 570 W_p .

4.2.3. Superficie que debe estar disponible para la instalación FV.

Para conocer la superficie necesaria para instalar el sistema fotovoltaico se utiliza la siguiente ecuación:

$$SUP_{\text{arreglo FV}} = N^{\circ} \text{ módulos FV} * S_{\text{módulos FV}}$$

- N módulos FV: número de módulos fotovoltaicos.

- Sup módulos FV: superficie del módulo a utilizar.

$$SUP_{\text{arreglo FV}} = 56 * 2,59 \text{ [m}^2\text{]}$$

$$SUP_{\text{arreglo FV}} = 145,04 \text{ [m}^2\text{]}$$

La superficie necesaria es de 145,04 m² para instalar la estructura del arreglo.

4.2.4. Potencia nominal del Inversor.

Para conocer la potencia del inversor fotovoltaico se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{\text{inver}} = F_{\text{esc}} * n * P_{\text{módulo FV}}$$

- P inver: Potencia del inversor.
- F esc: Factor de escalamiento del 10 %, potencia del inversor = 1,1.
- n: Cantidad de módulos fotovoltaicos.
- P módulo FV: potencia módulo.

$$P_{\text{inver}} = 1,1 * 56 * 570 \text{ [W]}$$

$$P_{\text{inver}} = 35.112 \text{ [kW]}$$

En caso de realizar mantenimientos programados sería necesario desconectar completamente el sistema fotovoltaico al considerar una potencia nominal del inversor de 35,112 [kW]. Por esta razón, las instalaciones podrían quedar sin suministro eléctrico, lo que podría producir un gran problema al proceso del edificio. Para solucionar esta

problemática la estructura del sistema se compondrá de dos secciones, donde cada una tendrá la facultad de trabajar de manera independiente.

En este contexto, la potencia calculada será dividida en dos, lo cual también afectará a la cantidad de módulos fotovoltaicos calculados:

$$P_{\text{inver}} = \frac{35,112}{2} \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{inver}} = 17,556 \text{ kW}$$

Obteniendo una potencia de cada inversor de $P_{\text{inver}} = 17,556 \text{ [kW]}$.

$$N_{\text{módulos}} = \frac{56}{2}$$

$$N_{\text{módulos}} = 28$$

Obteniendo, $N_{\text{módulos}} = 28$

Al considerar 28 paneles y un inversor de 35,112 [kW] por sección no se encuentra equipos equivalentes con sus características disponibles en el mercado. Sin embargo, mediante artículos dispuesto en la página oficial de SEC (Superintendencia De Combustible y Electricidad), se realiza la investigación para seleccionar equipos inversores que se acerquen lo máximo posible a las características calculadas.

4.3. Parametrización del sistema fotovoltaico.

En base a los dispuesto en 4.2.4, la estructura del circuito presentará algunos cambios.

4.3.1. Cantidad de paneles fotovoltaicos en serie y paralelo.

La cantidad de paneles máximos conectados en serie serán según la siguiente ecuación:

$$N_{\text{módulos serie Máx}} = \frac{V_{\text{in max inversor}}}{1,25 * V_{\text{oc}}}$$

- Voc: voltaje máximo de circuito abierto para módulos.
- V in Max inversor: voltaje máximo de entrada de operación del inversor.

$$N_{\text{módulos serie Máx}} = \frac{950 \text{ [V]}}{1,25 * 51,07 \text{ [V]}}$$

$$N_{\text{módulos serie Máx}} = 14,88. \text{ Aproximado a } 14$$

De este modo, la cantidad máxima de paneles fotovoltaicos será de 14.

Por otro lado, se debe saber la cantidad mínima de módulos en serie para el ajustar el arreglo.

$$N_{\text{módulos serie Min}} = \frac{V_{\text{in Min inversor}}}{1,25 * V_{\text{oc}}}$$

- V in Min inversor: voltaje mínimo de entrada de operación del inversor.
- Voc: voltaje mínimo de circuito abierto para módulos o paneles.

$$N_{\text{módulos serie Min}} = \frac{180}{1,25 * 51,07}$$

$$N_{\text{módulos serie Min}} = 2,8. \text{ Aproximado a } 3$$

Mínimo se deberán conectar 3 módulos en serie para el requerimiento del voltaje mínimo de funcionamiento del inversor. Cabe destacar que el inversor cuenta con dos borneras de conexión de String en cada entrada, lo que hace sumamente importante saber cuántos String están conectados al inversor.

Para calcular la cantidad de String en paralelo se utilizará la siguiente fórmula:

$$N_{\text{String paralelo}} = \frac{I_{\text{in Max inversor}}}{1,25 * I_{\text{sc}}}$$

- $I_{\text{in Max inversor}}$: corriente máximo de operación del inversor.
- I_{sc} : corriente cortocircuito panel.

$$N_{\text{String paralelo}} = \frac{25}{1,25 * 14,25 \text{ [A]}}$$

$$N_{\text{String paralelo}} = 1,4. \text{ Aproximado a } 1$$

Según los cálculos, debería conectarse un solo String en paralelo en la bornera de conexión de entrada del inversor.

4.3.2. Cálculo de corriente de cortocircuito en String.

Las corrientes de cortocircuito de cada String se calcularán según la siguiente ecuación:

$$I_{\text{Total}} = I_{\text{scPanel}} = I_{\text{scString}} \text{ [A]}$$

- I Total: es la corriente total entregada por el String.
- I_{sc} Panel: es la corriente de cortocircuito de un panel fotovoltaico individual.

$$I_{\text{Total}} = 14,25 \text{ [A]} = 1 \text{ String}$$

$$I_{\text{Total}} = 14,25 \text{ [A]} \text{ por String}$$

Obteniendo que cada String del sistema entrega 14,25 [A] en corriente de corto circuito. También, es importante conocer la corriente (I_{mp}) cuando el panel esté al máximo de su rendimiento, la cual se obtendrá según la siguiente formula:

$$I_{\text{Total}} = I_{\text{mpPanel}} = I_{\text{mpString}}$$

- I Total: es la corriente total entregada por el String.
- I_{mp} Panel: es la corriente de máxima de un panel fotovoltaico individual.

$$I_{\text{Total}} = 13,48 \text{ Imp [A]} = 1 \text{ String}$$

$$I_{\text{Total}} = 13,48 \text{ Imp [A]} \text{ por String}$$

Cada String del sistema fotovoltaico de autoconsumo entrega 13,48 [A] de corriente de potencia máxima (I_{mp}).

4.3.3. Voltaje de String en servicio.

Como la cantidad de paneles máximo por entrada de String es de 14 por String, quedando de la siguiente forma:

- El voltaje del String en circuito abierto será:

$$V_{oc \text{ String}} = 51,07 \text{ [V]} * 14 = 714,98 \text{ [V]}$$

Se considera aplicar un factor de seguridad de 1,25 al conductor, de modo que:

$$V_{oc \text{ String}} = 1,25 * 714,98 \text{ [V]}$$

$$V_{oc \text{ String}} = 893,725 \text{ [V]}$$

- Voltaje de potencia máxima por String:

$$V_{mp \text{ String}} = 42,29 \text{ [V]} * 14$$

$$V_{mp \text{ String}} = 592,06 \text{ [V]}$$

Se considera aplicar un factor de seguridad de 1,25 al conductor, de modo que:

$$V_{mp \text{ String}} = 1,25 * 592,06 \text{ [V]}$$

$$V_{mp \text{ String}} = 740,08 \text{ [V]}$$

4.3.4. Ajustes de arquitectura del arreglo fotovoltaico.

El circuito fotovoltaico estará compuesto por 2 secciones cada una con un inversor que cuenta con dos entradas para String, la cual tendrá conectada 14 módulos interconectados en serie.

Cuando sea necesario un mantenimiento programado el sistema cumplirá con un diseño que le permita al edificio funcionar con el 50% de energía autogenerada. Para este proceso de cálculo se considerará la potencia del inversor dividirla en 2 y la cantidad de paneles total en 4 secciones.

4.4. Dimensionamiento de alimentadores.

A continuación, se detalla el cálculo para conocer los conductores que se utilizarán para transmitir la carga generada en el sistema fotovoltaico.

4.4.1. Corrientes de servicio para conductores desde String a Inversor.

Para seleccionar el conductor que transporta la carga generada se debe aplicar un factor de seguridad de 1,25. La corriente en servicio que deberá soportar el conductor será de:

$$I_{\text{Servicio}} = 1,25 * 14,25 \text{ [A]} = 17,8125\text{[A]}$$

4.4.2. Caída de tensión para conductores desde String a Inversor.

Se considerará una caída tensión del 2% para los conductores, aplicado a lo dispuesto en el punto 4.3.3. De modo que se obtendrá con la siguiente ecuación:

$$\text{Caída de tensión} = \frac{2\% * V_{\text{oc String}}}{100}$$

$$\text{Caída de tensión} = 2\% * 714,98 \text{ [V]}$$

$$\text{Caída de tensión} = 14,29 \text{ [V]}$$

4.4.3. Cálculo calibre del cable en CC y CA.

4.4.3.1. Cálculo de sección en corriente continua.

Formula: calculo milímetros cuadrado conductor:

$$S = \frac{2 * I * L}{\sigma * \Delta V}$$

- S: es la sección transversal del cable en mm², Ø diámetro.
- 2: dos veces (constante monofásica).
- L: longitud del cable en metros.
- σ : conductividad del material cobre (59)
- I: corriente del sistema.

Ejemplo:

$$S = \frac{2 * 17,8125 \text{ [A]} * 30}{59 * 2\%}$$

$$S = 0,016949152 * 17,8125 * 30$$

$$S = 9,057 \text{ mm}^2$$

Correspondiente al cálculo realizado para el calibre del cable en sección corriente continua, el cable indicado por la norma “RIC-N04-Conductores-y-Canalizaciones” desde el panel fotovoltaico hacia o hasta el inversor debe ser de características H1Z2Z2-

K; material aislamiento elastómero termoestable libre de halógenos (Z) o goma libre de halógenos (tipo XLEVA según UL / tipo EI6 según TÜV).

Material cubierto exterior, elastómero termoestable libre de halógenos (Z) o goma ignifugada (tipo XLEVA según UL / tipo EM8 según TÜV) cual tiene unas tensiones de servicio de (1800 v) en corriente continua y, corriente alterna (1000 V, 600 V).

Por especificaciones técnicas se escogerá el cable fotovoltaico de 4 mm² que soporta 1200 (V) y una corriente de 28 (A); según norma chilena “2021/01/RIC-N04-Conductores-y-Canalizaciones”, Tabla N°4.4: Capacidad de transporte de corriente de conductores de cobre aislados;

- Cables para tendido fijo.
- Temperatura de servicio 70 °C.
- Método de instalación B1.
- Temperatura ambiente 30°
- Método de instalación B1: Hasta tres conductores monopolares instalados en ductos o en bandejas adosadas a paredes.

4.4.3.2. Cálculo de sección en corriente alterna.

Formula: calculo milímetros cuadrado conductor:

$$S = \frac{2 * I * L * \text{COS } \varphi}{\sigma * \Delta V}$$

- S: es la sección transversal del cable en mm², Ø diámetro.
- 2: dos veces (constante monofásica).
- L: longitud del cable en metros.
- σ : conductividad del material cobre (59)

- I: corriente del sistema.
- COS φ (Cos Φ) es el factor de potencia que en DC se toma el valor de 1.

$$S = \frac{2 * 17,8125 [A] * 1 * 0,8}{59 * 2}$$

$$S = 4,83 \text{ mm}^2$$

4.5. Protecciones eléctricas del sistema fotovoltaico.

Los cálculos sobre las protecciones eléctricas necesarias para asegurar el correcto funcionamiento del sistema se detallan a continuación.

4.5.1. Protección por sobrecorriente.

De acuerdo a lo dispuesto en el punto 6.3 del Pliego Técnico RIC N° 9 de la normativa vigente, la protección por sobre corriente de fases podrá estar contenida en un interruptor termomagnético de corte omnipolar o bipolar, si la instalación cuenta con un circuito trifásico o monofásico respectivamente. Además, deberá estar ajustada con una corriente de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Para realizar los cálculos de la protección por sobre corriente por String se utilizará la corriente calculada en el punto 4.3.2 con un factor de protección adicional, el cual incide en la siguiente fórmula:

$$I_{\text{sobrecorriente}} = I_{\text{SCString}} * 1,25 * 1,25$$

- 1,25: es el factor de protección y doble factor de protección.
- I_{sc}: corriente de corto circuito por String.

Entonces:

$$I_{\text{sobrecorriente}} = 14,25 \text{ [A]} * 1,25 * 1,25$$

$$I_{\text{sobrecorriente}} = 22,26 \text{ [A]}$$

Obteniendo una corriente = 22,26 [A] para la protección por sobrecorriente.

4.5.2. Protección por falla a tierra.

La protección por falla a tierra podrá estar contenida en un bloque diferencial que deberá ser del tipo A o B y para unidades de generación igual o superior a 10 kW su corriente diferencial no será superior a 300 mA. También podrá ser del tipo electrónico asociado a un toroide y contactor de corte omnipolar, como lo indica el punto 6.4 del Pliego Técnico RIC N° 9.

Esto puede comprenderse como conectar cada caja eléctrica, chasis de equipamiento, armadura de los aparatos y marco de montaje de los paneles fotovoltaicos a un cable o alambre de conexión que nunca se funda, se interrumpa o se desconecte de ninguna manera por fallas del sistema. En los sistemas conectados a tierra, el negativo es el conductor aterrizado y el positivo el conductor no aterrizado. Se exige aterrizar cuando el sistema es mayor a 50 [V].

El alambre o cable de autorizamiento de los equipos debe dimensionarse para llevar no menos de 125% de la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico, porcentaje equivalente al 1,25 de factor de protección utilizado en cálculos anteriores.

En base lo dispuesto, el dimensionamiento del conductor aterrizamiento no debe ser menor a 6 AWG de aluminio o 8 AWG de cobre en los conductores más gruesos dados por el sistema para asegurar una correcta disipación de fugas, fallas o alteraciones que el sistema pueda sufrir en su vida útil.

4.5.3. Protección de red e instalación (RI).

Cuando la capacidad instalada del arreglo fotovoltaico es igual o mayor a 30 kW, se debe instalar una protección RI centralizada, caso contrario si es menor 30kW siempre y cuando el equipo inversor cuente con dicha protección integrada, la cual permite la desconexión de los equipos de generación de la red de distribución cuando los valores de tensión y frecuencia sean inadmisibles al existir una alteración fuera de los rangos permitidos. Por este motivo, los ajustes de máxima o mínima tensión y frecuencia, tiempos de operación o funcionalidad de la protección RI para conexiones en BT o MT, serán los establecidos en el artículo 4-8 de la Norma Técnica de NetBilling de 2019.

Cabe destacar que, la protección RI centralizada debe ser instalada en un gabinete especial o en el tablero de punto de conexión, el cual podrá opcionalmente albergar al interruptor de acoplamiento centralizado y al sistema de control de inyección de tal forma que pueda ser sellado por la empresa Distribuidora. Esta protección debe ser ubicada lo más cercana posible al equipo de medida de la instalación.

La protección RI centralizada debe incorporar un botón de prueba que permita verificar el correcto funcionamiento del circuito entre la Protección RI y el interruptor de acoplamiento. Para este fin, al presionar el botón de prueba debe ser posible visualizar la activación del interruptor de acoplamiento.

La protección RI debe cumplir con lo siguiente:

- Funciones de protección por sobre y baja tensión (Nema 59/ Nema 27).
- Funciones de protección por sobre y baja frecuencia (Nema 81O/ Nema 81U).
- Función de protección anti-Isla.
- Protección de potencia inversa: Corresponde al relé (Nema 32) con ajuste de pick up por potencia activa.

4.5.4. Protección de fusibles o seccionador.

Este cálculo es tanto para fusibles de protección, termo magnetotérmico, para el seccionador, ya que todos los componentes deben obedecer a la misma tensión y corriente.

Tensión, (Punto 4.3.3):

$$V_{oc} = V_{oc} * N^{\circ} \text{ paneles serie} * 1,25$$

$$V_{oc} = 51,07 [V_{oc}] * 14 * 1,25$$

$$V_{oc} = 893,725 [V_{oc}]$$

Corriente, (punto 4.4.1.):

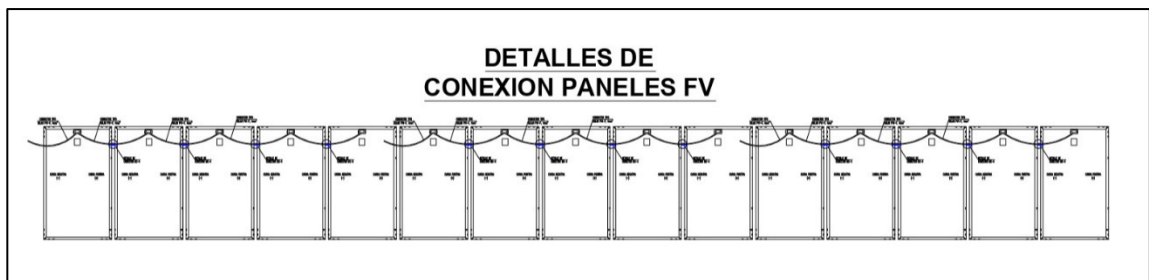
$$I_{SC \text{ String}} = 1,25 * 14,25 [A]$$

$$I_{SC \text{ String}} = 17,81 [A]$$

4.6. Configuración del sistema fotovoltaico.

La configuración tanto para String como el conexionado entre paneles Fotovoltaicos se detalle en la siguiente imagen:

Figura 4.1. Conexionado de String.



