UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO – CHILE

“DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA ESTABLECIMIENTO EDUCACIONAL CON PLAN DE CAPACITACIÓN A LA COMUNIDAD DIRECTAMENTE BENEFICIADA”

PAULA INÉS CASTRO MELO

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: ING. MAURICIO OSSES ALVARADO
PROFESOR CORREFERENTE: DR. PATRICIO VALDIVIA LEFORT

DICIEMBRE – 2019

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Margot y Raúl, quienes con esfuerzo me entregaron las primeras herramientas para llegar donde estoy. Con su ejemplo a través de los años me enseñaron ante todo a perseverar, aunque el camino esté cuesta arriba muchas veces.

A Gerardo, quien me dio su apoyo sincero e incondicional en esta etapa final, y me acompañó como la gran persona que es desde el inicio de este camino hasta el último día.

A las amistades formadas en este camino, que se mantienen hasta hoy con su apoyo constante y mutuo en cada situación que se presente. Amara, Romi, Estefi, Nati, Pame, Feña y Alito, por cada momento que vivimos todo el tiempo que duró nuestro paso por la U y en adelante. Sobre todo, agradezco a Abril por su amistad leal y sincera a lo largo de los últimos años, por tantos intereses mutuos y su apoyo desinteresado.

A Orietta, por estar conmigo en momentos buenos y no tanto, y porque a pesar de los tiempos de cada una la amistad siempre ha sido más fuerte y hemos sabido cuidarla.

A mis tíos Gastón, Nelly, Verónica y Edgardo, que a la distancia siempre me han dado su cariño y apoyo. Igualmente, a mis primos, que los llevo en el corazón.

Le agradezco profundamente a todos los profesionales que aportaron al desarrollo de esta Memoria de Título con la entrega de documentación, reuniones y entrevistas. Por lo anterior, muchas gracias al Sr. Fabián Villagra, Sr. Salvador Varas, Srta. Marisela Rojas, Srta. María José Valenzuela, Sr. Cristián González, Sr. Eduardo Contreras y Sr. José Etcheverry.

Por último, gracias a aquellas y aquellos que salieron con anhelo y convicción de un país más justo y no volvieron, para ellos y quienes siguen afuera, un saludo especial.

Resumen

El siguiente documento presenta la investigación recabada sobre la situación actual y la previa evolución de las ERNC a nivel global y en nuestro país, centrándose principalmente en la energía solar fotovoltaica como alternativa de generación eléctrica de autoconsumo. Con el apoyo de dicha información, además de bases de datos meteorológicos y de un software de modelación fotovoltaica, se diseña un sistema solar para un establecimiento municipal de la comuna de San Joaquín, Santiago (Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur – CEMHAA).

Los resultados que se obtienen del software de modelación se contrastan con el consumo eléctrico histórico que presenta el establecimiento, a partir de lo cual se estima que el ahorro asociado a la instalación del sistema sería de $\$2.575.485$.

Además, por las características específicas del sistema y la infraestructura del lugar, se realiza un *trade–off* con tres alternativas distintas de inversores y se realiza un respectivo análisis técnico económico y una evaluación social al respecto, de acuerdo a la metodología propuesta por el Ministerio de Desarrollo Social.

El sistema propuesto pretende contribuir con cerca del 25% de energía que consume anualmente el establecimiento, mediante dos arreglos fotovoltaicos de inclinación fija paralela al techo del establecimiento, conformados por 30 módulos cada uno, que entregan una potencia de $9{,}48[kW]$, y dos inversores de $10[kW]$.

En paralelo al diseño, se elabora un manual de apoyo al establecimiento con la información principal que permita enseñar y concientizar a alumnos, profesores y/o funcionarios en materias de energías renovables y recurso solar; este documento quedará a libre disposición del colegio.

Abstract

The following document presents the research collected about the current situation and the evolution of NCRE at a global level and in our country, focusing mainly on photovoltaic solar energy as an alternative for self-consumption electricity generation. With of this information, in addition to meteorological databases and photovoltaic modeling software, a solar system is designed for a municipal school in San Joaquín, Santiago (Horacio Aravena Andaur – CEMHAA).

The results obtained from the modeling software are contrasted with the historical electricity consumption presented by the establishment, from which it is estimated that the saving associated with the installation of the system would be 2.575.485 chilean pesos.

Also, due to the specific characteristics of the system and the infrastructure of the place, a trade-off is carried out with three different investor alternatives and a respective economical technical analysis and a social evaluation are carried out, according to the methodology proposed by the Ministry of Social Development.

The proposed system aims to support with about 25% of the energy consumed annually by the establishment, by means of two fixed-inclination photovoltaic arrays, parallel to the roof of the establishment, consisting of 30 modules each, which deliver a power of $9{,}48[kW]$, and two inverters of $10[kW]$.

In parallel to the design, a manual of support to the establishment is elaborated with the main information that allows to teach and sensitize students, professors and/or civil servants in matters of renewable energies and solar resource. This document is given freely to the school.

Glosario

Para el propósito de este documento, se aplican los siguientes términos y definiciones. Estas definiciones han sido extraídas de la bibliografía utilizada.

Feed-in: Instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las ERNC a través del establecimiento de una tarifa especial, premio o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red por unidad generada con ERNC.

On-Grid: El sistema que se encuentra conectado directamente a la red eléctrica local.

Off-Grid: Es un sistema de generación que no se encuentra conectado a la red eléctrica.

Empalme: Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor de la instalación o sistema del cliente, a la red de suministro de energía eléctrica.

Hora de punta: Período de tiempo en que el consumo de energía tiene un coste mayor. Lo establece la compañía eléctrica. Desde Taltal hasta Chiloé, parte en abril y termina en septiembre, desde las 18:00 hasta las 23:00 horas.

Hot-spot: Calentamiento localizado en una celda del panel solar. Se forma con el sombrado de un sector del módulo y puede generar altas ineficiencias si se producen.

Precio de nudo: Precios a nivel de generación-transporte. Se componen del precio de la energía y el precio de la potencia de punta.

Irradiancia: Potencia por unidad de área recibida del Sol en forma de radiación electromagnética. Cociente entre la potencia y el área que recibe la radiación.

Nomenclatura

AChEE: Agencia Chilena de Eficiencia Energética.

AL: Alemania

AT: Alta tensión

BT: Baja tensión

CAE: Costo Anual Equivalente

CGE: Compañía General de Electricidad

CNE: Comisión Nacional de Energía

CH: Chile

FV: Fotovoltaico

GIZ: Sociedad Alemana de Cooperación Internacional

GOES: *Geostationari Operational Environmental Satellite* (Satélite Geoestacionario Operacional Ambiental)

HSP: Hora solar pico

kWp: *Kilowatt peak*. Potencia del sistema según potencia de módulos fotovoltaicos en condiciones de prueba standard

kWac: *Kilowatt AC*. Unidad para inversor AC

PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida

PTSP: Proyecto Techos Solares Públicos

RM: Región Metropolitana

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAC: Valor Actual de Costos

VAN: Valor Actual Neto

Índice de contenidos

Agradecimientos ii

Resumen iii

Abstract iv

Glosario v

Nomenclatura vi

Índice de contenidos vii

Índice de tablas x

Índice de figuras xii

Introducción 1

Objetivos 2

Objetivo General 2

Objetivos Específicos 2

1. Estado del Arte: ERNC y sistemas solares fotovoltaicos 3

1.1 Evolución de las ERNC 3

1.1.1 Contexto actual de las ERNC 3

1.1.2 Incentivos al fomento de generación eléctrica con ERNC 5

1.1.3 Programas públicos vigentes a la fecha 8

1.2 Mercado Eléctrico Chileno y Marco Regulatorio 13

1.2.1 Leyes relacionadas a energía 14

1.2.2 Leyes y normativas relacionadas a electricidad 15

1.2.3 Normativa relacionada al sector de obras civiles 18

1.3 Criterios generales de sistemas fotovoltaicos 19

1.3.1 Costos de un sistema fotovoltaico 19

1.3.2 Alternativas de financiamiento 22

1.3.3 Pasos para la instalación genérica de un sistema fotovoltaico 25
1.3.4 Operación y mantenimiento de un sistema fv de autoconsumo 26
2. Metodología 31
2.1 Sistemas solares fotovoltaicos de autoconsumo 31
2.1.1 Componentes de una instalación fotovoltaica 32
2.1.2 Evaluación de techos e infraestructura disponible 33
2.2 Criterios técnicos de un sistema solar fotovoltaico 36
2.2.1 Generación eléctrica fotovoltaica para autoconsumo 36
2.3 Apoyo de software y base de datos para simulación 37
2.3.1 Explorador solar 37
2.3.2 PVSyst 37
2.4 Evaluación de sistema fotovoltaico 40
2.4.1 Análisis técnico 40
2.4.2 Análisis económico 40
2.5 Actividades complementarias al desarrollo 43
3. Dimensionamiento del sistema y antecedentes técnicos 45
3.1 Datos generales del establecimiento 45
3.2 Información de consumo eléctrico histórico 47
3.3 Información física de potenciales superficies 50
3.4 Características meteorológicas del sitio 53
3.4.1 Sombras topográficas 53
3.4.2 Nubosidad 54
3.4.3 Radiación 56
3.5 Simulación y propuesta fotovoltaica para el establecimiento 57
3.5.1 Simulaciones y resultados 57

4. Factibilidad técnica económica de la propuesta de sistema fotovoltaico 61
4.1 Análisis técnico 61
4.1.1 Simulaciones 61
4.1.2 Alternativas de inclinación de los techos 67
4.1.3 Selección de sistema fotovoltaico 70
4.2 Análisis económico 72
4.2.1 Beneficios del proyecto 72
4.2.2 Análisis de costos 74
4.2.3 Indicadores de rentabilidad para evaluación Costo Eficiencia 77
4.2.4 Horizonte de evaluación y vida útil del proyecto 79
5. Conclusiones y Recomendaciones 82
5.1 Conclusión general 82
5.2 Conclusiones específicas 83
5.3 Recomendaciones 86
Bibliografía 87
Anexo A 91

Índice de tablas

Tabla 1-1. Precio neto estimado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Fuente: Índice de precios de sistemas FV conectados a la red en Chile. GIZ. Ministerio de Energía, noviembre 2017. 20
Tabla 3-1. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 2, con estructura de soporte adicional. Fuente: Elaboración propia. 58
Tabla 3-2. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 2, con su inclinación natural. Fuente: Elaboración propia. 58
Tabla 3-3. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 4, con estructura de soporte adicional. Fuente: Elaboración propia. 59
Tabla 3-4. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 4, con su inclinación natural. Fuente: Elaboración propia. 59
Tabla 4-1. Simplificación de datos resultantes de la primera simulación. Fuente: Elaboración propia. 61
Tabla 4-2. Simplificación de datos resultantes de la segunda simulación. Fuente: Elaboración propia. 62
Tabla 4-3. Simplificación de datos resultantes de la tercera simulación. Fuente: Elaboración propia. 62
Tabla 4-4. Simplificación de datos resultantes de la cuarta simulación. Fuente: Elaboración propia. 63
Tabla 4-5. Simplificación de datos resultantes de la quinta simulación. Fuente: Elaboración propia. 64
Tabla 4-6. Simplificación de datos resultantes de la sexta simulación. Fuente: Elaboración propia. 64
Tabla 4-7. Simplificación de datos resultantes de la séptima simulación. Fuente: Elaboración propia. 65
Tabla 4-8. Comparación de aporte energético entre simulaciones realizadas para el Techo 2. Fuente: Elaboración propia. 67
Tabla 4-9. Comparación de aporte energético entre simulaciones realizadas para el Techo 4. Fuente: Elaboración propia. 68

Tabla 4-10. Dimensiones principales de los módulos considerados. Fuente: Elaboración propia. 69
Tabla 4-11. Peso asociado a cada arreglo analizado, para las alternativas con inclinación paralela al techo del establecimiento (**16**°). Fuente: Elaboración propia. 69
Tabla 4-12. Resumen de información técnica principal para tres propuestas. Fuente: Elaboración propia. 70
Tabla 4-13. Detalle de parámetros que permiten determinar el ahorro monetario anual estimado para el establecimiento, según información de la compañía eléctrica y la generación anual proyectada por PVSyst. Fuente: Elaboración Propia. 72
Tabla 4-14. Inversión total de infraestructura para cada alternativa propuesta, representadas en la Figura 4-5, Figura 4-6 y Figura 4-7. Fuente: Elaboración propia. 75
Tabla 4-15. Costos atribuidos a Operación y Mantenimiento del sistema fotovoltaico para cada alternativa mencionada anteriormente. Fuente: Elaboración propia. 75
Tabla 4-16. Cotización de los equipos principales de un sistema fotovoltaico, según el dimensionamiento correspondiente. Fuente: Consultas comerciales. 76
Tabla 4-17. Valor Actual de Costos para las tres alternativas planteadas. Fuente: Elaboración propia. 77
Tabla 4-18. Costo Anual Equivalente para cada alternativa planteada. Fuente: Elaboración propia. 77
Tabla 4-19. Valor Actual Neto para cada alternativa planteada para el análisis. Fuente: Elaboración propia. 78
Tabla 4-20. Tasa Interna de Retorno para cada alternativa planteada para el análisis. Fuente: Elaboración propia. 79

Índice de figuras

Figura 1-1. Análisis estadístico de precios de sistemas FV de 1-1500 kWp en Chile. Donde n: cotizaciones por rango y m: cantidad de proveedores que cotizaron. Dólar: 643.23 CLP/USD. Fuente: NAMA Facility, ... 21
Figura 1-2. Comparación de precios según tamaño entre cotizaciones privadas, e índice de precios alemán Siglas IP para "Índice de Precios" para cada año y país (Chile CH y Alemania, AL). Valor de dólar puede variar para cada caso, dependiendo de la fecha de publicación. Fuente: NAMA Facility 22
Figura 2-1. Inclinación recomendada para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: SEC. 33
Figura 2-2. Orientación recomendada para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: SEC. 34
Figura 2-3. Representación genérica para distribución segura de paneles solares en techo plano. Fuente: Ministerio de Energía, "Guía de Evaluación inicial de Edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos". 35
Figura 3-1. Vista superior satelital del Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur. Fuente: Google Maps. 45
Figura 3-2. Vista frontal Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur, desde Ureta Cox. Fuente: Google Maps. 46
Figura 3-3. Vista lateral Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur, desde Ureta Cox. Fuente: Google Maps. 46
Figura 3-4. Potencia activa total para cada año, registrado desde febrero de 2002 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 47
Figura 3-5. Muestra de potencia activa para cada mes desde enero de 2015 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 47
Figura 3-6. Muestra de potencia activa registrada para cada mes durante el año 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 48
Figura 3-7. Demanda total para cada año, registrado desde febrero de 2002 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 48
Figura 3-8. Muestra de demanda FP para cada mes desde enero de 2015 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 49
Figura 3-9. Muestra de demanda FP registrada para cada mes durante el año 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 49

Figura 3-10. Contraste entre demanda leída para el período indicado y demanda máxima en el período registrado entre 2015 y 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 50
Figura 3-11. Contraste entre demanda leída para el período indicado y demanda máxima en el período registrado el 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018). 50
Figura 3-12. Indicación de techumbres potencialmente útiles para instalar un sistema fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia. 51
Figura 3-13. Vista de la búsqueda del establecimiento en la herramienta digital. Fuente: Explorador Solar (2016). 53
Figura 3-14. Ciclo anual de frecuencias de sombras. Fuente: Explorador Solar (2016). 53
Figura 3-15. Ciclo diario de frecuencia de sombras. Fuente: Explorador Solar (2016). 54
Figura 3-16. Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna. Fuente: Explorador Solar (2016). 55
Figura 3-17. Ciclo diario de frecuencia de nubosidad. Fuente: Explorador Solar (2016). ... 55
Figura 3-18. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo. Fuente: Explorador Solar (2016). 56
Figura 3-19. Promedio horario de la radiación global instantánea incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada en el suelo. Fuente: Explorador Solar (2016). 56
Figura 3-20. Promedio anual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado para cada año de simulación. Fuente: Explorador Solar (2016). 56
Figura 4-1. Diferencia de energía que inyectaría cada simulación del Techo 2 con las dos alternativas de inclinación. Fuente: Elaboración propia. 66
Figura 4-2. Diferencia de energía que inyectaría cada simulación del Techo 4 con las dos alternativas de inclinacion. Fuente: Elaboración Propia. 66
Figura 4-3. Proporción de potencia [kW] entre el sistema propuesto y el promedio del establecimiento. 71
Figura 4-4. Aporte de energía anual del sistema propuesto [kWh/año] en comparación a lo que consume el establecimiento en promedio al año. Fuente: Elaboración propia 71
Figura 4-5 Representación gráfica si se consideran 3 inversores de 3kW para cada cubierta. 74

Figura 4-6 Representación gráfica si se consideran 2 inversores de 10kW para cada cubierta. 74
Figura 4-7. Representación gráfica si se considera un inversor de 20kW para cada cubierta. Fuente: Elaboración propia..... 74

Introducción

“Desde 2010, la zona central de Chile vive la sequía más larga y de mayor extensión territorial que se haya registrado. Una sequía tan excepcional que ya es calificada como una mega sequía”. [Center for Climate and Resilience Research, 2015]

Esto se atribuye, en parte, a los cambios presentes de las condiciones climáticas, y se proyecta que la zona continúe volviéndose más cálida y seca en los próximos 50 años, aumentando la ocurrencia de nuevas mega sequías.

El cambio climático es un hecho actualmente, y por ello, muchos países han desarrollado o mejorado sus planes de acción y agendas gubernamentales en pos de mitigar los efectos que se generarían ambientalmente si no se hace algo. Chile no ha sido indiferente en este aspecto. Gran parte de la matriz energética a la fecha depende del recurso hídrico, y el actual plan de descarbonización obligan a considerar nuevas alternativas que diversifiquen la matriz energética del país, además de independizarlo de suministros extranjeros.

Por esto, tras varias décadas de investigación y desarrollo de alternativas de generación de energía, Chile ha aumentado su generación en base a recursos renovables. “Las ERNC llegaron a aportar un 18,2% del total de la matriz energética del país durante 2018, registrando un inédito *peak* de 20,7% en diciembre” [ACERA, 2019]

Frente a este contexto, existe una motivación personal ante la importancia de involucrar a la comunidad en estos temas, para informar al respecto y nivelar, en cierto aspecto, los esfuerzos que se realizan actualmente con programas públicos y privados sobre el tema.

Es por esto que el presente trabajo de título busca generar un vínculo entre el rol técnico de ingeniero con un rol social, de manera de brindar herramientas y conocimientos técnicos a grupos de personas que no tengan la facilidad de acercarse a estos temas usualmente y, a la vez, generar redes de colaboración entre distintas instituciones.

Objetivos

Para el desarrollo de este trabajo, se presenta el objetivo general y los objetivos específicos para su consecución.

Objetivo General

Diseñar un sistema solar fotovoltaico para establecimiento educacional con plan de capacitación a la comunidad directamente beneficiada.

Objetivos Específicos

1. Realizar una revisión de antecedentes técnicos y normativos relacionados con sistemas fotovoltaicos en establecimientos públicos.
2. Realizar un levantamiento de antecedentes para el dimensionamiento, modelación y diseño del sistema fotovoltaico.
3. Determinar la factibilidad técnica-económica del sistema.
4. Elaborar documento de apoyo a la instalación, operación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaico.

1. Estado del Arte: ERNC y sistemas solares fotovoltaicos

En este capítulo se presenta la información obtenida a partir de la recopilación bibliográfica, respecto a la evolución y situación actual de las energías renovables no convencionales en Chile y el mundo, con énfasis en la generación de energía por medio de sistemas solares fotovoltaicos de autoconsumo. En este contexto, se abordan también las principales leyes y normativas vigentes relacionadas, y se hace mención a variados modelos de financiamiento para este tipo de proyectos, además de dar a conocer algunos de los programas públicos existentes en la actualidad en el país.

1.1 Evolución de las ERNC

A raíz del inminente cambio climático y a modo de independizar la matriz energética del país, se han realizado distintas investigaciones y búsquedas de alternativas que permitan aprovechar las energías renovables que se disponen en Chile. Uno de los factores relevantes detrás de esta decisión y del interés por encontrar nuevas fuentes de energía fue la restricción de los envíos de gas desde Argentina el año 2004, sumado a la inestabilidad en los precios del petróleo en la misma época y a la actual mega sequía que enfrenta la zona central de Chile desde 2010 a la fecha. Bajo este contexto, Chile se ha enfrentado a la necesidad de evaluar otras fuentes de energía que le permitan diversificar su matriz e independizarla de suministros extranjeros, avanzando así a pasos agigantados en la generación de energías renovables no convencionales, principalmente con proyectos de tipo solar fotovoltaico y eólico.

1.1.1 Contexto actual de las ERNC

Históricamente, Chile ha sido muy dependiente de los mercados externos para la generación de energía, debido a que su matriz energética primaria se basa en derivados del petróleo, siendo vulnerable e inestable a los precios, afectando directamente a la economía nacional.

No obstante, gracias a las condiciones geográficas presentes en el país, existe gran potencial para desarrollar proyectos basados en energías renovables, ya sea solar, mareomotriz, undimotriz, eólica y/o geotérmica. El desarrollo de estas energías ha ido en aumento durante las últimas décadas.

El 2015, Chile se posicionó por primera vez entre los diez países a nivel mundial con mayor inversión en este tipo de fuentes de energía, sumando un total de 3.400 millones de dólares en proyectos relacionados, lo que representó un crecimiento anual de 151% en relación al año 2014. En esa fecha, un 99,6% de la población chilena contaba con acceso a energía eléctrica. Sumado a esto, Chile es el país con mayor consumo de energía per cápita en Latinoamérica, influenciado principalmente por la industria y minería. Además, el país presenta un consumo considerablemente menor al de países desarrollados, con un valor de 3.879 kWh per cápita anual durante el año 2013 [Deloitte, 2016].

Esto no ha hecho sino plantear el desafío a largo plazo de avanzar en la transformación de una matriz de energía eléctrica cada vez más limpia, diversificada y segura. En este contexto, las iniciativas estatales para la generación con estas fuentes han impulsado una participación importante. Entre los años 2006 y 2016, la proporción de ERNC en evaluación o construcción aumentó del 3% al 52% del total de proyectos energéticos. De estas tecnologías, la solar fotovoltaica representó un 69% de los proyectos, con mayor presencia en las regiones del extremo norte. Por otro lado, del total instalado, la proporción de ERNC tuvo un aumento de 2,7% en 2009 a 12,5% en 2016.

El avance de dichas fuentes de energía ha crecido fuertemente y se ve reflejado también en las cifras del Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación de julio del presente año, donde cerca de un 50% de la capacidad instalada corresponde a fuentes de energía verde y un 40% de la energía generada se atribuye a plantas de este tipo [Generadoras de Chile, 2019].

1.1.2 Incentivos al fomento de generación eléctrica con ERNC

En consideración de las cifras anteriores y consecuente a los lineamientos principales de la Política Energética de Chile, la Ley 20.698 aumentó la meta estimada de generación eléctrica de ERNC a un 20% en 2025, es decir, un 10% a lo impuesto por la anterior Ley 20.257. Estas proyecciones apuntan a que para el año 2035 el 60% de la matriz energética provenga de ERNC y al menos un 70% para el año 2050 [CEP Chile, 2018].

Posterior al desarrollo de la Agenda de Energía 2014 – 2018, se inició el proceso denominado Energía 2050, con medidas y objetivos a largo plazo en materias de política energética. Los criterios de desarrollo sustentables considerados en la planificación son:

- Sustentabilidad ambiental y social del desarrollo energético.
- Contribución del desarrollo energético al desarrollo local.
- Innovación al servicio de la sustentabilidad del desarrollo energético.
- Coordinación inter-institucional para la sustentabilidad del desarrollo energético [Ministerio de Energía, 2014].

El enfoque de participación contempla además un comité consultivo, conformado por miembros del sector público y privado y representantes de la sociedad civil, la conformación de mesas temáticas de diálogo, lideradas por el Ministerio y el involucramiento de la sociedad civil a partir de la entrega de información y la posibilidad de participación a través de medios digitales. Mientras que los mecanismos dedicados al fomento de generación de energía mediante energías renovables cuentan con al menos tres medidas, que son: asegurar el acceso a la red eléctrica, contratos a largo plazo para la electricidad producida y que el precio de compra esté basado en el costo de producción de la energía renovable y tienda a igualarse al de la red. [Deloitte, 2016].

Existen diversos mecanismos para incentivar y apoyar el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica, entre ellos se destacan dos:

- Sistema de precios (*Price systems)*
- Cantidad de sistema (*Quota or amount systems)* [Vergara, s.f.]

Los mecanismos que caen dentro de estas categorías proveen acceso a la red de dos maneras: ofreciendo libre acceso a todos los participantes u ofreciendo modelos de contratos y en ambos casos se utilizan mecanismos de mercado para alcanzar sus fines. Lo que los

diferencia es que para el *Quota System*, la cantidad de generación deseada se determina políticamente y el mercado define el precio, en cambio, en el *Price System*, el precio es determinado políticamente, y la cantidad es definida por el mercado.

Los requisitos necesarios para que una política sustente energías renovables son: que sean predecibles a largo plazo, con intenciones claras de gobierno; adecuados a las diferentes tecnologías y lugares geográficos; flexible a las diferentes circunstancias; políticas creíbles y aplicables; políticas claras y simples; transparencia para promover la confianza y asegurar un mecanismo equitativo.

Otros nombres que reciben los sistemas de precios o *price systems*, son *electricity feed laws, mínimum price system, renewable feed-in tariff (REFIT's), fixed-price system*, y en Estados Unidos, *Standard Offer Contracts.* Su estrategia consiste en ofrecer acceso a la red y un precio suficiente para manejar de manera rentable el desarrollo.

El sistema de precios ofrece una inversión segura, flexibilidad en el diseño, y desarrollo de tecnologías tanto al corto plazo en el caso de la energía eólica o a largo plazo en el caso de la energía solar. Con estos precios y términos se asegura un rápido crecimiento de manufactura y nuevas tecnologías.

Para el desarrollo de energías renovables en EE. UU., el *Standard Offer Contracts,* ordenó a las empresas de servicios públicos ofrecer contratos normalizados y con precios fijos. A mediados de la década de los 80' los productores privados de energía ya habían instalado 1200 MW de capacidad eólica.

Existe además el *Advanced Renewable Tariff (ARTs)*, que es una versión moderna del *Price Systems*, muy utilizada en el norte de Europa, que presenta pequeñas diferencias en cuanto a los pagos. Mientras el *feed-in laws* ajusta el precio de acuerdo a un porcentaje de retail, el *ARTs* toma distintas medidas considerando las diferentes tecnologías y lugares geográficos donde se desarrolle. Los contratos son en un tiempo promedio de 15 a 20 años, de manera que al invertir se logre recuperar la inversión y asentar los precios de compra de energía a los precios de la energía eléctrica generada de forma convencional.

Por otro lado, el mecanismo de cantidad de sistema**,** o *quota system*, establece la cantidad de energía a generar utilizando diferentes mecanismos para determinar quién tiene acceso a la red y cómo será el pago. Este sistema está pensado para generación de energía a gran escala. En dicho caso, un estado o una empresa generadora de electricidad hace un llamado a concursar por cierta cantidad de energía a generar. Este mecanismo ha sido ampliamente

utilizado para la generación de energía eólica a gran escala. Algunos ejemplos de organizaciones que utilizan este sistema son *Britain's Non Fossil Fuel Obligation (NFFO)* y *France's Eole.*

Gran parte de la capacidad eólica en Canadá (cerca de 700 MW) ha sido concebida de esta forma. *HydroQuèbec* en el 2005 se adjudicó 1000 MW en energía eólica y a finales de ese año licitó 2000 MW adicionales para alcanzar los 4000 MW al año 2015. De igual forma, un 88,89% de un total de 9000 MW en Estados Unidos, y en Gran Bretaña 500 MW han utilizado el mismo mecanismo.

Existen diferentes organismos en cada país, encargados de implementar este mecanismo, algunos de ellos se indican a continuación:

- En Estados Unidos, existe *The Public Utility Regulatory Policy Act* (*PURPA*), creada en 1978.
- En Alemania, está *Stromeinpeisungesetz* (*StrEG*), creada en 1991.
- En Inglaterra, en un principio existió *The Non Fossil Fuel Obligation* (*NFFO*), creada en 1989, y *The Scottinsh Renewables Obligation* (*SRO*). Actualmente rige *The Renewable Obligation*, creada el 2002.

Dichos organismos facilitan los procesos de pago de incentivos y el acceso a la red eléctrica. De esta forma se evitan largos y costosos procedimientos.

1.1.3 Programas públicos vigentes a la fecha

Actualmente se encuentran en desarrollo los siguientes programas públicos relacionados a energías renovables y recurso solar fotovoltaico.

1.1.3.1 Programa 4e: "Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile"

Chile posee un gran potencial de recursos energéticos renovables, sumado al hecho de que a nivel global los costos de las tecnologías que utilizan dichos recursos han disminuido significativamente en los últimos años. En vista de lo anterior, Chile cuenta con las condiciones necesarias que le permitan diversificar su matriz energética y aportar al desarrollo sustentable del sector sin ver afectada su competitividad. Con el propósito de mejorar la sustentabilidad del sector energético en Chile, la Cooperación Alemana apoya al gobierno chileno con el programa 4e en distintos ámbitos, entre los cuales destacan: asesorías para mejoramientos del marco regulatorio e integración de renovables al sistema eléctrico nacional y la industria, actividades destinadas a propiciar negocios y financiamiento de proyectos y apoyo a la investigación y desarrollo de capacidades tecnológicas [Programa 4e, 2019]. Algunos proyectos que actualmente se encuentran en desarrollo se presentan a continuación:

- **Mercado global del carbono - Chile**

  Busca apoyar y complementar los esfuerzos del Gobierno de Chile en el desarrollo de instrumentos de precio al carbono y la exploración en financiamiento climático para contribuir con el cumplimiento de las metas en cuanto a mitigación de gases de efecto invernadero comprometidas por el país en el marco del Acuerdo de París sobre Cambio Climático.

  Esta iniciativa pretende asesorar, crear capacidades y generar una contribución a la discusión integral para el desarrollo de instrumentos de mercado de carbono en chile y la exploración en financiamiento climático, a través de estudios, publicaciones, foros de diálogo, conferencias temáticas, giras internacionales y otros formatos de capacitación, en un esfuerzo conjunto, que se complementa con las actividades del proyecto *Paternship of Market Readiness* (*PMR*) del Banco Mundial en Chile.

- **Fomento de la energía solar en gran escala**

  Pretende establecer mercados para energías renovables a gran escala, haciendo énfasis en la energía solar de concentración para la generación de electricidad y calor, y sistemas fotovoltaicos. Sus líneas de acción consideran temas como: apoyo a la

formación de capital humano especializado, integración de ERNC de gran escala a las redes eléctricas, identificación de nuevas aplicaciones tecnológicas y difusión de las experiencias de Chile en esta materia a nivel internacional. Este proyecto es parte de un acuerdo entre Chile y Alemania, que tiene también un componente financiero cubierto por el banco alemán de fomento KFW.

