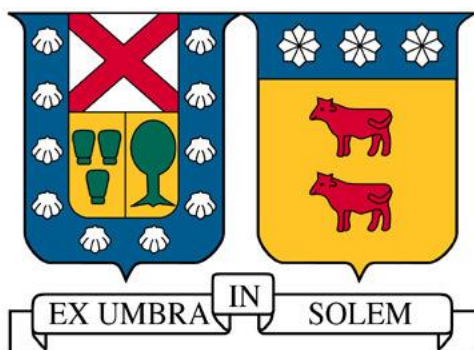


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAISO – CHILE



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICO DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA**

**TRABAJO EXAMEN PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN GESTIÓN DE ACTIVOS Y MANTENIMIENTO**

Profesor Guía:
Rodrigo Demarco Bull

Fecha de presentación: Octubre-2025

Javier Fernando Henríquez Cabrera



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: Estudio de prefactibilidad técnico – económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

Nombre del candidato(a): Javier Henríquez Cabrera

Carrera / Grado: Magíster en Gestión de Activos y Mantenimiento

Campus: Santiago Vitacura ; **Departamento:** Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

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

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

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 20-10-2025

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 16-10-2025

Firma:

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

Resumen Ejecutivo.....	vi
Introducción.....	7
Objetivo General.....	8
Objetivos Específicos	8
Capítulo I. Antecedentes.....	9
I.1. Servicio de Salud Bio-Bío	9
I.2. Hospital de la Familia y la Comunidad de Laja	9
Capítulo II. Marco Teórico	10
II.1. Radiación solar.....	10
II.1.1. Hora solar pico	10
II.1.2. Tipos de radiación solar	11
II.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	11
II.2.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (On-Grid).....	11
II.2.2. Sistemas fotovoltaicos aislados de la red (Off-Grid).....	13
II.2.3. Sistemas fotovoltaicos híbridos	15
II.3. Componentes de un sistema fotovoltaico On-Grid.	16
II.3.1. Paneles fotovoltaicos	16
II.3.1.1. Celda solar	16
II.3.1.2. Tipos de celdas solares.....	17
II.3.1.3. Celdas monocristalinas	17
II.3.1.4. Celdas policristalinas	18
II.3.1.5. Celdas amorfas.....	18
II.3.1.6. Parámetros eléctricos de un panel fotovoltaico	19
II.3.1.7. Curva I/V	19
II.3.1.8. Eficiencia de los paneles fotovoltaicos	19
II.3.1.9. Factores que afectan la eficiencia de los paneles fotovoltaicos	20
II.3.2. Inversor DC/AC.....	20
II.3.2.1. Configuración serie de un inversor DC/AC.....	21
II.3.3. Medidor bidireccional.....	22
II.4. Mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos.....	22
II.4.1. Mantenimiento preventivo	22
II.4.2. Mantenimiento correctivo.....	23
II.4.3. Mantenimiento predictivo	24
Capítulo III. Consideraciones de diseño del sistema fotovoltaico.....	25

III.1. Localización del sistema fotovoltaico.....	25
III.2. Condiciones climatológicas del lugar	26
III.2.1. Radiación solar incidente.....	26
III.2.2. Temperatura ambiental del lugar	28
III.2.3. Nubosidad presente en el lugar.....	28
III.3. Consumo eléctrico del edificio	29
III.4. Dimensiones de la techumbre a utilizar	30
Capítulo IV. Escenarios de operación	31
IV.1. Sistema fotovoltaico de 39 kWp.....	33
IV.1.1. Vista general del sistema y disposición de paneles del escenario N°1	33
IV.1.2. Selección de componentes del escenario N°1	35
IV.1.3. Conexión del sistema fotovoltaico de 39 kWp.....	36
IV.1.4. Resultados de generación del escenario N°1	37
IV.2. Sistema fotovoltaico de 45 kWp.....	39
IV.2.1. Vista general del sistema y disposición de paneles del escenario N°2	39
IV.2.2. Selección de componentes del escenario N°2	40
IV.2.3. Conexión del sistema fotovoltaico de 45 kWp.....	41
IV.2.4. Resultados de generación del escenario N°2.....	42
Capítulo V. Evaluación económica	43
V.1. Criterios de evaluación económica	44
V.1.1. Valor Actual Neto (VAN)	44
V.1.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	44
V.1.3. Periodo de Recuperación (PR).....	45
V.1.4. Razón Beneficio – Costo (RBC).....	45
V.2. Evaluación económica del escenario N°1	46
V.2.1. Estimación de costos del escenario N°1	46
V.2.2. Ahorro estimado del escenario N°1	47
V.2.3. Flujo de caja escenario N°1	49
V.4. Evaluación económica del escenario N°2	50
V.4.1. Estimación de costos del escenario N°2	50
V.4.2. Ahorro estimado del escenario N°2	50
V.4.3. Flujo de caja escenario N°2	52
V.5. Variaciones en la evaluación económica	52
Capítulo VI. Gestión de Activos y Sostenibilidad del Proyecto Fotovoltaico	54

VI.1 Introducción.....	54
VI.2 Enfoque de Ciclo de Vida del Activo	54
VI.3 Gestión del Riesgo, Confiabilidad y Mantenición Interna	54
VI.4 Indicadores y Gobernanza del Activo.....	55
VI.5 Valor Estratégico del Activo en el Hospital	56
VI.6 Pérdida de Rendimiento Financiero sin Mantenición.....	56
VI.7 Conclusión del Capítulo	58
Conclusiones y Comentarios	59
Referencias	61
Anexo A. Hoja técnica módulo fotovoltaico sistema 45 kWp	62
Anexo B. Hoja técnica inversor sistema 45 kWp	64

Resumen Ejecutivo.