Todas las conexiones en CC deben ser mediante conectores tipo MC4 u equivalente, deberán permitir un montaje rápido, manteniendo la seguridad, el nivel de aislamiento y la impermeabilidad del sistema. Se prohíbe la utilización de uniones por enroscamiento de conductores o uniones a través de regletas de conexión en el lado de CC.

4.6.1. Ajuste en la estructura sobre techo.

Las estructuras sobre techo cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica sea igual o superior a 30kW, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en las normas NCh 433 o NCh 2369, según corresponda.

No obstante, si el peso total de la unidad del sistema fotovoltaico, incluido inversores y medidas de seguridad es mayor o igual al 10% del peso sísmico original de la estructura principal, se deberá presentar una memoria de cálculo de las estructuras, independiente de la capacidad instalada.

Para completar este punto, la empresa debe disponer de un estudio estructural con el cual se puedan realizar cálculos para cumplir con lo mencionado según normativa.

4.6.2. Evaluación del comportamiento del sistema.

Los resultados obtenidos en el Explorador Solar al comparar los cálculos desarrollados contra la generación fotovoltaica proyectada fueron muy alentadores, ya que el edificio requiere una capacidad de 202,15 kWh, mientras que el Explorador Solar arroja una generación de 208,6 kWh.

Figura 4.2. Evaluación del sistema fotovoltaico calculado.



Fuente: Explorador Solar.

CAPITULO V

ANALISIS DE FACTIBILIDAD ECONOMICA MEDIANTE SAM

Se diseñó un sistema fotovoltaico capaz de satisfacer el consumo eléctrico diario de 202,160 kWh (especificado en el punto 3.7.5) para que logre suministrar el 100% de este consumo energético, lo que resultó en una potencia nominal calculada del arreglo de 32.437 kW. Sin embargo, al intentar utilizar el software SAM surge un gran problema, solo nos permitió ingresar la información de un inversor con dos entradas MPPT (Máximum Power Point Tracking), lo cual se contrapone con el diseño propuesto (uso de 2 inversores) para suplir la capacidad total del sistema.

Como resultado de la limitación en el software, solo pudimos simular el 50% de nuestro diseño fotovoltaico. Esto significa que la simulación no refleja completamente el rendimiento y los resultados financieros esperados de nuestro sistema completo. Para abordar esta problemática y obtener una simulación más precisa del sistema fotovoltaico, se pueden considerar las siguientes opciones:

- **Separación de la simulación en dos partes:** Dado que el sistema se compone de dos inversores, se puede realizar dos simulaciones, una para cada inversor. Luego, los resultados de ambas simulaciones deben ser combinados para obtener una imagen general del rendimiento y los aspectos económicos del arreglo FV.
- **Consideración de ajustes manuales:** Si el software no permite ingresar dos inversores directamente, se puede calcular manualmente utilizando datos del panel y del inversor para estimar el rendimiento y los costos del sistema completo.

Para efectos de análisis se realizó la evaluación de factibilidad económica del proyecto en varios casos. Por un lado, se planteó que la totalidad de los costos operacionales fueran asumidos por Amffal producto de la incertidumbre que generan los tiempos de respuesta ante cotizaciones para cada detalle de consumibles; son indeterminables para el desarrollo de la investigación. Por otro lado, los datos de diseño

del proyecto ingresados en el software: 1 inversor, con dos entradas (mppt) y cada entrada será con String de 14 paneles en serie. Total 28 paneles al considerar la instalación del 50% del sistema. Todas estas condiciones serán detalladas en las diversas simulaciones del programa.

Se ingresaron además las siguientes variables a cada simulación:

Sistema tracking (ver figura 13):

- fijo, tilt=latitud
- azimut=0°

Pérdidas:

- Desajuste del módulo=2%.
- Diodos y conexión=1,6%
- Cableado DC=6,5%
- Cableado AC=1%

Límite de red establecido por la ley 21.118= 300 (kW).

Degradación anual = 0,4% extraído del manual del panel fotovoltaico.

Costos de instalación:

- Balance de planta (protecciones, conectores, cables, etc.) = 259 [\$/W].
- Mano de obra= 0 [\$/W]
- Margen de ganancia= 0 [\$/W]
- Contingencia= 3%
- Overhead (operatividad: agua, luz, teléfono, etc.) = 0[\$/W]
- Interconexión a la red= \$0
- Impuesto venta básico, porcentaje de costo directo= 100%

Parámetros financiamiento:

- Fracción de deuda= 100% o plazo= 20 años
- Tasa= 9,6%

- Período de análisis= 20 años

Tarifa eléctrica:

- Tipo de instalación = Net Billing.
- Cargo fijo= \$1340.
- Venta=\$122,643.
- Inyección= \$ 84,471.

5.1. Simulación N° 1: 50% de inyección del arreglo fotovoltaico.

La simulación N° 1 considera el costo total directo e indirecto asumido por Amffal. Esto significa que la empresa de manera a interna gestionaría la adquisición de materiales, disposición de insumos, tiempos de construcción, mano de obra, ensayos de puesta en servicio, entre otros.

Según lo dispuesto en el punto 3.7.5. el historial de demanda de energía eléctrica anual entre el año 2022 – 2023 se puede resumir en la siguiente figura:

Tabla N° 5.1. Estimación de demanda eléctrica anual.

Mes	Energía mensual (kWh)
Enero	5.943
Febrero	5.910
Marzo	6.671
Abril	6.375
Mayo	5.551
Junio	6.065
Julio	4.338
Agosto	5.255
Septiembre	5.314
Octubre	5.086
Noviembre	5.606
Diciembre	5.762
Total	67.876

Considerando una radiación de 1000 [W/m²] se obtiene que el lugar entrega 6,49 horas de Sol promedio como lo indica el punto 4.1.2.

Figura 5.1. Irradiación promedio y energía proyectada.

Tabla 3. Irradiación promedio y energía a proyectar	6,49
Energía promedio día edificio [Wh]	6,065
Energía promedio día a proyectar 50% [Wh]	3,0325

Se considera el panel KIJNKO SOLAR de 570 (W_p) bifaciales, certificado por la SEC (ver figura 5.2.). La resolución de la certificación SEC del panel es la 15796.

Figura 5.2. Paneles fotovoltaicos seleccionados.

Panel Fotovoltaico JINKO SOLAR Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 570-590 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS		
IVA Incluido 19%	IVA 19%	Sin IVA
\$ 414.611,11	\$ 78.776,11	\$ 335.835,00

La potencia del arreglo, el número de módulos, la superficie, y el inversor mínimo a utilizar se describe en la figura 5.3.

Figura 5.3. Resultados arreglo fotovoltaico.

Resultados	
Potencia arreglo [W]	32437
Horas de sol diarias [h]	6,49
N° módulos	57
Superficie utilizada [m ²]	147,63
Inversor [W]	35739

Los parámetros eléctricos del inversor son los siguientes:

Figura 5.4. Parámetros inversores SAJ R5-20k – T2 serie residencial solar.

Rendimiento	0,99	Inversor
Iin máx [A]	25	
Vin máx [V]	950	
Vin min [V]	180	

Figura 5.5. Arreglo mínimo y máximo.

Arreglo fotovoltaico	
N° módulos serie máx	14
N° módulos serie min	3
N° string paralelo máx	1

De acuerdo a los datos obtenidos se escogió 1 inversor con las características de Figura 5.4. Como se indica en el punto 4.3.4 para mantener el equilibrio del sistema y ajustarse a equipos disponibles en el mercado, la potencia del arreglo FV se dividió en dos secciones. Lo cual, de acuerdo a la corriente de entrada máxima, permite la instalación del panel escogido. La cotización del inversor es realizada en el mes de julio de 2023 en las empresas JINKO SOLAR y SAJ, ambas empresas los venden al valor mencionado en 5.6.

Figura 5.6. Valor de inversor.

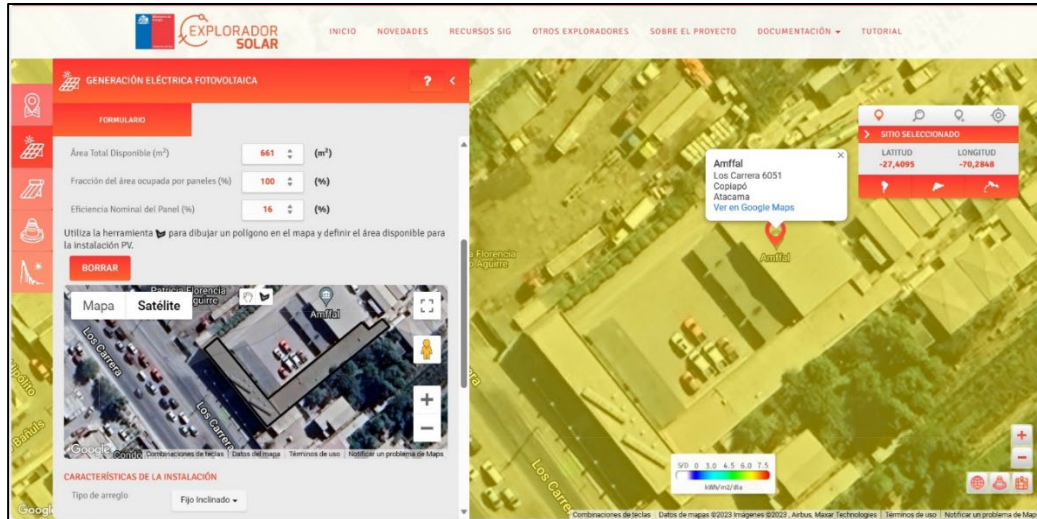
Inversor SAJ R5-20k – T2 serie residencial solar inverter		
IVA Incluido 19%	19%	Sin IVA
\$ 1.949.285,43	\$ 370.364,23	\$ 1.578.921,20

5.1.1. Disponibilidad física y sombras.

En cuanto a la disponibilidad de espacio, el arreglo se instalaría en el techo del edificio; el espacio disponible es de 360,4 m² y el conjunto fotovoltaico necesita 147,73 m². El lugar seleccionado no presenta problemas con las sombras, ya que el techo se encuentra sobre los 7,59 m sobre el nivel del suelo y no hay árboles que puedan producir algún tipo de sombra. Además, como se puede apreciar en la figura, el edificio está

posicionado en dirección Norte lo que beneficia la instalación de los paneles y la producción energética.

Figura 5.7. Estado de sombras.



Fuente: Explorador Solar (2023).

En la figura 5.7. se puede observar la vista superior a través del Explorador Solar. La ubicación indicada, en el techo demuestra que ningún árbol provocaría sombras a futuro. Los árboles que están situados al costado del sitio son de altura menor, así que no afectarían a la instalación a futuro.

5.1.2. Detalle de datos de Simulación N° 1.

Para el análisis con el Software SAM se ingresan los parámetros mencionados en el punto 5.1. y para el estudio económico se analiza la tarifa actual al mes de julio de 2023 de la empresa distribuidora CGE en la ciudad de Copiapó.

A continuación, se presenta la tarifa AT-3 -Presente en punta- medición en baja tensión de la empresa CGE en la ciudad de Copiapó el 03 del mes de Julio 2023. En el cargo por servicio público se utiliza segmentación 3; el cual considera un consumo de energía mayor a 500 kWh y menor o igual a 1.000 kWh. Por lo tanto, la tarifa de compra es de 98,896 [\$/kWh] y la de inyección es de 84,741 [\$/kWh].

Figura 5.8. Tarifas CGE Julio 2023.

AT3 presente en punta				
	\$ c/iva	\$ s/iva	cantidad	total
Administración del servicio				
cargo fijo	1.594,2	1.339,6	1	1.340
Transporte de electricidad		-		-
cargo por uso del sistema de transmisión	23,6	19,9	6.065	120.449
cargo por servicio público		0,7	6.065	4.252
Electricidad consumida		-		-
Energía	98,9	83,1	6.065	504.037
Cargo por potencia presente en punta	10.568,7	8.881,3	44	390.065
Recargo por lectura en BT para cliente en MT		3,5%	894.102	31.294
			subtotal	1.051.436
			19% iva	199.773
			total	1.251.209

Tarifas de Suministro Eléctrico a Precio de estabilización 2022 - 1 de octubre de 2023					
Empresa	Comuna	Sector Tarifario	Aéreo o Subterráneo	Inyección Energía	
				NO INCLUYE IVA	
EMELAT	Copiapó	STxB-1-A	Aéreo	Energía clientes en opciones tarifarias BT \$/kWh	Energía clientes en opciones tarifarias AT \$/kWh

Fuente: CGE (2023)

Figura 5.9. Datos ingresados a SAM.

IVA	SIN IVA
\$ 78.776,1109	\$ 9.403.380,000
\$ 370.364	\$ 1.578.921
	\$ 10.982.301
CONTINGENCIA %3	\$ 329.494
\$ 10.982.301	\$ 329.494
0,19	\$ 11.311.795
	\$ 2.149.241
	\$ 13.461.036

Costo de capital neto	\$ 13.461.007,00
Ahorro neto con el sistema (año 1)	\$ 5.487.242,00
Periodo de amortización sencillo	\$ 2,45 Años

5.1.3. Resultados Simulación N° 1.

Al observar la figura 5.10. la simulación N° 1 de SAM arroja resultados financieros bastante favorables para el proyecto.

- La energía anual producida en 1 año es de 33.027 kWh, justamente la mitad de la energía consumida anual estimada (Tabla 5.1.).
- El ahorro neto en 1 año es de \$ 5.487.242 (CLP).
- El proyecto presenta un VAN de \$13.461.007, bastante rentable y un Payback simple de 2,4 años; donde justamente comienza flujo de caja positivo.

Bajo las condiciones dispuestas en el punto 5.1, el proyecto se vuelve viable económicamente entregando el 50% de potencia necesaria para el edificio.

Figura 5.10. Resumen de resultados Simulación N° 1.

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	33,027 kWh
DC capacity factor in Year 1	23.6%
Energy yield in Year 1	2,069 kWh/kW
Performance ratio in Year 1	0.83
LCOE Levelized cost of energy nominal	3042.08 c/kWh
LCOE Levelized cost of energy real	2489.65 c/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$249,706,608
Electricity bill with system (year 1)	\$244,219,360
Net savings with system (year 1)	\$5,487,242
Net present value	\$50,449,816
Simple payback period	2.4 years
Discounted payback period	2.8 years
Net capital cost	\$13,461,007
Equity	\$0
Debt	\$13,461,007

Se puede observar de la figura 5.11. que la energía generada por el sistema fotovoltaico v/s la carga eléctrica mensual, en el mes de enero, octubre, noviembre y diciembre son los meses que tienen mayor producción de energía generada ya que en estos meses hay mayor tiempo de radiación solar producto de la estación de verano.