- **NAMA – Energías renovables para el autoconsumo en Chile**

El *NAMA Support Proyect* (*NSP*) es un proyecto liderado por el Ministerio de Energía, y apoya al mérito de Chile de reducir las emisiones de GEI mediante la incorporación de sistemas de energía renovables para su infraestructura de generación de energía. La implementación del proyecto se cumple por medio de dos mecanismos: uno financiero, que pretende desarrollar una cartera de proyectos financiables y ofrecer incentivos para el financiamiento de la inversión, y un componente técnico que tiene como objetivo mejorar el conocimiento y fomentar capacidades locales en tecnologías de energías renovables para el autoconsumo. La entidad responsable de la implementación de la componente financiera es *KFW* (Banco Alemán de Desarrollo), en conjunto con CORFO; mientras que de la técnica es *GIZ*.

El financiamiento del proyecto NAMA proviene del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido y del Ministerio de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Construcción y Seguridad Nuclear (BMUM) de Alemania.

Las líneas de acción que contempla este programa son: aplicaciones solares, sistemas de autoconsumo, cogeneración, integración a las redes eléctricas y tecnologías de concentración solar.

- **Eficiencia energética y cogeneración en el sector industrial y comercial**

El programa que contempla la realización de estudios de factibilidad y posterior instalación de proyectos pilotos de cogeneración en tres diferentes hospitales.

- **Energía solar para la generación de electricidad y calor**

Se centra en la aplicación de energía solar mediante sistemas fotovoltaicos y solares térmicos de pequeña escala. Las aplicaciones se encuentran en residencias, comercios e industrias. A través de mejoras en las condiciones vigentes del marco regulatorio, el desarrollo de modelos de negocio innovadores y el fortalecimiento de competencias locales busca impulsar nuevos mercados para tecnologías de energía solar. En el marco de lo anterior, este proyecto busca realización distintas actividades como la instalación de laboratorios fotovoltaicos para la capacitación en centros de formación y universidades, tal como el apoyo al "Programa Techos Solares Públicos" del Ministerio de Energía para la difusión de sistemas fotovoltaicos en el sector público.

- **Reducción de emisiones a través de la aplicación de la cogeneración en los sectores industrial y comercial en Chile**

Apoya el desarrollo de un mercado para la cogeneración eficiente, impulsando este tipo de procesos en la industria y el comercio en Chile. Las líneas de trabajo incluyen el apoyo al desarrollo del marco regulatorio y normativo, la realización de estudios de mercado y evaluaciones técnico-económicas, como también la conducción de seminarios y difusión de experiencias, con la finalidad de promover la Cogeneración en Chile, contribuyendo a una mayor eficiencia y seguridad energética, a disminuir los costos de operación y reducir las emisiones de CO_2 en los sectores industriales y comerciales.

1.1.3.2 Programa Techos Solares Públicos (PTSP)

Se trata de una iniciativa del Ministerio de Energía, la cual se encuentra inserta en la Agenda de Energía y está orientada a la instalación de sistemas fotovoltaicos (SFV) en los techos de edificios públicos con el propósito de aportar a la maduración del mercado fotovoltaico para autoconsumo. Su duración es de 4 años partiendo del 2015, presentando un presupuesto de USD 13 millones [Techos Solares, 2019].

Los beneficiarios del programa, considerando que es un plan piloto, son instituciones públicas, fundaciones y corporaciones sin fines de lucro, de carácter nacional, que cumplan con un rol social y público, y que beneficien directamente a toda la población.

El programa está concebido para identificar y seleccionar los edificios públicos a ser implementados con sistemas fotovoltaicos, para posteriormente, mediante una licitación pública, encomendar la instalación.

Dentro de las actividades principales a desarrollar, las cuales se realizan periódicamente conforme dure el programa, se consideran:

- Identificación de edificios públicos, contemplando un levantamiento de establecimientos que cumplan ciertos criterios y su postulación al programa.
- Selección de proyectos, luego de analizar la información contenida en la ficha básica y determinar una visita técnica a terreno para los edificios que cumplen con los criterios de elegibilidad.
- Diseño de la solución, que analiza la información recopilada en terreno y elabora un anteproyecto de un sistema fotovoltaico adecuado para el edificio seleccionado, que se presentará para su aprobación.
- Licitación de los proyectos, donde se realiza un llamado a licitación pública para que empresas instaladoras oferten la implementación de los proyectos elaborados.
- Instalación, donde la empresa que se adjudique la licitación realizará la instalación del sistema fotovoltaico.
- Evaluación del programa, que vela por el seguimiento de los proyectos implementados a través evaluaciones para verificar el cumplimiento de los objetivos.

Otros puntos que abordar son las características administrativas del inmueble y su entorno, las características del inmueble y techo, orientación e inclinación de los techos, área mínima útil homogénea y libre de sombras, instalación eléctrica interior y punto de conexión.

1.1.3.3 Programa Sol-idaridad

Este programa se inicia en Canadá como herramienta para enfrentar el cambio climático, involucrando directamente a la comunidad haciéndola protagonista y promoviendo el conocimiento en el área energética, conectando el área de educación con la electromovilidad y los sistemas solares. Sumado a la implementación de los sistemas solares, se entregan herramientas y conocimientos que implican un aprendizaje experimental a estudiantes, profesores y sus círculos directos. Dentro del programa destacan algunos proyectos como *IREA* (Canadá), *Wisconsin's SolarWise* (EE.UU.), Tele-secundaria (México), Laboratorio Solar Pablo Neruda (Arica, Chile) y *Folkecenter* (Mali).

En el contexto nacional, existe actualmente una alianza con una consultora de ingeniería especializada en proyectos de energía solar, que busca desarrollar el primer sistema solar fotovoltaico y laboratorio solar en un establecimiento educacional público del país, con una capacidad instalada de $15\ [kW]$. Este laboratorio, emplazado en el Liceo Pablo Neruda de Arica, se trata de la primera instalación que a partir de la práctica y el aprendizaje puede generar electricidad, brindando apoyo a la comunidad local en caso de alguna emergencia (como terremotos o tsunamis), ya que provee una zona de seguridad con respaldo.

Además, se encuentra en desarrollo un segundo proyecto al sur de Chile, que busca instalar un sistema fotovoltaico en un establecimiento educacional, combinando en la práctica la fotovoltaica con la electromovilidad, acercando esta realidad a alumnos de enseñanza básica, media, profesores y funcionarios de la escuela.

1.2 Mercado Eléctrico Chileno y Marco Regulatorio

A inicios de la década del 2000, los factores principales que influyeron en un bajo desarrollo de ERNC fueron la falta de experiencia en su uso hasta esa fecha, el alto costo de capital, la falta de incentivos a la inversión, la inseguridad de los mercados y la falta de un marco regulatorio específico.

Si bien el perfeccionamiento del marco regulatorio en materia de energías renovables continúa en desarrollo, un elemento fundamental para el uso de estas fuentes fue la promulgación de la Ley ERNC (20.257).

Desde el año 2004, donde se incluyeron los primeros beneficios tangibles para las ERNC en la Ley Corta I, hasta abril del año 2008, donde se publicó la Ley 20.257, los proyectos de centrales con ERNC tuvieron un importante aumento, en especial minihidráulicas, eólicas y de biomasa, las cuales hasta esa fecha contaban con las tecnologías más maduras. Posteriormente fue promulgada la Ley de Generación Distribuida (20.571), en el año 2014, otorgando el derecho a clientes regulados, a inyectar a la red sus excesos de generación con sistemas fotovoltaicos, a un precio regulado [Bückle & Maturana, 2009].

Algunos de los organismos reguladores que componen la institucionalidad del sector energético chileno son [Deloitte, 2016]:

- Ministerio de Energía
- Ministerio de Medio Ambiente y Energía
- Comisión Nacional de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Servicio de Evaluación Ambiental

1.2.1 Leyes relacionadas a energía

- **Ley 20.571 sobre Generación Distribuida**

Con la entrada en vigencia de esta ley, en octubre de 2014, comenzó la regulación del pago de las tarifas eléctricas a las generadoras residenciales, otorgando el derecho a los clientes regulados a instalar sus propios sistemas de autogeneración y vender sus excedentes de electricidad a la red de distribución a un precio regulado, siempre que sean generados con fuentes ERNC o de cogeneración y que no superen los $100\ [kW]$ de capacidad instalada. Con este avance, Chile entró a la lista de los países que han decidido regular la generación de ERNC a nivel domiciliario.

De este modo, los consumidores que cuenten con sistemas fotovoltaicos con inyección de excedentes consumen primero la energía solar generada y luego utilizan la energía obtenida de la red. Así, si los paneles instalados no generan lo suficiente para abastecer la demanda, se obtiene lo que falta desde la red, y cuando lo generado por el sistema fotovoltaico supera la demanda eléctrica este excedente se inyecta a la red [Programa 4e, 2017].

La SEC (2019) señala que "Todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad de Combustibles (SEC). Esta declaración eléctrica debe ser realizada por un instalador eléctrico autorizado para que posteriormente la SEC fiscalice la instalación, y, en caso de cumplir con los requerimientos técnicos, autorice su funcionamiento, tras lo cual el propietario debe notificar su conexión a la red de la empresa de distribución eléctrica."

- **Ley 20.257**

Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales.

Dicha ley atañe a los generadores convencionales que posean una capacidad instalada superior a $200[MW]$ y los obliga que se comercialice un 10% de su energía que provenga de fuentes renovables no convencionales o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a $40[MW]$.

Además, el porcentaje exigido a las empresas eléctricas busca un aumento gradual en el tiempo, partiendo en 5% entre los años 2010 y 2014, e incrementándose anualmente hasta alcanzar el 10% el año 2024.

- **Ley 20.698**

Propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Esta ley modifica la fecha fijada anteriormente y plantea incrementar a un 20% de energía renovable no convencional para el 2025, por medio de incrementos progresivos anuales.

1.2.2 Leyes y normativas relacionadas a electricidad

- **Tarifas eléctricas**

Las tarifas de suministro eléctrico se establecen de acuerdo a fórmulas de cálculo fijadas cada cuatro año según lo indique el Ministerio de Economía a partir de un Decreto. El documento contiene las distintas alternativas tarifarias a las que puede optar un usuario final, según su tipo de consumo. El usuario es libre de elegir la opción tarifaria que más le convenga, por un plazo mínimo de un año, pudiendo modificarla o mantenerla al transcurrir el período [CNE, 2019].

Las empresas concesionarias de distribución eléctrica tienen la obligación de aceptar la opción tarifaria de cada cliente. Dichas opciones se catalogan según las formas del consumo, es decir: solo energía, potencia máxima leída o contratada, y potencia leída o contratada horariamente, y según se trate de cliente de alta tensión (AT) o de baja tensión (BT).

La inclusión del cliente en una u otra categoría dependerá de si las líneas de voltaje a las que se encuentra conectado con su empalme son superiores o inferiores a

$400\ [V]$. Las opciones tarifarias para los clientes en baja tensión son las siguientes, donde cabe señalar que cada tarifa tiene su homólogo para clientes de alta tensión:

BT1: Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a $10\ [kW]$ o la demanda sea limitada a $10\ [kW]$ (residencial)

BT2: Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público)

BT3: Medición de energía y medición de demanda máxima

BT4: Medición de energía y alguna de las siguientes modalidades

Además, las tarifas que cobran las distribuidoras eléctricas a sus clientes dependen del tipo de tensión que sea el suministro, la potencia requerida por el cliente y/o la distribución temporal de sus consumos máximos y el costo asumido por la compañía distribuidora para llegar hasta las instalaciones del cliente y la forma en que lo hizo (cableado aéreo o subterráneo).

- **Norma Chilena Eléctrica 4/2003**

Esta norma entró en vigencia en diciembre de 2004 y se preocupa de regular la seguridad de todas las instalaciones de consumo de baja tensión (BT). Además, permite conectar sistemas de energías renovables para el autoconsumo sin inyección a la red.

La NCh4 es una norma basada en la experiencia del mercado eléctrico chileno y le corresponde fijar las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas de consumo en Baja Tensión, con el propósito de velar por la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas, cuidando el medio ambiente en que han sido construidas.

Su cumplimiento, sumado a un correcto mantenimiento, garantiza una instalación libre de riesgos; sin embargo, no garantiza necesariamente la eficiencia, buen servicio, flexibilidad y facilidad de ampliación de las instalaciones, condiciones propias a un estudio detallado de cada proceso o contexto particular y a un proyecto adecuado. Las disposiciones de esta Norma se aplican al proyecto, ejecución y mantenimiento de las instalaciones de consumo cuya tensión sea inferior a $1000\ [V]$ [CNE, 2019a].

- **Ley 19.940 (Ley Corta I)**

En la Ley Corta I del 2004, se incluyó por primera vez una definición de las energías renovables no convencionales, y se incluyeron además beneficios en el cobro de peajes para centrales con generación menor a 20 MW.

Esta ley incorpora modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con la principal intención de regular la toma de decisiones y el desarrollo de la expansión de la transmisión de electricidad, junto con establecer incentivos para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, estableciendo condiciones de conexión, la posibilidad de optar a vender la energía a régimen de precio estabilizado y ciertas exenciones del pago por el uso del sistema de transmisión troncal.

1.2.3 Normativa relacionada al sector de obras civiles

El Ministerio de Vivienda y Urbanismo, a través de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones y sus normas técnicas, define los estándares técnicos mínimos de diseño y construcción de todos los inmuebles. Por motivos de seguridad es importante verificar que el techo propuesto cumpla con la normativa, ya que al incorporar un sistema fotovoltaico se agregan cargas permanentes en él, de manera que se hace relevante asegurar que después de la implementación del proyecto se siga cumpliendo con esta normativa.

Los principales aspectos que se deben considerar son, como mínimo, que el techo se haya diseñado para una sobrecarga de $30[kgf/m^2]$ y que se hayan considerado al menos, las cargas aplicables de uso, viento, nieve y sismo.

Bajo este marco, las principales normas en torno al área estructural son la Ley general de urbanismo y construcciones (D.F.L. N°458 de 1975) y la Ordenanza general de la ley de urbanismo y construcciones (Decreto N°47 de 1992).

1.3 Criterios generales de sistemas fotovoltaicos

Para el diseño y puesta en marcha de un sistema fotovoltaico, es necesario determinar primero ciertos parámetros fundamentales como los costos y gastos más relevantes que estén involucrados. Según el tipo de proyecto que se quiera realizar y aspectos como el tipo de establecimiento o capital necesario, pueden evaluarse distintas alternativas de financiamiento. Por último, también se presenta una recopilación de pasos, recomendados por el programa 4e, para una instalación solar fotovoltaica.

1.3.1 Costos de un sistema fotovoltaico

El costo de un sistema fotovoltaico puede variar según la tecnología utilizada, empresa instaladora, garantía y marco regulatorio. Los factores principales que inciden en el precio de un sistema fotovoltaico son los siguientes [Programa 4e, 2017b]:

- Características técnicas y garantía de los componentes (paneles, inversores, etc.).
- Ubicación y acceso, por eventuales costos de logística.
- Eventuales mejoras a la infraestructura actual, como cambio en los tableros eléctricos, mejoras en el techo u otros.
- Costos de conexión, asociados al marco regulatorio seleccionado.
- Margen de comercialización.

A modo referencial, se presenta la Tabla 1-1 con una aproximación de los rangos de precios para sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Chile. Los datos fueron obtenidos a partir de una encuesta realizada a proveedores fotovoltaicos que cuentan con experiencia en la conexión de plantas fotovoltaicas bajo la Ley de Net Billing.

Tabla 1-1. Precio neto estimado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Fuente: Índice de precios de sistemas FV conectados a la red en Chile. GIZ. Ministerio de Energía, noviembre 2017.

Tamaño del sistema $[kW_p]$	Rango de precios (min-máx)	Precio promedio	Precio mínimo por cada $[kWp]$
5	$5.000.000 – $12.890.000	$7.480.000	$1.000.000
10	$7.920.000 – $23.040.000	$12.920.000	$792.000
30	$20.900.000 – $68.400.000	$34.630.000	$696.000
100	$66.370.000 – $208.300.000	$97.140.000	$663.000
500	$303.800.000 – $487.500.000	$390.200.000	$607.000
1500	$825.000.000 – $1.275.000.000	$1.082.000.000	$550.000

Según estos valores, la relación entre el tamaño del proyecto es inversamente proporcional al precio de cada $[kW_p]$. El programa Techos Solares Públicos del Ministerio de Energía, ha licitado proyectos mayores a $100[kW_p]$ obteniendo precios muy competitivos, e incluso mejores a los del índice de precio.

En lo que respecta al horizonte de evaluación y vida útil, estos sistemas poseen una vida útil de aproximadamente 25 años. Se puede estimar de manera más precisa a partir de la información proporcionada por los fabricantes de los componentes.

Este tipo de proyectos en muchos casos pueden ofrecer TIR atractivas. Para calcular adecuadamente el retorno de la inversión de un sistema fotovoltaico se debe determinar el costo total de toda la vida útil del sistema y la energía total generada para luego compararlo con lo que se gastaría en electricidad en ese mismo período. Adicionalmente, al invertir en energía solar se deben considerar las rebajas de impuestos que estén disponibles para calcular el retorno financiero.

Otro factor necesario que considerar es la degradación anual que sufren los paneles fotovoltaicos y que afecta directamente a la generación de energía (aproximadamente 0,6% anual), y debe considerarse al momento de estimar los ingresos.

En cuanto al tratamiento de impuestos, estos varían dependiendo si se compra el sistema al contado, se realiza leasing o un contrato de compra de energía. También depende del marco regulatorio escogido para conectar el proyecto.

Hasta el momento no existen referencias nacionales respecto a los costos que puede tener el mantenimiento de un sistema fotovoltaico en Chile. A nivel internacional se estiman los costos en un rango entre un 0,5 – 2% de la inversión. Generalmente, la mayoría de las

empresas especializadas puede cotizar este servicio. Otra opción válida es realizar estos procedimientos con personal capacitado propio.

Según una publicación del SEC en noviembre de 2016, donde a través de encuestas realizadas a empresas y/o proveedores fotovoltaicos con experiencia en la instalación de sistemas mediante la Ley de Generación Distribuida, se les solicitó ofertar por una instalación con características técnicas particulares, basadas en los requerimientos del Programa Techos Solares Públicos del Ministerio de Energía.

Como dicha ley permite instalar plantas fotovoltaicas de hasta $100[kW_p]$, la recopilación de costos generada se enfocó en segmentos de $1-5[kW_p]$, $5-10[kW_p]$, $10-30[kW_p]$, y $30-100[kW_p]$ [SEC, 2016a].

En diciembre de 2017 se desarrolló una comparación sumando la información presentada en 2016. En dicha oportunidad se levantaron cotizaciones (sin IVA), considerando diseño, equipamiento e instalación (llave en mano) para sistemas FV de los mismos rangos mencionados previamente, incluyendo además rangos de $30-100[kW_p]$, $100-500[kW_p]$ y $500-1500[kW_p]$.

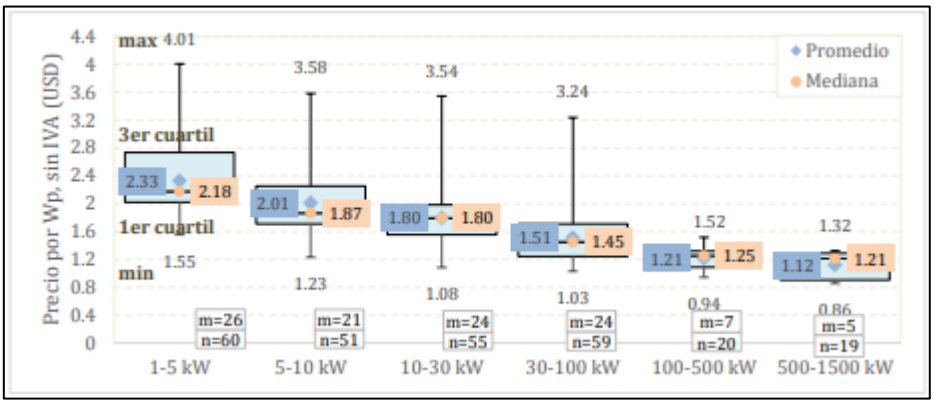


Figura 1-1. Análisis estadístico de precios de sistemas FV de 1-1500 kWp en Chile. Donde n: cotizaciones por rango y m: cantidad de proveedores que cotizaron. Dólar: 643.23 CLP/USD. Fuente: NAMA Facility,

Al comparar los diferentes segmentos de la Figura 1-1, se observa que los sistemas de hasta $100[kW_p]$ presentan una dispersión mayor, concentrada en el cuartil superior, donde el precio promedio disminuye con el aumento de la potencia. Mientras que para rangos de $100-500[kW_p]$ y $500-1500[kW_p]$ la dispersión es menor. Al igual que en años anteriores, los costos por unidad de potencia disminuyen con el tamaño del sistema, y tienden a estabilizarse con el aumento de potencia.

El documento compara también el índice de precio chileno con el índice de precios alemán para los años mencionados, obteniendo la Figura 1-2 [Programa 4e, 2017a].

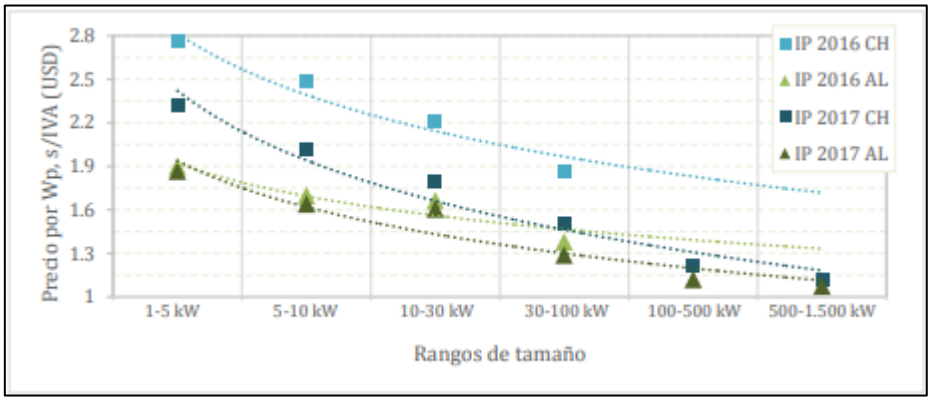


Figura 1-2. Comparación de precios según tamaño entre cotizaciones privadas, e índice de precios alemán Siglas IP para "Índice de Precios" para cada año y país (Chile CH y Alemania, AL). Valor de dólar puede variar para cada caso, dependiendo de la fecha de publicación. Fuente: NAMA Facility

1.3.2 Alternativas de financiamiento

Los proyectos de autoconsumo con energías renovables pueden ser financiados completamente con capital propio, por medio de créditos comerciales o bien, por medio de leasing con financiamiento ESCO. La selección del mecanismo de financiamiento dependerá del tipo de proyecto, el tipo de cliente, la evaluación y sus indicadores en el mercado, a partir de lo cual el cliente opta por la mejor alternativa según sus necesidades.

Es posible acceder a un crédito financiero que cubra hasta el 80% del valor de un proyecto basado en ERNC, teniendo una ficha de factibilidad técnica y ahorro emitida por la AChEE. La postulación pueden hacerla personas naturales con giro comercial o personas jurídicas con ventas anuales de entre 2.400 y 40.000 UF [Banco Estado, 2017].

Otra alternativa a financiamiento puede encontrarse en el portal del Ministerio de Energía, que cuenta con un buscador de financiamiento para proyectos de energía renovable. Esta herramienta es de acceso público y recopila la información de diferentes instituciones públicas que cuentan con líneas de financiamiento o cofinanciamiento para proyectos de ERNC a pequeña escala. Esta información es actualizada mensualmente [Ministerio de Energía, 2019a].

1.3.2.1 Financiamiento convencional

En este caso, se debe contar con la inversión inicial y se realiza la compra del sistema fotovoltaico con financiamiento propio o crédito (o leasing) por parte de alguna entidad financiera. Actualmente estos mecanismos dispuestos en el mercado son créditos comerciales

para adquisición de insumos, maquinarias o capital de trabajo. Desde el año 2017, Banco Estado puso en el mercado un crédito especializado para proyectos de autoconsumo en energía renovable y eficiencia energética para micro y pequeñas empresas. Además, hay que tener en cuenta que existen garantías de CORFO que pueden ser útiles para conseguir financiamiento si no se cuentan con las garantías suficientes.

"En este modelo convencional, el dueño de la instalación es responsable del mantenimiento. No obstante, algunas empresas instaladoras pueden ofrecer contratos de mantenimiento para asegurar que el sistema fotovoltaico funcione de manera eficiente y confiable" [Programa 4e, 2017].

1.3.2.2 Modelo ESCO

Otro caso de financiamiento se presenta cuando no se tiene una inversión inicial. En este caso una empresa (ESCO, por sus siglas en inglés -Energy Service Company-) se encarga del diseño, financiamiento, instalación, operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico sin costo de inversión inicial para el cliente. Este modelo puede operar con una cuota fija (tipo leasing) o bien por medio de un contrato de suministro de energía.

Si el cliente opta por cancelar una cuota fija, ya sea mensual o anual, la ESCO es responsable de velar por el adecuado rendimiento del sistema, asegurando que el sistema producirá cierto valor mínimo de electricidad. En este escenario se consideran las variaciones del clima, el rendimiento de los paneles solares en el tiempo, y en el caso de que la generación solar no alcance el mínimo establecido en el contrato, la empresa instaladora puede verse en la obligación de compensar al cliente.

En el caso de un contrato de suministro de energía solar (PPA solar) el cliente paga lo equivalente por unidad de energía generada por el sistema $[\$/kWh]$. Es decir, se compromete a la compra total de energía generada por el sistema fotovoltaico a un precio acordado, el cual usualmente es menor al precio de la energía de la distribuidora.

"En el modelo ESCO los contratos pueden tener una duración de entre 15 y 20 años, plazo tras el cual el sistema FV pasa a propiedad del cliente. El plazo generalmente está relacionado con la rebaja en el precio de la energía suministrada".

1.3.2.3 Crowfunding

Otro mecanismo de financiamiento para estos proyectos es el *crowfunding*, un sistema de financiamiento colaborativo que se encuentra en desarrollo en Chile desde 2017 para aplicaciones de este estilo.

Dos empresas alemanas anunciaron su colaboración para financiar proyectos solares para clientes comerciales e industriales, proporcionando servicios de ingeniería, adquisición y construcción, como también operaciones de planta [PV Magazine, 2017].

Sumado a esto también está una *start-up* de energía limpia que desde 2013 desarrolla, instala y opera proyectos de energía solar para el autoconsumo de energía de todo tipo de usuarios, se encuentra desarrollando una campaña de financiamiento colaborativo [Bio bio, 2018].

Uno de sus cofundadores señala que, para empresas e instituciones como colegios, universidades y servicios públicos, el modelo de la compañía incluye el financiamiento de los proyectos a cambio de contratos de venta de energía o leasing, “que hacen a la energía solar la fuente más competitiva de electricidad” [Economía y Negocios, 2018].

1.3.3 Pasos para la instalación genérica de un sistema fotovoltaico

La instalación de un sistema solar fotovoltaico abarca cinco categorías generales que a su vez se desprenden en subcategorías:

El primer requisito para instalar un sistema FV es disponer de un área idealmente libre de sombras, el cual generalmente puede tratarse de un techo, estacionamiento o algún terreno sin uso. El área y distribución de los paneles solares FV determinarán el tamaño del sistema. Como primera aproximación se puede señalar que se necesitan entre 10 y 15 m2 por cada kWp que se quiera instalar [Programa 4e, 2017].

Es importante informarse respecto al tipo de cliente que requiere la instalación (libre o regulado), y contar con información fidedigna del consumo de electricidad anual, el área disponible y potencial fotovoltaico, la estimación de generación fotovoltaica anual, los costos y financiamiento y finalmente el marco regulatorio.

El segundo paso es la cotización y selección, donde corresponde la búsqueda de empresas instaladoras adecuadas con quien cotizar y comparar alternativas. Aunque no existe diferencia entre la instalación de paneles en un lugar residencial o inmuebles comerciales, es relevante el diseño eléctrico dependiendo de su tamaño, por lo que se recomienda asegurar que el instalador tenga experiencia relevante y demostrable. Posteriormente, en caso de existir un contrato, la cotización normalmente será la base de este. Una vez firmado el contrato, cualquier variación en el diseño del sistema debe documentarse y aprobarse previo a la instalación [Programa 4e, 2017].

En el caso de que el proyecto se conecte a la red en el marco de la Ley 20.571, la empresa instaladora deberá seguir los requisitos que exige la SEC respecto al equipamiento, diseño e instalación.

Dependiendo del tamaño y complejidad del proyecto, la instalación en terreno puede demorar entre 1 y 8 semanas, contemplando las siguientes etapas:

- Instalación de faenas y medidas de seguridad
- Instalación del sistema fotovoltaico
- Conexión del sistema a la red

Finalizada la instalación, la SEC puede realizar una fiscalización de la seguridad del sistema y puede suceder antes que el sistema se conecte a la red.

Por último, para la conexión a la red generalmente es la empresa instaladora quien realiza los trámites correspondientes, a través del procedimiento de conexión a la red, dependiendo de la forma de conexión que se haya seleccionado: Norma 4, Net Billing o PMGD.

La recomendación en este caso es comenzar el proceso de conexión y tener las aprobaciones correspondientes antes de instalar el sistema y de efectuar la compra [Ministerio de energía, 2018].

1.3.4 Operación y mantenimiento de un sistema fv de autoconsumo

Desde la perspectiva del mantenimiento, se busca maximizar la generación de energía, evitar los costos de inactividad, disminuir las fallas, evitas las fallas más costosas y aumentar la vida útil del sistema [Ministerio de Energía, 2018].

Generalmente, el mantenimiento de un sistema fotovoltaico consiste en:

- Limpieza de paneles e inspecciones periódicas, inspecciones anuales, mantenimiento preventivo.
- Operaciones de reparación en caso de falla, mantenimiento correctivo.
- Monitoreo en línea para utilizar información en tiempo real para llevar a cabo medidas preventivas o correctivas.

Es necesario definir la frecuencia con la que se debe realizar la limpieza, ya que la acumulación de polvo y suciedad bloquean el ingreso de la radiación solar y disminuyen la energía eléctrica generada. La limpieza es económica y eficiente cuando las pérdidas evitadas superan el costo de la limpieza. El período adecuado para limpiar los paneles dependerá de las condiciones particulares del emplazamiento [Programa 4e, 2017].

Generalmente los sistemas fotovoltaicos son muy confiables y seguros, y su vida útil puede llegar hasta los 25 años. Sin embargo, con el paso del tiempo, el sistema se ve expuesto a la intemperie con cambios de temperatura, lluvia, radiación UV, entre otros. Aunque todos los componentes tienen que cumplir los requerimientos normativos para la intemperie, es posible que se presenten fallas. En algunas oportunidades estas pueden ser reparadas a bajo costo, de lo contrario afectan el rendimiento y los ahorros esperados en la cuenta de electricidad de manera perceptible, lo que hace necesario un mantenimiento eficaz del sistema.

“La ventaja de un contrato de mantenimiento, es que personal calificado de una empresa especialista ejecuta el mantenimiento y emite un reporte del rendimiento, de las actividades

realizadas, incluyendo fallas en caso de que existan, y su corrección. Sin embargo, debe existir una contraparte técnica capacitada que pueda validar dicho plan de mantenimiento y aprobar el trabajo" [Ministerio de Energía, 2018].

La desventaja que presenta un contrato de mantenimiento es que agrega costos, y el conocimiento no siempre es transferido al beneficiario/dueño, pero evita el costo de capacitación de un técnico propio. Así, antes de decidir de qué manera se realizará el mantenimiento se debe considerar un análisis de costos y beneficios.

Es importante que el personal que realizará el mantenimiento conozca todos los detalles de los componentes, planificación, diseño e instalación, de manera de poder encontrar posibles fallas y solucionarlas.

Los requerimientos mínimos de documentación de un sistema FV conectado a la red de distribución bajo el marco de la Ley 20.571, se definen en el Instructivo técnico RGR N°1 y 2 (2017) de la SEC [SEC, 2016a].

La operación y mantenimiento se desarrollan dentro del contexto que la instalación FV genere suficientes ahorros sobre la inversión. Al momento de planificar las actividades de mantenimiento, se debe tener plena consciencia de la inversión que se hizo y de los ahorros esperados del proyecto. Los principales componentes del plan de mantenimiento son el preventivo, correctivo y predictivo [Ministerio de Energía, 2018].

Considerando la variabilidad que tendrían los sistemas FV instalados en establecimientos educacionales a lo largo del país en cuanto a condiciones ambientales, capacidades de cada institución, orientación y características estructurales, no es posible diseñar un plan de mantenimiento que se ajuste completamente igual a todos los proyectos. Por esta razón, el presente documento entrega recomendaciones de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo e información sobre costos de operación y mantenimiento, entendiéndose como recomendaciones generales al respecto.

1.3.4.1 Mantenimiento preventivo

Se debe observar e interpretar los datos de monitoreo continuamente para evitar daños graves en caso de alguna falla. La limpieza de los módulos fotovoltaicos no debe dejarse de lado, ya que la acumulación de polvo y suciedad como hojas, excremento de animales, ramas de árboles u otros, en estos componentes, impiden el ingreso de la energía solar en las celdas fotovoltaicas y ocasiona una disminución de energía generada. La limpieza es económica y eficiente cuando las pérdidas evitadas superan el costo de la limpieza y la frecuencia de esta

dependerá netamente del lugar; en lugares con poca lluvia, mucha contaminación y polvo en suspensión, la limpieza de los módulos puede ser necesaria mensual o bimensualmente.

Los inversores, por otro lado, son diseñados para operar cubiertos por una carcasa, protegidos de la intemperie y de la lluvia, sin embargo, deben ser protegidos de la radiación solar directa para evitar altas temperaturas. Generalmente estos equipos requieren bajos niveles de mantenimiento, procedimiento que consiste principalmente en verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca, bien ventilada y que no sea invadida por insectos u otros animales [Ministerio de Energía, 2018].

1.3.4.2 Mantenimiento correctivo

Las fallas más comunes en los sistemas FV se presentan en los inversores, atribuyendo entre un $60 - 69\%$ de las paradas no planificadas, según estudios a instalaciones en Alemania, Inglaterra, Suiza, Japón y Taiwán.

Para detectar a tiempo la falla que pueda presentar el inversor, es necesario que el usuario la identifique correctamente por medio de las alarmas de monitoreo, para que en caso de falla envíe una alarma a la persona responsable. El segundo paso es que el usuario sepa qué hacer en caso de que falle el inversor. Esta información es entregada por el fabricante en el manual del equipo. En cuanto a los módulos FV, podrían presentarse tres tipos de fallas, que afectarían el funcionamiento global del sistema, puesto que son la base de la generación de energía.

Una de las posibles fallas es la degradación del laminado. La función del laminado es proteger los componentes internos de los módulos del ingreso de humedad y contaminación, reforzar la estructura y servir de aislante eléctrico entre las celdas y los contactos. Una falla en este elemento podría afectar la intensidad de la energía solar que ingresa a las celdas o bien, podría desencadenar corrosión y una serie de fallas internas. Como se encuentra expuesto a la intemperie puede generar un envejecimiento, que en algunas oportunidades está acompañado por coloración amarilla o marrón.

El sobrecalentamiento localizado en una celda es otro factor muy importante y se produce cuando una celda está cubierta (por ejemplo, por sombras) y actúa como consumidor, alcanzando temperaturas muy altas. Las principales causas se deben a condiciones de sombra o a la falla de un diodo bypass, que es el sistema de protección contra *hot-spots*, permitiendo que la corriente pase alrededor de la celda sombreada, reduciendo con esto la pérdida de potencia dentro del módulo sombreado y su efecto al *string*, alargando la vida útil del módulo.

Otras posibles fallas en los módulos FV son la delaminación, generada por la incompatibilidad de materiales, laminado viejo, impurezas del vidrio o afín, también puede presentarse interconexión defectuosa, roturas y micro-roturas [Ministerio de Energía, 2018].

1.3.4.3 Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento utiliza la información en tiempo real para llevar a cabo medidas preventivas como limpieza, o mantenimientos correctivos anticipándose a fallas o detectándolas tempranamente. El objetivo es disminuir la frecuencia de las medidas preventivas, reduciendo el impacto en los costos de mantenimiento correctivo. Por ende, es primordial el monitoreo de la instalación en tiempo real, que colecte información del sistema FV y su entorno, para que los operadores puedan acceder en todo momento a los datos importantes.

Los sistemas fotovoltaicos requieren menor mantenimiento en comparación a sistemas generadores de otro tipo. Aun así, el mantenimiento es un componente relevante para garantizar el rendimiento pronosticado. En general, el mantenimiento de estos sistemas es de bajo costo y las fallas corregidas generalmente valen los gastos, garantizando así el retorno de la inversión. Sin embargo, debe considerarse que un sistema que no funciona correctamente no genera ahorros, por lo mismo se debe contraponer las pérdidas posibles por no funcionamiento y los costos para el mantenimiento [Ministerio de Energía, 2018].

En resumen, la necesidad nacional de independizar y diversificar la matriz energética es una realidad que ha hecho necesario el aumento de sistemas de generación de energía por medio de energías renovables no convencionales, y en particular, ha provocado un aumento en la generación por medio de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo a nivel domiciliario e institucional. Este aumento ha ido de la mano con el desarrollo de leyes relacionadas en las últimas décadas, las cuales de cierto modo han incentivado la creación de nuevos proyectos, la presencia de más programas públicos y la participación de distintas entidades que pueden otorgar financiamiento, mediante postulación, a este tipo de sistemas.

Son variadas las instituciones que otorgan apoyo al desarrollo y continuidad de proyectos de generación con sistemas fotovoltaicos, entre ellas hay incluso algunas internacionales que trabajan en colaboración con organismos gubernamentales nacionales. Bajo esta misma arista, existen también organizaciones incipientes que buscan desarrollar proyectos fotovoltaicos que involucren a la comunidad, en lugares más alejadas dentro de Chile, con el fin de llevar las herramientas y conocimiento sobre este tema a parte de la

población que difícilmente lo ve como una alternativa que se encuentre a su alcance, pudiendo resultar beneficioso en otros aspectos, más allá de lo monetario.

Este tipo de proyecto tienen una vida útil aproximada de 25 años; en particular, dependerá de lo que establece cada fabricante para los principales equipos de la instalación, y la degradación de estos puede ser cercana al 1% anual. Debe considerarse también un mantenimiento periódico según la ubicación de la instalación, acorde a las condiciones y factores ambientales y meteorológicos presentes, que puedan significar un riesgo en el óptimo funcionamiento del sistema.

2. Metodología

Esta sección detalla el modelo utilizado para determinar parámetros técnicos para instalar un sistema solar en un establecimiento y qué consideraciones tener al respecto, extraído de documentos desarrollados por el Ministerio de Energía.

También, se explican el origen de los datos meteorológicos utilizados y características del software de modelación con el que se procesa dicha información y se detalla la metodología entregada por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación económica y social que involucra la instalación.

Por último, se detallan las actividades que adicionaron valor al desarrollo de la propuesta de trabajo. Estas actividades consisten en seguimiento y visita a terreno de instalaciones solares fotovoltaicas en establecimientos educaciones y entrevista a profesional como apoyo en la evaluación social del proyecto.

2.1 Sistemas solares fotovoltaicos de autoconsumo

"El autoconsumo energético es la capacidad de un consumidor de generar toda o parte de la energía necesaria para satisfacer la demanda eléctrica o térmica que requiere, sea en una casa, un negocio, una industria, en la agricultura, o en cualquier otra infraestructura" [Ministerio de Energía, 2019].

Según su conexión, pueden clasificarse en dos grupos:

- **Sistemas *On-Grid* (conectados a la red)**

  En este caso el sistema no cuenta con elementos de almacenamiento de energía, ya que toda la energía producida se consume al inyectar los excedentes a la red. Para esto, se utilizan medidores bidireccionales [ACESOL, 2019].

- **Sistemas *Off- Grid* (aislados de la red)**

A diferencia del anterior, estos sistemas sí requieren de un elemento almacenador de energía (por lo general, una batería). De esta manera, si el generador fotovoltaico suspende su funcionamiento, el consumo es cubierto por la batería. Estos sistemas satisfacen la demanda energética independientemente de la red eléctrica.

2.1.1 Componentes de una instalación fotovoltaica

Un sistema fotovoltaico se compone por el conjunto de paneles fotovoltaicos y un inversor, como mínimo. Según las características de infraestructura y capacidad, podría incorporar otros elementos. A continuación, se mencionan los principales equipos presentes en un sistema *On-Grid*:

- **Módulos fotovoltaicos.**

Son los principales componentes del sistema fotovoltaico y son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica de corriente continua. Su vida útil puede sobrepasar los 20 años. En Chile, estos equipos deben estar autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para ser instalados bajo la Ley de generación distribuida [SEC, 2016b].

- **Inversor**

Es el responsable de transformar la electricidad de corriente continua a corriente alterna, siendo esta última la que circula por las redes de distribución, permitiendo el uso de artefactos o inyectándolo a la red. En la actualidad los inversores son capaces de transformar la energía hasta con un 98% de eficiencia.

- **Estructura de soporte**

Fija de forma segura los módulos fotovoltaicos en la orientación e inclinación requerida, al techo del inmueble. La forma de fijar dicha estructura a la techumbre depende de su materialidad.

2.1.2 Evaluación de techos e infraestructura disponible

Los sistemas fotovoltaicos que cuenten con conexión a la red, se integran al techo existente del inmueble. Para que esto sea posible son necesarias tres condiciones básicas:

- Que el techo haya sido diseñado acorde a la normativa de construcción vigente.
- Que todos sus componentes se encuentren en óptimas condiciones.
- Que la techumbre esté compuesta por materiales compatibles con la instalación de un sistema fotovoltaico.

Una vez cumplidos estos requisitos es posible evaluar aspectos específicos del área disponible y su orientación para identificar su potencial.

Para el diseño de instalaciones fotovoltaicas, se debe considerar como mínimo la ubicación del recinto donde se pretende instalar el sistema fotovoltaico, considerando su orientación e inclinación, tipo de tejado y condiciones, superficie en m^2, sombras y radiación solar del lugar.

2.1.2.1 Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

Como Chile se sitúa en el hemisferio sur, se deben orientar los módulos fotovoltaicos hacia el norte, para recibir de manera más directa la radiación.

La pérdida de producción de energía al orientar los módulos fotovoltaicos a un punto cardinal distinto al norte aumenta a medida que se oriente hacia el sur este. Por esta razón, no se recomiendan techos con orientaciones sur, sur oeste y sur este [SEC, 2015]. Lo ideal es que se orienten según lo indicado en la Figura 2-1 y Figura 2-2.

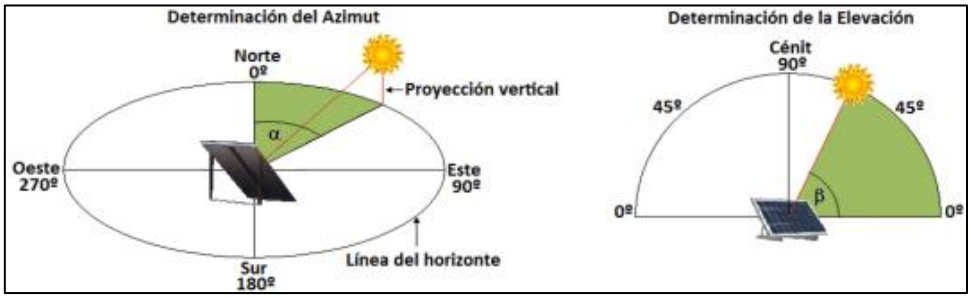


Figura 2-1. Inclinación recomendada para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: SEC.

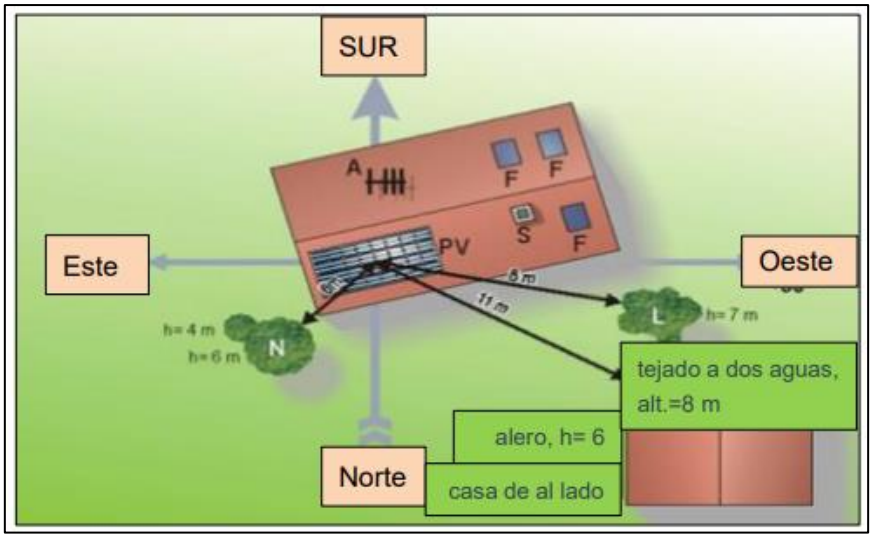


Figura 2-2. Orientación recomendada para instalaciones fotovoltaicas. Fuente: SEC.

Destacan dos formas para la instalación de módulos fotovoltaicos, estas son siguiendo la inclinación propia de la techumbre, o bien, ubicando los paneles sobre una estructura de aluminio que inclina el panel a un ángulo deseado. Techos de losa planos son ideales para el segundo método. Ambos casos se ilustran en la Figura 2-3.

En el caso que el techo no sea plano, el lado del techo que se orienta al norte debe tener una inclinación cercana a la de la latitud del lugar, ya que, por recomendación, los módulos fotovoltaicos se instalan paralelos al techo [SEC, 2015].

2.1.2.2 Tipo de tejado

Los edificios donde se tenga previsto hacer una instalación fotovoltaica deben estar dentro de la Norma de Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. Las techumbres deben ser menores a 30 años, salvo que se hayan realizado remodelaciones, o menores a 70 años en caso que sean techos de losa de hormigón. No deben tener deterioros visibles, óxido, filtraciones, manchas por humedad u otro deterioro que sea evidente. Instalaciones deficientes no son recomendables para desarrollar un proyecto de esta índole [SEC, 2015].

En cuanto a la estructura del techo, lo ideal es que esta sea metálica. En caso de ser de madera, se debe evaluar su condición y la antigüedad. En general, las estructuras deben estar en buen estado para ser capaces de soportar el peso del sistema.

Aunque no es obligatorio, debe existir una manera segura para acceder al techo, para efectos de evaluación, diseño, montaje y mantenimiento de las instalaciones lo ideal es contar con gateras, plataformas o equipo alza hombres. No se considera a las escaleras de madera una forma de acceso segura.

Los techos con pendientes significativas no son transitables y deben contar con líneas de vida para montaje y mantenimiento. Para el caso de los techos planos, se recomienda la instalación de pisos técnicos para el acceso al campo fotovoltaico.

2.1.2.3 Superficie

En techos planos, los módulos fotovoltaicos se instalan sobre una estructura que los inclina. No obstante, se debe considerar una separación prudente entre las filas de módulos solares para que no se produzcan sombra entre ellos.

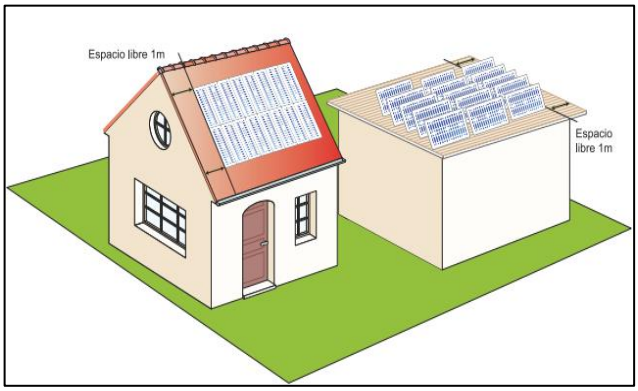


Figura 2-3. Representación genérica para distribución segura de paneles solares en techo plano. Fuente: Ministerio de Energía, "Guía de Evaluación inicial de Edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos".

2.1.2.4 Efecto sombra

Las hay de dos tipos: propias o externas, siendo las primeras las generadas por elementos instalados de la misma edificación como chimeneas, equipos de refrigeración, muros cortafuegos, etc. Mientras que las segundas son sombras generadas por elementos ajenos al edificio, como árboles, otros edificios, postes u otros.

El factor sombra es de considerable importancia ya que, de no considerarlo o pasar por alto áreas de sombreado, el sistema puede presentar las siguientes fallas:

- Producir menos energía
- Aumentar la temperatura en el módulo afectado
- Disminuir la vida útil y presentar puntos calientes o *hot spot*
- Disminuir el rendimiento del sistema

2.2 Criterios técnicos de un sistema solar fotovoltaico

Cada instalación fotovoltaica que se quiera realizar dependerá de parámetros particulares según el caso. Para poder dimensionar correctamente la cantidad y capacidad de los distintos equipos, es necesario definir ciertos criterios técnicos, como los que se mencionan en esta sección.

2.2.1 Generación eléctrica fotovoltaica para autoconsumo

La radiación solar dependerá de la hora del día, época del año y condiciones climáticas, por eso es relevante un buen dimensionamiento para obtener una correcta orientación e inclinación del sistema que logre sacar el mejor provecho a la radiación incidente en la ubicación específica [Programa 4e, 2017].

En algunas oportunidades la generación no coincide con el consumo y se producen excedentes de electricidad que pueden inyectarse a la red de distribución para ser comercializados con la distribuidora o mercado eléctrico, según el marco regulatorio por el que se opere. Cuando esto ocurre, los excedentes de energía inyectados a la red son contabilizados con un medidor bidireccional.

Cuando el consumo eléctrico es mayor que la generación de energía fotovoltaica, la electricidad consumida es toda la energía generada por el sistema fotovoltaico sumado a la energía de la red que se utiliza para dar abasto con la demanda.

La generación de energía de un sistema solar fotovoltaico depende también de su eficiencia, tamaño y ubicación. Generalmente, cada panel tiene una potencia nominal entre 250 y $310[W_p]$ y la cantidad de paneles que se instalen determinará el tamaño del sistema fotovoltaico.

En general, la generación de energía se calcula considerando aspectos como la radiación solar potencial, orientación e inclinación del sistema fotovoltaico, eficiencia de los componentes principales (paneles, inversor(es), cableado), sombra que pueda recibir el sistema: topográfica o directa y otras pérdidas debido a acumulación de suciedad (polvo) sobre el panel y tiempo apagado por mantenciones.

2.3 Apoyo de software y base de datos para simulación

Para el desarrollo de las simulaciones implicadas en este trabajo, se utilizaron principalmente dos herramientas esenciales, que fueron la base de datos del Explorador Solar, extraída desde su sitio web, y el software de simulación fotovoltaica PVSyst, que se detallan a continuación.

2.3.1 Explorador solar

No solo el norte de Chile posee altos niveles de radiación solar. Todo el país presenta diferentes "climas solares", que han hecho del territorio nacional un lugar propicio y de creciente desarrollo para la energía solar.

Si bien el país ha progresado en temas de energía solar en los últimos años, favorecido por las características geográficas que posee, existe escasa información pública sobre investigación y/o mediciones de alta resolución de radiación solar. Por esta razón, un grupo de investigadores nacionales desarrolló el "Explorador Solar" por medio de un proyecto en conjunto con el Ministerio de Energía, que involucra una base de datos que incluye la información desde 2004 hasta 2016 a una resolución horizontal de 90 metros sobre Chile continental e insular. Los resultados se basan en datos de re-análisis globales para forzar un modelo de transferencia radiativa para la irradiancia solar en el cielo despejado y un modelo empírico basado en datos satelitales para condiciones de nubosidad. Estos resultados fueron validados utilizando 140 estaciones de irradiancia solar en todo el país y el proceso se documentó en el paper "*A solar radiation database for Chile*" [Molina, Falvey, Rondanelli, 2017].

El resultado final del desarrollo de esta investigación está a disposición del público, de forma gratuita, con diferentes herramientas en línea y de tipo geográficas denominadas "exploradores", los cuales han sido diseñados como herramientas destinadas al análisis de los recursos renovables que permiten de manera gráfica realizar una evaluación preliminar del potencial energético sobre cualquier ubicación definida por el usuario, aunque no sustituye mediciones en terreno.

2.3.2 PVSyst

El software seleccionado para la simulación de datos es PVSyst 6.7.0, el cual permite crear un proyecto conectado a la red, realizar construcciones, usar escenarios con sombreado

tridimensional y cargar información meteorológica de sitios específicos. Para esto último, el programa permite ingresar los datos de forma manual mes a mes, o bien, cargar un archivo en formato .CSV con la información, que puede exportarse directamente desde la base de datos del explorador solar, ya que estos datos meteorológicos son más actualizados en comparación a los que vienen por defecto cargados en el software.

Luego de haber definido el sitio y las entradas meteorológicas del proyecto, se procede a crear la primera variable considerando los datos meteorológicos importados [PVSyst, 2019].

2.3.2.1 Definición de parámetros de entrada

Los parámetros básicos de entrada que solicita el software son la definición de la orientación y el sistema fotovoltaico propiamente tal. A continuación, se explica a grandes rasgos qué contempla cada uno de ellos.

- **Orientación**

  Esta sección del programa solicita ingresar el tipo de campo donde irá montado el sistema fotovoltaico, es decir, si se trata de paneles con orientación fija o con seguimiento de un eje o de dos, y las respectivas opciones posibles dentro de cada caso. Además, solicita indicar los ángulos de inclinación del plano (techo) y acimut.

- **Sistema**

  Este ítem considera la selección de parámetros técnicos o de equipos tales como módulo fotovoltaico, inversor y configuración de ellos (serie o paralelo). De manera opcional es posible ingresar restricciones de diseño a la simulación, como valor límite de potencia nominal deseada o la superficie disponible en m^2 del sistema.

De forma complementaria, el programa PVSyst trae incorporada una biblioteca de equipos disponibles para la simulación, tanto de módulos como de inversores con variedad de potencias nominales y tecnologías en cada caso. Para concluir la sección de sistema y proceder a la simulación, se debe definir cuántos módulos en serie y en paralelo se conectarán respectivamente y la cantidad de inversores que cubrirían la demanda requerida.

De manera opcional se puede indicar potenciales pérdidas que tendría el sistema, asociadas a factores de fricción de corriente, eficiencia del módulo, polvo y suciedad, entre otros. Esta información no es condicionante para el modelamiento del sistema fotovoltaico.

Una vez definida la orientación y los equipos que compondrán el sistema, es posible ejecutar la simulación. Si se busca más precisión en los resultados o se desea obtener datos

adicionales, puede configurarse también un sombreado en el lugar o definir objetos que obstaculicen el paso de la radiación al sistema, agregar precios de algunos de los equipos o información sobre el financiamiento o la inversión, para generar un reporte económico.

2.4 Evaluación de sistema fotovoltaico

Esta sección del documento aborda un análisis técnico económico de las simulaciones realizadas para las superficies ideales del establecimiento Horacio Aravena Andaur, de la comuna de San Joaquín.

2.4.1 Análisis técnico

Para la evaluación y estimación del sistema solar fotovoltaico se debe describir cómo estimar la capacidad de energía que puede extraerse de la radiación solar, con el propósito de analizar la factibilidad de este recurso para la generación de energía eléctrica.

Para dimensionar el sistema fotovoltaico de generación de electricidad se deben considerar estos aspectos:

- Establecer consumo eléctrico mensual promedio dentro del establecimiento.
- Dimensionar el generador fotovoltaico (cantidad de paneles), de acuerdo a la irradiación de la ubicación.
- Dimensionar el sistema de acumulación (número de baterías)
- Dimensionar el regulador y el inversor
- Seleccionar los equipos para el sistema eléctrico

2.4.2 Análisis económico

La evaluación económica del presente proyecto se realiza con base en la metodología propuesta por el Ministerio de Desarrollo Social para Evaluación Social de Proyectos. Para esto, se desarrolla posteriormente la explicación de distintos conceptos que hacen posible la comprensión de este apartado.

En la fase de evaluación se busca establecer la conveniencia técnico-económica de ejecutar el proyecto y para esto se puede usar un enfoque costo-beneficio o uno costo-eficiencia, dependiendo de si es posible cuantificar y valorar los beneficios del proyecto.

Los beneficios del proyecto pueden ser diversos y pueden ser fruto del aumento del consumo de un bien o servicio, del ahorro de costos, revalorización de bienes, reducción de riesgos, mejoras en el medio ambiente, o de la combinación de los factores anteriores. En los casos que sea posible los beneficios deben ser cuantificados (en unidades de medida) y valorados a precios de mercado o precios sociales.

Para establecer un criterio de decisión, se debe identificar si el proyecto genera beneficios económicos cuantificables y valorables. De ser así, se debe utilizar el enfoque costo-beneficio. En caso contrario, si los beneficios generados por el proyecto son de difícil cuantificación y valoración y deseados por la sociedad, se debe analizar bajo un enfoque costo-eficiencia [Ministerio de Desarrollo Social, 2019].

Para la elaboración del flujo neto de caja, en tanto, el horizonte de evaluación se determina por la vida útil de la inversión (sin superar los 30 años) y considerando el valor residual correspondiente del proyecto cuando éste supera el límite. Del flujo se obtienen los indicadores de rentabilidad para ambos enfoques mencionados: en el caso de costo-beneficio se considera VAN y TIR, mientras que para costo-eficiencia se identifica la alternativa más conveniente de acuerdo al VAC y CAE [Ministerio de Desarrollo Social, 2015].

2.4.2.1 Indicadores de rentabilidad para evaluación económica

Una vez que se tiene la información de flujos netos del proyecto es posible calcular los indicadores de rentabilidad principales, según el tipo de proyecto que se evalúe. Para proyectos con enfoque costo-eficiencia los indicadores adecuados son el VAC y el CAE [Evaluación Social de Proyectos, 2011].

- **Valor Actual de Costos (VAC)**

  Es el costo en valor presente del proyecto. Este indicador permite comparar alternativas de igual vida útil [Ministerio de Desarrollo Social, 2013].

  Se calcula según la siguiente fórmula:

$$VAC = I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

- **Costo Anual Equivalente (CAE)**

  Representa el costo equivalente en pagos anuales del proyecto y se utiliza para comparar proyectos que tienen beneficios iguales en el tiempo [Ministerio de Desarrollo Social, 2013].

Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$CAE = VAC * \left[\frac{r * (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}\right]$$

- **Valor Actual Neto (VAN)**

Corresponde a la diferencia entre todos los ingresos y egresos expresados en moneda actual y determina que el proyecto debe aceptarse si tiene un valor igual o mayor a cero. Al calcular un VAN se busca determinar cuánto valor o desvalor generaría un proyecto para una compañía o inversionista en caso de ser aceptado [Sapag, 2014].

Se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_0$$

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Este criterio evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período, con la cual se igualan los ingresos y egresos. Mide la rentabilidad promedio que tiene un determinado proyecto y matemáticamente, corresponde a aquella tasa de descuento que hace el VAN igual a cero [Ministerio de Desarrollo Social, 2013].

Se calcula según la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{Y_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t} + I_0$$

2.4.2.2 Tasa social de descuento

Para el cálculo de la tasa social de descuento se toma en cuenta el valor presente indicado en el Sistema Nacional de Inversiones, y que corresponde a un seis por ciento anual. Este valor se utilizará para determinar los indicadores de rentabilidad del proyecto [Ministerio de Desarrollo Social, 2015].

2.4.2.3 Período de recuperación de capital

Este indicador señala el número de períodos (por lo general, en años) requeridos para recuperar la inversión inicial realizada. Se utiliza frecuentemente en evaluación de inversiones privadas, sin embargo, en proyectos de tipo social no se trata de un indicador decisor. En

proyectos de tipo social este parámetro representa el período que tarda la sociedad en percibir el beneficio social neto como resultado de los costos sociales involucrados en la inversión [Sapag, 2014].

2.4.2.4 Horizonte de evaluación y vida útil del proyecto

El horizonte de evaluación de un proyecto lo define la vida útil de la inversión (sin superar los 30 años). En casos donde la vida útil de la inversión supere el límite impuesto, se debe determinar el valor residual que tendrá la inversión en el último año del horizonte de evaluación [Ministerio de Desarrollo Social, 2013].

2.4.2.5 Precios sociales

Dadas las diferencias entre beneficios y costos sociales y privados, es necesario disponer de precios sociales para los bienes producidos y para los costos atribuibles al proyecto.

El precio social es el precio al cual la sociedad en su conjunto valora la disponibilidad de un bien. Es decir, en cuánto aumenta el bienestar o beneficio social al existir más del bien, o en gastar menos de este bien.

El propósito de la estimación por medio de precios sociales es contar con valores que reflejen el verdadero beneficio o costo para la sociedad al utilizar unidades adicionales de recursos durante la ejecución y operación de un proyecto de inversión [Ministerio de Desarrollo Social, 2015].

2.5 Actividades complementarias al desarrollo

Como apoyo al trabajo desarrollado en la presente memoria, se realizaron visitas a terreno y de consulta en materias específicas.

Dentro de esto, se destaca el seguimiento realizado a la instalación del primer laboratorio solar con fines académicos en el Liceo Pablo Neruda de Arica (2018), donde se formará técnicamente a la comunidad en materia de energía solar. Se trata de un sistema conectado a la red mediante la Ley 20.571, que además cuenta con banco de baterías y monitoreo en línea. Este proyecto permite capacitar a los alumnos en tecnologías solares, como diseño, construcción y mantenimiento de dichas instalaciones.

En mayo de 2019, se realizó una visita en terreno a la Escuela Rural Ricardo Roth, en Petrohué. Esta visita involucra el apoyo al equipo de ingeniería que realizó la instalación del

sistema, siendo parte desde la recepción de los equipos hasta su instalación y conexión a la red. A diferencia del sistema de Arica, el del sur no cuenta con banco de baterías y está diseñado para el consumo eléctrico interno del establecimiento educacional. Paralelo a las labores de montaje e instalación, también se dictaron breves clases y talleres relacionados a energía renovable, particularmente a solar, a los y las estudiantes de la escuela. En ambos proyectos estuvo involucrado el Sr. José Etcheverry, científico chileno especialista en energías renovables, quien lidera el proyecto *Sol-idaridad*.