Figura 5.11. Energía Generada v/s Carga eléctrica mensual (SAM)

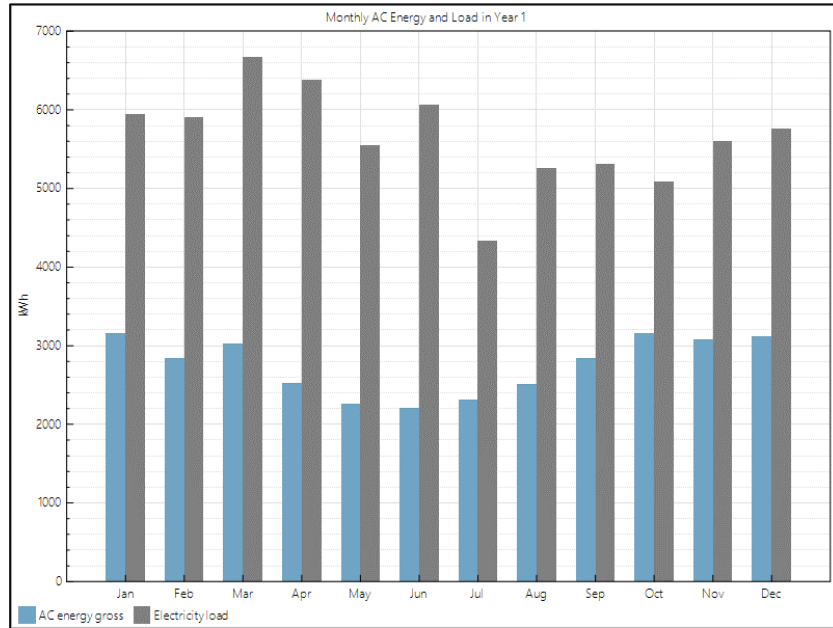


Figura 5.12. Flujo de caja después de impuestos: vida útil del sistema

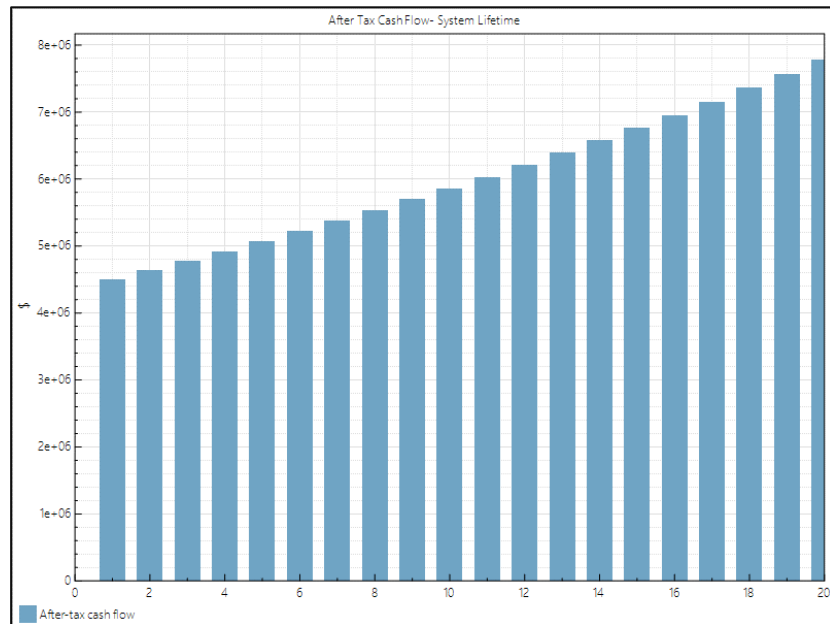
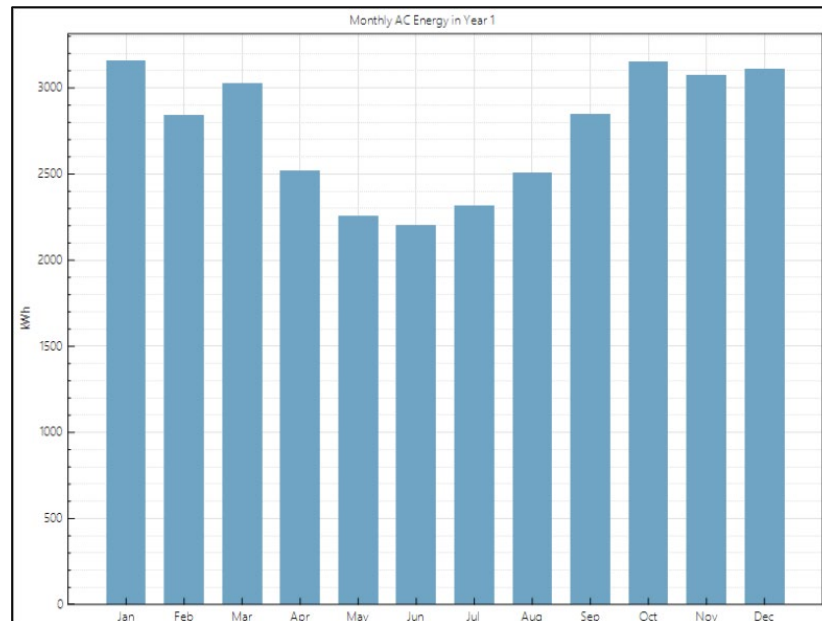
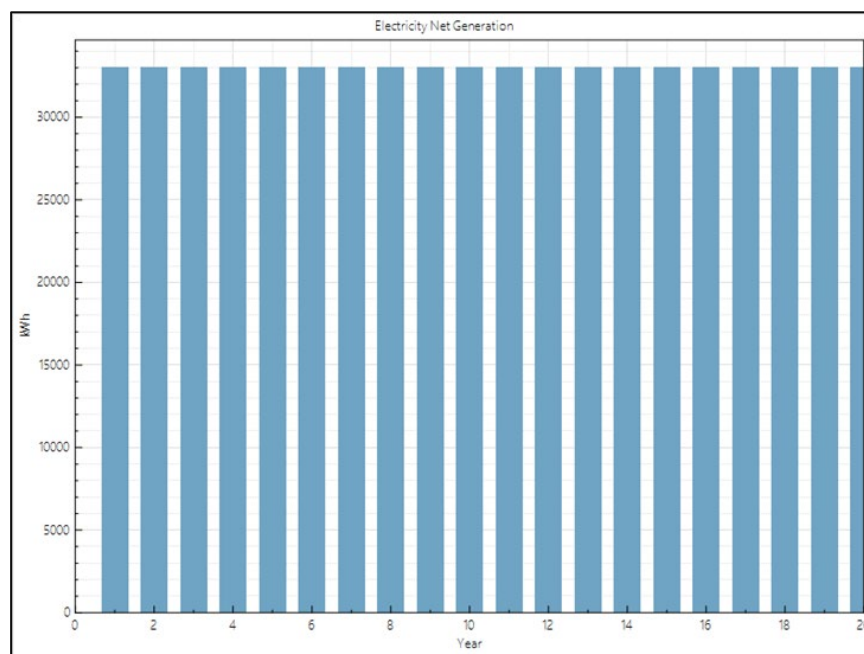


Figura 5.13. Energía Generada en kWh por mes.



De acuerdo al porcentaje de degradación de los paneles solares, se puede observar que cada año la generación de energía eléctrica anual irá decayendo mínimamente de manera lineal. Llegando al 80% en 20 años, debido a la degradación de las propiedades físicas mismas del panel.

Figura 5.14. Energía Generada en [kWh] por año (SAM).



5.1.4. Configuración de Simulación N° 1.

A continuación se detalla la configuración utilizada en el software SAM para obtener los resultados del punto 5.1.3.

La figura 5.15 muestra los parámetros generales de irradiación y ubicación.

Figura 5.15. Localización.

Download Weather Files

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library: Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or uncertainty (P50/P90) analyses. See Help for details.

One location
 Multiple locations
 60-minute
 30-minute
 Advanced download

[For locations not covered by the NSRDB, visit the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

Header Data from Weather File

Latitude	<input type="text" value="-27.3606"/> degrees	Location	<input type="text" value="00000"/>
Longitude	<input type="text" value="-70.3523"/> degrees	Data Source	<input type="text" value="ExpSolar"/>
Time zone	<input type="text" value="GMT -4"/>	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	<input type="text" value="373"/> m		
Time step	<input type="text" value="60"/> minutes		

Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal	<input type="text" value="6.21"/> kWh/m ² /day	Optional Data	
Direct normal (beam)	<input type="text" value="8.03"/> kWh/m ² /day	Maximum snow depth	<input type="text" value="0.000"/> cm
Diffuse horizontal	<input type="text" value="0.76"/> kWh/m ² /day	Annual albedo	<input type="text" value="NaN"/>
Average temperature	<input type="text" value="16.8"/> °C		
Average wind speed	<input type="text" value="2.8"/> m/s	*NaN indicates missing data.	

La figura 5.16. muestra los parámetros eléctricos de cada módulo fotovoltaico a utilizar.

Figura 5.16. Módulos.

General Information

Module name:

Cell type:

Module area:

Nominal operating cell temperature:

Nominal Maximum Power Point Ratings at STC

Power:

Efficiency:

Electrical Specifications

Maximum power point voltage (Vmp):

Maximum power point current (Imp):

Open circuit voltage (Voc):

Short circuit current (Isc):

Temperature coefficient of Voc:

Temperature coefficient of Isc:

Temperature coefficient of max. power point:

Number of cells in series:

The model assumes a reference bandgap voltage Eg_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Current-Voltage (I-V) Curve at STC

IV curves at 25 °C

— 1000 W/m² — 800 W/m² — 600 W/m² — 400 W/m² — 200 W/m²

Bifacial

Module is bifacial

Transmission fraction: 0-1

Bifaciality: 0-1

Ground clearance height:

Calculated STC Single Diode Model Parameters

a: V Adjust: %

II: A Temperature coefficient of Voc: V/°C

Io: A Temperature coefficient of Isc: A/°C

Rs: Ohm

Rsh: Ohm

Mounting Configuration

Standoff height:

Approximate installation height:

Transient Thermal Model Correction

Module unit mass:

Module unit mass is for the transient thermal model, which automatically applies when the weather file time step is 20 minutes or less. The default value is 11 kg/m².

Save / Load Data

La figura 5.17. muestra los parámetros eléctricos de cada inversor a utilizar.

Figura 5.17. Inversor.

Inverter Datasheet
▼

Power Ratings

Maximum AC output power Wac

Weighted efficiency %

 Manufacturer efficiency %

Maximum DC input power Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges

Nominal AC voltage	<input type="text" value="380"/>	Vac	Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="180"/>	Vdc
Maximum DC voltage	<input type="text" value="1100"/>	Vdc	Nominal DC voltage	<input type="text" value="600"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="25"/>	Adc	Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="950"/>	Vdc
			Number of MPPT inputs	<input type="text" value="2"/>	

Losses

		Suggested value
Power consumption during operation	<input type="text" value="10"/> Wdc	<input type="text" value="176.000"/>
Power consumption at night	<input type="text" value="0.6"/> Wac	<input type="text" value="5.500"/>

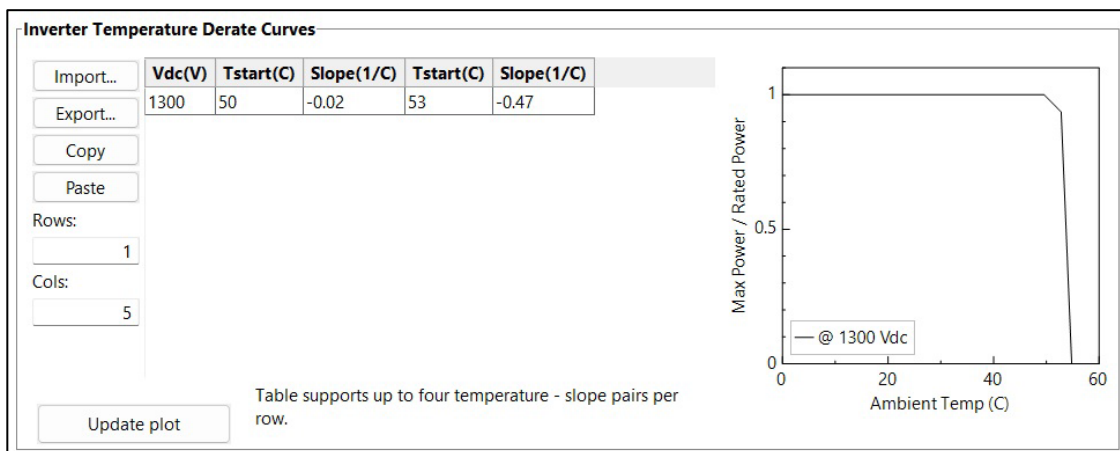
If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

Copy Inverter Specifications from Current Library Selection

Click Copy Specifications to copy inverter data from the inverter currently selected for the Inverter CEC Database option.

Save / Load Data



La figura 5.18. muestra los parámetros de diseño del sistema como lo son cantidad de String, paneles, inclinación, entre otros.

Figura 5.18 Diseño de sistema.

AC Sizing

Number of inverters

DC to AC ratio

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Nameplate DC capacity	<input type="text" value="15.962 kWdc"/>	Number of modules	<input type="text" value="28"/>
Total AC capacity	<input type="text" value="22.000 kWac"/>	Number of strings	<input type="text" value="2"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="22.267 kWdc"/>	Total module area	<input type="text" value="72.520 m²"/>

System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="14"/>	<input type="text" value="14"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="14"/>	<input type="text" value="14"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="715.0"/>	<input type="text" value="715.0"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="592.1"/>	<input type="text" value="592.1"/>		

Multiple MPPT Inputs

Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.

Multiple MPPT Inputs

Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.

Tracking & Orientation

Azimuth

Tilt

	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed
	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt

Tilt=latitude Tilt=latitude

Tilt (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Terrain slope (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Terrain azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack; (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

Electrical Sizing Information

SAM uses the inverter voltage ratings when you choose Estimate Subarray 1 Configuration above to automatically size the array, and for voltage clipping calculations during the simulation. You can change these values when the data from the inverter library does not match information on the manufacturer datasheet. Click Reset Inverter Voltage Ratings to reset the voltage ratings to values from the Inverter page. See Help for details.

Inverter Voltage Ratings

Vmppt_low

Vmppt_high

Vdc_max

No system sizing messages.

La figura 5.19. muestra como se ubicarán los String y si causan alguna pérdida en los demás equipos cercanos.

Figura 5.19. Sombreado y diseño.

External Shading

External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

3D Shade Calculator

Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.

Shade Loss Tables

Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

Subarray 1

Subarray 2

Subarray 3

Subarray 4

Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers

Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading None None None None

Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules

The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Number of modules along side of row	2	2	2	2
Number of modules along bottom of row	7	9	9	9

Calculated System Layout

Number of rows	1	0.777777777777	0	0
Modules in subarray from System Design page	14	14	0	0
Length of side (m)	4.197	4.197	4.197	4.197
GCR from System Design page	0.3	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	13.989	13.989	13.989	13.989

Module aspect ratio 1.7

Module length 2.098 m

Module width 1.234 m

Module area 2.59 m²

row spacing = length of side + GCR

module orientation (portrait)

row spacing = length of side + GCR

module orientation (portrait)

Snow Losses

Snow losses are caused by snow covering the array. When your weather file includes snow depth data, SAM can estimate losses due to snow. Losses are calculated for each subarray.

Estimate snow losses

La figura 5.20. muestra las pérdidas del sistema fotovoltaico.

Figura 5.20. Perdidas.

Irradiance Losses
Losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>
Average annual soiling loss (%)	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>
Bifacial rear soiling (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Bifacial rack shading (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

DC Losses
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="1.6"/>	<input type="text" value="1.6"/>	<input type="text" value="1.6"/>	<input type="text" value="1.6"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="6.5"/>	<input type="text" value="6"/>	<input type="text" value="6"/>	<input type="text" value="6"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Bifacial electrical mismatch (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="1"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="10.738"/>	<input type="text" value="10.260"/>	<input type="text" value="10.260"/>	<input type="text" value="10.260"/>

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

Default DC Losses
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for: Central inverters Microinverters DC optimizers

AC Losses
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring % of AC output

Transformer Losses
The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss % of inverter AC capacity

Transformer load loss % of AC output

Transmission Losses
Transmission losses apply to the system generated power output.

Transmission loss % of AC output

System Availability
System availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Availability losses may be applied either on the DC or AC side of the system.

<p>DC Losses</p> <p><input type="text" value="Edit losses..."/> Constant loss: 0.0 % Time series losses not enabled Custom periods not enabled</p>	<p>AC Losses</p> <p><input type="text" value="Edit losses..."/> Constant loss: 0.0 % Time series losses not enabled Custom periods not enabled</p>
---	---

La figura 5.21. y 5.22 muestran la limitaciones según legislación del sistema de autogeneración, además de la degradación anual sujeta a la operación..

Figura 5.21. Límites de la red.

Grid Interconnection Limit

Enable interconnection limit The grid interconnection limit is a negotiated limit beyond which the system is not allowed to export power. Any AC power generated above the grid interconnection limit is curtailed.

Grid interconnection limit kWac

Grid Curtailment

Click Edit Array to enter values in the curtailment schedule table. SAM limits the system power output to the MW power values in the table. Curtailed power is not compensated.

Curtailment MWac

Figura 5.22. Vida útil y degradación.

Annual Degradation for Multi-year Simulation

Annual DC degradation rate %/year In Value mode, the degradation rate is applied linearly starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 value. See Help for details.

Applies to the photovoltaic array's DC output in each time step.

Lifetime Daily Losses

Enable lifetime daily DC losses Edit lifetime data...

Enable lifetime daily AC losses Edit lifetime data...

Applies a daily loss to the DC output, AC output, or both over the analysis period. These inputs could be used to represent system outages or degradation.

Memory Saving Option for Sub-hourly Simulations

Save all output variables over analysis period

If you are running sub-hourly simulations and experiencing display or memory problems on the Results page, clear the checkbox to reduce the number of variables displayed over the analysis period to a selection of key outputs. This will cause some output variables to appear on the Results page under "Hourly" instead of "Lifetime Hourly Data".

La figura 5.23. y 5.24 muestra los costos proyectados para la implementación y operación del sistema.

Figura 5.23. Costos de instalación.

Direct Capital Costs						
Module	28 units	0.6 kWdc/unit	16.0 kWdc	335,835.00	\$/Unit	\$ 9,403,380.00
Inverter	1 units	22.0 kWac/unit	22.0 kWac	1,578,921.20	\$/Unit	\$ 1,578,921.20
				\$	\$/Wdc	\$/m ²
Balance of system equipment			0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Installation labor			0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
Installer margin and overhead			0.00	0.00	0.00	\$ 0.00
						Subtotal \$ 10,982,301.20
- Contingency				Contingency	3 % of subtotal	\$ 329,469.04
Total direct cost						\$ 11,311,770.24
Indirect Capital Costs						
		% of direct cost		\$/Wdc		\$
Permitting and environmental studies		0		0.00		\$ 0.00
Engineering and developer overhead		0	+	0.00	+	\$ 0.00
Grid interconnection		0		0.00		\$ 0.00
- Land Costs						
Land area	0.090 acres					
Land purchase	\$ 0/acre	0	+	0.00	+	\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	+	0.00	+	\$ 0.00
Total indirect cost						\$ 0.00
Sales Tax						
Sales tax basis, percent of direct cost	100 %			Sales tax rate	19.0 %	\$ 2,149,236.34
Total Installed Cost						
The total installed cost is the sum of the indirect, sales tax, and direct costs. Note that it does not include any financing costs from the Financial Parameters page.						Total installed cost \$ 13,461,006.58
						Total installed cost per capacity \$ 843.32/Wdc

Figura 5.24. Costos de operación.