Por otro lado, para la elaboración del Manual de Energía Solar (ver Anexo A), se usaron principalmente dos textos como referencia (ver Bibliografía):

- Fotovoltaica: Manual de Diseño e Instalación
- Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos

También se tuvo el apoyo del Sr. Eduardo Contreras, Ing. Civil Industrial de la FCFM de la Universidad de Chile, quien aportó con sus conocimientos y experiencia en evaluación social y económica de proyectos.

En base a lo planteado en secciones del Capítulo 2, es posible desarrollar cada capítulo siguiente del presente documento. Para ello, con la información recopilada del establecimiento, se analiza la orientación de sus techumbres para definir las que serían más apropiadas. También, se recopila la información eléctrica asociada al colegio y desde una base de datos se extrae la información meteorológica histórica del emplazamiento. Con esta información se puede realizar una modelación de sistema fotovoltaico.

Con los resultados de la modelación se hace un análisis técnico y económico de la situación y las alternativas posibles, y mediante la metodología propuesta por el Ministerio de Desarrollo Social se analiza el sistema bajo una perspectiva social.

3. Dimensionamiento del sistema y antecedentes técnicos

El presente capítulo incorpora información del colegio estudiado para posible diseño de sistema fotovoltaico, abarcando datos generales, información de consumo eléctrico histórico, información meteorológica del sitio y, por último, los resultados generados de la modelación con PVSyst.

3.1 Datos generales del establecimiento

El establecimiento seleccionado es el Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur (CEMHAA, también conocido como Liceo B-95), de la comuna de San Joaquín. Los accesos se encuentran en Ureta Cox 401 (educación media) y Pedro Mira 428 (educación básica), delimitado por las calles Juan Griego y Diego de Meza, según se indica en la Figura 3-1.

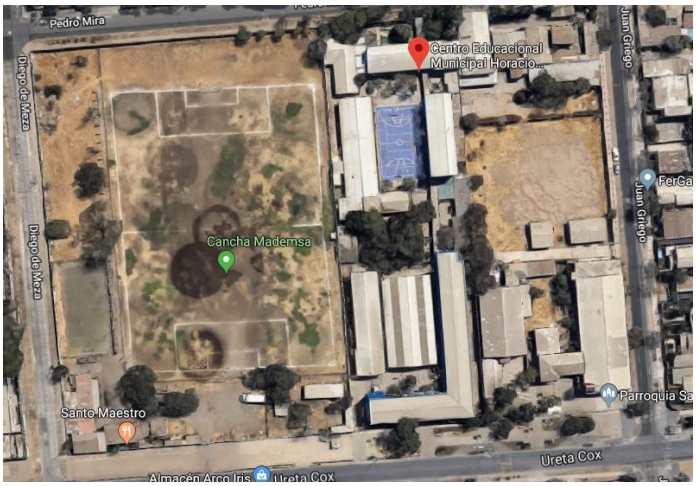


Figura 3-1. Vista superior satelital del Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur. Fuente: Google Maps.

La selección se hace, principalmente, por ser un liceo de la misma comuna que la universidad, lo que facilita el contacto directo por medio del Departamento de Vinculación con el Medio y la Orientación y Dirección del establecimiento en cuestión, y por contar con enseñanza básica y media, lo cual amplía el rango de edades a la cual se puede llegar a instruir respecto a ERNC. Además, al tratarse de un establecimiento municipal es posible postular y acceder a diversos programas de financiamiento.

Figura 3-2. Vista frontal Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur, desde Ureta Cox. Fuente: Google Maps.

Figura 3-3. Vista lateral Centro Educacional Municipal Horacio Aravena Andaur, desde Ureta Cox. Fuente: Google Maps.

Durante el año 2018 y 2019, el establecimiento presenta con una matrícula de 850 estudiantes, 60 profesores, 35 funcionarios más, entre administrativos y personal de servicio, con lo que se tiene un total de 755 personas que frecuentan el establecimiento a diario.

La jornada en promedio dura 8 horas, desde las 8:00 hasta las 16:00 horas cada día, pudiendo extenderse parcialmente por actividades extracurriculares, reuniones, entre otras. Además, hay meses con menos actividades, por festividades o vacaciones, como enero, febrero, junio y septiembre.

3.2 Información de consumo eléctrico histórico

Por medio de la compañía eléctrica aludida en los Agradecimientos del presente documento, fue posible obtener el consumo eléctrico mensual promedio del establecimiento registrado desde el 26 febrero de 2002 hasta el 7 de diciembre de 2018, y resumido en las tablas y figuras posteriores.

Además, la conexión eléctrica que posee el colegio es mediante un Empalme AR 75/90, y se rige según la tarifa BT3 1S. Los detalles de la tarifa pueden ser consultados en la sección 1.2.2.

Conforme a esta información, se generan los siguientes gráficos para potencia activa del establecimiento en el período mencionado. En primer lugar, se presenta en la Figura 3-4 un resumen anual que abarca del 2002 al 2018.

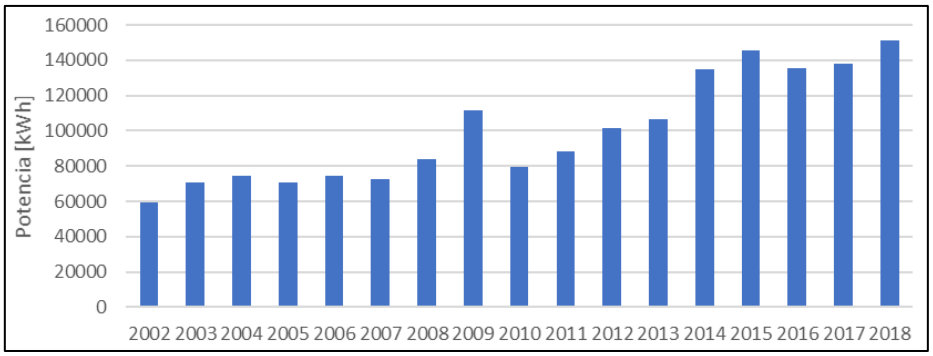


Figura 3-4. Potencia activa total para cada año, registrado desde febrero de 2002 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

Por lo amplio de la muestra, esta se desglosa mensualmente mostrando el comportamiento del colegio durante los últimos cuatro años, según se presenta en la Figura 3-5.

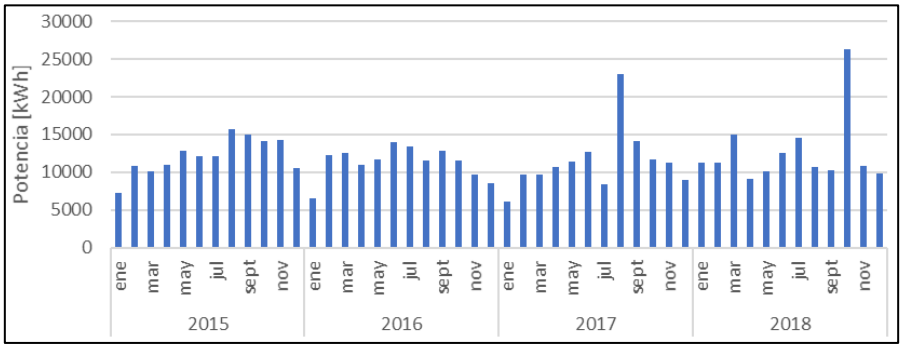


Figura 3-5. Muestra de potencia activa para cada mes desde enero de 2015 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

Finalmente, en la Figura 3-6 se muestra la tendencia mensual para un año promedio, en este caso, el más actual del que se tiene registro.

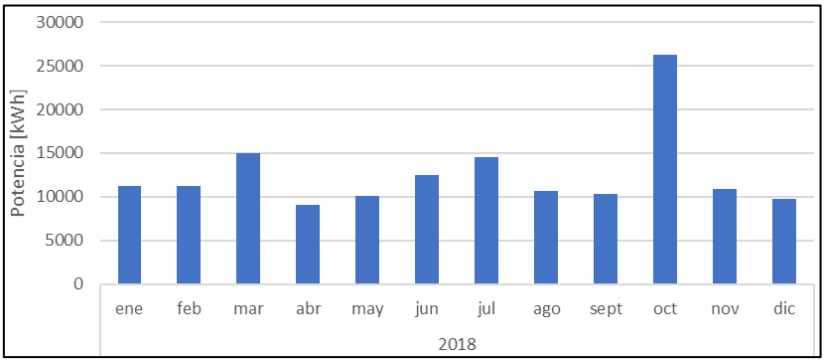


Figura 3-6. Muestra de potencia activa registrada para cada mes durante el año 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

De acuerdo a lo que indica la Figura 3-4, la potencia activa del establecimiento tiende al aumento a lo largo de los años, manteniendo un comportamiento promedio cercano a los $140.000[kWh]$ anual entre 2015 y 2018.

En la Figura 3-5, donde los últimos cuatro años son desglosados en sus respectivos meses, se observa un comportamiento oscilatorio en la potencia, detectándose *peaks* en los meses de julio generalmente, y observando dos crestas más pronunciadas en 2017 y 2018 que se alejan del comportamiento promedio.

Finalmente, para la Figura 3-6, donde se presentan los consumos mensuales del año 2018, donde se aprecia que ese *peak* mencionado anteriormente ocurre en el mes de octubre, con un valor cercano a los $25.000[kWh]$, seguido por marzo y julio con valores muy cercanos a los $15.000[kWh]$. Los otros meses en general tienden a estar en el rango de los $10.000[kWh]$.

Análogamente, se tiene el comportamiento respecto a la demanda punta leída para el CEMHAA en el período señalado. En primer lugar, se presenta la Figura 3-7, que resume anualmente el comportamiento de la muestra completa.

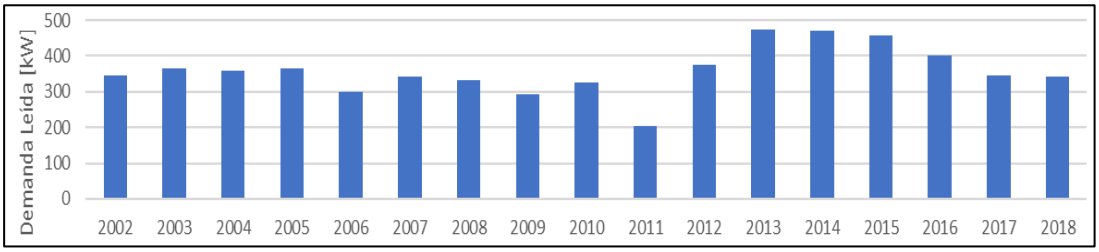


Figura 3-7. Demanda total para cada año, registrado desde febrero de 2002 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

Al igual que con la potencia, la

Figura 3-8 muestra los últimos cuatro años de los que se tiene registro, separados de manera mensual, para mejor visualización.

Figura 3-8. Muestra de demanda FP para cada mes desde enero de 2015 a diciembre de 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

Por último, la Figura 3-9 presenta la información correspondiente al último año registrado en la muestra, donde se distingue la demanda mensual registrada.

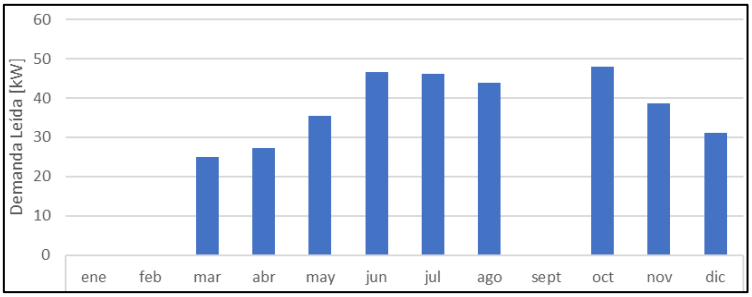


Figura 3-9. Muestra de demanda FP registrada para cada mes durante el año 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

De acuerdo a lo anterior, la Figura 3-7 señala la demanda total anual registrada para el establecimiento desde 2002 a 2018, pudiendo distinguirse los últimos dos años un valor cercano, en ambos casos, a $350[kW]$. Por otro lado, se distingue notoriamente una demanda muy baja para el año 2011, atribuible al contexto nacional estudiantil de la fecha.

Análogo al caso de potencia anterior, en la Figura 3-8 se observa un comportamiento cíclico para los cuatro años consecutivos presentados, teniendo una mayor demanda en los meses de septiembre y octubre y nulo durante los meses de vacaciones.

Al ver en detalle lo que ocurre mensualmente durante el año 2018, en la Figura 3-9 se observa el mínimo de demanda para enero, febrero y septiembre. Mientras que los meses con registro más alto se dan entre junio y agosto y también octubre, con valores entre 40 y $50[kW]$.

Si se contrasta la demanda capaz de suministrar el establecimiento con la demanda realmente solicitada mes a mes entre 2015 y 2018, se observa en la Figura 3-10 la siguiente tendencia:

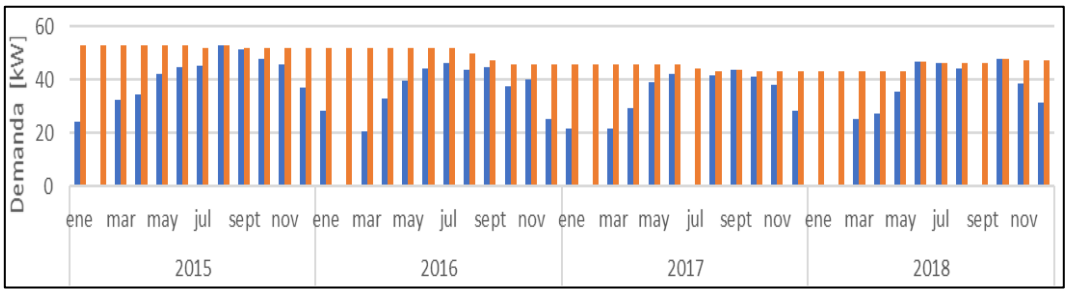


Figura 3-10. Contraste entre demanda leída para el período indicado y demanda máxima en el período registrado entre 2015 y 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

Al observar el mismo criterio para el último año registrado, se observa en la Figura 3-11 el siguiente comportamiento mensual.

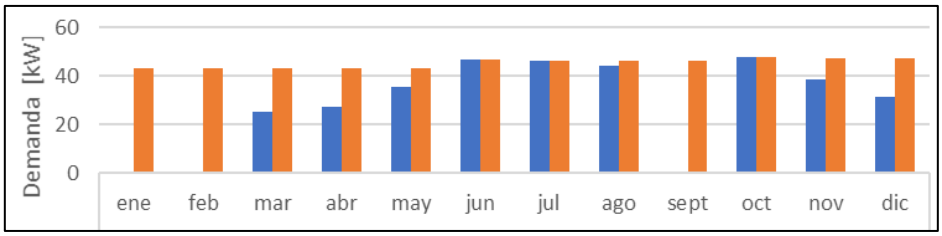


Figura 3-11. Contraste entre demanda leída para el período indicado y demanda máxima en el período registrado el 2018. Fuente: Adaptado de Enel (2018).

De lo anterior se distinguen meses donde no se registra demanda variable del establecimiento, lo cual puede atribuirse a vacaciones ordinarias o períodos sin actividades regulares en la fecha en la que se llevó a cabo la medición. Los valores máximos alcanzados se producen en los meses de junio, julio y octubre.

3.3 Información física de potenciales superficies

Como se señaló en la Sección Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, según las condiciones geográficas de la Región Metropolitana (RM), el ideal para una instalación de este estilo es una inclinación de 30° al norte (para el caso del hemisferio sur). Sin embargo, para mayor precisión, posteriormente se calcula el ángulo para las coordenadas puntuales del Centro Educacional.

De acuerdo con la orientación y disposición de las techumbres y del recinto en general, según se observa en la Figura 3-12, se identifican cuatro posibles superficies de estudio de las cuales, a partir de información consultada en el *Departamento de Obras de la Municipalidad de San Joaquín (2018)*, se estima su correspondiente equivalencia en m^2.

Figura 3-12. Indicación de techumbres potencialmente útiles para instalar un sistema fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

Las cubiertas señaladas como 1, 2, 3 y 4 se encuentran con orientación al norte, lo que las hace potencialmente aptas para la instalación de un sistema solar fotovoltaico, y poseen una superficie aproximada de 39 $[m^2]$, 128 $[m^2]$, 33 $[m^2]$ y 136 $[m^2]$, respectivamente.

No obstante, estas dimensiones no consideran el metro de seguridad necesario para futuros mantenimientos u otras eventualidades que impliquen subir a los techos respectivos (ver Figura 2-3), por lo tanto, estas magnitudes se reducen en los cuatro casos. El área efectiva para la instalación, con esta consideración, se reduce a aproximadamente 10 $[m^2]$, 60 $[m^2]$, 10 $[m^2]$ y 65 $[m^2]$ en cada superficie.

Las cuatro techumbres seleccionadas tienen su inclinación hacia el norte, lo cual es base para futuros análisis al respecto. La inclinación propia de la estructura original se calcula en base a los planos facilitados por la Corporación y consultados en el Departamento de Obras de

la I. Municipalidad de San Joaquín. A partir de esto, se tiene una inclinación de 16° respecto al plano vertical.

3.4 Características meteorológicas del sitio

Al ingresar las coordenadas correspondientes a la localización del Centro Educacional Horacio Aravena Andaur en la plataforma del Explorador Solar (La: 33,5006 ; Lo: 70,6343) como se muestra en la Figura 3-13, se pueden obtener los valores promedios, anuales y anuales mensuales para los principales parámetros meteorológicos del sitio, como sombras topográficas, nubosidad y radiación, entre otros. En la siguiente sección se explican los tres mencionados.

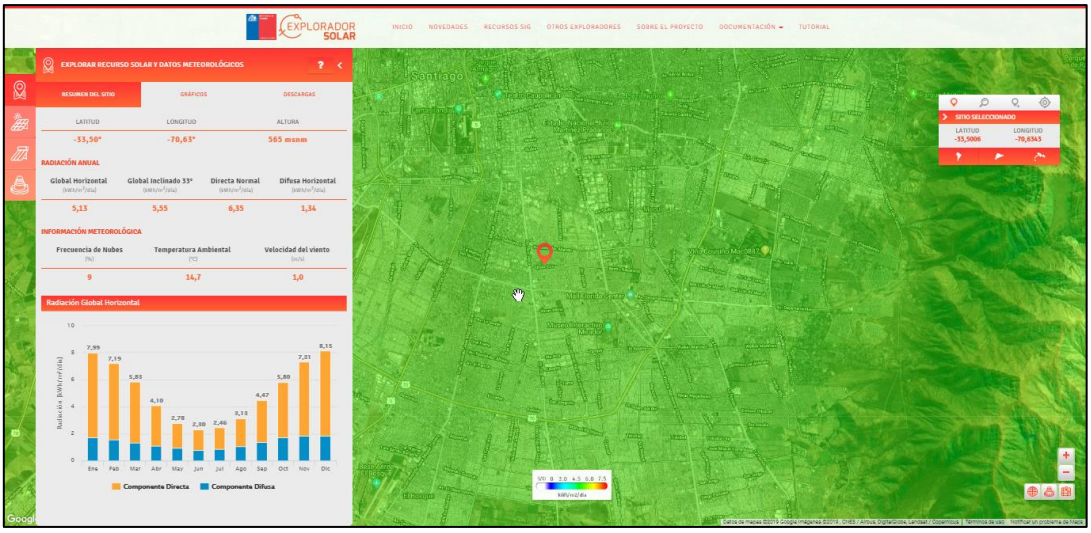


Figura 3-13. Vista de la búsqueda del establecimiento en la herramienta digital. Fuente: Explorador Solar (2016).

3.4.1 Sombras topográficas

Sobre las sombras topográficas se presenta información en dos formatos, el primero es para un año promedio con la evolución mensual.

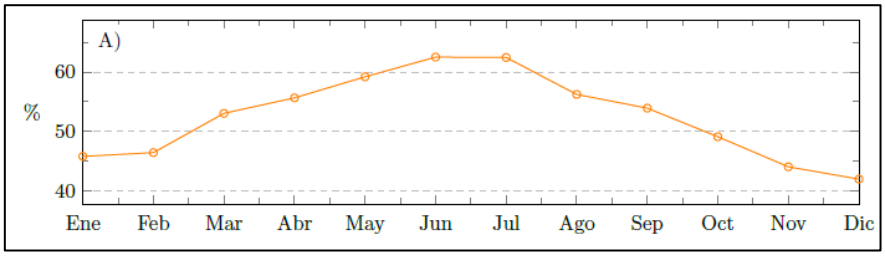


Figura 3-14. Ciclo anual de frecuencias de sombras. Fuente: Explorador Solar (2016).

En segundo lugar, se presenta la información gráfica para un día promedio con la evolución horaria.

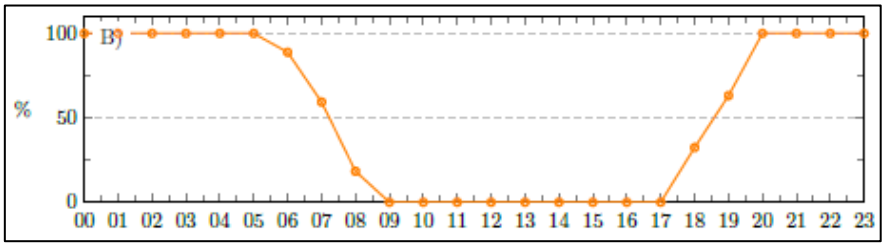


Figura 3-15. Ciclo diario de frecuencia de sombras. Fuente: Explorador Solar (2016).

A partir de la data generada, se obtiene información para la altura del terreno de 90 $[m]$ de resolución y considerando la topografía de un radio de 180 $[km]$ desde el sitio seleccionado para obtener las sombras proyectadas por los obstáculos topográficos.

De acuerdo a esto y a partir del Figura 3-15 se observa que, en promedio en la zona seleccionada, para el rango horario entre las 9:00 y 17:00 en un día promedio existe nula presencia de sombras (0%).

Estos valores, sin embargo, no consideran el impacto de otro tipo de obstáculos, como edificios, árboles, cables, etc. De todas maneras, como se observa en la Figura 3-1, hasta la fecha no existen edificios de altura superior al establecimiento que puedan generar sombra sobre él, en caso de que eventualmente se construya en el terreno colindante, sería necesario considerar dicho impacto en el estudio de las sombras y eficiencia del sistema.

3.4.2 Nubosidad

La nubosidad es la componente atmosférica que remueve mayor cantidad de radiación incidente. A partir de imágenes satelitales de GOES, por medio del explorador solar se obtuvo la frecuencia de nubosidad para cada hora y mes, considerando sólo horas diurnas. De manera análoga a las sombras topográficas, se presenta la información mensualmente para un año promedio según la Figura 3-16, y para un día promedio se presenta la variación horaria en la Figura 3-17.

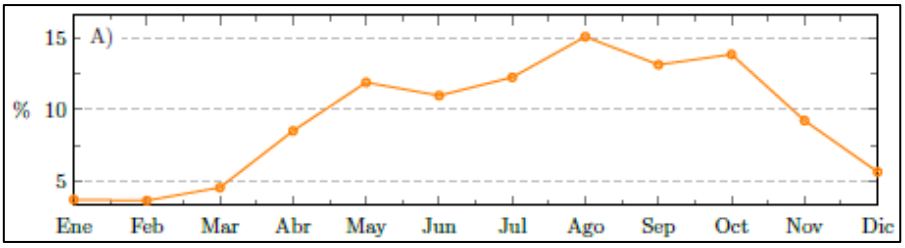


Figura 3-16. Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna. Fuente: Explorador Solar (2016).

La mayor frecuencia de nubosidad diurna, para la ubicación del establecimiento, se tiene entre los meses de mayo y octubre, con un porcentaje de 11,93% y 13,91% respectivamente, siendo el *peak* de nubosidad en el mes de agosto, con un 15,16% de nubosidad diurna.

Además, las horas al día con mayor porcentaje de nubosidad se detectan entre las 10:00 y las 15:00 aproximadamente con un comportamiento estándar en este rango con un valor cercano al 25% de nubosidad.

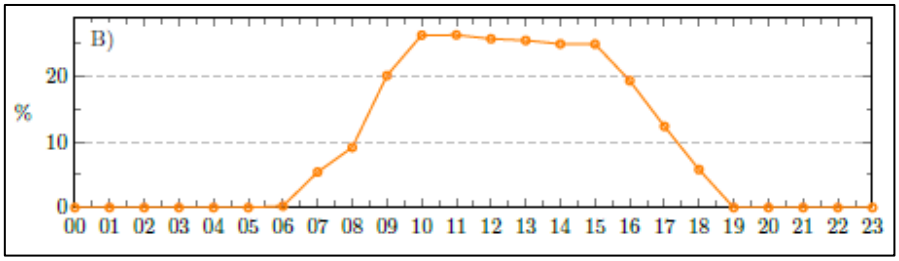


Figura 3-17. Ciclo diario de frecuencia de nubosidad. Fuente: Explorador Solar (2016).

3.4.3 Radiación

A continuación, se muestran los promedios de la radiación global, directa y difusa incidente sobre un plano horizontal y sobre un plano orientado hacia el norte, con una inclinación equivalente a la latitud del sitio. En primer lugar, la Figura 3-18 presenta la información mensual para un año promedio.

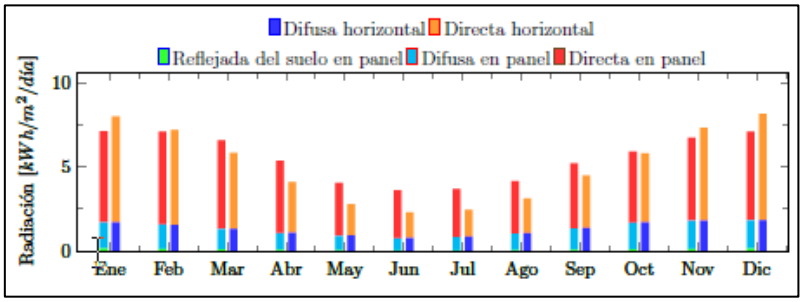


Figura 3-18. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo. Fuente: Explorador Solar (2016).

Análogamente, la Figura 3-19 entrega la información por horas para un día promedio.

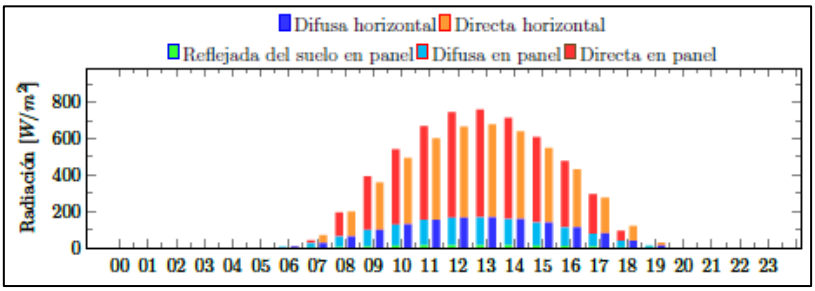


Figura 3-19. Promedio horario de la radiación global instantánea incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada en el suelo. Fuente: Explorador Solar (2016).

Por último, en la Figura 3-20 se presenta la información global anual promedio desde el año 2004 hasta 2016.

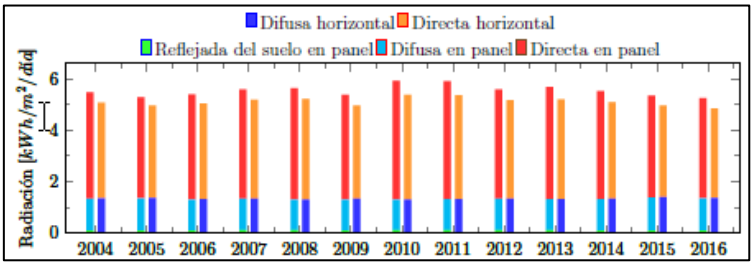


Figura 3-20. Promedio anual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado para cada año de simulación. Fuente: Explorador Solar (2016).

3.5 Simulación y propuesta fotovoltaica para el establecimiento

Por medio del software PVSyst y la información meteorológica obtenida, se desarrollan algunas simulaciones que permiten dimensionar el sistema solar fotovoltaico en el establecimiento seleccionado para el presente estudio.

3.5.1 Simulaciones y resultados

Para definir la orientación del sistema, se ingresan dos ángulos: de inclinación del plano y acimut. Además, se selecciona el tipo de "terreno" que corresponde a la estructura donde irá el montaje, que sería un plano inclinado fijo, ya que los módulos se consideran sin seguimiento de la trayectoria solar e irán en los techos. En cuanto a los ángulos, se selecciona un acimut de $315°$ (o $-45°$), correspondiente a la ciudad de Santiago, por su latitud. Para inclinación, en cambio, se consideran dos escenarios: inclinación natural del techo del establecimiento ($16°$) e inclinación con estructura adicional, que optimice la incidencia perpendicular de los rayos solares al sistema ($30°$).

Posteriormente, se definen los parámetros técnicos del sistema fotovoltaico en el *software*. La única restricción asociada a cada techo es la superficie que tienen disponible cada uno para el montaje de equipos. Dadas las condiciones meteorológicas de la ubicación geográfica del establecimiento, se consideran módulos policristalinos y se modelan para distintas potencias nominales de estos equipos. Con la información genérica que entrega el programa se consideran módulos de 110, 190 y 250 $[W_p]$ y otros de origen canadiense, utilizados en proyectos solares en Chile, haciendo simulaciones con potencias de 280, 350 y $400[W_p]$.

Bajo estas condiciones, los techos 1 y 3 (ver Figura 3-12) no son aptos para modelar, ya que la superficie disponible en cada caso y las dimensiones de cada módulo no logran llevar a cabo una simulación sin inconsistencias. Por lo tanto, se realizan simulaciones para las cubiertas 2 y 4, que son las de mayor magnitud.

Con la información anterior, los resultados de la simulación para el techo 2, contemplando estructura de inclinación adicional a la techumbre, son los siguientes:

Tabla 3-1. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 2, con estructura de soporte adicional. Fuente: Elaboración propia.

PARÁMETROS DE DISEÑO	30°						
	Modelo Genérico PVSyst				Modelo Canadian Solar		
Módulo FV [W_p]	110	110	190	250	280	350	400
Serie	11	8	10	12	12	10	8
Paralelo	6	8	4	3	3	3	3
Superficie [m^2]	59,3	57,5	58,8	63,4	59,8	58,3	53,0
Potencia [kW_p]	6,46	6,26	6,76	8,72	9,26	9,48	8,71
Energía [$MWh/año$]	11,28	10,94	11,82	14,43	16,61	17,11	15,70
Factor rendimiento [%]	80,38	80,39	80,47	82,95	83,77	84,32	84,62
Inversor [kW_{ac}]	3	3	3	3	3	3	3
Cantidad inversores	2	2	2	3	3	3	3

Si no se considera estructura de inclinación, de manera que los módulos se ubiquen en paralelo a la techumbre del establecimiento, se obtiene lo siguiente:

Tabla 3-2. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 2, con su inclinación natural. Fuente: Elaboración propia.