Operation and Maintenance Costs		
	First year cost	Escalation rate
Fixed annual cost	Value Entered 0 \$/yr	0 %
Fixed cost by capacity	Value Entered 29 \$/kW-yr	0 %
Variable cost by generation	Value Entered 0 \$/MWhac	0 %
<p>In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.</p> <p>Cost by capacity units are kWdc-yr for PV systems and kWac-yr for CSP, wind, and other systems.</p>		

La figura 5.25 y 5.26 muestra la forma de financiar el proyecto y las tarifas eléctricas a las cuales está sujeto.

Figura 5.25. Parámetros financieros.

Residential Loan Type	
<input checked="" type="radio"/> Standard loan	Standard loan interest payments are not tax deductible.
<input type="radio"/> Mortgage	Mortgage interest payments are tax deductible.
Loan Parameters	
Debt fraction	100 %
Loan term	20 years
Loan rate	4 %/year
Net capital cost	13,461,006.58 \$
Debt	13,461,006.58 \$
WACC	4.00 %
The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations. For a project with no debt, set the debt fraction to zero.	
Analysis Parameters	
Analysis period	20 years
Inflation rate	2.5 %/year
Real discount rate	6.4 %/year
Nominal discount rate	9.06 %/year
Project Tax and Insurance Rates	
- Income Tax	
Federal income tax rate	0 %/year
State income tax rate	0 %/year
- Sales Tax and Insurance	
Insurance rate (annual)	0 % of installed cost
Sales tax	19 % of total direct cost
The sales tax rate applies to the total direct cost on the Installation Costs page.	
- Property Tax	
Assessed percentage	0 % of installed cost
Assessed value	0.00 \$
Annual decline	0 %/year
Property tax rate	0 %/year
Salvage Value	
Net salvage value	0 % of installed cost
End of analysis period value	0.00 \$

Figura 5.26. Tarifas eléctricas.

OpenEI U.S. Utility Rate Database	
Download rate structures for electric utility companies included in the OpenEI Utility Rate Database. After downloading a rate structure, compare the inputs below with a copy of the rate sheet to verify that the information is correct.	
Search for rates...	Go to OpenEI Utility Rate Database website...
Save / Load Rate Data	
Save rate to file...	Load rate from file...
Metering and Billing	
<input type="radio"/> Net energy metering	Compensation rate for net excess generation 0 \$/kWh <input type="checkbox"/> Roll over net excess compensation to future bills
<input type="radio"/> Net energy metering with \$ credits	Month for end of true-up period Dec
<input checked="" type="radio"/> Net billing	<input type="checkbox"/> Use hourly (subhourly) sell rates instead of TOU rates
<input type="radio"/> Net billing with carryover to next month	Hourly (subhourly) sell rates Edit array... \$/kWh
<input type="radio"/> Buy all / sell all	<input type="checkbox"/> Use hourly (subhourly) buy rates instead of TOU rates
	Hourly (subhourly) buy rates Edit array... \$/kWh
Fixed Charge	
Fixed monthly charge	1340 \$
Annual Escalation	
Electricity bill escalation rate	0 %/yr
Minimum Charges	
Monthly minimum charge	0 \$
Annual minimum charge	0 \$
In Value mode, enter a rate in real terms because SAM applies both escalation and inflation to the total first-year electricity bill to annual electricity bill in later years. In Schedule mode, enter rates in nominal terms because inflation does not apply. See Help for d	

Rates for Energy Charges						
Import...	Period	Tier	Max. Usage	Max. Usage Units	Buy (\$/kWh)	Sell (\$/kWh)
Export...	1	1	1e+38	kWh	122.643	84.471
Copy	2	2	1e+38	kWh	10568.7	84.471
Paste						
Number of entries:	2					

		Weekday																												
		12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm					
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2

		Weekend																												
		12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm					
Jan	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Feb	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Apr	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
May	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Jun	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Jul	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Sep	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Oct	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Nov	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Dec	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2

La figura 5.27 muestra la configuración según consumo anual del edificio.

Figura 5.27. Cargas eléctricas.

Electric Load Data

Electric load data describes the electricity usage of a building or facility for electricity bill calculations. Enter or import an hourly or subhourly load profile and use the adjustment options to scale the profile or to account for annual load growth. See Help for details.

-Hourly or Subhourly Load Profile-

Electric load power kW ⓘ

Electric load scaling factor (optional) ⓘ

Electric load annual growth rate %/yr ⓘ

-Adjust Load Profile to Monthly Usage-

Scale electric load profile to monthly usage

Monthly electricity usage for scaling kWh ⓘ

-Download-

Click Download Electric Load Data to run a macro that downloads modeled hourly load data. See Help for details.

View load data...

-Monthly Load Summary-

These monthly and annual values are calculated from the hourly or subhourly load profile and shown here for reference.

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	5,943.00	14.65
Feb	5,910.00	16.20
Mar	6,671.00	18.71
Apr	6,375.00	22.73
May	5,551.00	19.18
Jun	6,065.00	21.33
Jul	4,338.00	11.71
Aug	5,255.00	15.83
Sep	5,314.00	19.17
Oct	5,086.00	15.48
Nov	5,606.00	15.01
Dec	5,762.00	14.76
Annual	67,876.00	22.73

5.2. Simulación N° 2: 50% de inyección con Supervisión de Ingeniería.

La simulación N° 2 es similar al Simulación N° 1 desde el punto de vista de costos directo e indirectos asumidos como se grafica en la figura 5.28. con la diferencia que incluye la supervisión por el Ingeniero de proyecto durante la totalidad de la ejecución de las tareas, para guiar a la empresa en dudas técnicas, confección orden del proyecto, aclaraciones sobre la normativa vigente y aplicaciones de esta en el desarrollo del proyecto.

Figura 5.28. Cargas eléctricas.

Costo para externo	OPCION "B" instalación de 1 INVERSOR, 28 PANELES y 50% de potencia suminsitrada;Ingeniero de proyecto. Se Considera mano de obra y adquisición materiales por Amffal.	
1. C Costos	NETO	
1 Inversor	\$	1.578.921
28 paneles	\$	9.403.380
Sueldo 1 Ingeniero de proyecto, supervisión de elaboración de PFV	\$	4.800.000
SUBTOTAL	\$	15.782.301
3% contingencia	\$	473.469,02
	\$	16.255.770
IVA costo neto	\$	3.088.596
Costo para externo	TOTAL NETO	\$ 19.344.366

Sueldo 1 Ingeniero de proyecto, supervisión de elaboración de PFV	Ingeniero de proyecto en sitio
---	--------------------------------

5.2.1. Detalle de datos de Simulación N° 2.

El periodo de análisis de años, corresponde al ahorro que produce en el año (1) multiplicado por la cantidad de años que fue evaluado la simulación N°2, la cual se puede ver en la Figura 5.29.

Figura 5.29. Valor actual neto.

Valor actual neto en 20 años	\$	46.514.832,00
Periodo analisis Años	20	
Valor de ahorro anual	\$	2.325.741,60
Periodo analisis Años	20	\$ 46.514.832,00

El ahorro neto con el sistema se divide por la cantidad de años en el periodo de análisis, y obtendrá el valor mensual del ahorro neto con el sistema de generación en 20 años.

Figura 5.30. Ahorro neto en periodo de 20 años.

Ahorro neto con el sistema (año 1)		\$	5.487.242,00
Periodo analisis Años	20	\$	109.744.840,00

La factura de luz con el sistema refiere a una comparación del sistema eléctrico; el cual es analizado con el sistema de generación propuesto y otro sin el sistema. Este valor de la factura de luz con el sistema se divide por la cantidad de meses en un año, siendo 12 meses. Entregando un valor, del costo del consumo eléctrico de la instalación (ver Figura 5.31.).

Figura 5.31. Factura de luz con sistema en 1 año, valor mensual.

Factura de luz con sistema (año 1)		\$	244.219.360,00
Meses de un Año	12		
Valor mensual		\$	20.351.613,33

En la figura 5.32. se considera la recuperación del gasto del costo del capital neto, pero con descuento del préstamo con tasa de interés del 0,04%, a 1 año. Al ser calculado del 50% de inyección del arreglo fotovoltaico (valores netos de 1 inversor – 28 paneles solares de 570 W), con 3% en caso de contingencia y valor IVA agregado.

El periodo de amortización simple seria a los 4 años la recuperación del costo de inversión inicial total como se muestra en la Figura 5.32.

Figura 5.32. Periodo de amortización con descuentos.

Costo de capital neto		\$	19.344.366,00		
Ahorro neto con el sistema (año 1)		\$	5.487.242,00		
Descuento	Tasa	Interes	0,04	\$	219.489,68
	Descuento	Contingencia	0,03	\$	6.584,69
Costo de capital neto con descuento 0,07 %		\$	5.261.167,63		
Periodo de amortización con descuento			4 Años		

5.2.2. Resultados Simulación N° 2.

Al observar figura 5.33., la simulación N° 2 de SAM arroja resultados financieros similares a los dispuestos en el punto 5.1.3. para la evaluación de proyecto. Esto se debe a que el análisis considera la misma inyección de potencia. Bajo las condiciones dispuestas en el punto 5.1, el proyecto se vuelve viable económicamente entregando el 50% de potencia necesaria para el edificio. Entonces:

- La energía anual producida en 1 año es de 33.027 kWh.
- El ahorro neto en 1 año es de \$ 5.487.242 (CLP).
- El proyecto presenta un VAN de \$19.344.366, valor rentable si existe un Payback de 4,2 años; donde justamente comienza flujo de caja positivo (ver figura 5.1.3.b).
- Periodo de amortización sencillo, es de 3,4 años.
- Período de amortización con descuento, es de 4,2 años.

Figura 5.33. Resumen de resultados Simulación N°2.

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	33,027 kWh
DC capacity factor in Year 1	23.6%
Energy yield in Year 1	2,069 kWh/kW
Performance ratio in Year 1	0.83
LCOE Levelized cost of energy nominal	4352.73 ¢/kWh
LCOE Levelized cost of energy real	3562.29 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$249,706,608
Electricity bill with system (year 1)	\$244,219,360
Net savings with system (year 1)	\$ 5.487.242,00
Net present value	\$ 46.514.832,00
Simple payback period	3.4 years
Discounted payback period	4.2 years
Net capital cost	\$ 19.344.366,00
Equity	\$0
Debt	\$ 19.344.366,00

Los demás gráficos mantienen el mismo comportamiento que en la simulación N°1 (consistencia en comportamiento) referente al punto 5.1.3:

- ✓ Figura 5.11. Energía Generada v/s Carga eléctrica mensual (SAM).
- ✓ Figura 5.12. Flujo de caja después de impuestos: vida útil del sistema.

- ✓ Figura 5.13. Energía Generada en kWh por mes.
- ✓ Figura 5.14. Energía Generada en [kWh] por año (SAM).

5.3. Simulación N° 3: 100% de inyección del arreglo fotovoltaico.

La simulación N° 3 considera evaluar el rendimiento y la rentabilidad del sistema con el 100% de entrada a la red y venta del exceso de energía generada, con la finalidad de implementar el proyecto y entregar el sistema en operación sin que Amffal intervenga directamente en el proceso de ejecución. En las simulaciones anteriores se configuró el arreglo al 50% de inyección debido a que el software presenta limitaciones para ingresar el 100% de los datos de generación.

Este problema del software arrastra lo siguiente:

- En la Simulación N° 2 no se ingresaron los de gastos por costo directos e indirectos, porque esos costos estaban calculados respecto al 100% del arreglo fotovoltaico.

5.3.1. Detalle de datos de Simulación N° 3.

En los parámetros de ingreso de datos del software SAM, se ingresa la potencia total requerida del cálculo obtenido en el punto 4.2.4; Potencia nominal = 35.112 [kW].

Al ingresar los datos en la sección del inversor en el software SAM, se ingresará como dato técnico la potencia nominal de 36000 [Wac]. Con este dato ingresado (Fura 5.34) , se considera un solo inversor de potencia nominal 36000 [Wac].

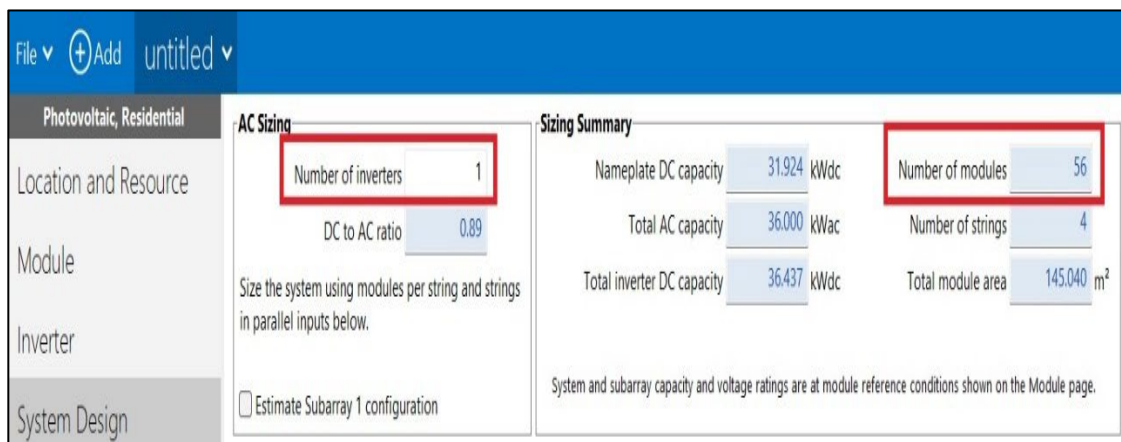
Figura 5.34. Datos ingresados inversor.

Power Ratings	
Maximum AC output power	36000 Wac
<input type="radio"/> Weighted efficiency	96.852696266318 %
<input checked="" type="radio"/> Manufacturer efficiency	98.8 %
Maximum DC input power	36437.247 Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Al ingresar la potencia total del arreglo el software SAM calcula automáticamente la cantidad de paneles necesarios = 56 unidades (cantidad calculada en Punto 4.2.2).

Figura 5.35. Datos ingresados del inversor y cálculos de paneles automático.



Los datos dispuestos en Figura 5.36. incluyen valores de costos directos e indirectos, contingencia e impuesto para la implementación del sistema al 100% de inyección.

Figura 5.36. Sistema con 100% de inyección y obra vendida.

50% DE INYECCION	ITEM	COSTO SIN IVA	PRECIO NETO
56	PANEL FOTOVOLTAICO UNIDADES	\$ 335.835,00	\$ 18.806.760
1	INVERSOR	\$ 1.578.920,85	\$ 3.157.841,70
	1.1. Costos directos		\$ 34.991.713
	1.3. Costos Directos Mano De Obra		\$ 4.894.646
	SUB TOTAL		\$ 61.850.961
	CONTINGENCIA	0,03	\$ 1.855.528,84
	SUB TOTAL		\$ 63.706.490
	1.2. Costos Indirectos		\$ 12.682.848
	IMPUESTO %	0,19	\$ 12.104.233,2
	TOTAL		\$ 88.493.571

5.3.2. Resultados Simulación N° 3.

Al observar figura 5.37., los resultados muestran que este método de generación se trata de un proyecto rentable, con un VAN favorable y plazos de reembolso aceptables, ya que la inversión inicial se reembolsará en unos 7,9 años.

Figura 5.37. Resumen de resultados de Simulación N°3.

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	66,177 kWh
DC capacity factor in Year 1	23.7%
Energy yield in Year 1	2,073 kWh/kW
Performance ratio in Year 1	0.83
LCOE Levelized cost of energy nominal	9861.60 ¢/kWh
LCOE Levelized cost of energy real	8070.76 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$249,706,608
Electricity bill with system (year 1)	\$239,400,384
Net savings with system (year 1)	\$10,306,224
Net present value	\$52,477,548
Simple payback period	7.9 years
Discounted payback period	13.4 years
Net capital cost	\$88,493,568
Equity	\$0
Debt	\$88,493,568

- El proyecto presenta un VAN de \$ 88.493.568, valor rentable si existe un Payback simple de 7,9 años.
- La energía anual producida en 1 año es de 66.177 [kWh] de energía.
- El ahorro neto en 1 año es de \$ 10.306.224.
- Existe una notable mejora en el factor de capacidad CC en el primer año de 23,7%.
- Periodo de amortización sencillo es de 7,9 años.
- Período de amortización con descuento es de 13,4 años.
- El rendimiento específico de la planta fue de 2.073 [kWh] por unidad de [kW] instalado.
- El índice de desempeño inicial (Performance Ratio) fue de 0,83, lo que indica que la eficiencia de la planta es satisfactoria.
- El ahorro neto del primer año asciende a \$10.306.224.

El hecho de que la inversión estuviera totalmente respaldada por deuda es significativo y puede afectar tanto al riesgo como a la deuda.

El enfoque del 100% de inyección y venta de excedentes no sólo garantiza la autosuficiencia energética, sino que también permite a los propietarios convertirse en contribuyentes activos suministrando electricidad adicional a la red.

5.4. Detalle de costos calculados.

A continuación se detallan los costos calculados para el diseño del proyecto. Algunos de estos corresponden a los materiales, equipos de potencia, sueldos de trabajadores, implementos e insumos, vehículos, entre otros.

La tabla N° 5.2. y N° 5.3. muestra los costos directos indirectos del proyecto que deberá asumir la empresa al implementar el 100% de potencia.

Tabla N° 5.2. Costos directos.

1.1. Costos directos	
Ítem	Valor
2.1. Materiales tipo ferretería	\$ 995.638
2.2. Materiales para instalación fotovoltaica	\$ 7.391.866
2.3. Caseta Eléctrica	\$ 845.693
2.4. Escalera y pasillo mantenimiento	\$ 13.217.013
2.5. Malla tierra	\$ 985.811
2.6. Equipos de potencia	\$ 13.558.396
Combustible	\$ 375.000
3.1. Detalle de Equipos y Herramientas	\$ 4.953.209
3.2. Listado de Implementos de Seguridad (EPP)	\$ 877.020
Subtotal	\$ 43.199.646

Tabla N° 5.3. Costos indirectos.

1.2. Costos Indirectos				
Item	Valor	Meses	Días	Total
Sueldo 1 Técnico eléctrico	\$ 900.000	2	40	\$ 1.800.000
Sueldo 2 Ayudantes eléctricos	\$ 600.000	2	40	\$ 1.200.000
Sueldo 1 Supervisor eléctrico	\$ 1.200.000	2	40	\$ 2.400.000
Sueldo 1 Ingeniero de proyecto, supervisión de elaboración de PFV	\$ 2.400.000	2	40	\$ 4.800.000
Depreciación de herramientas	\$ 2.278.919	2	40	\$ 4.557.837
Arriendo camioneta diario	\$ 15.000		60	\$ 900.000
			Subtotal	\$ 15.657.837

La tabla N° 5.4 muestra el detalle por costos de mano de obra durante el proyecto.

Tabla N° 5.4. Costos por mano de obra.

1.3. Costos Directos mano de obra			
Item	Tipo	Valor	Precio total
Mano de obra instalación fotovoltaica	Costos directos	\$ 1.743.935	\$ 3.819.218
Mano de obra Caseta eléctrica	Costos directos	\$ 338.277	\$ 338.277
Mano de obra escalera y pasillo mantención	Costos directos	\$ 2.643.403	\$ 2.643.403
Mano de obra Malla a tierra	Costos directos	\$ 985.811	\$ 985.811
Subtotal			\$ 7.786.708

La tabla 5.5 muestra los costos directos del proyecto que deberá asumir la empresa al implementar el 100% de potencia.

Tabla N° 5.5. Materiales de ferretería.

2.1. Materiales tipo ferretería			
Item	Precio	Cantidad	Precio total
CINTA VINILICA 34x 20 MTS 33+SUP 3M 218701409 3M	\$ 5.169	6	\$ 31.014
CINTA GOMA 34x5MTS 23 3M 218701009 3M	\$ 9.841	6	\$ 59.046
LLAVE PARA ARMARIO DE DISTRIBUCION - USS 4 120314994 Phoenix Contact	\$ 2.265	1	\$ 2.265
CINTA ELECTRICA VINILICA AISLANTE ROJA. 18 MM X 5 M 218712109 3M	\$ 414	12	\$ 4.968
FERRULE AISLADO AMARILLO 1.00MM 18AWG X BOLSA 100 UNIDADES	\$ 414	2	\$ 828
AMARRA CABLE BLANCA 300x3.6MM X BOLSA 100 UNIDADES 31353034 FNX	\$ 2.973	3	\$ 8.919
AMARRA CABLE NEGRA 200x2.5MM X BOLSA 100 UNIDADES 32252034 FNX	\$ 1.339	3	\$ 4.017
TERMINAL ANILLO 16-14 AWG AZUL X BOLSA 100 UNIDADES 6006534 FNX	\$ 2.481	2	\$ 4.962
TERMINAL OJO 20 AWG REDONDO C70-8 6908534 FNX	\$ 2.087	2	\$ 4.174
TERMINAL OJO 10 AWG ESTANDAR 1 PERFORACION 8.5mm 2105047 Artelec	\$ 1.266	2	\$ 2.532
PEINE PUENTEADOR - EB 10-12 300613794 Phoenix Contact	\$ 8.080	3	\$ 24.240
TUBO TERMOCONTRAIBLE 25.0MM 600V 125oC NEGRO X METRO	\$ 486	8	\$ 3.888
TUBO TERMOCONTRAIBLE 40.0MM 600V 105oC NEGRO X METRO 49107234 FNX	\$ 632	8	\$ 5.056
EMPALME RECTO 2 AWG 82-A1N 3M 498401909 3M	\$ 35.466	2	\$ 70.932
ESPIRAL TRANSPARENTE 8MM ROLLO 10 MTS FX110 2311034 FNX	\$ 1.767	3	\$ 5.301
BASE ADHESIVA 20x20MM 2020 BLANCA X BOLSA 10 UNIDADES	\$ 75	2	\$ 150

BASE AMARRA CHILECTRA 147200146 Ensa	\$ 29	12	\$ 348
TOPE FINAL CLIPFIX 35-5 (V0) ANCHO15,5MM GR 303235094 Phoeni	\$ 5.983	9	\$ 53.847
CINTA MASILLA SCOTCHFIL 3M 218700309 3M	\$ 22.019	2	\$ 44.038
CANDADO BLOQUEO DIELECTRICO ARCO 40MM AMAR 178509121 Abus	\$ 11.386	3	\$ 34.158
TARRO LIMPIA CONTACTO 473ml 1031 3M 308703109 3M	\$ 10.509	6	\$ 63.054
AMARRA CABLE CON PLACA RECTANGULAR 100x2.5MM X BOLSA 100 UNIDADES 10030251234 FNX	\$ 4.413	24	\$ 105.912
BLOQUEO INT TRIFAS CBL02-2 CATORNILLADO 178611821 Abus	\$ 6.319	3	\$ 18.957
RESINA AISLANTE REENTRABLE ELECTRICO 178705209 3M	\$ 33.933	2	\$ 67.866
BASE AUTOADHESIVA 30x25 INCOLORA 32065 3206504 Legrand	\$ 820	12	\$ 9.840
ESPIRAL NEGRO 20 MM ROLLO 10 MTS FX224 2322434 FNX	\$ 6.654	3	\$ 19.962
ABRAZADERA CLAMP 2Pg 33014109 Caddy	\$ 2.311	24	\$ 55.464
Escoba	\$ 3.500	1	\$ 3.500
Bolsas de basura grande	\$ 6.000	2	\$ 12.000
Impresora Brother	\$200.000	1	\$ 200.000
Alcohol gel 5 lt	\$ 5.000	1	\$ 5.000
Paños de microfibra 5 un	\$ 4.000	1	\$ 4.000
Tintas impresora	\$ 10.000	1	\$ 10.000
Confort pack 4	\$ 2.000	2	\$ 4.000
Resmas carta	\$ 6.000	1	\$ 6.000
Hoja de termolaminadora 100 un	\$ 11.500	1	\$ 11.500
Archivadores	\$ 2.500	4	\$ 10.000
Lapiz pasta	\$ 200	4	\$ 800
Tablas sujeta documentos	\$ 3.500	2	\$ 7.000
Separadores de hoja 6 un	\$ 250	2	\$ 500

RIEL SOPORTE PARA ABRAZADERA CLIP-	\$ 650	24	\$ 15.600
		Subtotal	\$ 995.638

La tabla N° 5.6. indica el detalle sobre los materiales a comprar para realizar el proyecto.

Tabla N° 5.6. Materiales para el sistema fotovoltaico.

2.2. Materiales para instalación fotovoltaica			
Item	Precio	Cantidad	Precio total
CABLE SOLAR 4MM NEGRO PRYSUN 1,8KV 15351071 Metro	\$ 916	100	\$ 91.600
CABLE SOLAR 4MM ROJO PRYSUN 1,8KV 15150071 Metro	\$ 916	100	\$ 91.600
CAJA B-15 KO UNIVERSAL TAPA+EMPAQUETADURA ELECTRO	\$ 3.487	8	\$ 27.896
CAJA UNIVERSAL A-01 KO 100 x 65x 65 COMPLETA GALVANIZADO EN	\$ 3.628	25	\$ 90.700
CAJA DE DERIVACION A-11 100X100X65 GALVANIZADA 117524237	\$ 5.156	6	\$ 30.936
CAJA BLOQUEO GRUPAL VACIA 178563721 Abus	\$ 52.717	1	\$ 52.717
CONDUCTO GALVANIZADO 2Pg ANSIC80.1 237401566 FNX	\$ 30.569	8	\$ 244.552
FLEXIBLE MET LHALOGENO 50MM GRIS ROLLO 15 MT 237952129 Paulista	\$ 96.384	1	\$ 96.384
FLEXIBLE MET LHALOGENO 32MM GRIS ROLLO 15 MT 237951629 Paulista	\$ 41.961	1	\$ 41.961
CONDUCTO GALVANIZADO 1 14Pg ANSIC80.1 237401366 FNX	\$ 18.386	5	\$ 91.930
CONECTOR PARA FLEXIBLE CON PVC 32mm 9181834	\$ 1.289	8	\$ 10.312
CONECTOR PARA FLEXIBLE CON PVC 50mm 9182034 FNX	\$ 2.463	18	\$ 44.334
COPLA CONDUIT GALVANIZADA 2 PARA	\$ 1.905	14	\$ 26.670

CONDUIT RIGIDO 417431234 FNX			
CURVA CONDUCTO GALVANIZADA 1.14 23745434 FNX	\$ 6.560	8	\$ 52.480
COPLA CONDUIT GALVANIZADA 1.14 PARA CONDUIT RIGIDO 417430834 FNX	\$ 724	8	\$ 5.792
TUERCA GALVANIZADA C.C. 1.14 FX1110 8111034 FNX	\$ 207	8	\$ 1.656
HILO CORRIDO 58x1000mm. (EG) 337527037 MJM	\$ 6.721	6	\$ 40.326
CURVA CONDUIT GALV 2 MERY 23745688 Genérico	\$ 20.677	8	\$ 165.416
CURVA CONDUIT GALV 1.14 23745488 Genérico	\$ 9.306	6	\$ 55.836
Sellador adhesivo poliuretano 310 ml Lastic gris Cave	\$ 5.990	16	\$ 95.840
Adhesivo epóxico 1 kg sikadur 52 sika	\$ 26.290	3	\$ 78.870
Conector Solar Macho6MM 1500V	\$ 1.577	20	\$ 31.540
Conector Solar Hembra6MM 1500V	\$ 1.577	20	\$ 31.540
Llave conector MC4Spanner	\$ 2.592	2	\$ 5.184
Conector unión 35mm solar	\$ 1.173	15	\$ 17.595
Conector terminal 35mm Solar	\$ 1.173	10	\$ 11.730
Riel aluminio solar 4700 mm	\$ 31.547	4	\$ 126.188
Unión Riel Aluminio150mm Solar	\$ 1.417	6	\$ 8.502
Kit montaje solarPara techo metálico / 6 paneles	\$ 136.817	10	\$ 1.368.170
Conector a costanera180x66mm Solar	\$ 5.913	2	\$ 11.826
Protector Sobretensión 3P 1000V DC ZJBENY	\$ 45.000	4	\$ 180.000
Breaker DC 4P 1000V 16A Worldsunlight	\$ 55.200	4	\$ 220.800
Caja Fusible tipo Riel con Fusible 15A 1000V DC	\$ 5.980	4	\$ 23.920
Caja Fusible tipo Riel con Fusible 20A 1000V DC	\$ 5.980	8	\$ 47.840
DC Fuse 10x38mm 1000V 20A Suntree	\$ 3.163	8	\$ 25.304

DPS Suntime 3P 1000VDC 20-40KA	\$ 41.400	4	\$ 165.600
Fusible protector 10×38mm 15A 1000VDC	\$ 3.335	8	\$ 26.680
Combiner Box SHLX-PV 5/1 DC SUNTREE	\$ 350.000	2	\$ 700.000
BREAKER DC SM8 2P 1000VDC 80A Suntime	\$ 95.060	2	\$ 190.120
Limitador de Inyección Trifásico TPM-E Growatt	\$ 129.403	1	\$ 129.403
Medidor Bidireccional Trifásico Elster AS1440	\$ 304.750	1	\$ 304.750
Limpiador de paneles solares SPW 3.8L Polywater	\$ 42.900	3	\$ 128.700
Kit Espuma Selladora de conductos FST Polywater	\$ 86.192	3	\$ 258.576
Interruptor Automático 2P AC 25A CHINT	\$ 12.000	2	\$ 24.000
Diferencial Inmunizado Tipo A 25A CHINT	\$ 40.000	2	\$ 80.000
Diferencial Inmunizado Tipo A 63A Siemens Tetrapolar	\$ 82.000	1	\$ 82.000
Tablero Exterior Sobrepuesto 18 Módulos IP65	\$ 32.000	1	\$ 32.000
INTERRUPTOR SECCIONADOR ZJBENY 4P STRING 1200VDC	\$ 33.999	2	\$ 67.998
INTERRUPTOR SECCIONADOR 2P STRING 1200V DC	\$ 29.750	2	\$ 59.500
Repartidor Tetrapolar 7 Posiciones para Riel DIN	\$ 10.990	2	\$ 21.980
Repartidor Tetrapolar 180A 7 P+1	\$ 28.990	1	\$ 28.990
Caja de Combinación, Fusible Protec Sobretens y Switch DC	\$ 159.990	2	\$ 319.980
UNI-T Amperimetro de Tenaza y Medidor de Resistencia a Tierra	\$ 579.990	1	\$ 579.990
Base Ajustable Trasera 30°/60°	\$ 14.601	2	\$ 29.202
Tornillo autoperforante con golilla 12 x 2" 50 unidades	\$ 8.390	2	\$ 16.780
Tornillo cabeza lenteja 8mmx1/2" autoperforante	\$ 2.490	3	\$ 7.470

Tornillo autoperforante hexagonal con golilla goma 12x3" blister 100 unidades Imporper	\$ 23.000	3	\$ 69.000
Tornillo autoperforante 6-9 (crs)x1 5/8" negro Mamut	\$ 4.000	2	\$ 8.000
Tornillo autoperforante hexagonal N°10 x 1" con	\$ 14.000	1	\$ 14.000
Anclaje pared 1/4'' 2unid hueca gris. Vhe	\$ 4.390	8	\$ 35.120
Perno anclaje 1/4 x 3 1/4'' 10 unidades Imporper.	\$ 7.000	2	\$ 14.000
Perno anclaje 5/8 x 5" b1 Imporper	\$ 5.000	12	\$ 60.000
Cemento especial 25 kg Polpaico	\$ 3.780	12	\$ 45.360
Plancha zincalum 5V 0,35x895x2000 mm	\$ 8.930	5	\$ 44.650
Siding fibrocemento 6x190x3660 mm natural	\$ 5.490	45	\$ 247.050
Perfil corta gotera base acero galvanizado 0,5 mm 0,1x2,50	\$ 4.760	2	\$ 9.520
Perfil esquinero exterior acero galvanizado 0,5x120x2500	\$ 4.290	4	\$ 17.160
Tapagoteras acrílico 310 ml Zone goteras gris Dynal	\$ 4.390	6	\$ 26.340
	Subtotal		\$ 7.391.866

La tabla N° 5.7. indica los materiales a utilizar en la construcción de una caseta eléctrica enfocada a la ubicación y cuidado de los equipos de protección y potencia de la instalación.

Tabla N° 5.7. Materiales de caseta eléctrica.

2.3. Caseta Eléctrica			
Item	Precio	Cantidad	Precio total
PERNO ANCLAJE CAMISA UNC 12 4 x25 UNID 212002465 Mamut	\$ 18.663	1	\$ 18.663
Sellador adhesivo poliuretano 310 ml Lastic gris Cave	\$ 5.990	8	\$ 47.920
Adhesivo Volcafix saco 25 kg Volcán.	\$ 16.990	2	\$ 33980
Esquinero 30X30X0.4 mm 2,4 m (0,432 kg)	\$ 1.090	6	\$ 6.540

Estructural U 2X3" 0.85 mm 3 m (2,16 kg)	\$ 2.960	20	\$ 59.200
Cielo portante 40X18X10X0.5 mm 3 m (1,14 kg)	\$ 1.530	10	\$ 15.300
Omega normal 38X35X15X8X0.85 mm 3m (2,94 kg)	\$ 4.570	10	\$ 45.700
Estructural C 2X3" 0.85 mm 2,4 m (2,304 kg)	\$ 3.580	24	\$ 85.920
Perfil cielo 20X25X0.4 mm 3 m (0,75 kg)	\$ 1.690	6	\$ 10.140
Plancha yeso cartón ST 10x1200x2400 mm BR Volcán	\$ 5.880	5	\$ 29.400
Yeso 25 kg super blanco Volcán	\$ 5.390	3	\$ 16.170
Cinta para juntas yeso cartón 5 cm x 152 m weber.	\$ 5.290	2	\$ 10.580
Plancha yeso cartón 12,5x1200x2400 mm RF BR rojo	\$ 16.100	7	\$ 112.700
Aislante térmico acústico 55x400x10000 mm Fiber	\$ 7.190	2	\$ 14.380
Aislante Térmico 300g 50x2400mmx15mm 36m2	\$ 46.450	1	\$ 46.450
Rollo polietileno 10x1 m (20 m2) naranja estandard	\$ 4.590	1	\$ 4.590
Brocha 1"-1 1/2"-2" 3 piezas rojo McCarthy	\$ 3.490	2	\$ 6.980
Rodillo 23cm con cortagotas Condor	\$ 5.690	2	\$ 11.380
Lija para metal grano 120 Isesa	\$ 400	8	\$ 3.200
Pasta muro 1 tineta F-15 blanco Tajamar	\$ 15.090	1	\$ 15.090
arena 1 metro cubico	\$ 25.000	2	\$ 50.000
gravilla 1 metro cubico	\$ 27.000	1	\$ 27.000
Pino dimensionado premium 2x2 3,2 m	\$ 1.890	4	\$ 7.560
Tablero OSB 9,5x1220x2440 mm	\$ 14.600	4	\$ 58.400
Clavos terrano 1" especiales bolsa 1/2 kilo Inchalam	\$ 2.290	2	\$ 4.580
Clavo corriente 4" acero 1 kg Inchalam	\$ 2.990	2	\$ 5.980
Malla soldada 2,6x5,0m C-139 Acma	\$ 40.690	1	\$ 40.690
Puerta interior sinfonía hdf 60x200 cm masonite	\$ 29.190	1	\$ 29.190
Set marco puerta pino 40x90x5400 mm	\$ 15.290	1	\$ 15.290

Celosía plana plástico 23x23 cm blanco	\$ 590	8	\$ 12-720
		Subtotal	\$ 845-693

Para la correcta operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, la normativa vigente pide instalar una escalera y pasillo con dimensiones óptimas para la intervención por personal autorizado. En la Tabla N° 5.8. se indica el detalle.