PARÁMETROS DE DISEÑO	16°						
	Modelo Genérico PVSyst				Modelo Canadian Solar		
Módulo FV [W_p]	110	110	190	250	280	350	400
Serie	11	8	10	12	12	10	8
Paralelo	6	8	4	3	3	3	3
Superficie [m^2]	59,3	57,5	58,8	63,4	58,9	58,3	53,0
Potencia [kW_p]	6,46	6,26	6,76	8,72	9,05	9,48	8,71
Energía [$MWh/año$]	11,17	10,84	11,71	14,29	16,16	16,95	15,55
Factor rendimiento [%]	80,26	80,27	80,34	82,79	83,30	84,21	84,41
Inversor [kW_{ac}]	3	3	3	3	3	3	3
Cantidad inversores	2	2	2	3	3	3	3

De manera análoga, en la Tabla 3-3 y Tabla 3-4 se presenta la información referente al techo 4, con los mismos supuestos anteriores. En primer lugar, se tienen los siguientes resultados para una inclinación de 30°:

Tabla 3-3. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 4, con estructura de soporte adicional. Fuente: Elaboración propia.

PARÁMETROS DE DISEÑO	30°						
	Modelo Genérico PVSyst				Modelo Canadian Solar		
Módulo FV [W_p]	110	110	190	250	280	350	400
Serie	11	8	10	13	12	10	9
Paralelo	6	8	4	3	3	3	3
Superficie [m^2]	59,3	57,5	58,8	63,4	58,9	55,5	59,6
Potencia [kW_p]	6,46	6,26	6,76	8,72	9,05	9,53	9,80
Energía [$MWh/año$]	11,28	10,94	11,82	15,63	16,31	17,18	17,66
Factor rendimiento [%]	80,38	80,39	80,47	82,95	83,71	84,69	84,59
Inversor [kW_{ac}]	3	3	3	3	3	3	3
Cantidad inversores	2	2	2	3	3	3	3

Siguiendo la inclinación propia del techo del colegio (16°), la información de la simulación es la siguiente:

Tabla 3-4. Resultados de la simulación en PVSyst para el techo 4, con su inclinación natural. Fuente: Elaboración propia.

PARÁMETROS DE DISEÑO	16°						
	Modelo Genérico PVSyst				Modelo Canadian Solar		
Módulo FV [W_p]	110	110	190	250	280	350	400
Serie	11	8	10	13	12	10	9
Paralelo	6	8	4	3	3	3	3
Superficie [m^2]	59,3	57,5	58,8	63,4	58,9	58,3	59,6
Potencia [kW_p]	6,46	6,26	6,76	8,72	9,05	9,48	9,80
Energía [$MWh/año$]	11,17	10,84	11,71	15,48	16,16	16,95	17,49
Factor rendimiento [%]	80,26	80,27	80,34	82,80	83,30	84,21	84,45
Inversor [kW_{ac}]	3	3	3	3	3	3	3
Cantidad inversores	2	2	2	3	3	3	3

En resumen, a partir de la información proporcionada por la I. Municipalidad de San Joaquín, por ENEL y lo extraído de la base de datos del Explorador Solar, se tienen los principales datos técnicos para proceder con la modelación del sistema fotovoltaico para el establecimiento de estudio.

Se presenta la información meteorológica del sitio de evaluación del proyecto, que contempla datos de sombras topográficas, nubosidad y radiación del lugar. En ellos que se aprecia que entre 9:00 y 17:00 de un día promedio existe muy bajo o nulo sombreamiento del lugar; la nubosidad alcanza mayores valores entre las 9:00 y 15:00 de un día promedio, principalmente en los meses comprendidos entre julio y octubre, llegando en promedio a valores cercanos a un 15%; mientras que la radiación desciende visiblemente entre los meses de mayo a agosto, teniendo una mayor presencia de radiación se tiene entre las 9:00 y las 17:00 para un día promedio.

Con la información geográfica del colegio, se definen dos superficies de estudio denotadas como techo 2 y techo 4, con superficies de 60 y 65 $[m^2]$, respectivamente. Según lo definido en el *software*, se trabaja con un plano inclinado fijo y ángulo acimut de 315° ($-45°$), por la latitud donde se localiza la RM. A partir de esto, se modelan diferentes configuraciones fotovoltaicas modificando parámetros como la cantidad y potencia nominal de los módulos, el ángulo de inclinación según si el sistema cuenta con estructura de soporte adicional ($30°$), o si se ubica con la inclinación propia del techo ($16°$).

Como los techos 1 y 3 en la Figura 3-12 presentan dimensiones menores a lo que las posibles combinaciones de arreglos fotovoltaicos permiten, no es posible modelarlas en PVSyst con ninguna alternativa de configuración, ya que se presentan inconsistencias entre las opciones. Por esto, las simulaciones realizadas se hicieron a las otras dos cubiertas del establecimiento, presentando siete configuraciones en cada caso (siete con estructura de soporte adicional y siete manteniendo la inclinación propia de cada cubierta), teniendo un total de 28 configuraciones potencialmente funcionales.

4. Factibilidad técnica económica de la propuesta de sistema fotovoltaico

El siguiente capítulo se divide en dos secciones, en la primera se desarrolla un análisis técnico de la información obtenida para las superficies mencionadas anteriormente, mientras que la segunda presenta el análisis económico con los principales indicadores relacionados.

4.1 Análisis técnico

Las siguientes secciones desarrollan la información obtenida de las tablas anteriores, comparando las diferentes alternativas entregadas.

4.1.1 Simulaciones

Para ambos techos se realizan siete simulaciones en el caso de considerar una estructura de inclinación adicional para los módulos (inclinación final: 30°) y siete más en caso de seguir la inclinación natural del techo del establecimiento (inclinación final: 16°). Las simulaciones realizadas mantienen algunos parámetros constantes en cada caso de estudio presentado, los cuales se resumen a continuación.

- **Simulación 1**

  Para ambos techos, esta opción considera un arreglo de 66 módulos, con once en serie y seis *strings*. Los módulos son genéricos, de PVSyst, y de $110[W_p]$ cada uno. El sistema completo ocupa una superficie efectiva de $59{,}3[m^2]$. Con esto, el sistema entregaría una potencia de $6{,}46[kW_p]$ y para lograrlo, requiere de dos inversores de $3[kW_{ac}]$ cada uno.

Tabla 4-1. Simplificación de datos resultantes de la primera simulación. Fuente: Elaboración propia.

	Total módulos	Potencia módulos $[W_p]$	Superficie $[m^2]$	Potencia sistema $[kW_p]$
Simulación 1 Techo 2 y 4	66	110	59,3	6,46

Para el caso del sistema con inclinación de 30°, tanto el techo 2 como 4 aportarían con $11{,}28[MWh/año]$. En cambio, para una inclinación de 16°, el aporte energético en ambos casos sería de $11{,}17[MWh/año]$. La diferencia entre un caso y otro se traduce en $0{,}11[MWh/año]$, que representa un $0{,}975\%$.

- **Simulación 2**

Haciendo uso del mismo modelo del módulo anterior, es posible modelar un sistema con ocho equipos en serie en cadenas (*strings*) de ocho, que utilizaría un área efectiva de $57{,}5\ [m^2]$ y una potencia de $6{,}26\ [kW_p]$.

Tabla 4-2. Simplificación de datos resultantes de la segunda simulación. Fuente: Elaboración propia.

	Total módulos	Potencia módulos $[W_p]$	Superficie $[m^2]$	Potencia sistema $[kW_p]$
Simulación 2 Techo 2 y 4	64	110	57,5	6,26

Para ambos techos la energía que generaría el sistema con inclinación de 30° sería de $10{,}94[MWh/año]$, y para una inclinación de 16° sería de $10{,}84[MWh/año]$. La diferencia entre ambos equivale a un $0{,}914\%$.

- **Simulación 3**

Esta simulación contempla módulos con potencia nominal de $190[W_p]$, en configuración de diez en serie y cuatro *strings*, para los dos techos. Este arreglo utilizaría una superficie efectiva de $58{,}8\ [m^2]$, entregando una potencia equivalente de $6{,}76[kW_p]$, y se conservaría la cantidad y potencia nominal de los inversores utilizados en las simulaciones previas.

Tabla 4-3. Simplificación de datos resultantes de la tercera simulación. Fuente: Elaboración propia.

	Total módulos	Potencia módulos $[W_p]$	Superficie $[m^2]$	Potencia sistema $[kW_p]$
Simulación 3 Techo 2 y 4	40	190	58,8	6,76

En tanto, la cantidad de energía entregada por cada cubierta sería de $11{,}82[MWh/año]$ o, $11{,}71[MWh/año]$ para una inclinación de 30° o de 16°, respectivamente.

- **Simulación 4**

Esta opción considera tres inversores de $3[kW_{ac}]$ y módulos genéricos de $250[W_p]$ de potencia nominal. Para el techo 2 se modelan tres *strings* de doce módulos en serie, los cuales harían uso efectivo de $58{,}6[m^2]$ y tendrían una potencia de $8{,}06[kW_p]$. La energía que entregaría al sistema, en el caso de la inclinación mayor, sería de $14{,}43[MWh/año]$, mientras que para $16°$ de inclinación, aportaría con $14{,}29[MWh/año]$.

En cambio, para el techo 4, pueden modelarse trece paneles en serie en tres cadenas, que usarían un área de $63{,}4[m^2]$, con una potencia de $8{,}72[kW_p]$. Para el escenario donde la inclinación es de $30°$, la energía anual sería de $15{,}63\ [MWh/año]$, mientras que con $16°$ sería de $15{,}48[MWh/año]$, lo cual representa una diferencia porcentual relativa entre ambas de $0{,}959\%$.

Tabla 4-4. Simplificación de datos resultantes de la cuarta simulación. Fuente: Elaboración propia.

Simulación 4	Total módulos	Potencia módulos $[W_p]$	Superficie $[m^2]$	Potencia sistema $[kW_p]$
Techo 2	36	250	58,6	8,06
Techo 4	39		63,4	8,72

- **Simulación 5**

Desde esta simulación y para las restantes, los módulos empleados se consideran bajo los parámetros técnicos de los equipos *Canadian Solar*.

Teniendo un arreglo con tres *strings* de doce módulos, de potencia nominal $280[W_p]$, se tiene para el techo 2 con $30°$ de inclinación, una superficie efectiva de $59{,}8[m^2]$ y $9{,}26[kW_p]$ de potencia, aportando anualmente con $16{,}61[MWh/año]$ a la red. En contraste, el caso con menor inclinación para el mismo techo, ocuparía un área de $58{,}9[m^2]$ con una potencia de $9{,}05[kW_p]$, y lo que inyectaría a la red serían $16{,}16[MWh/año]$ de energía.

Para el otro techo analizado, el área y la potencia son coincidentes al punto anterior, sin embargo, la energía que inyectaría en este caso sería $16{,}31[MWh/año]$, para ambos escenarios de inclinación. Los cuatro casos requieren de tres inversores de $3[kW_{ac}]$.

Tabla 4-5. Simplificación de datos resultantes de la quinta simulación. Fuente: Elaboración propia.

Simulación 5		Total módulos	Potencia módulos $[Wp]$	Superficie $[m^2]$	Potencia sistema $[kWp]$
Techo 2	30	36	280	59,8	9,26
	16			58,9	9,05
Techo 4	30				
	16				

- **Simulación 6**

Se aumenta la potencia nominal de los módulos a $350[Wp]$, con un arreglo de diez en serie y tres cadenas. Tanto para el techo 2 en sus dos opciones, como para el techo 4 con inclinación de 16°, el área ocupada seria de $58{,}3[m^2]$, lo que entregaría una potencia de $9{,}48\ [kW_p]$ y energía total de $16{,}95[MWh/año]$. En cambio, para el techo 4 con inclinación de 30°, el área que utilizaría el arreglo seria de $55{,}5[m^2]$, potencia de $9{,}53[kW_p]$ y, finalmente, entregaría $17{,}18[MWh/año]$ de energía al sistema.

Tabla 4-6. Simplificación de datos resultantes de la sexta simulación. Fuente: Elaboración propia.

Simulación 6		Total módulos	Potencia módulos $[Wp]$	Superficie $[m^2]$	Potencia sistema $[kWp]$
Techo 2	30	30	350	58,3	9,48
	16				
Techo 4	30			55,5	9,53
	16			58,3	9,48

Al igual que en el caso anterior se deben considerar tres inversores de $3[kW_{ac}]$ para satisfacer los requerimientos eléctricos del sistema.

- **Simulación 7**

Por último, se modela con módulos de $400[W_p]$, con un arreglo de tres *strings* de ocho módulos cada uno para el techo 2, lo que representa $53[m^2]$. Esto implica $8{,}71[kW_p]$ de potencia y la energía equivale a $15{,}70[MWh/\text{año}]$ y $15{,}55[MWh/\text{año}]$ para el caso de $30°$ y $16°$ de inclinación del sistema, respectivamente, diferenciándose en un $0{,}955\%$.

En contraste a esta información, el techo 4 puede modelarse con tres cadenas de nueve módulos, lo cual aumenta el área ocupada a $59{,}6[m^2]$ y eleva la potencia a $9{,}8[kW_p]$. En consecuencia, la energía que entregaría el sistema inclinado seria de $17{,}66[MWh/\text{año}]$, mientras que sin inclinación adicional aportaría con $17{,}49[MWh/\text{año}]$. La diferencia entre ambos es $0{,}963\%$.

Tabla 4-7. Simplificación de datos resultantes de la séptima simulación. Fuente: Elaboración propia.

Simulación 7		Total módulos	Potencia módulos $[W_p]$	Superficie $[m^2]$	Potencia sistema $[kW_p]$
Techo 2	30	24	400	53,0	8,71
	16				
Techo 4	30	27		59,6	9,80
	16				

Para seguir con la interpretación de los resultados, se presentan dos figuras que muestran la relación que tienen las distintas potencias nominales de cada módulo respecto a la energía que inyectaría a la red dicho sistema, para ambas inclinaciones y techos.

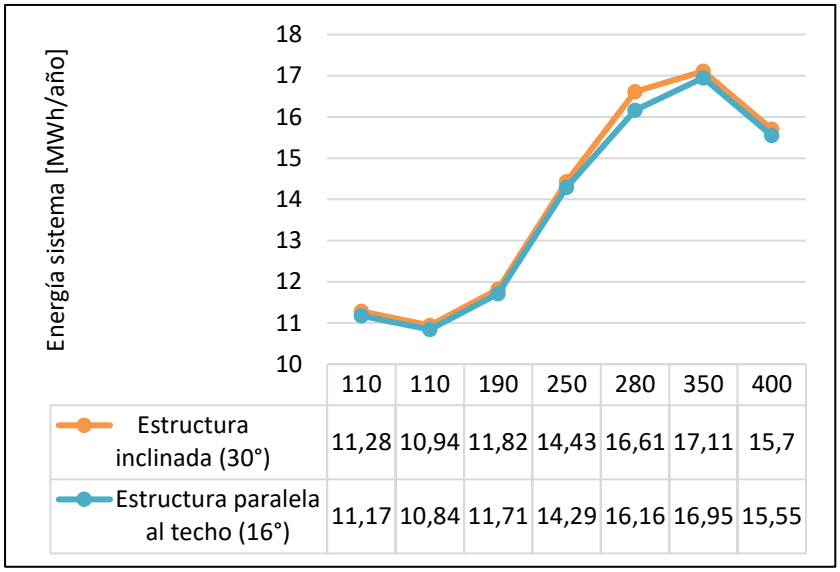


Figura 4-1. Diferencia de energía que inyectaría cada simulación del Techo 2 con las dos alternativas de inclinación. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 4-1 muestra un crecimiento en la inyección de energía conforme aumenta la potencia de cada módulo, teniendo su *peak* para el sistema propuesto en la simulación 6, con módulos de $350[W_p]$. Se logra distinguir, también, que la diferencia de energía que existe entre ambas posibles inclinaciones para una misma simulación es baja.

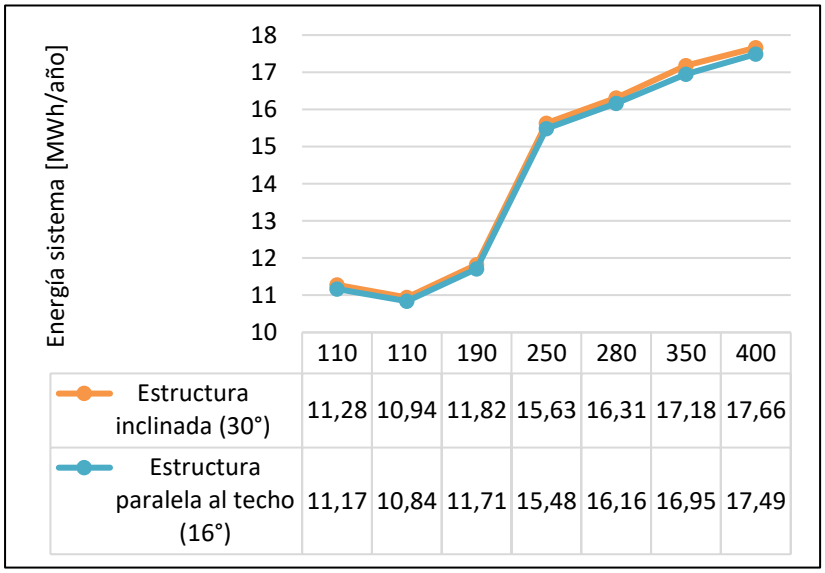


Figura 4-2. Diferencia de energía que inyectaría cada simulación del Techo 4 con las dos alternativas de inclinacion. Fuente: Elaboración Propia.

En cambio, la Figura 4-2, que también muestra una tendencia creciente entre las potencias nominales de los módulos y la generación de energía del sistema simulado, presenta su mayor valor para la simulación 7. Al igual que en el techo 2, la diferencia de energía para las dos inclinaciones es incluso menor, ya que las líneas de tendencia casi se superponen.

A partir de la información presentada en este Capítulo, se destaca que, de todas las alternativas, la que más energía inyectaría a la red seria la sexta con 30 módulos de $350[W_p]$ y tres inversores de $3[kW_{ac}]$, para cada techo.

Considerando este aspecto, le sigue la simulación 7 y por último la 5. Las simulaciones anteriores a estas se descartan por poca presencia en el mercado, lo que podría conducir a potenciales dificultades logísticas de O&M.

4.1.2 Alternativas de inclinación de los techos

Al comparar el aporte energético de cada alternativa para el techo 2 para las dos posibilidades de inclinación planteadas, se tiene la siguiente información:

Tabla 4-8. Comparación de aporte energético entre simulaciones realizadas para el Techo 2. Fuente: Elaboración propia.

	Inclinación [°]	Energía $[MWh/año]$	Diferencia porcentual rel.
Simulación 1	30	11,28	0,9752%
	16	11,17	
Simulación 2	30	10,94	0,9141%
	16	10,84	
Simulación 3	30	11,82	0,9306%
	16	11,71	
Simulación 4	30	14,43	0,9702%
	16	14,29	
Simulación 5	30	16,61	2,7092%
	16	16,16	
Simulación 6	30	17,11	0,9351%
	16	16,95	
Simulación 7	30	15,70	0,9554%
	16	15,55	

En cada caso mostrado en la Tabla 4-8, la diferencia de energía que el sistema inyectaría a la red es mínima entre simulaciones con o sin estructura de soporte que optimice la recepción de radiación.

Contrastando la información de la simulación 5 con lo observado en la Figura 4-1, la mayor diferencia entre ambas configuraciones sería inferior a un 3%.

Mientras que para el sub sistema correspondiente al techo 4, la situación entrega los siguientes resultados:

Tabla 4-9. Comparación de aporte energético entre simulaciones realizadas para el Techo 4. Fuente: Elaboración propia.

	Inclinación [°]	Energía $[MWh/año]$	Diferencia porcentual rel.
Simulación 1	30	11,28	0,9752%
	16	11,17	
Simulación 2	30	10,94	0,9141%
	16	10,84	
Simulación 3	30	11,82	0,9306%
	16	11,71	
Simulación 4	30	15,63	0,9597%
	16	15,48	
Simulación 5	30	16,31	0,9197%
	16	16,16	
Simulación 6	30	17,18	1,3388%
	16	16,95	
Simulación 7	30	17,66	0,9626%
	16	17,49	

Al igual que en el caso anterior la diferencia de generación eléctrica anual entre sistemas con y sin soporte inclinado es cercana a un 1%.

En cada simulación realizada la diferencia porcentual relativa entre la energía que inyectaría a la red anualmente el sistema inclinado en 30° respecto al de 16°, es entre 1% y 3%. Debido a esto, se descartan las simulaciones realizadas para sistemas con inclinación aumentada (30°), ya que implica incurrir en gastos de instalación y mantenimiento que no se condicen con la diferencia de ahorro de energía que podría obtenerse.

En la siguiente tabla se presentan los parámetros principales de cada módulo empleado en las simulaciones, a partir de datos extraídos de PVSyst:

Tabla 4-10. Dimensiones principales de los módulos considerados. Fuente: Elaboración propia.

Potencia nominal $[W_p]$	Peso $[kg]$	Largo $[mm]$	Ancho $[mm]$	Espesor $[mm]$	Superficie módulo $[m^2]$
110	10,5	1335	673	25	0,898
190	17,00	1482	992	40	1,470
250	19,10	1640	992	50	1,627
280	18,2	1650	992	40	1,637
350	22,4	1960	992	40	1,944
400	24,90	2108	1048	40	2,209

Considerando la información entregada en la Tabla 4-10, el peso estimado y superficie total para cada unidad de módulo que forma parte de los arreglos fotovoltaicos se detalla a continuación:

Tabla 4-11. Peso asociado a cada arreglo analizado, para las alternativas con inclinación paralela al techo del establecimiento (16°). Fuente: Elaboración propia.

	Zona	Peso arreglo [kg]	Superficie total $[m^2]$
Simulación 1	Techo 2 y 4	693,0	59,3
Simulación 2	Techo 2 y 4	672,0	57,5
Simulación 3	Techo 2 y 4	680,0	58,8
Simulación 4	Techo 2	687,6	58,6
	Techo 4	744,9	63,4
Simulación 5	Techo 2 y 4	655,2	58,9
Simulación 6	Techo 2 y 4	672,0	58,3
Simulación 7	Techo 2	597,6	23,0
	Techo 4	672,3	59,6

4.1.3 Selección de sistema fotovoltaico

A partir de los datos trabajados en la sección 4.1 y de los resultados de la simulación mostrados en la sección 3.5.1, se presenta la Tabla 4-12 con el resumen de la información técnica que presenta cada sistema fotovoltaico para las tres últimas simulaciones:

Tabla 4-12. Resumen de información técnica principal para tres propuestas. Fuente: Elaboración propia.

		Simulación 5	Simulación 6	Simulación 7
Potencia sistema simulado	$[kW]$	18,10	18,96	18,51
Energía anual sistema simulado	$[kWh/año]$	32.320	33.900	33.040
Peso total sistema simulado	$[kg]$	1.311	1.344	1.270
Demanda eléctrica 2016 (prom)	$[kW]$	33,6		
Potencia consumida 2016 (suma)	$[kWh/año]$	135.658		

De acuerdo con esto, el aporte de energía anual que haría la simulación 5 al establecimiento según la demanda eléctrica promedio sería de un 53,81%, mientras que para la simulación 6 y 7, en cambio, sería de 56,43% y 55,09%, respectivamente. La contribución de potencia que haría cada simulación al sistema sería de un 23,82% para el primer caso, de 24,99% para el segundo y, por último, de 24,36% para la simulación 7.

Si bien las tres alternativas presentan valores similares entre ellas para potencia y energía que se inyectaría a la red, debe considerarse también el peso que agregaría el sistema a la infraestructura del establecimiento. No obstante, como ambos pabellones del establecimiento fueron ampliados posterior a la modificación de la norma de construcción, no habría problema con este factor ya que cumplen con la legislación vigente. Bajo esta consideración, el análisis económico se realizará para la alternativa que propone módulos de $350[W_p]$, correspondiente a la sexta simulación.

A continuación, se detalla el aporte que el sistema mencionado haría al establecimiento según el registro histórico que se tiene del consumo eléctrico.

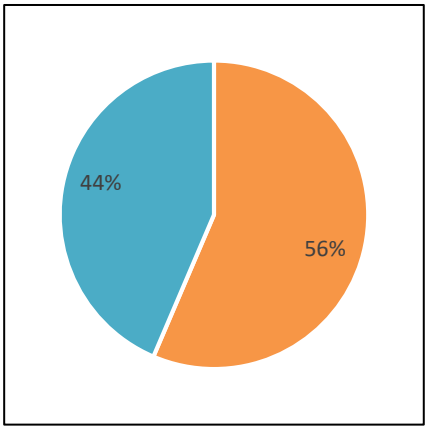


Figura 4-3. Proporción de potencia [kW] entre el sistema propuesto y el promedio del establecimiento.

En la Figura 4-3 se aprecia de manera gráfica el impacto que haría la alternativa mencionada en la potencia del establecimiento, entregando $18{,}96\ [kW]$ bajo condiciones óptimas de trabajo, lo que equivale a un 56% del total consumido en promedio por el colegio.

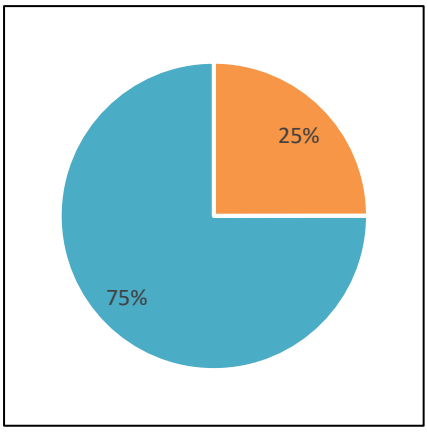


Figura 4-4. Aporte de energía anual del sistema propuesto [kWh/año] en comparación a lo que consume el establecimiento en promedio al año. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 4-4, en cambio, se distingue el porcentaje anual de energía que aportaría el sistema a la demanda promedio anual que tiene el centro educacional. La energía que lograría suministrar el sistema propuesto, esta representa el 22% del total demandado por el establecimiento en un año promedio, que se traduce en un aporte de $33.900[kWh/año]$ en condiciones óptimas de generación.

El peso, la energía y la potencia de esta alternativa se distribuye de manera equivalente para cada techo que la conforma.

4.2 Análisis económico

A continuación, se presentan aspectos económicos involucrados en la propuesta, considerando aspectos de inversión y costos asociados, beneficios sociales del proyecto y cálculo de los principales indicadores económicos.

4.2.1 Beneficios del proyecto

A continuación, se comentan algunos beneficios identificados asociados a la instalación de un sistema fotovoltaico con plan de capacitación al cuerpo docente, funcionarios y alumnado de un establecimiento educacional.

En primer lugar, como se trata de un sistema que inyectaría corriente a la red eléctrica (*on-grid)*, es de esperarse un beneficio monetario asociado, que podría verse reflejado como una disminución en la cuenta eléctrica que recibe el establecimiento periódicamente, del cual se hace cargo la I. Municipalidad de San Joaquín.

4.2.1.1 Ahorro de energía

A partir de la información entregada por la empresa de electricidad según el tipo de tarifa, ubicación del establecimiento y parámetros de modelación, la Tabla 4-13 indica el ahorro de energía que se podría lograr en un año bajo condiciones óptimas de generación.

Tabla 4-13. Detalle de parámetros que permiten determinar el ahorro monetario anual estimado para el establecimiento, según información de la compañía eléctrica y la generación anual proyectada por PVSyst. Fuente: Elaboración Propia.

Potencia instalada	Inyección anual a la red	Tarifa	Costo energía	Ahorro estimado
kW	$kWh/\text{año}$	$-$	kWh	$CLP/\text{año}$
18,96	33.900	$BT3$	75,973	2.575.485

Para posteriores cálculos, este ahorro se considera positivo en los flujos de caja realizados para la evaluación económica y representa el ingreso anual que tendría el sistema.

4.2.1.2 Beneficios no valorizables

Además, la implementación de este proyecto trae consigo otros beneficios que no pueden expresarse de manera monetaria, sin embargo, repercuten positivamente en la comunidad. Algunos de los beneficios identificados son:

- **Expansión de conocimientos**

  Tanto la comunidad docente como estudiantil o incluso funcionarios, pueden tener información a su alcance sobre ERNC y, en particular, sobre sistemas de generación fotovoltaica.

- **Variedad de oferta extracurricular**

  Con la información que se entrega en el Manual de Energía Solar (Anexo A) el establecimiento puede programar talleres, foros, charlas u otras actividades extraprogramáticas dentro de la oferta actual del establecimiento.

- **Independencia energética**

  El uso de energías renovables de autoconsumo representa un aporte a la independencia energética nacional. Si el establecimiento presentara banco de baterías tendría respaldo en caso de cortes inesperados del suministro eléctrico.

- **Generación distribuida**

  La cifra de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo conectados a la red a través de la Ley 20.571 aumentaría y podría ser un precedente para replicar en otros centros educacionales de la comuna y del país.

4.2.2 Análisis de costos

El costo de inversión calculado en este documento considera los valores asociados a infraestructura para tres alternativas que se diferencian en la cantidad y capacidad inversores que se seleccionen. Esta selección está sujeta al análisis técnico y económico.

Los ingresos que percibe el proyecto se definen según el ahorro de energía eléctrica que significa para el establecimiento, proyectando un aumento de IPC anual del 4%. El OPEX se calculó como el 1,5% de los costos de inversión. Además, los costos consideran la mano de obra, que debe ser de un profesional reconocido por la SEC, y se atribuyen a operación y mantenimiento (O&M).

4.2.2.1 Inversión inicial

Para estimar la inversión inicial requerida se analizan tres posibles escenarios en función de las alternativas de configuración que puede tener el inversor. Según la potencia necesaria por el sistema fotovoltaico, presentan los siguientes escenarios:

i. Seis inversores de $3[kW]$ cada uno. Tres de ellos en la cubierta 2 y los tres restantes en la cubierta 4, según se muestra en la Figura 4-5.
ii. Dos inversores de $10[kW]$ cada uno. Uno de ellos en la cubierta 2 y el otro en la cubierta 4, según se muestra en la Figura 4-6.
iii. Un equipo de $20[kW]$, para el sistema completo. Ver Figura 4-7.

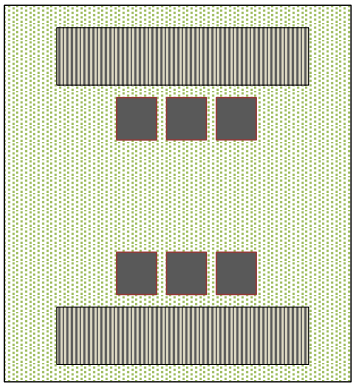


Figura 4-5 Representación gráfica si se consideran 3 inversores de 3kW para cada cubierta.

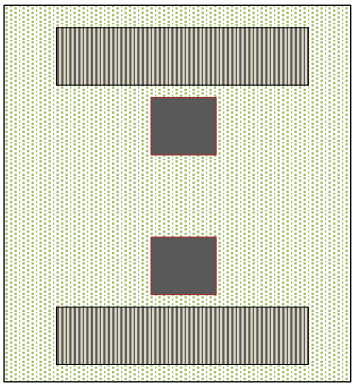


Figura 4-6 Representación gráfica si se consideran 2 inversores de 10kW para cada cubierta.