Tabla N° 5.8. Materiales de caseta y pasillo.

2.4. Escalera y pasillo mantenimiento			
Item	Precio	Cantidad	Precio total
PERNO ANCLAJE CAMISA UNC 12 4 x25 UNID 212002465 Mamut	\$ 18.663	1	\$ 18.663
Perfil rectángulo 30X20X1,5 mm 6 m (6,36 kg)	\$ 6.650	3	\$ 19.950
Perfil cuadrado 75X75X2 mm 6 m (27 kg)	\$ 32.620	3	\$ 97.860
Perfil pletina 50X3 mm 6 m (7,08 kg)	\$ 16.790	6	\$ 100.740
Perfil pletina 32X3 mm 6 mt (4,52 kg)	\$ 10.990	12	\$ 131.880
Adhesivo epóxico 1 kg sikadur 52 sika	\$ 26.290	2	\$ 52.580
Acelerador de fraguado 4,5 lt sika 2 Sika.	\$ 24.490	2	\$ 48.980
Concreto hormigón 25 kg H20 preparado Presec	\$ 2.730	12	\$ 32.760
Bolsa de 5kg Electrodo 6011 West Arco Punta Azul de 2,40mm (3/32") diámetro	\$ 15.290	1	\$ 15.290
Soldadora Arco Manual Aotai Dura ARC-180II con 180A de trabajo y corriente 220V	\$ 215.290	1	\$ 215.290
Pisos Parrillas Grating FRP Gris 1 x 2 mt	\$ 183.800	60	\$ 11.028.000
Fijación Parrillas Grating FRP	\$ 2.988	120	\$ 358.560
Piola O Cable De Acero 5 Mm Rollo 100 Metros Galvanizado	\$ 56.990	2	\$ 113.980
Grampa Abrazadera Candado Para Cable De Acero De 3mm 12unds	\$ 2.490	120	\$ 298.800
Fijación Parilla FRP Tipo L (38x38)	\$ 3.590	30	\$ 107.700

Perfil cuadrado 50X50X2 mm 6 m (17,58 kg)	\$ 18.190	7	\$ 127.330
Anticorrosivo 1 galón Estructural negro mate	\$ 23.990	4	\$ 95.960
Cinta antideslizante 18m negro Alte	\$ 26.990	2	\$ 53.980
Tronzadora eléctrica 14" 2400 W 82HY1305-355 Hyundai	\$ 159.990	1	\$ 159.990
Disco corte fino 4 1/2 Indura	\$ 990	16	\$ 15.840
Disco corte metal 7" D-18683 recto Makita	\$ 990	6	\$ 5.940
Disco corte metal 9 cp Indura	\$ 1.990	4	\$ 7.960
Pala concretera cuadrada con mango madera bellota	\$ 16.990	2	\$ 33.980
Betonera eléctrica 130 litros volteo directo BVD-130E	\$ 15.000	5	\$ 75.000
	Subtotal		\$ 13.217.013

En la tabla N° 5.9. se detallan los materiales para construir la malla tierra del sistema.

Tabla N° 5.9. Materiales de malla tierra.

2.5. Malla tierra			
Item	Precio	Cantidad	Precio total
CABLE CU DESNUDO 4 AWG 7H 192 KGxKM (X MT)	\$ 2.874	50	\$ 143.700
Molde de grafito TPara cable 70x70mm ²	\$ 76.519	1	\$ 76.519
Molde para barra 1/2Para cable 70mm ²	\$ 76.514	1	\$ 76.514
Molde de grafito XPara cable 70x70mm ²	\$ 107.713	1	\$ 107.713
Carga exotermica 150Kit completo	\$ 8.021	30	\$ 240.630
Barra toma tierra 1/2"3,0 metros - Cobrizado 30/35U	\$ 11.363	5	\$ 56.815
Conector ParaleloPARA CABLE 6- 70MM2	\$ 10.470	2	\$ 20.940
Gel conductiva 7kGElectrogel	\$ 8.766	30	\$ 26.2980
	Subtotal		\$ 985811

En la tabla N° 5.10. se indican los valores de los equipos de transformación e inyección a utilizar durante el proyecto.

Tabla N° 5.10 Equipos de potencia.

2.6. Equipos de potencia			
Item	Precio	Cantidad	Precio total
Panel Fotovoltaico	\$ 414.611,110	28	\$ 11.609.111,1
Inversor	\$ 1.949.285	1	\$ 1.949.285
	Subtotal		\$ 2.725.237.612

En la tabla N° 5.11. se detalla las herramientas y equipos necesarios para instalar de manera correcta el sistema fotovoltaico.

Tabla N° 5.11. Detalle equipamiento y herramientas.

3.1. Detalle De Equipos y Herramientas			
Herramienta	Valor	Cantidad	Inversión
SET ALICATES 3 PIEZAS (P. REDONDA+UNIVERSAL+COR	\$ 31.735	2	\$ 63.470
TALADRO 10MM 450W 3400RPM MANDO RAPIDO 178100057 Makita	\$ 86.266	2	\$ 172.532
SET BROCA TI 4X75-5X86- 6X93-8X117-10X133 178821257 Makita	\$ 108.64	2	\$ 21.728
JUEGO DE HERRAMIENTAS - SF-SLPH SET VDE 121253994 Phoenix Contact	\$ 47.918	1	\$ 47.918
KIT HERRAMIENTA DESTORNILLADOR + TERMINALES + ESTUCHE 121242094	\$ 322.357	1	\$ 322.357
ESCALERA TIJERA FVID 1.86MT 175KG 1021284 Cuprum	\$ 110.506	1	\$ 110.506
ESCALERA TELESC FVID 7.3MT 2124284 Cuprum	\$ 299.147	1	\$ 299.147
LAUCHA ACERO 30 MTS FORRADA 479950497 Kalop	\$ 92.31	2	\$ 18.462
ALICATES DE CORTE DIAGONAL - CUTFOX-S VDE M DB 121283694	\$ 48.127	1	\$ 48.127
KIT ATORNILLADOR +BAT INTERNA+TRANSF+MALET PLAST+ACC	\$ 54.324	1	\$ 54.324
ESMERIL ANG 4 12 11000RPM 720W 178200157 Makita	\$ 68.850	1	\$ 68.850
ESMERIL ANG 7" 180MM 2200W 8500 RPM 178201857 Makita	\$ 99.174	1	\$ 99.174
SET 12 PCS PUNTAS MAGNETICAS PATORN 178852157 Makita	\$ 4.334	2	\$ 8.668
CURVADORA MANUAL PARA TUBO EMT 1 3141434 FNX	\$ 44.875	1	\$ 44.875

TENAZAS PARA PRENSAR - CRIMPFOX 6H 121204694 Phoenix Contact	\$ 274.052	1	\$ 274.052
HERRAMIENTA PARA DESAISLAR - WIREFOX-D 28 121217494 Phoenix	\$ 35.225	1	\$ 35.225
HERRAMIENTA APRIETA TERMINAL 22-6 AWG RYO-14 3101434 FNX	\$ 24.603	2	\$ 49.206
LINTERNA MANO P7R-CORE 1400 LUMENES 90HRS IP68 RECARG 21700	\$ 66.814	1	\$ 66.814
PC PRENSA PARA TERMINALES SIN AISLAR 0,34-2,5MM2 121206394 Phoenix Contact	\$ 187.325	1	\$ 187.325
MALETIN TOOL-BELTPOUCH EMPTY	\$ 72.815	1	\$ 72.815
CORTACABLES - CUTFOX 25 VDE 121212794 Phoenix	\$ 93.016	1	\$ 93.016
BROCA CONICA RECTA 24- 40mm 178820857 Makita	\$ 103.529	1	\$ 103.529
TIJERA RAPTOR 6 HERRAMIENTAS ACERO INOX 1104159 Leatherman	\$ 98.068	1	\$ 98.068
SOPLADOR AIRE 18000RPM SBAT 178620057 Makita	\$ 98.139	1	\$ 98.139
JUEGO DE HERRAMIENTAS - SF-LHEX SET 121254494 Phoenix Contact	\$ 76.264	1	\$ 76.264
ALICATE EXTENSIBLE AISLADO 9,5 1000V 3112834 FNX	\$ 12.793	2	\$ 25.586
Martillo demoledor 1500W D25901K-B2 Dewalt	\$ 1.699.990	1	\$ 1.699.990
Carro porta herramientas con ruedas Robust	\$ 47.990	1	\$ 47.990
Caja portaherramientas 13" Robust	\$ 11.990	1	\$ 11.990
Sierra mano 10" RS002-N Robust	\$ 2.890	2	\$ 5.780
Huincha de medir fibra de vidrio largo 50.0m S@nlon	\$ 14.990	2	\$ 2.9980
Nivel 3 aguas 48" RU-078N Robust	\$ 11.990	1	\$ 11.990
Cuchillo cartonero uso pesado antideslizante Robust	\$ 6.490	2	\$ 12.980

Juego formón para madera 3 piezas 16-125 Stanley	\$ 15.990	1	\$ 15.990
Martillo carpintero 450 gr Robust	\$ 8.890	2	\$ 17.780
Juego llaves 9007290 x12 piezas Robust	\$ 19.990	1	\$ 19.990
Tiza línea 100 pies caja plástico Stanley	\$ 8.590	2	\$ 17.180
Caimán curvo 10" Stanley	\$ 11.990	2	\$ 23.980
Alicate punta larga 6" Stanley	\$ 9.790	2	\$ 19.580
Llave francesa 10" pavonada Smart Tools	\$ 8.090	2	\$ 16.180
Alicate pelacables 10" THT15101	\$ 8.490	1	\$ 8.490
Disco diamantado segmentado 6 mm DD8 11520 S	\$ 3.990	2	\$ 7.980
Herramienta multipropósito 200W TE-MG 200CE Einhell	\$ 72.990	1	\$ 72.990
Mezclador cemento y pintura 1600W TE-MX 1600-2 CE Einhell	\$ 135.990	1	\$ 135.990
Mezclador mortero 90mm vastago 8mm KWB	\$ 17.990	2	\$ 35.980
ALARGADOR CARRETE 16A 4 ENCH 16A 220V IP67 SIN CABLE 56207635	\$ 48.911	2	\$ 97.822
Crimpiadora para Conectores MC4	\$ 41.200	2	\$ 82.400
Subtotal	\$ 4.589.572	66	\$ 4.953.209

En la tabla N° 5.12. se detallan los EPP necesarios durante el desarrollo del proyecto.

Tabla N° 5.12. Listado de EPP.

3.2. Listado De Implementos De Seguridad (EPP)			
Item	Precio	Cantidad	Precio total
Tapón auditivo desechable 80 pares naranja 3M	\$ 13.990	3	\$ 41.970
Protector solar FPS 50+ contenido 1 litro Attica.	\$ 10.490	1	\$ 10.490
Máscara para soldar fotosensible negro OPTECH Steelpro	\$ 33.590	1	\$ 33.590
Guante cabritilla natural Garmendia	\$ 2.790	15	\$ 41.850
Guante nitrilo poliéster mantenimiento azul/negro Promax	\$ 1.490	15	\$ 22.350
Chaleco geólogo XXL,XL,L,S,M gris Wrk Work	\$ 13.990	3	\$ 41.970
Kit protector auditivo MPA101 Wrk Work	\$ 6.990	1	\$ 6.990
Overol piloto talla XXL,XL,L,S,M azul Alaska	\$ 9.090	3	\$ 27.270
Visor policarbonato + casquete amarillo Steelpro	\$ 5.590	1	\$ 5.590
Faja apoyo lumbar con cinta reflectante talla L negro Garmendia	\$ 8.390	3	\$ 25.170
Botiquín primeros auxilios Steelpro	\$ 19.590	1	\$ 19.590
Extintor 4 kilogramos multipropósito pqs Fire Master	\$ 27.990	2	\$ 55.980
Arnés M/L 3 argollas + cabo mosquetón escala Garmendia	\$ 27.990	3	\$ 83.970
Lente classic Nitro verde/transparente McCarthy	\$ 1.790	8	\$ 14.320
Casco arnés tela 6 puntas V11245Treck	\$ 4.390	3	\$ 13.170
Zapato de seguridad hombre Delleker-lakehead Skechers	\$ 43.990	3	\$ 131.970
Guante soldador tradicional rojo EPP	\$ 4.000	2	\$ 8.000
Rollo cinta plástica peligro 50m Garmendia	\$ 5.000	1	\$ 5.000
Coletos soldador descarnado blanco Garmendia	\$ 10.990	1	\$ 10.990
Chaqueta descarnado soldador talla L blanco Garmendia	\$ 24.990	1	\$ 24.990
Rodillera acolchada negro Garmendia	\$ 9.990	3	\$ 29.970

Cono señalización 18" Heavy duty	\$ 13.990	4	\$ 55.960
Cono vial 70 cm rojo	\$ 11.990	4	\$ 47.960
Visor policarbonato 8 x 16 cm incolore Garmendia	\$ 4.390	1	\$ 4.390
Kit respirador Contra Sílice Wrk Work	\$ 19.990	2	\$ 39.980
Cadena conectora de conos Lorenzini.	\$ 7.190	3	\$ 21.570
Malla cerco faena 1x45,7m plástico naranja RFX	\$ 20.000	2	\$ 40.000
Legionario cubre cuello naranja Alaska	\$ 3.990	3	\$ 11.970
	Subtotal		\$ 877.020

5.5. Factibilidad de proyectos fotovoltaico en Chile.

Se estima una inversión inicial cercana a los 90 millones de pesos para cubrir el costo del 100% del consumo energético del edificio Amffal e implementar un sistema fotovoltaico acorde al consumo general. Lo cual consiste en la adquisición de materiales que cumplan con la normativa vigente, construcción de estructura e instalación de los paneles fotovoltaicos, instalación de tableros de fuerza, inversores y construcción de caseta eléctrica para equipos de medida del sistema.

Los beneficios del proyecto incluyen la generación de energía renovable, reducción de costos energéticos, la sostenibilidad, posicionamiento de la empresa como industria verde en el mercado regional, reducción de los impactos por el uso de hidrocarburos y la independencia energética.

A lo largo del tiempo, el proyecto generará ahorros sustanciales en la factura eléctrica, lo que permitirá amortizar la inversión inicial. Por estos motivos, se espera que el proyecto alcance el punto de equilibrio y comience a generar beneficios económicos desde los 7 años de operación.

Según información dispuesta en el sitio oficial del Ministerio de Energía los costos por kWp declarados durante el año 2019 para sistemas fotovoltaicos de 10 a 30 kWp tienen un promedio de \$ 1.025.700 (Ver Figura 5.38). Este valor está sujeto a una gran

variación debido al impacto monetario que supone la implementación de un sistema de esta capacidad para las empresas, la adquisición de los equipos de equipos, paneles y construcción presentan la mayor concentración del valor, lo que puede cambiar según diversas estrategias económicas que presente la organización que quiera implementar un sistema fotovoltaico (convenios, compromisos medioambientales, posicionamiento de marca, entre otros).

Los valores dispuestos en figura 5.38 son valores Neto.

Figura 5.38. Costos declarados de proyectos llave, año 2020.

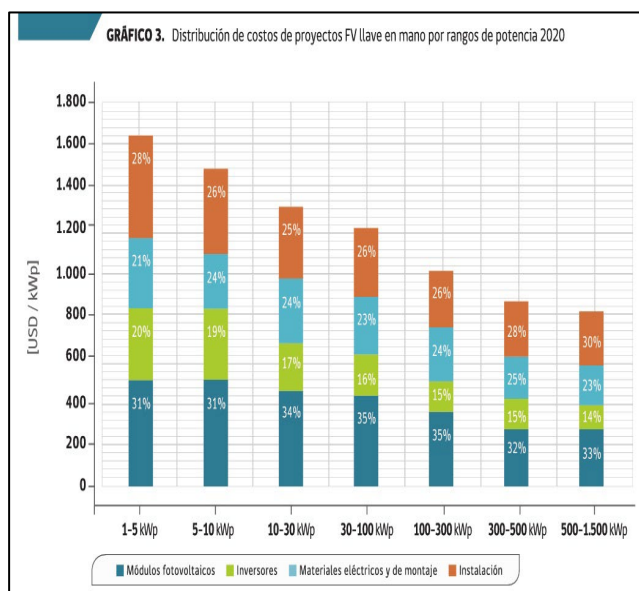
TABLA 2. Costo declarado de proyectos llave en mano por rango de potencia 2020 en CLP, sin IVA				
Costo proyectos llave en mano pesos chilenos [CLP/kWp]				
Rango de potencia [kWp]	Promedio	Mediana	Mínimo	Máximo
1 a 5	1.279.367	1.250.000	761.000	2.394.000
5 a 10	1.151.102	1.100.000	755.000	2.170.000
10 a 30	1.025.700	977.611	750.000	1.600.000
30 a 100	943.347	882.000	680.000	2.187.178
100 a 300	790.319	760.000	575.860	1.300.000
300 a 500	678.612	640.000	560.000	860.000
500 a 1.500	640.645	600.000	550.000	780.000

Fuente: Ministerio de Energía 2020.

5.5.1. Distribución de costos de proyectos llave en mano.

En base al índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile (2020) se realiza la comparación de costos del proyecto desarrollado.

Figura 5.39. Gráfico de distribución de costos de proyectos FV llave en mano por rangos de potencia 2020.



Fuente: Ministerio de Energía.

Los datos obtenidos de la figura 5.39 indican como se concentran los recursos económicos en los rangos de 100 a 300 kWp según el siguiente orden:

- Módulos Fotovoltaicos: 35%.
- Inversores Fotovoltaicos: 15%.
- Materiales eléctricos y de montaje: 24%.
- Instalación: 26%.

De la figura 5.39 se infiere que el coste de la instalación fotovoltaica depende principalmente del precio de los equipos de potencia y los costos directos por adquisición de materiales e implementación del sistema. El precio medio de una instalación solar básica se sitúa en torno a los \$ 400 Euros por metro cuadrado, con una producción media de energía de entre 10 y 15 kWh mensuales por m². Además, hay que tener en cuenta otros gastos como la mano de obra, contadores, cableado y permisos, que pueden rondar los \$ 1.200.000.

Al calcular el Sistema fotovoltaico para una carga de 202.160 kW/día:

$$202,160 \text{ [kWh]} / 15 \text{ [kWh]} = 13,47.$$

$$13,47 * 400 \text{ [Euros]} = 5.388 \text{ [Euros]}$$

$$945,86 \text{ [CLP]} * 5.388 \text{ [Euros]} = \$5.096.293,68$$

- IVA = 19 % = \$968.295,79

$$\$5.096.293,68 + \$968.295,79 = \$6.064.589,479$$

El valor para una producción promedio de 15 kWh por m² es de \$ 6.064.589,479. El cual equivale a 26%.

Respecto al costo del Inversor:

- Valor inversor = 2.066,30 (Euros)

$$2.066,30 \text{ [Euros]} * 945,860 \text{ [CLP]} = \$1.954.430,518$$

$$\$1.954.430,518 * 2 \text{ (unidades)} = \$3.908.861,036$$

El valor para una producción del 100% de la potencia necesaria es de \$ 3.908.861,036, lo cual equivale al 15%.

Respecto a los módulos fotovoltaicos

- Precio modulo fotovoltaico = 439,50 [Euros]

$$439,50 \text{ [Euros]} * 945,86 \text{ [CLP]} = \$ 415.705,47$$

$$\$ 415.705,47 * 60 \text{ (unidades)} = \$24.942.328,2$$

El valor por la adquisición de los módulos fotovoltaicos es de \$ 24.942.328,2. lo cual equivale al 35 %. Este valor podría variar dependiendo del tipo de módulo a utilizar.

Mismo caso para los materiales, el costo por su adquisición dependerá de qué manera el directorio de Amffal haga efectiva la construcción del sistema fotovoltaico.

5.6. Factibilidad de proyectos fotovoltaico en Chile.

En base a lo analizado en el capítulo V, al comparar los resultados de simulación 1, 2 y 3, se puede determinar lo siguiente:

- La diferencia entre la Simulación N° 1 y Simulación N° 2 es despreciable desde el punto de vista de los costos que asumirá la empresa Amffal, ya que varía al presentar una supervisión del ingeniero de proyecto durante toda la ejecución, lo que impacta directamente sobre el tiempo de devolución de la inversión de 2,8 años a 4,2 años. Por este motivo, se considera que entre estas dos simulaciones la óptima es la Simulación N° 2.

De esta manera, se hace necesaria la presencia de un profesional capaz de gestionar todos los procesos durante la ejecución del proyecto, que busque mejorar las variables constructivas y económicas con el fin de optimizar los costos y tiempos del proceso constructivo.

No obstante, al analizar los costos asociados a la Simulación N° 3 se logra identificar que la mayor inversión se concentra en los materiales para la instalación fotovoltaica equipos y herramientas, donde se incluyen cables, planchas, tipos de enfierradura, kits de herramientas específicas, entre otros. Si bien son materiales necesarios para el proyecto, se podría reducir el costo por la adquisición de estos al realizar algún acuerdo de exclusividad con proveedores locales, lo que permitiría mejorar los precios sujetos a esta simulación y así, reducir el periodo de amortización con descuentos.

CONCLUSIONES

En respuesta al problema de consumo del edificio, según lo establecido en este documento, se logra analizar los meses y horarios más críticos que presenta dicho comportamiento energético. Por lo tanto, basándonos en aspectos como el acceso y espacio físico donde será ubicada la estructura, capacidad de inyección energética necesaria, equipos de potencia e inversión futura, se concluye que la mejor opción para una posible implementación futura del sistema de autogeneración fotovoltaico es la que corresponde al 50% de inyección del arreglo con supervisión del ingeniero de proyecto durante toda su ejecución.

Dicha opción otorga mayor flexibilidad económica para la empresa y representa un riesgo menor de inversión según la época donde se vaya a desarrollar. Para el año 2024 se espera un alza en la implementación de sistemas de autogeneración lo cual podría impactar positivamente en los precios de los materiales.

Por otro lado, la implementación de un proyecto que represente el 50% del consumo energético aportará en gran medida al posicionamiento de Amffal como líder en el mercado de las industrias con energías verdes, reducción a la huella de carbono de sus procesos, liberación de potencia de la red de distribución y representa una nueva unidad de negocio que la empresa puede aprovechar según sus estrategias comerciales.

No obstante, la implementación del sistema fotovoltaico considerando el 100% de inyección energética, sería una muy buena opción siempre que la empresa logre generar acuerdos comerciales con proveedores de materiales eléctricos y de construcción para reducir los costos por adquisición de estos. Esto es una variable que no puede ser analizada de manera objetiva y depende en su totalidad del presupuesto con el que cuente la organización y las decisiones internas de esta.

Además, si se desea aumentar la potencia de inyección, separar cargas o implementar un sistema de almacenamiento energético, el diseño del proyecto estará bajo la normativa vigente y calculado para la totalidad del consumo del año 2023.

BIBLIOGRAFIA

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (s.f.). Explorador solar. [Explorador Solar \(minenergia.cl\)](http://minenergia.cl)

Ministerio de Energía (2019). Pliegos Técnicos consignados en el DS N°8/2019. Recuperado de <https://www.sec.cl/reglamento-de-seguridad-de-las-instalaciones-de-consumo-de-energia-electrica-decreto-08/>

Superintendencia de Electricidad y Combustible.. (30 de Diciembre de 2020). RGR N° 02 Instrucción Técnica - Diseño y Ejecución De Las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red. Chile. Recuperado de https://www.sec.cl/wpfd_file/rgr-n-02-2020/

Superintendencia de Electricidad y Combustibles.. (11 de Agosto de 2021.). RIC N09 - Sistemas de Autogeneración.. Chile Recuperado de https://www.sec.cl/wpfd_file/ric-n09-sistemas-de-autogeneracion/

ANEXOS

Anexo N° 1: Características de Módulo Fotovoltaico.

Producto	Marca
Módulo Fotovoltaico	JINKO SOLAR

Modelo	Potencia Máx. (kW)	Rendimiento (%)	Voltaje en el punto máximo de potencia (Vmp) (V)
JKM570N-72HL4-BDV	0,57	22,07	42,29

Corriente de corto circuito (Isc) (A)	Número de celdas	Peso (kg)
14,25	144	32

Anexo N° 2: Características del Inversor.

Secuencia	Producto	Marca	Modelo	Rango voltaje DC de entrada (volt)
1046	INVERSOR	SAJ	R5-20K-T2	180-950

Potencia máxima de salida AC (kW)	Rendimiento máximo en (%)	Peso (Kg)	Dimensiones (mm)
20,0	98.8	29	530/490/210

Anexo N° 3: Boleta de consumo.

 COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. RUT: 76.411.321-7 GIRO: Distribución de energía eléctrica. CASA MATRIZ: Av. Presidente Riesco 5561, Piso 17, Las Condes.	R.U.T.: 76.411.321-7 FACTURA ELECTRÓNICA N° 19941088 <small>S.I.L.-SANTIAGO ORIENTE</small>						
Sr. (a) Pino y Labarca Limitada Rut: 78.747.370-9 Giro: Recuperación y Reciclamiento de Desperdi Dirección de Envío: LOS CARRERA 6211 COPIAPO COPIAPO Ruta: L0424006-0046 Var. Corresp: RMAF	N° CLIENTE: 9417932 Fecha de emisión: 03 Jul 2023 Observaciones de reparto: Dirección Comercial: LOS CARRERA 6211 COPIAPO						
¿Cuánto debo? Total a pagar \$2.540.000 <small>Monto del Periodo 31 MAY - 30 JUN Incluye saldo anterior.</small> <small>*Revisa el detalle de tu cuenta al reverso de esta página →</small>							
¿Hasta cuándo puedo pagar?	Fecha de vencimiento 21 Jul 2023 <small>(A partir de esta fecha se originarán intereses y se te cobrará un cargo adicional por pago fuera de plazo)</small> Corte a partir de 07 Ago 2023 <small>(Motivo: No pago saldo anterior)</small>						
Cupón de pago	<table border="1"><thead><tr><th>N° Cliente</th><th>Fecha de vencimiento</th></tr></thead><tbody><tr><td>9417932</td><td>21 Jul 2023</td></tr><tr><td>Total a pagar</td><td>\$ 2.540.000</td></tr></tbody></table>  04011526350431941793200025400006	N° Cliente	Fecha de vencimiento	9417932	21 Jul 2023	Total a pagar	\$ 2.540.000
N° Cliente	Fecha de vencimiento						
9417932	21 Jul 2023						
Total a pagar	\$ 2.540.000						
Último Pago: el 06 Jun 2023 por un monto de \$ 2.619.500 vía Servipag							

¿Problemas con el servicio de electricidad?

Si tienes alguna consulta o reclamo con respecto al servicio, puedes contactarnos a través de nuestros distintos canales.

Fono Cliente
800 800 767



www.cge.cl | @CGE_Clientes

¿Qué hago si mi problema no se ha resuelto?

Contáctate con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entidad que vigila que las personas cuenten con un servicio seguro y de calidad en los sistemas de electricidad y combustibles.

2 2712 7000

600 6000 732

www.sec.cl



Datos de mi suministro

Dirección suministro: LOS CARRERA 6211

COPIAPO

COPIAPO

Subestación: Plantas

Sector Tarifario: Copiapó Stxb-1-a

Potencia Conectada: 26.33

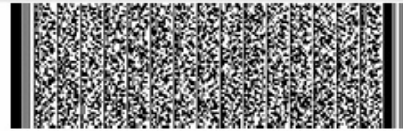
Fecha término de tarifa: 30/03/2024

Fecha límite para cambio de

tarifa: 29/02/2024

Tipo de tarifa contratada: AT 3 PRESENTE

EN PUNTA - MEDICION BT



Timbre Electrónico S.I.I. Res. 80 de 22/08/2014
Verifique documento: www.sii.cl

PAGO PRESENCIAL



PAGOS POR INTERNET

- www.bancoestado.cl
- www.sencillito.com
- www.bancochile.cl
- www.santander.cl
- www.unired.cl
- www.servipag.com

OFICINAS COMERCIALES

Lunes a viernes de 8:30 a 13:30 hrs.

Copiapó: Av. Circunvalación 51 - **Vallenar:** Marafón 831 - **Chañaral:** Esmeralda 543 - **Caldera:** Cousiño 495

Oficinas con otros horarios

Diego de Almagro: J. Martínez 1402, local 1 (miércoles de 9:30 a 14:30 hrs.)

Huasco: Craig 343 (miércoles de 9:30 a 14:30 hrs.)

PAGO AUTOMATICO CUENTAS (PAC)

Banco de Chile • Banco Estado • Scotiabank
BCI • Corpbanca • BICE • Santander • Itaú
Security • Banco Falabella • BBVA

PAGO EN OFICINA VIRTUAL

- www.cge.cl



Detalle de mi cuenta

Servicio Eléctrico

Administración del Servicio	\$	1.339
Transporte de Electricidad	\$	120.451
Cargo por Servicio Público	\$	4.251
Cargo Fondo de Estabilización Ley 21.472	\$	17.218
Electricidad Consumida (6,065 kWh)	\$	504.038
Recargo por Lectura en Baja Tensión de Consumos de Clientes de Alta Tensión	\$	31.293
Cargo por Potencia Presente en Punta (43,92 kW)	\$	390.067
Pago de la Cuenta Fuera de Plazo	\$	236
Interés	\$	29.825

Otros Cargos

Ajuste para Facilitar el Pago en Efectivo, Mes Anterior	\$	71
Ajuste para Facilitar el Pago en Efectivo, Mes Actual	\$	- 66

Saldo Anterior Vencido

Saldo Anterior Servicio Eléctrico (implica corte después del 07/08/2023).	\$	1.201.046
Otro Saldo Anterior	\$	35.554

Total exento	\$	21.469
Total neto	\$	1.077.249
19% IVA	\$	204.677
Total Emisión	\$	1.303.395
Otros	\$	5
Saldo anterior	\$	1.236.600

Total a pagar \$ 2.540.000



Resumen de Inyecciones y Remanente	
Remanente del mes anterior reajustado	\$ 0
Inyecciones del mes actual valorizadas	\$ 0
Descuentos del mes por Generación Distribuida	\$ 0
Remante acumulado para el mes siguiente	\$ 0

(*) Los montos informados en cuadro Resumen de Inyecciones y Remanentes corresponden a montos exentos. Para mayor detalle, revisa el anexo disponible en nuestro sitio web.

Valores sin iva incluido/tarifas fijadas según decreto N°11T/2016. (publicado en diario oficial el 24-08-2017)

¿Qué significa lo que estoy pagando?

Transporte de la electricidad:

Monto que se paga por el uso de las torres y subestaciones que llevan la electricidad desde donde se produce hasta las afueras de la ciudad y que depende de la cantidad de electricidad consumida.

Ajuste para facilitar el pago en efectivo, mes anterior:

Monto cobrado en la cuenta actual y que fue descontado el mes anterior para evitar pagar o recibir vuelto con monedas de \$1 ó \$5.

Mi consumo en el mes actual

Para determinar cuánta electricidad consumiste en el mes se considera lo que marca tu medidor en la 'lectura actual' y se le resta lo que marcó en tu 'lectura anterior'.

Periodo de lectura: 31/05/2023 - 30/06/2023 Fecha estimada próxima lectura: 31/07/2023

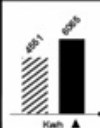
Medidor	Propiedad	Lecturas	Constante	Consumo medidor	
51627190	Cliente	Actual	131.461 kWh	1	6.065 kWh
		Anterior	- 125.396 kWh		
		6.065 kWh			
51627190	Cliente	Actual	152 kWh	1	0 kWh (Inyecciones)
		Anterior	- 152 kWh		
		0 kWh			
Consumo total del mes = 6.065 kWh					

Demanda máxima leída: 26,12 kW

¿Cuál fue mi consumo en los últimos 13 meses?

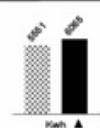


Mismo mes del año pasado



Este mes consumiste aproximadamente 33% más energía que el mismo mes del año pasado.

Mes pasado



Este mes consumiste aproximadamente 9% más energía que el mes pasado.



Lavadora

Utilice su lavadora siempre con carga completa y de preferencia con agua fría. Cuando seque la ropa, prefiera hacerlo al sol y no en la secadora.



Refrigeración

No introduzcas alimentos calientes en tu refrigerador. Así evitarás que tu refrigerador consuma electricidad adicional.