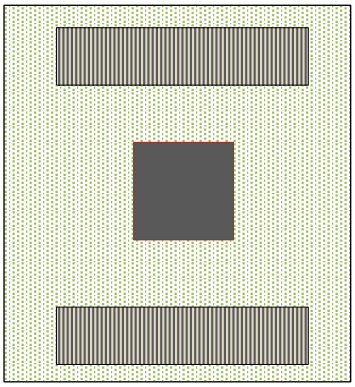


Figura 4-7. Representación gráfica si se considera un inversor de 20kW para cada cubierta. Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis de la situación, la inversión requerida para la infraestructura considera los componentes más significativos en cada caso, que serían inversor(es), módulos y estructura de montaje. El monto total correspondiente a cada escenario mencionado se detalla en la Tabla 4-14.

Tabla 4-14. Inversión total de infraestructura para cada alternativa propuesta, representadas en la Figura 4-5, Figura 4-6 y Figura 4-7. Fuente: Elaboración propia.

$Inversión\ infraestructura_1$:	$16.201.864
$Inversión\ infraestructura_2$:	$13.084.548
$Inversión\ infraestructura_3$:	$11.111.985

Es importante señalar también que el costo anual de Operación y Mantenimiento en sistemas fotovoltaicos representan entre un 0,5% y 2% de la inversión [Ministerio de Energía, 2018]. En este caso se evalúa para un 1,5% de ella y el monto correspondiente a cada escenario se muestra en la Tabla 4-15.

Tabla 4-15. Costos atribuidos a Operación y Mantenimiento del sistema fotovoltaico para cada alternativa mencionada anteriormente. Fuente: Elaboración propia.

$Costos\ de\ O\&M_1$:	$243.028
$Costos\ de\ O\&M_2$:	$196.268
$Costos\ de\ O\&M_3$:	$166.680

Además, en equipos que tienen una vida útil inferior se debe considerar una reinversión. En el caso de los inversores, esta se proyecta cada diez años.

El detalle de los componentes principales del sistema que representan la mayor parte de la inversión se mantiene constante en cantidad y precio para las tres alternativas analizadas. Lo que varía en cada caso es el precio y cantidad del inversor(es), según se indica en la Tabla 4-16, modificando la inversión total requerida en cada caso.

Tabla 4-16. Cotización de los equipos principales de un sistema fotovoltaico, según el dimensionamiento correspondiente. Fuente: Consultas comerciales.

Equipo	Marca / Modelo	Qty.	Precio s/IVA	Subtotal
Panel Solar Fotovoltaico	Canadian Solar $350W$ policristalino	60	$139.000	$8.340.000
Estructura de montaje	-	40	$7.888	$315.520
Tablero eléctrico	Rhona	1	$28.510	$28.510
			Subtotal	**$8.486.830**
Inversor On-Grid	Fronius $3kW$	6	$1.285.839	$7.715.034
			Total neto alternativa i)	**$16.201.864**
Inversor On-Grid	SMA-Sunny $10kW$	2	$2.298.859	$4.597.718
			Total neto alternativa ii)	**$13.084.548**
Inversor On-Grid	Fronius $20kW$	1	$2.625.155	$2.625.155
			Total neto alternativa iii)	**$11.111.985**

Con esto se refleja que la selección del inversor influye directamente en la inversión que se realice al sistema. Sin embargo, para esta decisión debe considerarse también la distancia a la que se encuentra este equipo respecto a la instalación en general, ya que mientras mayor sea la distancia que deban recorrer los cables eléctricos, mayores serán las pérdidas lineales, lo que se traduciría económicamente en costos más elevados y menos ahorro. Este último punto se considera para el cálculo del indicador CAE, que se detalla más adelante.

4.2.3 Indicadores de rentabilidad para evaluación Costo Eficiencia

Como el proyecto en estudio es sin fines de lucro, se determina su factibilidad bajo un enfoque de costo eficiencia. Para esto, se calculan los indicadores de Valor Actual de Costos (VAC) y Costo Anual Equivalente (CAE), definidos anteriormente en la Sección 2.4.2.1.

4.2.3.1 Valor Actual de Costos (VAC)

A partir de los parámetros definidos en la Sección *Indicadores de rentabilidad para evaluación económica* y los escenarios planteados en la Sección 4.2.2.1, se obtiene la siguiente información de VAC:

Tabla 4-17. Valor Actual de Costos para las tres alternativas planteadas. Fuente: Elaboración propia.

VAC_1:	$ 19.708.377
VAC_2:	$ 15.993.311
VAC_3:	$ 13.642.514

En este caso, en orden decreciente, se tiene el caso con seis inversores ($3kW$), luego el de dos inversores ($10kW$) y, por último, la alternativa con un único inversor ($20kW$).

4.2.3.2 Costo Anual Equivalente (CAE)

Para este indicador se utiliza la fórmula planteada en el punto 2.4.2.1 y se calcula en base a las pérdidas lineales que conllevaría cada alternativa. De esta manera, los valores obtenidos para cada escenario son los siguientes:

Tabla 4-18. Costo Anual Equivalente para cada alternativa planteada. Fuente: Elaboración propia.

CAE_1:	$138.755
CAE_2:	$75.066
CAE_3:	$106.271

Según lo obtenido en la Tabla 4-18, la diferencia que presenta el CAE entre cada alternativa responde a las pérdidas lineales asociadas a cada sistema, las cuales varían según la distancia que deba recorrer la electricidad.

Para el primer caso, los tres inversores que conforman cada sub sistema deben estar interconectados entre ellos para luego ser distribuidos al arreglo fotovoltaico y al tablero eléctrico. El segundo escenario presenta pérdidas lineales para dos equipos, en vez de los seis del caso anterior, mientras que el tercer escenario implica transportar la electricidad desde un

único inversor hacia el sistema eléctrico y arreglo fotovoltaico. Esto último, además, puede significar una disminución en la confiabilidad del sistema, ya que si falla ese equipo el sistema completo deja de inyectar energía a la red.

Los costos involucrados corresponden a los de la etapa de construcción y montaje, la inversión privada para la obra, gastos administrativos y la inversión social del proyecto. Se consideran también los costos asociados a mantenimiento del sistema.

Entre las condiciones de mantenimiento se consideran la limpieza de paneles (anual), revisión del estado de las conexiones (anual para *on-grid*, revisión del estado del inversor, revisión y re apriete de los pernos de la estructura y *tests* de apertura de interruptores diferenciales).

4.2.3.3 Valor Actual Neto (VAN)

En la Tabla 4-19 se presentan los valores calculados para el VAN en cada escenario, de acuerdo a la fórmula presentada en el punto 2.4.2.1:

Tabla 4-19. Valor Actual Neto para cada alternativa planteada para el análisis. Fuente: Elaboración propia.

VAN_1:	$22.783.656
VAN_2:	$24.697.153
VAN_3:	$28.990.802

En cada escenario se proyecta un VAN positivo a las alternativas. Este cálculo se hace considerando una tasa de descuento equivalente a la de un proyecto social y una tasa de reajuste para ingresos y costos de 4%.

4.2.3.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tabla 4-20 presentada a continuación, muestra el valor calculado para la TIR correspondiente a cada alternativa propuesta.

Tabla 4-20. Tasa Interna de Retorno para cada alternativa planteada para el análisis. Fuente: Elaboración propia.

TIR_1:	16%
TIR_2:	19%
TIR_3:	24%

En los tres casos se tiene una Tasa Interna de Retorno favorable y superior a la correspondiente a un proyecto social. Si el caso fuera distinto y el proyecto fuera con fines de lucro, la TIR que se obtenga debe superar a la tasa de descuento empleada para evaluar dicho proyecto.

4.2.3.5 Tasa Social de Descuento

La tasa de descuento utilizada en la evaluación económica del presente proyecto equivale a un 6% anual, correspondiente a la Tasa Social de Descuento para proyectos sociales de inversión, según lo establecido en el documento de Precios Sociales Vigentes en el Sistema Nacional de Inversiones.

4.2.4 Horizonte de evaluación y vida útil del proyecto

El horizonte con el que se evalúa el proyecto es de 25 años, valor generalmente utilizado para proyectos de instalación fotovoltaica, coincide también con la vida útil que presentan los módulos fotovoltaicos.

De acuerdo a lo discutido en la Sección 4.2.3, se verifica que de las tres alternativas la que menor costo asociado presenta es la tercera, representada en la Figura 4-7, con un VAC de $ 13.642.514, calculado para un horizonte de 25 años y con una tasa social del 6%. Sin embargo, considerando la ubicación y dimensiones del establecimiento y de los pabellones de clases donde se encuentran las cubiertas estudiadas para la instalación, el cableado del sistema presentaría mayores pérdidas lineales en la transmisión de corriente que en los otros dos casos, ya que la distancia que debe recorrer será mayor en este caso, con un valor estimado de $106.271.

En cambio, para la segunda alternativa, representada en la Figura 4-6, se presenta un VAC mayor al anterior, con un monto de $\$\,15.993.311$. A pesar de esto, esta alternativa implica menores pérdidas eléctricas por transmisión, puesto que el cableado se extiende una distancia menor, reflejándose en un CAE de $\$75.066$.

Finalmente, se tiene que la primera alternativa, que plantea en total seis inversores de $3[kW]$ cada uno, presenta un VAC de $\$\,19.708.377$. Este valor está directamente relacionado a la inversión que se realiza y, al contemplar el doble de equipos que la segunda y tercera opción, el monto aumenta. Además, se debe considerar el cableado que debe hacerse entre los inversores asociados a cada techo y la distancia que tendrán que abarcar hasta los equipos del sistema. Por esta razón, el CAE calculado para esta alternativa es de $\$138.755$, valor que supera el de los otros dos casos.

Con esta información, se opta por la segunda alternativa, que propone la instalación de dos inversores de $10[kW]$, según lo que ofrece el mercado, para el sistema completo. Uno de ellos se ubicaría cercano al pabellón donde se encuentra el techo 2, y el otro estaría cercano al techo 4, de este modo se reducirían al mínimo las pérdidas lineales asociadas al transporte de energía eléctrica. Además, en el caso hipotético de que se detenga el funcionamiento de uno de los equipos, el sistema que continúe operando seguiría inyectando a la red sin problemas, mientras se reactiva el funcionamiento normal. A demás de la confiabilidad que entrega el sistema, otro factor relevante en la selección, es que la inversión que requiere la opción seleccionada respecto a la primera alternativa es prácticamente la mitad y, en contraste con la última opción, el valor de los equipos a nivel unitario es cercano entre ambas.

Resumidamente, se realizan siete simulaciones para cada techo de estudio, evaluando configuraciones con módulos de 110, 190, 250, 280, 350 y $400[W_p]$ de potencia nominal, organizados de distintas formas según la superficie máxima que puedan ocupar en cada caso. Para cada simulación se presenta la cantidad de energía anual y potencia que entregaría el sistema a la red del establecimiento, observando una tendencia creciente según aumenta la potencia de los módulos en cada sistema.

Las alternativas de menor potencia nominal son descartadas y de las restantes se determina que el conjunto que mayor energía inyecta a la red es la simulación 6, conformada por 30 módulos distribuidos en series de 10, que inyecta a la red un total de $33.900[MWh/\text{año}]$, lo cual representa aproximadamente el 25% de lo que consume el establecimiento en un año promedio. Además, esta configuración entrega un $18{,}96[kW]$ de potencia, que equivale a cerca del 56% de lo que requiere el colegio.

Entre los beneficios esperados del proyecto, se encuentran la expansión de conocimientos en la comunidad, el aumento en la oferta de actividades extraprogramáticas del colegio, la generación de mayor independencia energética y el aumento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red por medio de la Ley 20.571. Adicional a los beneficios sociales, se identifica el ahorro anual que conllevaría la instalación del sistema, equivalente a $\$2.575.485$.

Para inyectar la energía de generan los módulos a la red, se proponen tres alternativas que varían según cantidad y potencia de inversores. En primer lugar, se presenta un sistema con seis equipos de menor potencia. El segundo caso se compone de dos inversores, uno para cada sector del establecimiento. Y el último consiste en un único equipo. Entre los tres casos el que menores pérdidas lineales por transmisión de energía presenta es el segundo, con dos inversores de $10[kW]$ cada uno.

El sistema seleccionado presenta un VAC de $\$15.993.311$, una Tasa Interna de Retorno del 19%, y VAN de $\$24.697.153$.

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusión general

A partir de la información recopilada y posterior revisión de antecedentes geográficos, meteorológicos y eléctricos del establecimiento y de lo resultante de las simulaciones realizadas con la herramienta PVSyst, se proponen diferentes alternativas de arreglos fotovoltaicos para dos techos potencialmente útiles de dicho sitio.

El sistema propuesto es del tipo plano inclinado fijo, en el que los módulos siguen la inclinación propia de los techos del establecimiento, es decir de $16°$. Es así y no con una inclinación "óptima" de $30°$ porque, en base a las simulaciones realizadas, la diferencia entre ambos casos es cercana al 1%.

El arreglo que se propone tanto para el techo que se ubica al sur del sitio como para el del norte, cuenta con tres *strings* de diez módulos, o sea, treinta módulos en total en cada techo. Cada uno posee $350[W_p]$ de potencia nominal y se conectan a la red a través de un inversor de $10[kW]$.

Esta configuración pretende inyectar a la red un total de $33.900\,[kWh/año]$, en condiciones óptimas de generación, lo cual representa aproximadamente a un cuarto de lo que consume el colegio en un año promedio, permitiendo un ahorro anual de $\$2.300.000$.

El documento de apoyo desarrollado en paralelo lleva por nombre "Manual de Energía Solar en Establecimientos Educacionales", es una herramienta de apoyo a la educación que brinda el establecimiento en materia de energías y sustentabilidad. Al tenerlo en sus dependencias, el área que lo estime conveniente puede hacer uso de él para planificar clases, talleres o actividades para alumnos, apoderados, funcionarios o profesores, en materias de energías renovables y eficiencia energética. Consiste en cinco capítulos que introducen respecto a ERNC y se interiorizan en la energía solar conforme avanza la lectura. El detalle completo se encuentra en el Anexo A.

5.2 Conclusiones específicas

Realizar una revisión de antecedentes técnicos y normativos relacionados con sistemas fotovoltaicos en establecimientos públicos.

La necesidad nacional de independizar y diversificar la matriz energética es una realidad que ha hecho necesario el aumento de sistemas de generación de energía por medio de energías renovables no convencionales, y en particular, ha provocado un aumento en la generación por medio de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo a nivel domiciliario e institucional. Este aumento ha ido de la mano con el desarrollo de leyes relacionadas en las últimas décadas, las cuales de cierto modo han incentivado la creación de nuevos proyectos, la presencia de más programas públicos y la participación de distintas entidades que pueden otorgar financiamiento, mediante postulación, a este tipo de sistemas.

Son variadas las instituciones que otorgan apoyo al desarrollo y continuidad de proyectos de generación con sistemas fotovoltaicos, entre ellas hay incluso algunas internacionales que trabajan en colaboración con organismos gubernamentales nacionales. Bajo esta misma arista, existen también organizaciones incipientes que buscan desarrollar proyectos fotovoltaicos en comunidades más alejadas o menos favorecidas, en cierto aspecto, en Chile, con el fin de llevar las herramientas y conocimiento sobre este tema a parte de la población que difícilmente lo ve como una alternativa que se encuentre a su alcance, pudiendo resultar beneficioso en otros aspectos, más allá de lo monetario.

Este tipo de proyecto tienen una vida útil aproximada de 25 años; en particular, dependerá de lo que establece cada fabricante para los principales equipos de la instalación, y la degradación de estos puede ser cercana al 1% anual. Debe considerarse también un mantenimiento periódico según la ubicación de la instalación, acorde a las condiciones y factores ambientales y meteorológicos presentes, que puedan significar un riesgo en el óptimo funcionamiento del sistema.

Realizar un levantamiento de antecedentes para el dimensionamiento, modelación y diseño del sistema fotovoltaico.

A partir de la información proporcionada por la I. Municipalidad de San Joaquín, por ENEL y lo extraído de la base de datos del Explorador Solar, se tienen los principales datos técnicos para proceder con la modelación del sistema fotovoltaico para el establecimiento de estudio.

Se presenta la información meteorológica del sitio de evaluación del proyecto, que contempla datos de sombras topográficas, nubosidad y radiación del lugar. En ellos que se aprecia que entre 9:00 y 17:00 de un día promedio existe muy bajo o nulo sombreamiento del lugar; la nubosidad alcanza mayores valores entre las 9:00 y 15:00 de un día promedio, principalmente en los meses comprendidos entre julio y octubre, llegando en promedio a valores cercanos a un 15%; mientras que la radiación desciende visiblemente entre los meses de mayo a agosto, teniendo una mayor presencia de radiación se tiene entre las 9:00 y las 17:00 para un día promedio.

Con la información geográfica del colegio, se definen dos superficies de estudio denotadas como techo 2 y techo 4, con superficies de 60 y 65 $[m^2]$, respectivamente. Según lo definido en el *software*, se trabaja con un plano inclinado fijo y ángulo acimut de 315° ($-45°$), por la latitud donde se localiza la RM. A partir de esto, se modelan diferentes configuraciones fotovoltaicas modificando parámetros como la cantidad y potencia nominal de los módulos, el ángulo de inclinación según si el sistema cuenta con estructura de soporte adicional ($30°$), o si se ubica con la inclinación propia del techo ($16°$).

Como los techos 1 y 3 en la Figura 3-12 presentan dimensiones menores a lo que las posibles combinaciones de arreglos fotovoltaicos permiten, no es posible modelarlas en PVSyst con ninguna alternativa de configuración, ya que se presentan inconsistencias entre las opciones. Por esto, las simulaciones realizadas se hicieron a las otras dos cubiertas del establecimiento, presentando siete configuraciones en cada caso (siete con estructura de soporte adicional y siete manteniendo la inclinación propia de cada cubierta), teniendo un total de 28 configuraciones potencialmente funcionales.

Determinar la factibilidad técnica-económica del sistema.

Se realizan siete simulaciones para cada techo de estudio, evaluando configuraciones con módulos de 110, 190, 250, 280, 350 y $400[W_p]$ de potencia nominal, organizados de distintas formas según la superficie máxima que puedan ocupar en cada caso. Para cada simulación se presenta la cantidad de energía anual y potencia que entregaría el sistema a la red del establecimiento, observando una tendencia creciente según aumenta la potencia de los módulos en cada sistema.

Las alternativas de menor potencia nominal son descartadas y de las restantes se determina que el conjunto que mayor energía inyecta a la red es la simulación 6, conformada por 30 módulos distribuidos en series de 10, que inyecta a la red un total de $33.900[MWh/año]$, lo cual representa aproximadamente el 25% de lo que consume el establecimiento en un año promedio. Además, esta configuración entrega un $18{,}96[kW]$ de potencia, que equivale a cerca del 56% de lo que requiere el colegio.

Entre los beneficios esperados del proyecto, se encuentran la expansión de conocimientos en la comunidad, el aumento en la oferta de actividades extraprogramáticas del colegio, la generación de mayor independencia energética y el aumento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red por medio de la Ley 20.571. Adicional a los beneficios sociales, se identifica el ahorro anual que conllevaría la instalación del sistema, equivalente a aproximadamente $\$2.500.000$.

Para inyectar la energía de generan los módulos a la red, se proponen tres alternativas que varían según cantidad y potencia de inversores. En primer lugar, se presenta un sistema con seis equipos de menor potencia. El segundo caso se compone de dos inversores, uno para cada sector del establecimiento. Y el último consiste en un único equipo. Entre los tres casos el que menores pérdidas lineales por transmisión de energía presenta es el segundo, con dos inversores de $10[kW]$ cada uno.

El sistema seleccionado presenta un VAC de $\$15.993.311$, una Tasa Interna de Retorno del 19%, y VAN de $\$24.697.153$.

5.3 Recomendaciones

1. Para una mayor precisión en la información meteorológica, habría sido ideal contar con un registro localizado de la radiación y factores climáticos presentes en el establecimiento. La información utilizada para las simulaciones y supuestos presenta un desfase en las fechas (data del 2015) que podría afectar en los valores obtenidos, no así en los resultados y conclusiones. Por esto, se recomienda utilizar información meteorológica más recientes que la presentada. Para esto se pueden considerar puntos de medición en la comuna de San Joaquín, entre los cuales se encuentra el centro de estudios meteorológicos de la UTFSM en Campus San Joaquín, que comenzó a operar posterior al análisis presentado en los capítulos anteriores.

2. Sobre la evaluación del proyecto y el impacto social que podría generar, se deja abierta la propuesta para generar una memoria de título enfocada principalmente en ese aspecto, ya que es un área del conocimiento específica que se aleja de la ingeniería mecánica.

3. Si bien no se hicieron cálculos al respecto, otro beneficio identificado en el transcurso del desarrollo del presente documento, es la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) que traería consigo la instalación fotovoltaica del sistema. Ya sea para la vecindad donde se encuentra ubicado el colegio, como para la comuna o incluso a nivel país, en el caso de que un modelo así se replique en otros sitios. Este cálculo se dejó fuera porque escapaba del alcance definido y, al igual que con la evaluación social, podría prestarse para desarrollar una memoria específica al respecto.

4. Por último, sería interesante poder hacer un seguimiento al proyecto en caso de que se implemente, analizando no sólo la parte técnica y el funcionamiento sino el impacto generado en la comunidad escolar y poder aprovechar eso con proyectos de vinculación asociados.

Bibliografía

[ACERA, 2019] ACERA. El fuerte crecimiento de la energía solar proyecta un auspicioso 2019. [en línea] <http://www.portalminero.com/pages/viewpage.action?pageId=161285838>

[ACESOL, 2019] ACESOL. Guía para usuarios de fotovoltaica. [en línea] <https://acesol.cl/info-tecnica/gu%C3%ADa-para-usuarios-de-fotovoltaica.html>

[Banco Estado, 2017] BANCO ESTADO. Eficiencia energética y energía renovable no convencional. [en línea]<https://acesol.cl/images/contenido/banco-estado-solar.pdf>

[Bio Bio, 2018] RIVAS, Francisca. Ciudad Luz: el emprendimiento que instala paneles solares en tu casa para que pagues menos. [en línea] Biobio Chile Online. 6 de septiembre, 2018 <https://www.biobiochile.cl/noticias/economia/negocios-y-empresas/2018/09/06/ciudad-luz-el-emprendimiento-que-instala-paneles-solares-en-tu-casa-para-que-pagues-menos.shtml>

[Bückle & Maturana, 2009] BÜCKLE Pablo, MATURANA Ignacio. Impacto de la Ley de ERNC en Chile. [en línea] Santiago. <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/mercados/leyernc/5_0_impacto_ley_chile.html>

[CEP Chile, 2018]. CLERC Jacques, OLMEDO Juan Carlos, PERALTA Jaime, SAAVEDRA María Luisa, SAUMA Enzo, URZÚA Ignacio, HERNANDO Andrés. Energías renovables en Chile: Hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica. [en línea]<https://www.cepchile.cl/cep/site/docs/20180124/20180124191509/libro_energia_cep.pdf>

[CNE, 2019a] CNE. Tarificación [en línea] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>

[CNE, 2019b] CNE. Decreto Supremo N°327 [en línea] <https://www.cne.cl/archivos_bajar/reglamento_electrico.pdf>

[Deloitte, 2016] DELOITTE. Sector energía I: Marco regulatorio y matriz energética. [en línea] <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte1.pdf>

[Economía y Negocios, 2018] COMINETTI, Marisa. Firma de energía solar lanza campaña de financiamiento colectivo por $635 millones. [en línea] Economía y Negocios El Mercurio

Online. 10 de septiembre, 2018
<http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=503540>

[Evaluación Social de Proyectos, 2011] EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS Orientación para su aplicación. 2011. Por Rosa Aguilera “et al”. Uruguay, Udelar.

[Generadoras de Chile, 2019] Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación. 2019. [en línea] <http://generadoras.cl/media/page-files/986/Boletin%20Sector%20Generacion%20Julio%202019.pdf>

Ley N° 19.940

Ley N° 20.257

Ley N° 20.571

Ley N° 20.698

[Ministerio de Energía, 2014]. AGENDA DE ENERGÍA. 2014.Un desafío país, progreso para todos. [en línea]
<http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Documentos/AgendaEnergia.pdf>

[Ministerio de Desarrollo Social, 2013] MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL. Gobierno de Chile. 2013. Metodología General de Preparación y Evaluación de Proyectos. División de evaluación social de inversiones.

[Ministerio de Desarrollo Social, 2015] CARTES Fernando. (Ministerio de Desarrollo Social) Metodologías de Formulación y Evaluación Social de Proyectos: Situación Actual del SIN de Chile. [en línea] <https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/4/55154/Chile_-_Cartes.pdf>

[Ministerio de Desarrollo Social, 2015] MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL. Gobierno de Chile. 2015. Pecios Sociales Vigentes en el Sistema Nacional de Inversiones. División de evaluación social de inversiones

[Ministerio de Desarrollo Social, 2019] MINISTERIO DE DESARROLLO SOCIAL Y FAMILIA. Preguntas Frecuentes, Evaluación Social de Proyectos. [en línea] <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/preguntas-frecuentes/>

[Ministerio de Energía, 2017] MINISTERIO DE ENERGÍA. Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Programa techos solares públicos. [en línea] <https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/05/guia-de-evaluacion-inicial-de-edificios.pdf>

[Ministerio de Energía, 2018] MINISTERIO DE ENERGÍA. Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos. [en línea] <http://www.minenergia.cl/techossolares/wp-content/uploads/2018/11/Guia-OM-FV.pdf>

[Ministerio de Energía, 2019a] MINISTERIO DE ENERGÍA. Buscador de fuentes de financiamiento. [en línea] <http://www.minenergia.cl/pfinanciamiento/>

[Ministerio de Energía, 2019b] MINISTERIO DE ENERGÍA. ¿Qué es el autoconsumo? [en línea] <http://www.minenergia.cl/autoconsumo/?page_id=55>

[Ministerio de Energía, 2019c] MINISTERIO DE ENERGÍA. Cómo funciona (Programa techos solares públicos) [en línea] <http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=1500>

[Ministerio de Energía, 2019d] MINISTERIO DE ENERGÍA. Sobre el PTSP [en línea] <http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=3565>

[Molina, Falvey, Rondanelli, 2017] EXPLORADOR SOLAR. A solar radiation database for Chile [en línea] https://www.nature.com/articles/s41598-017-13761-x

[Programa 4e, 2017a] MINISTERIO DE ENERGÍA. Índice de precios de sistemas fotovoltaicos. Informe final. [en línea] <https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/01/Informe-Final-%C3%8Dndice-de-precios-FV-GIZ-1.pdf>

[Programa 4e, 2017b] MINISTERIO DE ENERGÍA. Sistemas fotovoltaicos para el autoconsumo [en línea] <https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/11/Sistemas-Solares-para-el-Autoconsumo.pdf>

[Programa 4e, 2019a] MINISTERIO DE ENERGÍA. Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile [en línea] <http://4echile.cl/programa-4e/>

[Programa 4e, 2019b] MINISTERIO DE ENERGÍA. Eficiencia energética y cogeneración en el sector industrial y comercial [en línea] <http://4echile.cl/eficiencia-energetica-y-cogeneracion-en-el-sector-industrial-y-comercial/>

[PV Magazine, 2017] SANCHEZ M, Pilar. Crowfunding para proyectos solares en Chile y República Dominicana. [en línea] PV Magazine. 24 de noviembre,2017 <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/11/24/crowdfunding-para-proyectos-solares-en-chile-y-republica-dominicana/>

[PVSyst, 2019] PVSYST. Software. <https://www.pvsyst.com/release-notes/>

[SAPAG, 2004] SAPAG N. 2014. Preparación y Evaluación de Proyectos. 6a ed. México D.F, McGraw-Hill.

[SAPAG, 2007] SAPAG N. 2007. Preparación, Formulación y Evaluación de Proyectos. México, McGraw-Hill.

[SEC, 2015] SEC. Programa Techos Solares Públicos. [en línea]<http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/DOCUMENTACION/TAB6121713/TECHOS_SOLARES_PUBLICOS.PDF>

[SEC, 2016a] SEC. Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. [en línea]<http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/LINKS_Y_NOTICIAS/TAB6243717/GUIA_OPERACION_MANTENIMIENTO.PDF>

[SEC, 2016b] SEC. Costo de instalaciones solares fotovoltaicas en Chile (con conexión a la red de distribución eléctrica). [en línea] <http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/LINKS_Y_NOTICIAS/TAB6243717/COSTO_DE_INSTALACIONES_SOLARES_FOTOVOLTAICAS.PDF>

[SOLAR ENERGY INTERNATIONAL] Solar Energy International. Fotovoltaica: Manual de diseño e instalación. ISBN: B-0-86571-520-3

[Vergara, s.f.] VERGARA, Miguel. Leyes de Feed-IN Tariff en el Mundo. En: Seminario de Electrónica Industrial (s.f., Chile) Valparaíso, Universidad Técnica Federico Santa María.

Anexo A

Esta sección contiene el libro educativo desarrollado para el establecimiento. Para su elaboración se usó de referencia la Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos (2018) y el libro Fotovoltaica: Manual de Diseño e Instalación (2016).

Este documento tiene un enfoque genérico, pensado en el apoyo y expansión de conocimientos a la comunidad de cualquier establecimiento educacional de Chile

MANUAL DE ENERGÍA SOLAR EN ESTABLECIMIENTOS EDUCACIONALES

Introducción al alcance de todo aquel que se interese en conocer un poco más de sistemas fotovoltaicos

Paula Castro Melo

UTFSM

Departamento de Ingeniería Mecánica

Tabla de contenido

Tabla de contenido 2

PARTE I: Contexto y Evolución de la Energía Solar 1

I. El Recurso Solar 2

II. Principios Eléctricos de la Fotovoltaica 6

III. Análisis de Cargas Eléctricas 8

PARTE II: Componentes de Sistemas Fotovoltaicos 13

I. Módulos Fotovoltaicos 14

II. Baterías 15

III. Controladores Fotovoltaicos 18

IV. Inversores 19

..... 20

PARTE III: Instalación Fotovoltaica 20

I. Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos 21

II. Sistemas Conectados a la Red (Interactivo) 23

III. Montaje de Módulos Fotovoltaicos 26

IV. Instalación Fotovoltaica 29

PARTE IV: Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos 32

I. Beneficios del Mantenimiento 33

II. Prerrequisitos del Mantenimiento 34

III. Plan de Operación y Mantenimiento 37

..... 41

PARTE V: Seguridad en Sistemas Fotovoltaicos 41

I. Aspectos Generales de Seguridad 42

II. Seguridad Eléctrica 42

III. Seguridad Laboral en Altura 45

PARTE I:
Contexto y Evolución de la Energía Solar

I. El Recurso Solar

Principios de Radiación Solar

El concepto que se emplea para describir la energía solar que incide sobre una superficie en un determinado momento y lugar es la radiación solar. En un día despejado, la radiación que llega a la Tierra es de aproximadamente $1000\ [W/m^2]$.

De todas maneras, son muchos los factores que definen la cantidad de radiación solar que existe en un sitio determinado, entre ellas las condiciones atmosféricas, la posición de la Tierra en relación al Sol y los obstáculos que puedan haber en el sitio.