ANEXO II: BALANCE DE CARGOS DE SUMINISTRO E INYECCIONES POR GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1.- DETALLE DEL CLIENTE				
Nombre del Cliente	Pino y Labarca Limitada		Sistema de descuento por Generación distribuida	Individual
Dirección del Cliente	LOS CARRERA 6211 COPIAPO COPIAPO			
N° de Cliente	9417932	Folio	19941088	
Fecha Emisión de Facturación	03-07-2023	Ruta	L0424006-0046	
Opción Tarifaria	AT 3 PRESENTE EN PUNTA - MEDICION BT		Opción de Pago Remanentes	Si, Conectado previo Ley N°21.118
Periodo de Lectura	31-05-2023 - 30-06-2023			

2.- DETALLE DE ENERGÍA CONSUMIDA E INYECTADA							
Item	Tipo de Medida	Medidor	Propiedad	Lectura Anterior	Lectura Actual	Constante	Consumo/ Inyección (kWh)
2.1	Consumo Energía	51627190	Cliente	125.396	131.461	1	6.065
2.2	Inyecciones	51627190	Cliente	152	152	1	0

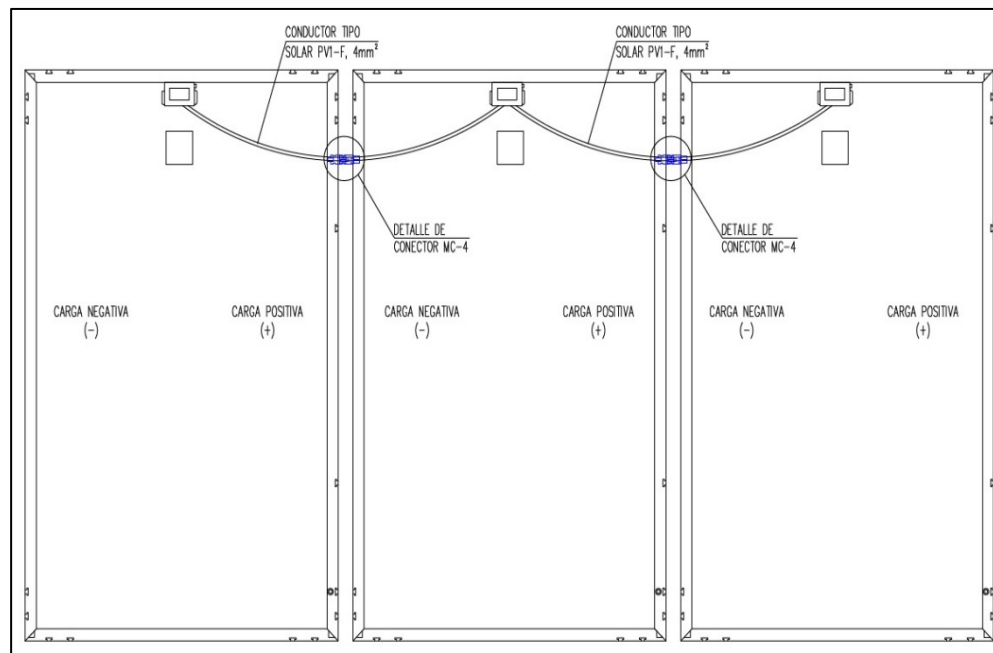
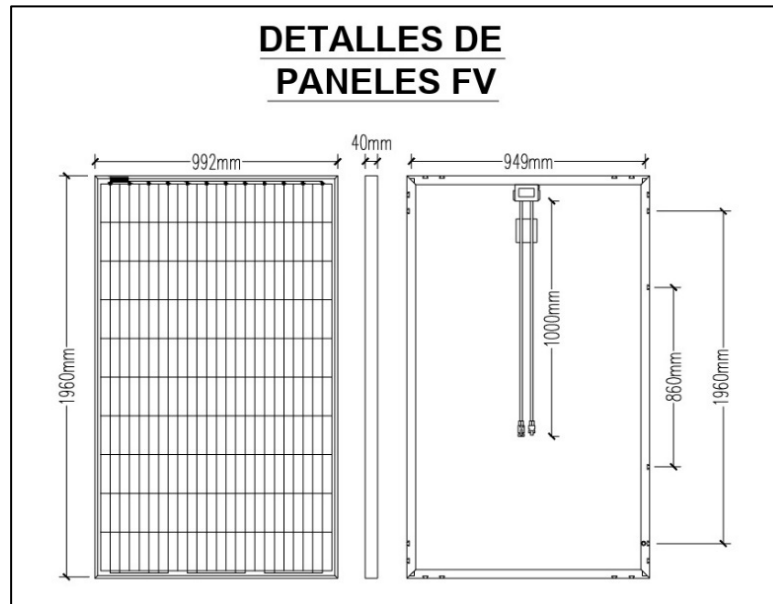
3.- VALORIZACIÓN DE CARGOS DE SUMINISTRO Y ENERGÍA DEL MES ACTUAL				
Item	Tipo de Medida	Cantidad (kWh)	Valor Neto (\$/kWh)	Monto Total Neto(\$)
Consumo Suministro				
3.1	Cargo por Energía (base e Inyectada)	6.065	83.11	504.038
3.2	Cargo por demanda máxima de potencia leída	0	0	390.067
3.3	Recargo por factor de potencia	0	0	0
3.4	Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión	0	0	31.293
3.5	Cargo Fijo Mensual	0	0	1.339
3.6	Cargo por Uso del Sistema de Transmisión	6.065	19.86	120.451
3.7	Cargo por Servicio Público	6.065	0.70	4.251
3.8				
3.9				
3.10				
Total Cargos Neto				1.051.439
<small>(Item 3.1 + Item 3.2 + Item 3.3 + Item 3.4 + Item 3.5 + Item 3.6 + Item 3.7 + Item 3.8 + Item 3.9 + Item 3.10)</small>				
Inyecciones				
3.11	Inyecciones del mes	0	0	0

4.- DESCUENTOS Y REMANENTES DE ENERGÍA	
Remanente para descontar	\$
Remanentes mes anterior (A) <small>(Es la valorización de la energía inyectada que no logró ser descontada de las facturaciones anteriores)</small>	0
IPC(B)	0%
Remanente del mes anterior reajustados C) = (A)*(1+(B)) <small>(Es la valorización de la energía inyectada que no logró ser descontada de las facturaciones anteriores reajustadas según IPC)</small>	0
Monto disponible para descontar (D) = (Inyecciones del mes + (C))	0
Descuento por inyecciones de energía a la red del mes (E) <small>Corresponde al total de descuentos utilizados para cubrir el total de cargos. No puede ser mayor que el "Total Cargos" de la tabla 3)</small>	0
Remanente acumulado para el mes siguiente (D) - (E) <small>(Corresponde al monto que no pudo ser descontado en el mes)</small>	0
Remanente próximos a vencer <small>(Solo aplica para clientes sin pago de remanentes, correspondiendo a la empresa distribuidora llevar el control anual del seguimiento de remanentes que no sean descontados para el cumplimiento del inciso final del artículo 149ter de la LGS)</small>	0
Fecha de pago de remanentes según contrato suscrito: <small>(Aplica para clientes con opción de pago de remanentes)</small>	Enero 2024

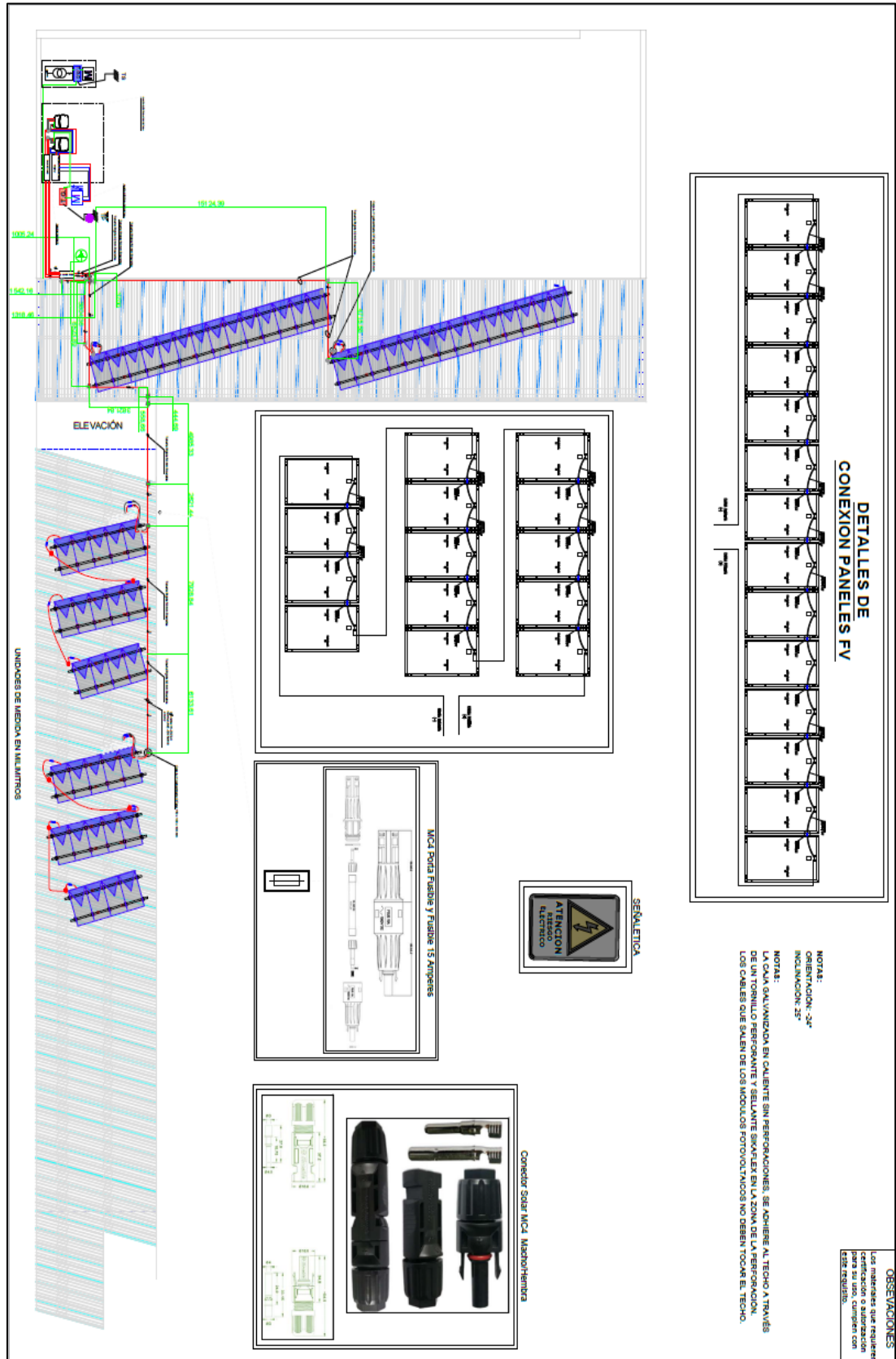
5.- RESUMEN DE CARGOS DE SUMINISTRO NETO Y DESCUENTOS POR GENERACIÓN DISTRIBUIDA	
Total cargos de suministro neto	1.051.439
Descuento neto del mes por Generación Distribuida	0

INFORMACION ADICIONAL

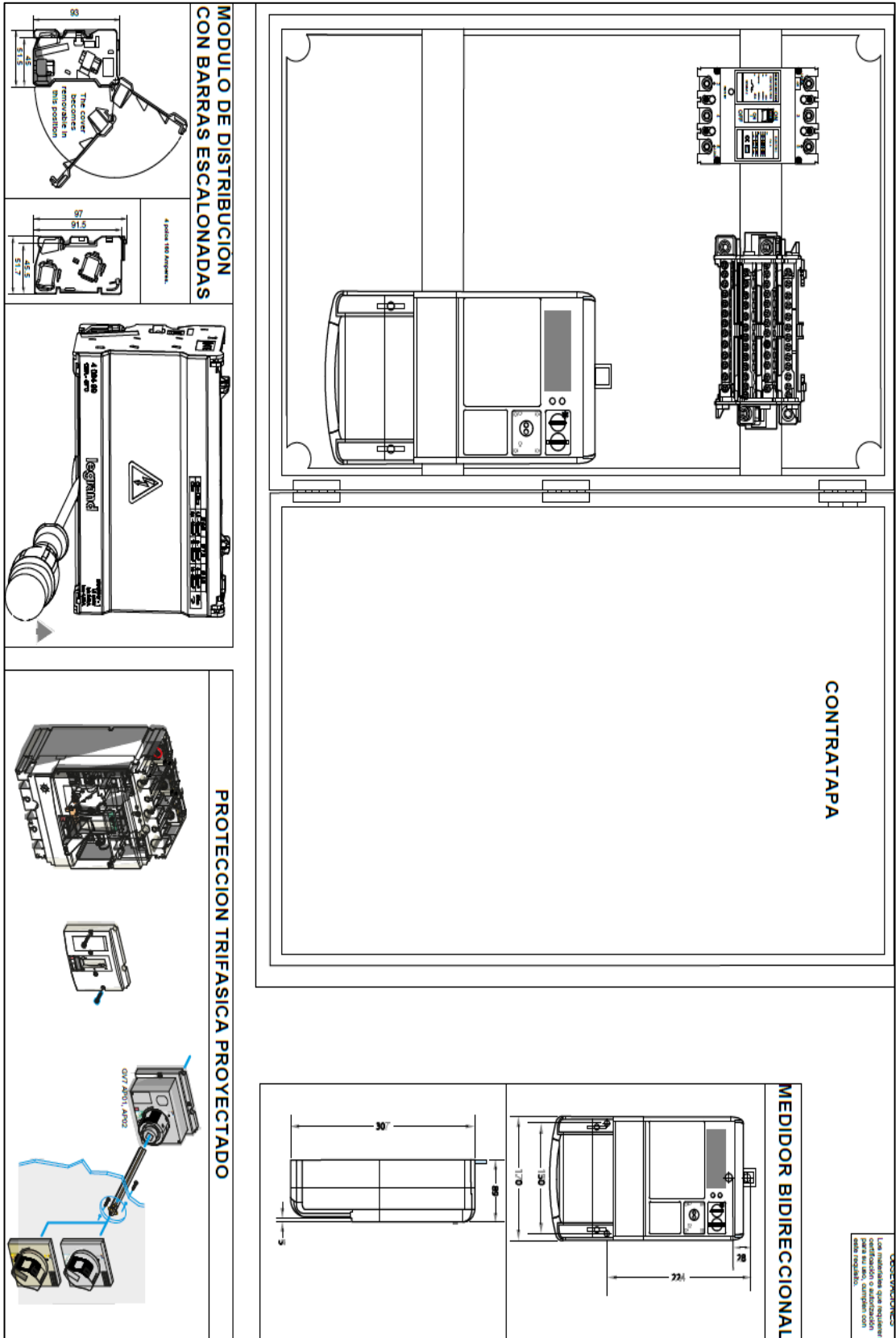
Anexo N° 4: Tipo de conexionado en paneles fotovoltaicos.



Anexo N° 5: Emplazamiento general sistema FV.

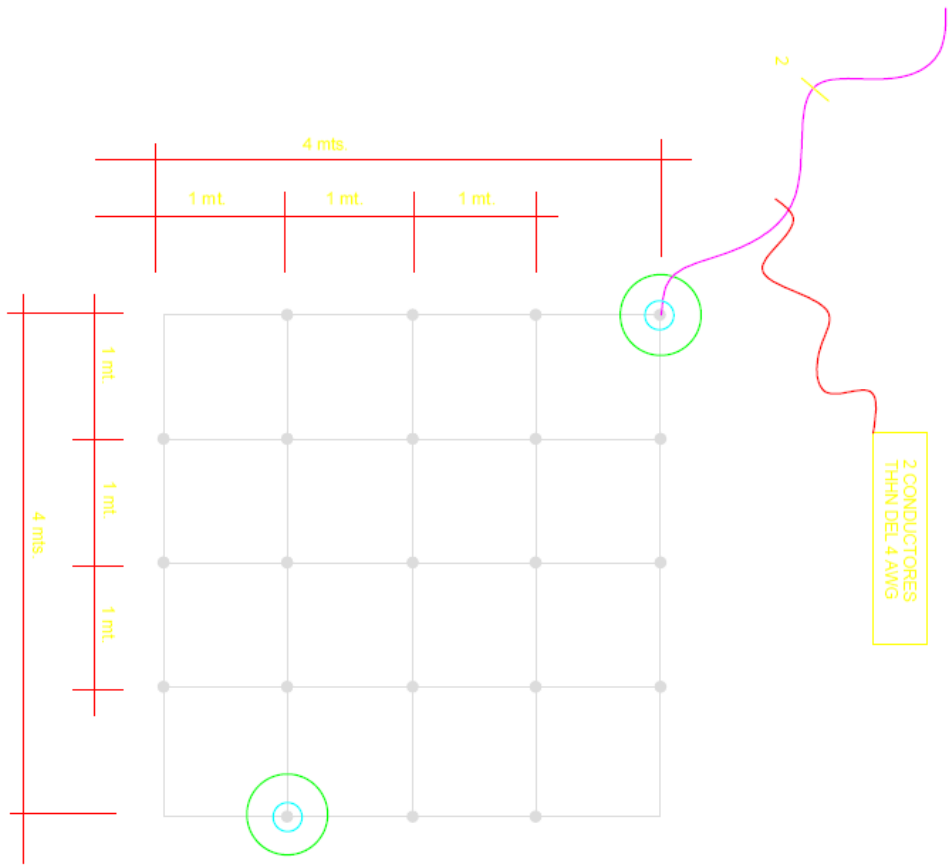


Anexo N° 6: Detalle Tablero Distribución trifásico.



Anexo N° 9: Detalle de Malla Tierra.

DETALLE TIERRA B.T.



DETALLE CONEXION TIPO "GR" CABLE A PICA			
CABLE CALIBRE	TIPO	MOLDE N°	TIEMPO CUANTIDAD EN 9
PICA	TERMINACION	GR-181V	90
#3/4"	#2	GR-181V	90
		GR-182B	90
#1/2"	#1/2"	GR-182B	150
		GR-182D	150

DETALLE CONEXION TIPO "CRUZ"			
2/0	2/0	MSM-202G	#200

DETALLE CONEXION TIPO "TIE"			
2/0	2/0	TAC-202G	#90

DETALLE CONEXION TIPO "VS"			
2/0	VS	VSC-2G	#90