La radiación solar que se recibe en la superficie de la Tierra se ve afectada por la atenuación atmosférica. Las principales causas de este fenómeno son:

- Dispersión de luz, por las moléculas de aire, el vapor de agua y el polvo en la atmósfera.

- Absorción de luz, por el ozono, el vapor de agua y el dióxido de carbono de la atmósfera.

Las **horas sol pico** son la cantidad de horas equivalentes a una irradiación de $1000\ [W/m^2]$ y permiten determinar la cantidad de energía solar disponible durante un día por m^2, ubicado de manera perpendicular a la ubicación del Sol. Por ejemplo, si la energía recibida durante todo el día es igual a la energía reciida si el Sol brillara durante 5 horas a $1000\ [W/m^2]$, diríamos que son 5 horas sol pico, que equivale a $5\ [kWh/m^2]$.

Tanto la distancia de la Tierra al Sol como la inclinación del eje de la Tierra afectan en la cantidad de energía solar que se puede aprovechar. Por ejemplo, las latitudes del hemisferio norte de la Tierra se inclinan hacia el sol entre los meses de junio y agosto (meses en los que el hemisferio sur es invierno), resultando en la estación de verano para el hemisferio norte. La duración más larga de los días en verano y la inclinación favorable del eje de la Tierra crea más radiación solar accesible de forma significativa en un día de verano que en un día de invierno.

En el hemisferio sur, cuando el Sol está principalmente en la parte norte del cielo, los módulos fotovoltaicos se deben posicionar hacia el norte, para así captar la mayor cantidad posible de

radiación y producir la máxima energía que puedan. Para cada lugar específico el arreglo de módulos variará su posición para optimizar la captación de radiación.

Afortunadamente, la trayectoria que describe el Sol a través del cielo puede predecirse. La **latitud** determina si el Sol parece moverse en la parte norte o sur del cielo. Por ejemplo: Santiago se encuentra aproximadamente 33 grados sur y el Sol parece moverse a través de la parte norte del cielo. Al mediodía, el Sol apunta exactamente al norte si nos ubicamos en el hemisferio sur, en cambio si se está en una latitud norte esto será inverso.

Una vez al día, nuestro planeta da una vuelta sobre su eje de rotación, el cual está inclinado aproximadamente 23,5 grados respecto a su vertical. En los equinoccios de otoño y de primavera (21 de marzo y 21 de septiembre, respectivamente), el Sol parece salir exactamente por el Este y ponerse exactamente por el Oeste. En el hemisferio sur, durante los meses de invierno pareciera asalir hacia el norte del este y ponerse hacia el sur del oeste. Para el hemisferio norte ocurrirá lo contrario.

Orientación de Sistemas Solares

La ubicación que aparenta tener el sol hacia el este u oeste del norte recibe el nombre de **ángulo de acimut**, y se mide en grados. Como una circunferencia tiene 360 grados y hay 24 horas en un día, el Sol se mueve 15 grados en acimut por cada hora (360 grados divididos entre 24 horas).

El rendimiento que presenta un sistema solar fotovoltaico diariamente se puede mejorar si los paneles siguen continuamente la trayectoria del Sol a lo largo del día, manteniendose perpendiculares a la posición del sol para captar el máximo de radiación solar. Si el arreglo de paneles se localiza en el hemisferio sur la orientación óptima será hacia el **norte verdadero**, y un desvío hacia el este u oeste del norte captará menor radiación.

Ángulo de Inclinación de Sistemas Solares

La altura del sol por sobre el horizonte, medida en grados, recibe el nombre de **ángulo de altitud**. Cuando el sol está comenzando a salir o poniéndose, la altitud es de cero grados. Para el hemisferio sur, cuando el Sol está al **norte verdadero** en el cielo, con acimut de cero grados, se encuentra en su altitud máxima para ese día. Ese momento del día se llama **mediodía solar**.

La latitud de una localidad determina cuán alto aparecerá el Sol por sobre el horizonte en el mediodia solar a lo laro del año. Como nuestro planeta describe una órbita alrededor del Sol con un eje inclinado, este último cambiará de altitud sobre el horizonte a mediodía a lo largo del año.

Para optimizar el rendimiento de un sistema solar se tienen que tomar en cuenta los cambios estacionales en la altitud del Sol y en las cargas de consumo. La información del listado permite conseguir el ángulo de inclinación óptimo de un arreglo fotovoltaico para diferentes consumos estacionales, para el hemisferio sur:

- Consumo constante a lo largo de todo el año: ángulo de inclinación igual a la latitud.
- Consumo primordial en verano: ángulo de inclinación igual a la latitud más 15 grados.
- Consumo primordial en invierno: ángulo de inclinación igual a la latitud menos 15 grados.

Los arreglos fotovoltaicos entregan mejores resultados cuando los rayos del Sol apuntan en dirección perpendicular a las celdas. Cuando esto sucede y las celdas están directamente perpendiculares al Sol tanto en altitud como en acimut, el ángulo de incidencia en esas condiciones se llama **ángulo normal**.

Identificación de Obstáculos que Generan Sombras

Si se genera sombra sobre los paneles, aunque no sea mucha, puede significar una disminución en el desempeño, el rendimiento y la producción de energía del conjunto de módulos. Por esto, es esencial considerar este factor al diseñar un sistema fotovoltaico y minimizarlo lo mejor posible.

Las sombras se pueden generar por árboles cercanos, vegetación, estructuras, otros equipos, chimeneas, postes y/o cables. Un arreglo debe estar libre de sombras entre las 09:00 a.m. t y las 03:00 p.m. Este intervalo de tiempo donde se capta la mayor cantidad de radiación al día recibe el nombre de **ventana solar**. Las sombras suelen ser el mayor problema durante los meses de invierno, cuando el sol presenta una altitud baja y las sombras que se proyectan son más largas. Para el caso de nuestro hemisferio, el caso más desfavorable es el 21 de julio, fecha en la que inicia el invierno y que debe considerarse para los cálculos.

Para seleccionar un sitio, se debe verificar que:

- El arreglo no esté sombreado entre 09:00 a.m. y 03:00 p.m. ningún día.
- El arreglo no esté sombreado ningún mes del año durante el tiempo de la ventana solar.
- Identificar los obstáculos que generen sombras al sistema entre 09:00 a.m. y 03:00 p.m.

Nota: lo ideal es que el sistema no presente ninguna sombra. Si esto no es posible, es recomendable cambiar de lugar el arreglo para evitar sombras, o aumentar el tamaño del sistema para compensar las pérdidas de energía que se pueden generar debido al sombreado.

II. Principios Eléctricos de la Fotovoltaica

Tipos de Corriente

Existen dos tipos de corriente eléctrica: la corriente contiua o directa (CC) y la corriente alterna (CA). La corriente alterna es la corriente eléctrica en la que la dirección del flujo de electrones se invierte con una frecuencia (ritmo) estable. De este modo, los electrones que viajan fluyen primero en una dirección y luego en la opuesta por efecto de un alternador.

La corriente directa o corriente continua, es el tipo de corriente eléctrica producida por un generador, en la que los electrones fluyen en una sola dirección.

Circuitos y Tipos de Circuito

Un **circuito eléctrico** es la trayectoria o camino continuo del flujo de electrones desde una fuente de voltaje, a través de un conductor (cable), hasta una carga y su regreso de vuelta a la fuente.

Tanto los módulos fotovoltaicos como las baterías tienen su propio valor de voltaje (potencia) o amperaje (corriente), pero pueden conectarse entre sí de distintas maneras para aumentar su voltaje y/o amperaje, según se necesite.

Un **circuito en serie** se crea cuando se conecta el terminal positivo (+) de un módulo al terminal negativo (-) de otro módulo. Al realizar esta conexión el voltaje aumenta (se suma), en cambio el amperaje no sufre modificaciones (se mantiene constante).

Una conexión **en paralelo** se hace al conectar los terminales de iguales polaridades (signos). Por ejemplo, si se conecta positivo (+) con positivo (+), o negativo (-) con negativo (-). Cuando se hace esto, el amperaje aumenta y el voltaje se mantiene sin cambios. Si lo que se quiere es aumentar la corriente (amperaje) de un sistema, las fuentes de voltaje se deben conectar en paralelo.

Los circuitos pueden usar mezclas de conexiones en serie y en paralelo para poder conseguir los valores de voltaje y corriente que se desean para un sistema específico.

Baterías en Serie y Paralelo

Las ventajas que se pueden obtener de un circuito en paralelo se ven reflejadas, por ejemplo, al observar cuánto tiempo puede funcionar una linterna antes de que las baterías se descarguen por completo. Por ejemplo, ocho horas para una linterna de cuatro pilas. Para hacer que una linterna alumbre el doble de tiempo, el almacenamiento se debe duplicar.

III. Análisis de Cargas Eléctricas

Uso Eficiente de la Energía

En general, los aparatos que necesitan energía eléctrica para funcionar se conocen como **cargas**. Lo que más influye en el tamaño y costo de un sistema solar fotovoltaico es la cantidad de energía que los aparatos consumen (necesitan para funcionar).

Muchos artefactos (cargas) comunies utilizan una resistencia eléctrica para generar calor (similar a un *resorte*); hornos eléctricos, secadores de ropa, hervidores, ventiladores o calefactores, entre otros. Poder entregarle energía a estos aparatos no conviene económicamente para sistemas solares pensados a nivel residencial, por lo tanto, ahí se recomienda buscar alternativas para el calentamiento (**reemplazo de cargas**).

Las cargas para calefaccionar espacios o calentar agua se pueden reemplazar o sustituir por otros equipos, como artefactos térmicos solares, de gas, de propano o de leña (dependiendo de la zona geográfica).

Aunque algunos electrodomésticos como tostadoras o secadores de pelo consumen bastante potencia (*watts*), pueden alimentarse de energía con sistemas fotovoltaicos, ya que generalmente se utilizan por períodos cortos de tiempo. Esto hace que el consumo general de energía sea bajo.

El reemplazo de cargas mejora la eficiencia energética. Otras opciones para disminuir el costo de un sistema fotovoltaico se puede lograr evitando o reduciendo el uso de los siguientes artefactos:

- Ventiladores o calefactores ambientales
- Hervidores eléctricos
- Secadores eléctricos de ropa
- Cocinas eléctricas
- Refrigeradores ineficientes

Otras formas de disminuir la demanda de energía eléctrica innecesaria, y además los costos que implican, se pueden hacer algunas buenas prácticas como:

- Vivir sin artículos innecesarios
- Reducir el uso de artefactos y equipos cuando no se estén usando
- Realizar actividades durante las horas de luz natural diurna, para aumentar la eficiencia de las baterías (en sistemas autónomos, con baterías).

Requerimientos de Cargas Eléctricas

Normalmente, la potencia en *watts* que requieren los artefactos eléctricas (**cargas**) se detalla en manuales o incluso en placas informativas pegadas en cada equipo. Cuando esto no es así, generalmente hay un lugar donde se indica el voltaje en voltios y corriente en amperios. Al multiplicar ambos valores se puede obtener la potencia en watts.

Por un lado se tienen las **cargas cíclica**. Gran parte de las cargas consumen energía todo el tiempo que se encuentran encendidas. Sin embargo, existen algunas que se encienden y se apagan automáticamente mientras estén conectadas a una fuente que les entregue energía. Un **ciclo de trabajo** es el porcentaje de tiempo que un aparato encendido realmente consume energía (cuánto tiempo funciona realmente). Un ejemplo de dispositivo con ciclos de trabajo menores al 100% son refrigeradores y congeladores.

Generalmente, los dispositivos que generan o usan calor, suelen funcionar con ciclos de trabajo (de encendido y apagado). Por ejemplo, frazadas eléctricas, calefactores, planchas y algunos electrodomésticos de cocina. Para controlar este tipo de aparatos se puede utilizar un **termostato**.

Hay muchos artefactos eléctricos (cargas) que utilizan energía aún cuando parecen estar "apagadas". Por ejemplo, televisores o cualquier aparato que se encienda con control remoto, o que tengan relojes digitales (como microondas, reproductores de video como DVD, etc). Estas cargas o aparatos eléctricos son conocidas como **cargas fantasmas** y consumen energía y requieren potencia constantemente. Otros ejemplos de cargas fantasma pueden ser aplicaciones con "cajas de pared" o transformadores, como cargadores de batería. Si bien estos aparatos pueden parecer pequeños y de poco consumo eléctrico, consumen energía las

24 horas del día durante los 7 días de la semana, y esto llega a sumar una gran cantidad de energía.

Lo recomendable es disminuir las cargas fantasma a un mínimo, desconectándolas cuando no se estén usando.

Refrigeración

Generalmente, el refrigerador es uno de los aparatos que tiene mayor consumo eléctrico. Si bien existen otras formas de preservar los alimentos, las personas pocas viven sin este electrodoméstico. Si se elije un refrigerador eficiente, no solo se reduce el consumo eléctrico mensual, sino que también se reduce por adelantado el costo de un futuro sistema fotovoltaico.

Para poder calcular cuánto consumiría un aparato como este en un hogar o establecimiento, se deben tener las especificaciones del fabricante, que generalmente se encuentran en una placa metálica o etiqueta en algún lugar visible del equipo. El fabricante debe ser capaz de entregar los valores de consumo de corriente y de voltaje, además del tiempo de operación bajo determinadas condiciones.Los mantenimientos de rutina como descongelación y limpieza pueden ayudar a que el equipo funcione de manera más eficiente, y se reduzca el ciclo de trabajo.

Iluminación

La iluminación también es un factor esencial en el día a día y suele obtenerse por medio de la electricidad (iluminación artificial) y/o por la luz del día (iluminación natural).

Para elegir un tipo de iluminaria es importante considerar la eficiencia, aunque este no es el único criterio de selección. La luz que entrega una fuente de iluminación se mide en **lumen**. La eficiencia se mide en lúmenes por watt. Si una luminaria produce más lúmenes por cada watt de energía que consume, se dice que es más eficiente.

Algunos tipos de luminarias son:

- Interruptores manuales. Estos controles, como los interruptores comunes de pared o la típica cadena que se encuentra conectada directamente en la lámpara, son los

menos costosos y los más utilizados. Deben estar instalados de forma conveniente, accesibles y fáciles de usar.

- Temporizadores (timers). Son controles que pueden ajustarse para encender o apagar automáticamente una luminaria, limitando así el tiempo que está encendida. Los temporizadores pueden necesitar una pequeña cantidad de energía extra para su funcionamiento.

- Fotoceldas. Las luces de emergencia o de seguridad pueden controlarse con fotoceldas, que son dispositivos sensibles a los niveles luminosos. Cuando en el ambiente disminuye la iluminación natural (al atardecer, por ejemplo), la luminaria se enciende. Estos sistemas son más confiables (fallan menos) que los interruptores manuales y más exactos que los temporizadores.

- Sensores. Se usan cuando se quiere un control preciso. Estos sistemas activan las luminarias cuando detectan movimiento o calor infrarrojo.

- Luminarias incandescentes. Son las luminarias más utilizadas, a pesar de tener la menor eficiencia y la menor relación lúmen/watt. En una luminaria de este tipo, la electricidad se conduce por un filamento que resiste el flujo de electricidad, este se calienta y emite luz. Las luminarias incandescentes, ampolletas o bombillas, usan el familiar bulbo o “base Edison” y no necesitan de accesorios especiales para funcionar.

- Luminarias compactas (LFC). Son cuatro veces más eficientes que las de tipo incandescentes, es decir, para producir la misma luz necesitan solo la cuarta parte de la energía. Son las más utilizadas en hogares que desean reducir su consumo eléctrico.

  Las hay de diferentes formas, desde tubos enroscados a incluso algunas muy similares a las incandescentes. Aunque las LFC son más costosas que las incandescentes, generan un ahorro considerable de energía y tienen mayor vida útil que las incandescentes. Las desventajas que aún presentan son que aún les toma varios minutos poder lograr un encendido total a bajas temperaturas y que

contienen una pequeña cantidad de mercurio, lo que obliga a desecharlas de una manera adecuada.

- Diodos Emisores de Luz (LED). Este sistema ha sido muy aceptado en los últimos años por su consumo extrmadamente bajo en energía, su larga vida útil y su alta iluminación. Los LED se utilizan hace décadas en variadas aplicaciones de iluminación pequeñas, y comenzaron a abrirse camino en el mercado comercial en señales de tránsito, luces de frenado de vehículos y linternas. Hoy se pueden encontrar en casi todas las aplicaciones de iluminación, desde luminarias para carreteras hasta luminarias de decoración y diseño de interiores, también en pantallas de televisión, pantallas comerciales y aplicaciones residenciales.

PARTE II:
Componentes de Sistemas Fotovoltaicos

I. Módulos Fotovoltaicos

Son el elemento básico que compone un sistema fotovoltaico y se conforma por un conjunto de **celdas** fotovoltaicas. Las celdas son dispositivos eléctricos con un espesor muy pequeño y lo que hacen es convertir la radiación del sol en corriente eléctrica continua gracias al **efecto fotovoltaico**. No utilizan ningún tipo de combustible y duran por lo menos 25 años.

Las celdas fotovoltaicas están siempre protegidas del clima, ya sea de la intemperie o las condiciones climáticas, por medio de vidrio y de una estructura rectangular que rodea el perímetro del módulo fotovoltaico. Los términos "módulo" y "panel" muchas veces se usan indistintamente, pero hablando con presición, un **panel fotovoltaico** es un grupo de módulos interconectados. Un **arreglo fotovoltaico** es un grupo de paneles conectados entre sí para producir la cantidad que se quiere obtener de corriente y voltaje, instalados sobre una estructura de montaje.

Un módulo puede convertir en energía eléctrica utilizable para el consumo cerca de un 16% de la radiación disponible. Por ejemplo, al **medio día solar** de un día despejado, un arreglo fotovoltaico puede captar $1000\ [W/m^2]$ de radiación, lo que resultaría en unos $160[W]$ de potencia por cada $[m^2]$ del arreglo.

Características de un Módulo Fotovoltaico

Cada fabricante de módulos fotovoltaicos usa diseños y métodos de construcción propios para los módulos. Las siguientes características de un módulo fotovoltaico son las que diferencian e identifican los diferentes tipos de módulos que existen:

- Material de la celda
- Material de vidriado
- Conexiones eléctricas

II. Baterías

Las baterías almacenan energía eléctrica de corriente continua para poder usarlas cuando se necesite. Son necesarias para los sistemas aislados a la red (off grid), ya que su función es almacenar la energía que se produce en los paneles para poder entregar energía a la instalación cuando no haya luz solar (noche) o simplemente no exista suficiente luminosidad (días con mucha nubosidad).

Un sistema de almacenamiento con baterías es una fuente de energía estable frente a las variaciones que puede tener la radiación solar. Las baterías o acumuladores también pueden ser muy útiles cuando el sistema fotovoltaico se desconecta para hacer reparaciones o mantenimiento.

Las baterías no son del todo eficientes, presentan pérdidas de energía en forma de calor y de reacciones químicas cuando se carga o descarga. Por esto, se deben considerar algunos módulos fotovoltaicos adicionales que puedan compensar estas pérdidas en las baterías.

No todos los sistemas necesitan baterías. Por ejemplo, hay sistemas que sólo se utilizarán de día. En otros casos se pueden tener sistemas conectados a la red, que no necesariamente requieren de baterías, aunque estas pueden actuar como una fuente en caso de emergencia o de respaldo.

Las baterías comúnmente utilizadas en sistemas fotovoltaico son las siguientes:

- Baterías de ácido-plomo
- Baterías alcalinas

Baterías de Ácido-Plomo

En Estados Unidos, esta batería se hizo muy popular para aplicaciones fotovoltaicas a escala residencial. Tiene similitudes con una batería de automóvil, sin embargo, estas últimas no se recomiendan para aplicaciones fotovoltaicas por estar diseñadas para descargar grandes cantidades de corriente en períodos cortos de tiempo, necesario para hacer andar el motor.

Por lo general, los sistemas fotovoltaicos necesitan una batería capaz de descargar pequeñas cantidades de corriente durante largos períodos de tiempo y de ser recargada en condiciones

irregulares. Si se selecciona bien el tipo de batería y se le hace una correcta mantención, podría durar entre 3 y 10 años.

Las baterías de ácido-plomo se pueden subdividir en dos tipos: electrolito líquido (abiertas), y selladas (VRLA).

Baterías Alcalinas

Las baterías alcalinas suelen ser costosas y pueden no ser siempre compatible con algunos inversores y controladores de carga. Una ventaja es que no se ven tan afectadas por la temperatura como otros tipos de baterías. Por esto, estas baterías sólo se usan para aplicaciones comerciales o industriales donde se pueden alcanzar temperaturas muy frías (-45°C o incluso menores).

En sistemas fotovoltaicos residenciales, lo más adecuado sería usar baterías ácido-plomo. Cuando un sistema necesita tener respaldo de baterías, estas representan gran parte del costo total del sistema. La mayoría de los sistemas y componentes fotovoltaicos están diseñados para usar baterías de ácido-plomo.

Especificaciones de Baterías

Un diseñador de sistemas fotovoltaicos debe considerar ciertas variables cuando diseñe e instale un banco de baterías para un sistema fotovoltaico autónomo:

- Días de autonomía
- Capacidad de las baterías
- Profundidad y velocidad de descarga
- Esperanza de vida útil
- Condiciones ambientales
- Precio y garantía
- Plan de mantenimiento

Baterías y Seguridad

Si las baterías no se mantienen, instalan o manipulan correctamente, podrían ser el componente más peligroso de un sistema fotovoltaico. Sustancias químicas peligrosas, pesos elevados y altas corrientes y voltajes son los principales posibles riesgos que pueden provocar golpes eléctricos, quemaduras, explosiones o daño por corrosión a la persona que esté manipulando el equipo, a terceros o a sus pertenencias.

III. Controladores Fotovoltaicos

El controlador fotovoltaico trabaja como un regulador de voltaje. Su principal función es evitar que la batería se sobrecargue por causa del sistema fotovoltaico. Controlan la carga de las baterías, evitando la sobrecarga y disminución de su vida útil.

Un controlador de carga fotovoltaico monitorea constantemente el voltaje de la batería. Cuando estas se encuentran cargadas por completo, el controlador detiene o disminuye la cantidad de corriente que viaja desde los paneles hacia la batería. Cuando las baterías se descargan hasta un nivel límite bajo, muchos controladores desconectan la corriente que viaja desde las baterías hacia los aparatos que están conectados (enchufados) al sistema.

Características de los Controladores

Los controladores pueden tener muchas funciones además de regular la carga. Algunos controladores incluyen protección contra descargas profundas para evitar que las baterías se dañen por descargarse mucho. Los controladores evitan descargas profunda al hacer lo siguiente:

- Activar luces o alarmas sonoras para indicar un voltaje demasiado bajo en el banco de baterías
- Apagar temporalmente las cargas ante un nivel determinado del estado de carga del banco de baterías
- Encender una fuente alternativa de energía

Rastreo del Punto de Máxima Potencia

Muchos controladores están equipados con una función llamada rastreo de máxima potencia (MPPT, por *maximum power pint tracking*). Como el nombre lo indica, esta característica permite que el controlador siga el punto de máxima potencia del arreglo a lo largo del día, para poder entregar la mayor cantidad de energía posible a las baterías, según las condiciones cambiantes de sombra y temperatura.

IV. Inversores

Este equipo es el responsable de transformar la electricidad de corriente continua a corriente alterna. La corriente alterna es la que circula por las redes de distribución, permitiendo el uso de artefactos que funcionen con 220V (para el caso de Chile).

La corriente alterna es más fácil de transportar que la corriente continua a lo largo de grandes distancias. Por eso, los dispositivos y artefactos más comunes se diseñan para poder funcionar con corriente alterna. Pero como se vio anteriormente, los módulos fotovoltaicos pueden generar solo energía en forma de corriente continua. Además, las baterías solo pueden almacenar energía en forma de corriente continua.

Las corrientes alterna y continua son, por naturaleza, incompatibles. Por estas razones nace la necesidad de un "puente" que haga la transformación de una a la otra.

Tipos de Inversores

Existen tres categorías de inversores: interactivos, interactivos con respaldo de baterías, y autónomos. Los dos primeros son inversores interactivos (síncronos) y se utilizan en sistemas fotovoltaicos interactivos. Los del tercer tipo están diseñados para sistemas independientes, que se encuentran desconectados de la red y son apropiados principalmente para instalaciones que se ubican en sectores o sitios remotos.

PARTE III:
Instalación Fotovoltaica

I. Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

Dimensionar un sistema fotovoltaico residencial no es sumamente difícil. Este capítulo muestra un proceso de seis pasos para calcular de forma precisa un sistema basado en las necesidades, objetivos y presupuesto del usuario.

1. Estimación de las cargas de consumo eléctrico
2. Dimensionamiento y especificación del banco de baterías
3. Dimensionamiento y especificación del arreglo fotovoltaico
4. Especificación del controlador
5. Dimensionamiento y especificación de un inversor
6. Diseño y dimensionamiento del cableado del sistema

Limitaciones del Diseño

Mucha más gente utilizaría los sistemas fotovoltaicos si no fuera por el alto costo inicial. Como la industria fotovoltaica es competitiva, los diseñadores de sistemas deben tratar de minimizar el costo inicial del sistema maximizando la eficiencia energética del mismo. El uso eficiente de la energía reduce los gastos iniciales del sistema. Eliminar sombras de los módulos fotovoltaicos por medio de una correcta ubicación y orientación no cuesta dinero y puede aumentar la eficiencia del sistema. Una planificación inteligente hecha con anticipación no tiene costo y puede disminuir considerablemente el costo inicial del sistema.

Algunas limitantes están fuera del alcance del diseñador, como la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, otras si son responsabilidad del diseñador e instalador. Por ejemplo, notar que algunos módulos trabajan mejor en ciertos climas.

En general, los diseñadores deben considerar las siguientes áreas cuando quieran optimizar un sistema:

- Ubicación. El sitio debe estar libre de sombras para incrementar la eficiencia del sistema.
- Orientación. La orientación del arreglo respecto al norte verdadero y con la inclinación apropiada es fundamental para potenciar al máximo el sistema fotovoltaico.

- Opciones de montaje. El sistema de montaje óptimo puede maximizar la ganancia por irradiación solar.
- Módulos. Los módulos fotovoltaicos deben seleccionarse según los parámetros del sistema.
- Cableado. El cableado del sistema debe diseñarse para minimizar las diferencias de voltaje a la vez que se cumple con las normas de seguridad y se tenga una instalación segura y protegida en el entorno.
- Controladores. Este mecanismo debe operar el sistema eficientemente a la vez que cumpla las necesidades del usuario.
- Almacenamiento de baterías. El banco de baterías debe dimensionarse para cada instalación específica.
- Cargas de consumo. Los aparatos que se encuentran conectados al sistema (cargas) determinarán las dimensiones que tendrá este último y deben ser reducidas y optimizadas al máximo por medio de una planificación inteligente.

Una planificación adecuada evita un mal desempeño del sistema.

Es más económico considerar estos factores mencionados arriba, en lugar de buscar soluciones a fallas en un sistema que ya ha sido mal diseñado.

II. Sistemas Conectados a la Red (Interactivo)

Los sistemas conectados a la red de servicios públicos, también llamados sistemas fotovoltaicos interactivos, son sistemas fv de generación instalados ya sea en casas o edificios comerciales, que interactúan con un servicio público de electricidad.

Este tipo de sistemas se diseña para reemplazar en su totalidad o parcialmente las necesidades eléctricas del edificio. La energía generada por estos sistemas se utiliza primero por el establecimiento y el excedente se "inyecta" hacia las línas de transmisión y distribución de electricidad (la red). Hay muchas formas en las que este intercambio de energía puede ocurrir, el más común suele ser el inversor bidireccional, que permite el paso de corriente en ambas direcciones.

Sistemas Conectados a la Red y sus Ventajas

Existen dos tipos de sistemas interactivos: con y sin respaldo de baterías. Los sistemas interactivos que no poseen respaldo de baterías presentan dos componentes principales que son un arreglo fotovoltaico y un inversor interactivo, y no tienen forma de proporcionar energía eléctrica a las cargas (aparatos electrónicos) del establecimiento cuando hay cortes en el suministro eléctrico. Los sistemas interactivos con respaldo de baterías se componen también por un arreglo fotovoltaico y un inversor interactivo, pero también incluyen un banco de baterías y un controlador de cargas. Con estos componentes adicionales, el sistema interactivo con respaldo es capaz de entregar energía a las cargas cuando falla el suministro eléctrico.

Las ventajas de un sistema interactivo son varias, entre ellas se mencionan las siguientes:

- Ventajas económicas.
- Bajo costo inicial y crecimiento gradual
- Incremento de la fiabilidad
- Flexibilidad de diseño
- Servicio público

En específico, un **sistema interactivo sin respaldo de baterías** presenta las siguientes ventajas y desventajas:

- Es viable económicamente para interconexión con medición neta
- No entrega respaldo energético cuando falla el suministro eléctrico de la red
- Es sencillo de instalar
- No ofrece opción para administrar energía
- Tiene una alta eficiencia

Si se demanda más energía que la que produce el sistema fotovoltaico, por ejemplo durante la noche cuando la producción es cero, la energía requerida es consumida desde la red.

Para el caso de un **sistema interactivo con respaldo de baterías**, en cambio, al contar también con un banco de baterías y controlador de cargas son capaces de entregar energía de reserva en caso de fallas del suministro eléctrico que provee la red. Algunos inversores interactivos basados en batería tienen la opción de poder administrar la energía, lo que permite administrar el consumo y poder reducirlo en los momentos del día en que la electricidad es más costosas. Por ejemplo, se podría almacenar energía en las baterías en los períodos donde la energía es más barata y luego consumirla en las horas en que es más costosa.

Entre las ventajas y desventajas de un sistema interactivo basado en baterías se mencionan las siguientes:

- Entrega energía de respaldo sin interrupción
- Las baterías representan un costo extra
- Puede reducir los costos de energía de usuarios según la Tarifa Horaria
- Reducción de eficiencia por la carga de baterías
- Da la opción de administrar la energía
- Requiere instalación de más componentes

En estos sistemas, cuando la red de suministro eléctrico falla, inmediatamente el inversor se desconecta de la red y el sistema pasa a utilizar las baterías como fuente de energía para las cargas.

Dimensionamiento y Factibilidad de un Sistema Interactivo

En contraste con un sistema fotovoltaico autónomo, un sistema interactivo no tiene que entregar el 100% de la energía que se necesita. El sistema puede ser dimensionado según el presupuesto y las necesidades del interesado. Cuando se dimensiona, hay que tener en consideración los siguientes aspectos:

- Presupuesto
- Espacio disponible
- Porcentaje de energía consumida que se quiere generar con el arreglo fv
- Disponibilidad de créditos fiscales e incentivos
- Financiamiento
- Medición neta
- Regulaciones de la red de suministro eléctrico

III. Montaje de Módulos Fotovoltaicos

Se deben tener en cuenta muchos factores para seleccionar correctamente el sitio donde se montarán los módulos. La ubicación debe estar orientada de forma que se optimice la recepción de irradiación solar, y debe estar libre de obstáculos que generen sombras a lo largo del día y del año. El sitio de instalación debe estar cercano a los equipos de potencia del edificio, para minimizar pérdidas en las líneas. Los propietarios o usuarios del sistema deben estar de acuerdo con la estética del arreglo y la ubicación seleccionada. Por último, debe tener fácil acceso para futuros mantenimientos y servicio técnico que el sistema requiera.

Una vez que el sitio de instalación esté bien definido, se puede establecer qué tipo de montaje será el más apropiado para dicho sitio y para los requerimientos del sistema. El tipo de montaje que se escoja va a depender de las siguientes variables:

- Orientación del edificio
- Sombras en el sitio
- Consideraciones meteorológicas
- Material del techo
- Capacidad del suelo o del techo para soportar el peso del arreglo
- Aplicaciones del sistema

Las opciones de montaje se presentan a continuación:

- Montaje sobre soportes
- Montaje sobre poste
- Montaje de suelo
- Montaje sobre techo
- Rastreadores o seguidores

Opciones de Montaje

Montaje sobre soportes (brackets). En este tipo de sistema, lo común es ver dos soportes angulares atornillados a las paredes exteriores o a la estructura de un techo. Un segundo par de soportes angulares se acoplan a la parte trasera del módulo fotovoltaico. De esta manera, se forma un sistema simple de montaje, económico y duradero, compatible con un sistema fotovoltaico de un módulo.

Montaje sobre poste. Este sistema consiste en un soporte atornillado directamente a un poste vertical previamente asegurado y fijado con cemento al piso. Un montaje de este tipo es una buena alternativa cuando no es posible fijar el arreglo al edificio. Las características que tenga el poste, su diámetro, el material, la profundidad a la que se debe instalar y la cantidad de cemento requerido dependerán del tamaño del arreglo fotovoltaico, tipo de suelo del terreno y velocidad del viento.

Montaje de suelo. En este caso, la estructura base del arreglo utiliza un marco que se atornilla directamente a anclajes o bases previamente preparadas. Un marco de montaje consiste en dos barras de canal paralelas que forman un soporte individual. A estas barras se les atornillan soportes que den más estabilidad y apoyo a la estructura, previniendo daños por el viento. Al marco se atornillan anclajes de aluminio para dejar fijo el arreglo en un ángulo de inclinación específico.

Se debe evaluar cuidadosamente las características del clima local y la capacidad de carga del suelo antes de seleccionar el lugar definitivo para el arreglo fotovoltaico. Estos sistemas de montaje necesitan cimientos que resistan los efectos de presión y efectos cortantes (movimiento lateral) del viento.

Montaje Sobre Techo

Cuando se monta un arreglo fotovoltaico sobre un techo o cubierta, se habla de cinco tipos de sistema:

- Montaje directo
- Montaje sobre estructura sobresaliente
- Montaje sobre estructura en plano paralelo

- Montaje con lastre
- Montaje integrado al edificio

Montaje directo. En este tipo de montaje, los módulos se ubican directamente sobre la cubierta convencional que cubre la estructura del techo, y no se considera estructura de soporte ni rieles de montaje.

Este sistema no permite la circulación de aire alrededor ni detrás de los módulos, lo que provoca altas temperaturas de operación y una disminución en la generación de energía, comparado con otros sistemas de montaje. El acceso a las conexiones eléctricas es más restringido, lo que dificulta solucionar problemas, hacer reparaciones y mantenimiento. Por esto, este tipo de montaje es poco habitual y se ve más que nada en los primeros sistemas que se instalaron.

Montaje sobre estructura sobresaliente (ajustable o fija). En un montaje de este tipo, los módulos fotovoltaicos se soportan por un marco de metal ubicados en un ángulo predeterminado, no necesariamente con la misma inclinación que el techo. El arreglo montado en la estructura se ubica sobre el techo, con la estructura de montaje atornillada o apernada a la estructura del techo mismo. Con este tipo de montaje aumenta el peso del arreglo fotovoltaico, y es posible presentar problemas por carga de viento. Sin embargo, como el aire circula libremente alrededor de los módulos, esto se mantienen a una temperatura de operación más fría y eficiente. Las conexiones eléctricas del arreglo son de más fácil acceso, ya que las superficies traseras de los módulos quedan más expuestas.

Montaje sobre estructura en plano paralelo. Este tipo de estructura de montaje posiciona los módulos de forma paralela al techo sobre el cual se instala, con una separación de al menos 10cm para permitir un flujo adecuado de aire. Los módulos se ubican en rieles con canales, a los que se fijan utilizando prensas. Este es el sistema de montaje más común para instalaciones sobre techo hoy en día.

Montaje con lastre. Este sistema ha sido diseñado para usarse en techos planos o de pendiente muy baja. El principal beneficio es que no requiere perforar la estructura del techo. Se utilizan pesos, o lastres, para evitar que los módulos sean levantados por el viento.

IV. Instalación Fotovoltaica

Cada instalación fotovoltaica que se quiera instalar necesita un análisis único, porque cada sitio es único. No hay una receta perfecta que sirva para cualquier instalación fv. Por eso, se debe visitar el sitio antes de la instalación.

La visita inicial al sitio debe ser lo suficientemente detallada para brindar la información precisa necesaria para planear y diseñar la instalación. Cualquier detalle que falte podría significar viajes adicionales al sitio, seleccionar incorrectamente equipos, tiempo adicional, demoras en la instalación y pérdidas de ganancias

Los aspectos principales en la instalación de un arreglo fotovoltaico son seleccionar la estructura o sistema de montaje más adecuado y ejecutar una instalación apropiada. Una vez realizada la instalación, se debe verificar que esta opere y tenga un rendimiento como el que se esperaba, tomando ciertas mediciones de salida y comparando estos valores con los que informa el fabricante.

Consideraciones de Montaje

El primer paso para completar una instalación segura es elegir cuidadosamente la ubicación que tendrá el sistema. Los equipos eléctricos se deben proteger de una exposición innecesaria a la intemperie, y deben ubicarse de manera que sea fácil acceder a ellos ante cualquier eventualidad. El arreglo fotovoltaico debe estar localizado lo más cerca posible de los equipos de manejo de potencia del edificio, para minimizar las pérdidas de energía que se puedan generar por largos tramos de conducción.

Los módulos fotovoltaicos son relativamente costosos, ligeros y compactos, lo que los hace vulnerables al robo. Ante esto, pueden instalarse sistemas de protección para aumentar la seguridad en arreglos fotovoltaicos si se considera necesario.

Las estructuras de montaje para módulos fotovoltaicos deben proporcionar un soporte fuerte, sencillo y duradero. Cuando se fabrican sistemas de montaje para arreglos fotovoltaicos deben emplearse materiales resistentes a la intemperie y a la corrosión. Las opciones óptimas son aluminio anodizado extruido, acero galvanizado y acero inoxidable. Las estructuras de soporte deben ser ligeras para facilitar el traslado y la instalación.

Instalación de Baterías

Las baterías son pesadas y susceptibles a fugas. Por esta razón, algunos transportistas no embarcan paterías líquidas. Aunque existen baterías selladas, algunas contienen un líquido llamado **electrolito de reserva** que podría derramarse. Al recibir las baterías lo primero que se debe hacer es verificar el estado en que se encuentran para detectar cualquier posible daño que pueda haber ocurrido durante su traslado al lugar.

En todo momento, las baterías deben ser protegidas. Cuando se carguen las baterías se deben mantener alejadas de llamas y chispas, y se debe abrir las tapas de ventilación para que el hidrógeno (gas explosivo, inflamable) pueda salir. Estos equipos deben mantenerse alejados de niños, personal no capacitado, polvo y aceite. Al transportar las baterías estas deben ser embaladas de tal forma que no ocurran derrames ni cortocircuitos.

La instalación de las baterías debe hacerse en un lugar que eviter accidentes y que a la vez sea accesible para realizar mantenimientos periódicos. Generalmente se instalan dentro de una caja para baterías, diseñada para este fin, que es ventilada, resistente a la corrosión y a veces cuenta con aislamiento térmico. Esta caja comúnmente recibe el nombre de **recinto** o **cajón de baterías**.

Instalación del Controlador y del Inversor

Los controladores de carga fotovoltaicos están diseñados para utilizarse específicamente en sistemas de este tipo, y no deben ser utilizados para controlar o regular otros sistemas, a menos que el fabricante indique explícitamente que son aptos para tal caso. Se debe leer y seguir el procedimiento exactamente como se detalla en las instrucciones que da el fabricante.

Cableado del Sistema Fotovoltaico

Cuando se realiza el cableado de un sistema fotovoltaico es muy importante usar las cajas eléctricas, conexiones e interruptores apropiados para cada aplicación específica.

A continuación se describen los diferentes componentes eléctricos y sus aplicaciones.

- **Cajas eléctricas.** Todas las conexiones del cableado deben hacerse dentro de cajas eléctricas que se instalan de forma accesible. Las cajas deben estar bien aseguradas en el sitio de instalación y su tapa debe ser removible.

  Si la caja se ubica al exterior entonces debe ser resistente a la intemperie y a inclemencias del tiempo, al igual que sus conectores.

- **Conexiones en sistema de cableado (conectores).** Las conexiones pueden darse entre dos conductores, entre conductor y terminal o hacia la caja eléctrica. Según lo que se quiera conectar, los típicos conectores eléctricos son los siguientes:

  - Conector de resorte o aislante
  - Conectores de anillo
  - Terminales de pala
  - Abrazadera de tornillo
  - Conector de bandera
  - Contectores de cable (o conectores Romex)
  - Conectores de conductos
  - Acoplamiento de conductos
  - Acolamiento de compresión
  - Conector para cable blindado
  - Conectores de alivio de tensión

PARTE IV: Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos

I. Beneficios del Mantenimiento

En general los sistemas fotovoltaicos presentan pocas fallas y se estima que su vida útil puede llegar hasta los 25 años. Sin embargo, la constante exposición a la intemperie y los cambios de temperatura e inclemencias del tiempo hacen que puedan presentarse fallas en el tiempo. Las fallas que presente el sistema deben poder repararse a bajo costo, para así afectar lo menos posible el rendimiento y los ahorros esperados en la cuenta eléctrica. Cada sistema fotovoltaico requiere un mantenimiento que pueda beneficiar a la edificación donde se instale de tres maneras destacables:

- Mejorar el rendimiento, aumentando la cantidad de energía entregada durante su operación.
- Evitar o reducir el tiempo inoperativo del sistema, maximizando la disponibilidad de la planta y la energía entregada
- Aumentar la vida útil de la planta fotovoltaica
- Minimizar los costos de operación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaico

II. Prerrequisitos del Mantenimiento

La etapa de operación y mantenimiento de estos sistemas no se enfoca a fallas que puedan surgir por el diseño, ingeniería o instalación de ellos.

Documentación

Es importante que quien realice el mantenimiento del sistema fotovoltaico conozca todos los detalles de sus componentes, planificación, diseño e instalación de este. De esta manera los mantenedores podrán encontrar fallas y darle solución.

Los requerimientos mínimos de documentación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución eléctrica bajo la Ley 20.571, están definidos en el Instructivo técnico RGR N°1 y N°2 (2017) de la SEC. Este instructivo describe los documentos que se deben presentar a la Superintendencia y los que se deben entregar al cliente final.

Los instructivos técnicos indican los requisitos mínimos de documentación que deberá tener la memoria explicativa, puesta en marcha e inspección. El objetivo de esto es asegurar que el usuario final, cliente, inspector o ingeniero de mantenimiento, tenga a disposición los antecedentes básicos del sistema fotovoltaico.

Según los instructivos técnicos, la información de Operación y Mantenimiento debe incluir, al menos, los siguientes puntos:

- Procedimiento para verificar la correcta operación del sistema
- Un listado de comprobación sobre qué hacer en caso de una falla en el sistema
- Instrucciones de apagado de emergencia
- Recomendaciones de mantenimiento y limpieza
- Consideraciones para cualquier trabajo en el edificio que afecte al sistema fotovoltaico
- Documentación de garantías de mano de obra o estanqueidad del tejado aplicable
- Manuales de mantenimietno de los equipos y componentes utilizados

Se aconseja a las instituciones solicitar al desarrollador o ejecutor del proyecto fotovoltaico la información (digital e impresa) presentada a la SEC y la información de O&M indicada previamente.

Garantías

Cuando se construye un sistema fotovoltaico, el instalador debe entregar garantías de la instalación y el equipamiento a la institución para que los tenga a su disposición en caso de falla bajo garantía. Si los componentes no fueron instalados acorde a las instrucciones del fabricante o presentan deterioro por intervención de terceros, no se puede usar la garantía en caso de falla. Las principales garantías son:

- **Garantía de operación de la planta.** En general, un sistema fv debe tener garantía mínima de un año de buen funcionamiento. Dentro de ese plazo el proveedor deberá responder por la correcta operación de la misma y por fallas inherentes a la operación de la misma.

- **Garantía de los módulos fv.** Se distinguen dos tipos:

    - **Garantía de fabricación.** La mayoría de los paneles tienen una garantía mayor o igual a 10 años. Si un módulo presenta una falla debe ser sustituido.

    - **Garantía de rendimiento.** Los módulos fv cristalinos sufren una pequeña degradación en el tiempo, lo que los lleva cada año a producir un poco menos dependiendo del tipo y calidad del módulo. La mayoría de los paneles tienen una garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en marcha de 80%, igual o superior a la potencia nominal del módulo.

- **Garantía del inversor.** La mayoría de los inversores tienen una garantía igual o superior a 5 años. Se recomienda revisar la declaración de garantía que entrega el fabricante para saber con certeza qué cubre, la vigencia y las circunstancias en las que la garantía no se haría efectiva.

- **Estructura.** Tiene una garantía respecto de sus materiales. Por ejemplo, en el Programa Techos Solares Públicos la garantía mínima es de 5 años. Es necesaria la información del fabricante sobre las causales de garantía en cada caso.

III. Plan de Operación y Mantenimiento

La operación y mantenimiento para este tipo de instalaciones se realiza suponiendo que el sistema fotovoltaico genera suficientes ahorros sobre la inversión, de manera que se aseguro un uso eficiente de los recursos comprometidos.

Los principales componentes de un plan de mantenimiento son el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo.

Considerando la variabilidad de los sistemas fotovoltaicos que existen en el mercado, las distintas condiciones ambientales, las diferentes capacidades de las instalaciones y la gran diversidad de equipos e instaladores que participan desarrollando proyectos fotovoltaicos de Generación Distribuida, no es posible diseñar un plan de mantenimiento único que se ajuste por completo a cada proyecto. Por eso, esta sección entrega recomendaciones de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo e información sobre costos de O&M, las cuales deben entenderse como recomendaciones generales.

Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo tiene como finalidad evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del sistema fotovoltaico en general y, así, aumentar su disponibilidad, limitar los costos y aumentar su vida útil. Debe haber un balance entre los costos que signifique hacer este mantenimiento y los ahorros percibidos por el sistema.

En el caso de los **módulos**, la limpieza es fundamental. La acumulación de polvo y suciedad en ellos, al igual que objetos como hojas, ramas, excremento de aves, contaminación urbana (smog), reducen la producción de electricidad en las celdas fotovoltaicas.

La frecuencia recomendada para realizar limpieza de ellos dependerá de:

- Los costos de limpieza (personal, equipos y agua) necesarios por superficie de módulos
- La cantidad de suciedad acumulada sobre los paneles, tomando en cuenta cuánto se traduce en pérdidas
- Índices de radiación: a mayor radiación, mayor necesidad de limpieza
- El precio de venta de la energía: a mayor precio, mayor necesidad de limpieza

- Frecuencia de precipitaciones: por ejemplo, en lugares con poca lluvia, mucha contaminación y polvo en suspensión, la limpieza de los módulos puede ser requerida de manera mensual o bimensual

En general, se recomienda realizar una limpieza frecuente durante los meses de mayor generación (entre octubre y marzo). Durante la limpieza de los módulos sed eben considerar algunos aspectos como:

- Determinar si hay una fuente de agua cercana (grifo) o si es necesario traerla usando una manguera o cisterna
- No usar agua destilada
- Usar agua pobre en cal (no alcalina)
- Verificar que el agua utilizada no tenga demasiadas sales o componentes que dejen marcado el vidrio de los módulos
- No usar agua a presión excesiva

De manera general, se recomienda un uso abundante de agua (sin detergentes ni disolventes) y un utensilio de limpieza de cerdas suave, como una esponja, una tela o algodón. Lo ideal es agua desionizada para prevenir manchas. Se debe tener cuidado de **no** cepillar o limpiar con elementos rígidos o metálicos (como espátula), para evitar rayar la superficie.

En algunos casos, los fabricantes de paneles podrían retirar la garantía del producto si el sistema de limpieza pone en riesgo las propiedades del equipo. Por eso, es importante considerar aspectos como:

- De dónde proviene la suciedad?
- Cuáles son las propiedades físicas y químicas que componen la suciedad?
- Con qué frecuencia se debe limpiar?
- Cuál es la calidad del agua utilizada?
- Cuánta presión tienen las mangueras, ya sean de agua, aire o vapor?

Por otro lado, hay que considerar el estado de los **inversores**. Estos equipos están diseñados para operar cubiertos por una carcasa, protegidos de la intemperie, de la radiación solar directam del polvo y de la lluvia.

En general, los inversores requieren un bajo nivel de mantenimiento, el cual consiste en verificar que el área donde se ubique(n) se mantenga limpia, seca, con buena ventilación y que no sea atacada por insectos u otros animales.

Una actividad que debe realizarse regularmente es verificar que el inversor mantenga una correcta ventilación (ventiladores, filtros, disipadores) para que el sistema funcione correctamente. En caso de mal funcionamiento, el inversor se sobrecalienta innecesariamente ye sto puede reducir temporalmente el rendimiento. Generalmente esto puede distinguirse por una luz roja en el equipo.

Mantenimiento Correctivo

Esto involucra todas las operaciones de reparación y/o reemplazo de partes necesarias que aseguren un buen funcionamiento del sistema durante su vida útil. Si bien el objetivo del mantenimiento preventivo es reducir la necesidad de reparaciones inesperadas, es importante conocer los procedimientos en caso de que existan fallas así, para poder tomar acciones inmediatas.

Las fallas más comunes se presentan en los **inversores**. Por esta razón, el mantenimiento de estos equipos representa el mayor porcentaje en costos (aproximadamente un 50% del mantenimiento total). Entre un 60% y 69% de las fallas se atribuyen a problemas con los inversores, según estudios que se realizaron en Alemania, Inglaterra, Suiza, Japón y Taiwán. Estos equipos suelen tener una vida útil de 10 años.

Un plan de O&M para sistemas fotovoltaicos debe considerar la avería del inversor al menos una vez durante la vida útil del sistema, pues es el componente más propenso a causar pérdidas en la generación.

Algunas fallas pueden deberse a:

- Interrupción total del inversor por mantenimiento o falla en la red eléctrica

- Interrupción total del inversor como consecuencia de algún trabajo en el sistema eléctrico del edificio
- Operación de protecciones de la instalación existente
- Falla de los entiladores por exceso de material acumulado (generalmente polvo)
- Falla del inversor que hace necesaria su reparación o reemplazo

Los **módulos** fotovoltaicos también pueden presentar fallas que afecten el funcionamiento de todo el sistema. Algunas de ellas son:

- Rotura del vidrio. Blabla
- Degradación del laminado. Blabla
- Delaminación
- Interconexión defectuosa
- Roturas y micro-roturas
- Puntos y celdas calientes (hot spots)
- Scratches

También es importante que el **cableado** se realice según las normas vigentes, de esta manera se minimizará el riesgo de que ocurran fallas. Es importante revisar regularmente el cableado expuesto a la intemperie para identificar a tiempo roturas en el aislamiento o desgaste por radiación. Las conexiones defectuosas se pueden detectar a través de un **análisis termográfico**, siempre que sea posible.

Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo, también llamado mantenimiento basado en condición (MBC) se trata de hacer uso de información en tiempo real para tomar medidas preventivas de acuerdo a eso, como limpieza, monitoreo de temperatura del inversor, o mantenimientos correctivos, de manera de anticiparse a las fallas. El objetivo es poder disminuir la frecuencia con la que se realizan medidas correctivas, logrando con esto una disminución de costos. En general, no evita el mantenimiento preventivo, pero puede prolongar el período hasta la siguiente visita y así reducir el tiempo fuera de operación y aumentar el rendimiento.

PARTE V:
Seguridad en Sistemas Fotovoltaicos

I. Aspectos Generales de Seguridad

La seguridad es una de las áreas más importantes en el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. En el caso de sistemas solares se destacan dos áreas: la seguridad eléctrica y la seguridad durante actividades de montaje y mantenimiento en altura.

En el caso de las instalaciones sobre suelo se consideran los mismos riesgos, omitiendo el riesgo de caídas de altura.

II. Seguridad Eléctrica

Cualquiera sea el tipo de instalación eléctrica deben considerar los riesgos eléctricos a los que se está cuando se realizan tareas de mantenimiento. Entre los principales riesgos y medidas de seguridad que deben implementarse para realizar un mantenimiento seguro, se destacan los siguientes:

- Choque eléctrico y electrocución
- Quemaduras eléctricas
- Caídas de distinto nivel a causa de un choque eléctrico

Es importante tener claro que en caso de no seguir la normativa vigente pueden ocurrir accidentes o lesiones del personal o usuarios, como también daños en la propiedad. Los trabajos de mantenimiento deben desarrollarse de acuerdo a las disposiciones laborales vigentes, incluyendo lo que señala la **Ley 16.744** sobre accidentes laborales. Deben existir procedimientos escritos de trabajo, análsis de riesgo, procedimientos de emergencia y comunicaciones entre las partes (dueño de las instalaciones, empresas eléctricas, empresas contratistas, autoridad, o quienes se encuentren involucrados).

La instalación, reemplazo, puesta en servicio y/o mantenimiento de algún componente de una instalación fotovoltaica significa exponer al trabajador u operario a un choque eléctrico, si no se toman medidas preventivas.

Las condiciones para trabajar en una instalación fotovoltaica deben ser óptimas en todo sentido y considerando los equipos. Sobre ellos, se sugiere que todos se encuentren instalados

con espacio suficiente como para permitir moverse libremente, tener facilidad de acceso y realizar los mantenimientos correspondientes.

Además, la ubicación de los equipos debe tener una buena iluminación para poder manipular correctamente los dispositivos.

Riesgo Eléctrico y Mitigación

Las normas y reglas estipuladas por la SEC para instalaciones eléctricas deben respetarse al pie de la letra. En sistemas fotovoltaicos es de especial importancia hacer uso de las siguientes medidas, para **minimizar los riesgos eléctricos**. Entre ellas, se destacan los siguientes puntos:

- Conexión de todas las partes metálicas del sistema al sistema equipotencial (Sistema de Puesta a Tierra SPT) de la instalación
- Usar dispositivos con protección de contacto o aislamiento
- Señalizar mediante tarjetas de operación ("No Operar", "Fuera de Servicio", etc.), la condición de bloqueo
- Verificar si los componentes están desenergizados a través de instrumentos de medición adecuados
- Los módulos no se pueden desenergizar durante el día, por tanto, no se deben tocar las partes que puedan llevar energía, como las partes metálicas.

Falla a Tierra

Bajo condiciones normales de operación la energía circula entre el lado positivo y el negativo. En el caso de que exista una falla a tierra, los componentes que no se encuentran comúnmente energizados pueden energizarse, volviéndose potencialmente peligroso. Por ejemplo, si un módulo presenta uno de sus cables cortados, expuesto y en contacto con el marco del módulo, esto puede provocar que la corriente circule por el marco.

En caso de que se presente esta falla, el inversor y el sistema de monitoreo debe mostrar la falla e interrumpir el flujo de corriente, según lo estipula la normativa eléctrica.

Riesgo de Incendio

El riesgo de incendio depende principalmente de la flamabilidad de los componentes utilizados en el sistema fotovoltaico. Entre los peligros de ignición se encuentran, entre otras cosas, el arco eléctrico, la presencia de madera u otros combustibles (hojas secas), recalentamiento de terminales, entre otros.

Para profundizar más en los posibles riesgos de incendio puede dirigirse a la "Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimice los riesgos" elaborada por el Ministerio de Energía y GIZ.

Los riesgos de incendio se pueden prevenir con algunas de las siguientes medidas:

- Uso de componentes retardantes al fuego
- Construcción de pasillos técnicos que actúen como cortafuegos
- Extensión del sistema de detección y extinción de incendios hasta el techo o hasta la ubicación de la instalación
- Instalación de componentes y sistemas de monitoreo que pueden detectar fallas de tierras o arcos. Estos dispositivos informan sobre la probabilidad de un incendio.

III. Seguridad Laboral en Altura

Dentro de los principales aspectos a tener en consideración en los trabajos relacionados a instalaciones fotovoltaicas en altura están:

- Protección anticaída, según lo estipulado por las instituciones de seguridad laboral
- Plataformas elevadoras, andamios y escalas, según lo indicado por el fabricante y sus normas
- Elementos de Protección Personal (EPP) en buen estado

Las caídas por altura son la segunda causa mundial de muerte por lesiones accidentales o no accidentales. Las lesiones relacionadas a caídas pueden ser mortales, o incapacitantes. Para evitarlas se deben tomar algunas medidas anticaídas, en especial si se cumplen las siguientes dos condiciones:

- Si el lugar de trabajo tiene un nivel de más de 1,8m
- Si la superficie de trabajo tiene una inclinación superior a 20°

Para poder trabajar en altura, el personal de mantenimiento debe considerar:

- **Capacitación, entrenamiento y condición física apta.** Se debe capacitar al personal respecto a los implementos de protección anticaídas. Además, deben contar con estado físico adecuado, el cual se acredita por una institución médica acreditado.

- **Identificación de peligros y evaluación de los riesgos.** Se realiza el mantenimiento del sistema considerando los factores constructivos de la estructura donde se encuentra la instalación. Se deben tener en cuenta los medios de levante de los módulos, equipos y herramientas especiales que se utilizarán, pasillos técnicos y **cuerdas de vida**.

- **Plataformas elevadoras, escaleras de mano y superficies de trabajo (andamios, plataformas).** Estos equipos deben estar correctamente montados y

con las respectivas certificaciones, montaje según lo estipulado por el fabricante y realizado por personal capacitado.

Arneses, anclajes y el uso de cuerdas de vida. Estos elementos deben ser adecuados a las necesidades específicas para realizar la actividad y deben ser apropiadas a la anatomía del personal que los utiliza. Las líneas de vida deben estar correctamente ancladas en los puntos necesarios para que el personal se desplace.

Herramientas Manuales y Eléctricas

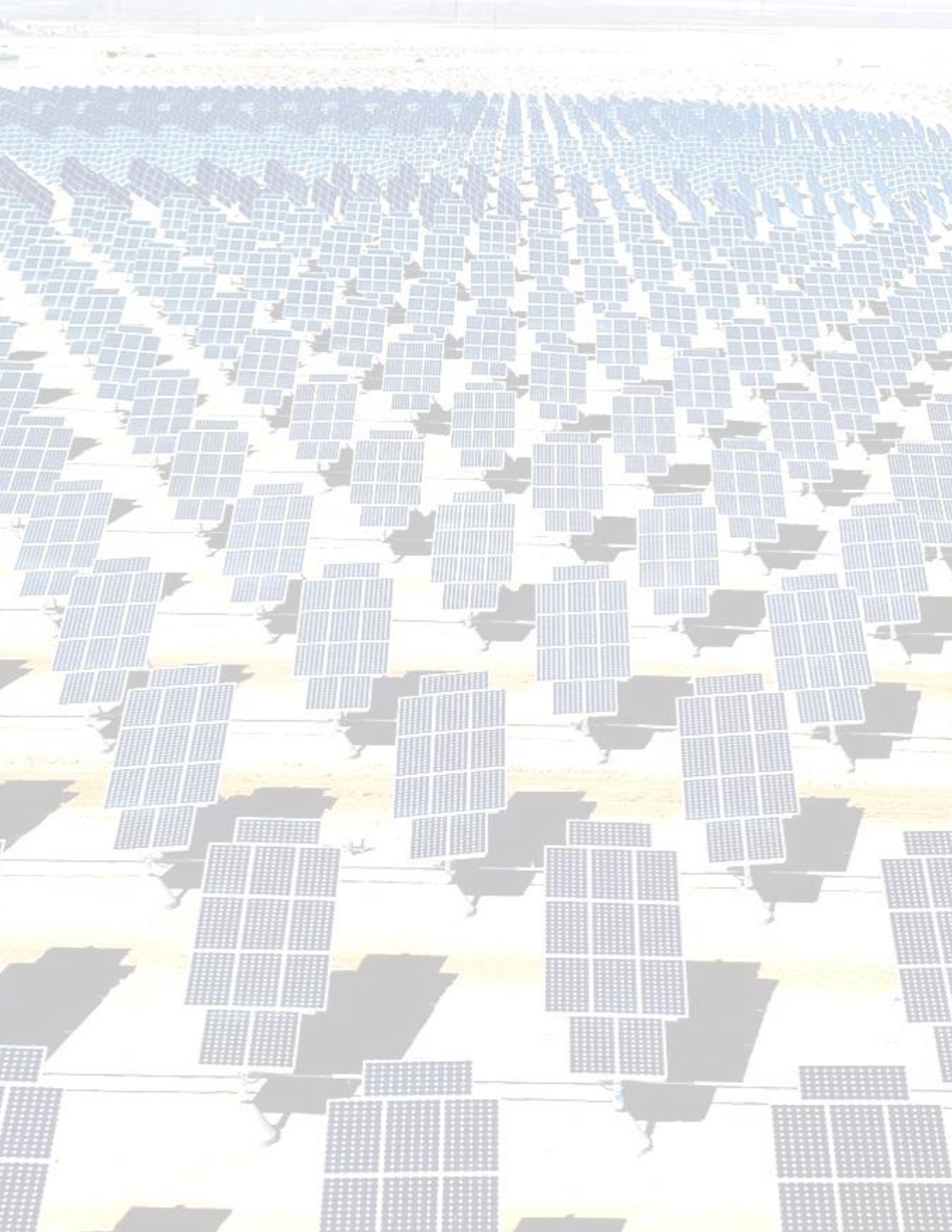
Para asegurar un trabajo seguro y correcto, las herramientas tanto manuales como eléctricas deben encontrarse en buen estado. Las medidas básicas para su utilización son:

- Realizar mantención adecuada y regular las herramientas de trabajo
- No quitar los seguros y protecciones que las herramientas traen incorporadas
- Usar las herramientas adecuadas para la actividad específica
- Seguir las instrucciones del fabricante
- Utilizar sistemas de alimentación eléctrica en buen estado y montado según normativa específica y vigente
- Utilizar los Elementos de Protección Personal necesarios

Equipos de Protección Personal (EPP)

En general, esto es necesario según la evaluación de los riesgos presentes. Por ejemplo, si se trabaja en altura o desnivel, será necesario un arnés de cuerpo completo, además de equipos de uso general.

En general, los EPP recomendados son los siguientes:

- Casco clase A
- Guantes de seguridad
- Protección visual
- Ropa de trabajo adecuada
- Zapatos de seguridad que tenga una aislación adecuada a los voltajes de la instalación

- Cuando por razones **técnicamente necesarias** se deba intervenir la instalación sin quitarle la energía, se debe proveer al trabajador con EPP adicionales: guantes aislantes con cuero (clase 00, o clase 0)