El estudio realizado contiene el análisis técnico y financiero preliminar de dos posibles diseños para implementar un sistema fotovoltaico On-Grid en las instalaciones del Hospital de la Familia y la Comunidad de Laja. Este análisis tiene como fin presentar una alternativa a la generación de electricidad convencional, buscando el cuidado al medioambiente y fomentando la sustentabilidad.

El primer capítulo del presente proyecto de tesis proporcionó una serie de antecedentes acerca del Servicio de Salud del Biobío.

En el capítulo II se llevó a cabo un minucioso marco teórico en donde se explicaron los conceptos claves de la energía fotovoltaica. Así como también, se analizaron los principales componentes de una instalación fotovoltaica y se expuso acerca de los diferentes tipos de mantenimiento que permiten tener una instalación operativa de forma continua. Además, se presentó el marco legal que regula este tipo de instalaciones.

En el capítulo III se dieron a conocer consideraciones fundamentales de diseño del sistema fotovoltaico, tales como la ubicación de la instalación, dimensiones a utilizar, consumos eléctricos del edificio y las condiciones climatológicas que se presentan en el lugar.

En el capítulo IV se presentaron los escenarios de operación que el autor definió para el análisis de los sistemas fotovoltaicos diseñados. Se mostraron detalles de la simulación a modo de comparación y análisis.

En el capítulo V se realizó una evaluación económica de los sistemas fotovoltaicos a través de diferentes criterios de evaluación económica. Además, se estimaron los costos de módulos fotovoltaicos e inversores estudiados, costos de los materiales y de montaje y los costos asociados a la instalación del sistema fotovoltaico.

Por otro lado, se calcularon los ahorros (ingresos) de forma aproximada durante 20 años, considerando el costo de la energía (\$/kWh), eficiencia del panel y la producción fotovoltaica por año (kWh).

Se recomendó llevar a cabo el diseño del sistema fotovoltaico de 45 kWp que tiene una generación aproximada de 75.716 kWh al año de los cuales el 100% corresponde a consumo propio del edificio. Este sistema que tiene un costo total de \$46.628.571 posee un periodo de recuperación de 7,4 años. En cuanto a lo económico, este diseño resultó ser el que posee el mayor VAN entre las alternativas estudiadas, generando una riqueza de \$5.030.359 en un periodo de 20 años a una tasa de descuento del 10%.

Introducción

El avance del calentamiento global a causa del cambio climático es un problema de clase mundial. En las últimas décadas, la búsqueda incesante de las naciones para mitigar y enfrentar tales consecuencias se ha convertido en uno de los principales desafíos para impulsar un modelo de desarrollo sostenible. En ese contexto, el uso de fuentes de energías renovables, tales como la energía fotovoltaica se han masificado debido a su bajo costo, seguridad y sostenibilidad. Los sistemas fotovoltaicos se han vuelto populares a lo largo de los años ya que han dotado de electricidad a comunidades que se encuentran en zonas aisladas. La generación de electricidad por medio de sistemas fotovoltaicos ha mejorado notablemente la calidad de vida de las personas que habitan en zonas remotas ya que han logrado satisfacer necesidades como iluminación y/o comunicación.

En Chile, el uso de fuentes de energías renovables ha tenido un importante crecimiento desde el año 2015. Una de las razones que explican este crecimiento son los consensos logrados en el Acuerdo de París en la Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, donde países como Chile se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el calentamiento global por debajo de los 2°C.

La política energética de Chile en el año 2015 estableció compromisos para la descarbonización del país tales como: una participación de un 60% de energías renovables en la matriz energética hacia el año 2035 y una participación de al menos un 70% o más de energías renovables en la matriz energética al año 2050.

En Chile la Ley de Generación Distribuida, también conocida como Ley N°20.571 se encuentra vigente desde el año 2014, permite a los clientes regulados el derecho de autoabastecer su consumo eléctrico a través de equipos de generación propia e inyectar los excedentes a la red de distribución eléctrica, reduciendo los costos asociados al consumo de electricidad.

Los establecimientos hospitalarios poseen altos requerimientos energéticos, pues la energía es el pilar fundamental para el correcto y continuo funcionamiento de las diferentes unidades y áreas que los componen. Los hospitales son instalaciones que deben contar con un suministro eléctrico estable y sin interrupciones dada la complejidad de los equipos y aparatos que dependen de ello. Es por eso que el autor de este proyecto destaca la importancia del uso eficiente de los recursos como un tema clave hacia la sustentabilidad, fomentando la eficiencia energética en la optimización del uso de la energía.

Para contribuir en el cumplimiento de las metas de la política energética nacional se diseñó un sistema fotovoltaico On-Grid en las instalaciones del Hospital Comunitario de Laja con el fin de generar electricidad, satisfacer parte de su consumo y tener la posibilidad de vender sus excedentes en el marco de la ley N°20.571, reduciendo la huella de carbono y generando importantes ahorros en el consumo de electricidad.

Objetivo General

Diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución eléctrica para el hospital “Dr. Juan Lobos Krause” de la comuna de Laja con la finalidad de generar energía renovable para autoconsumo y reducir los costos asociados a electricidad a través de la inyección de energía a la red eléctrica.

Objetivos Específicos

- Estudiar y realizar un levantamiento de información del consumo eléctrico del Hospital.
- Estudiar la radiación solar incidente en el lugar a implementar el sistema fotovoltaico.
- Realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- Estudiar y analizar diferentes escenarios de operación, y, junto con ello, modelar y simular el sistema fotovoltaico en software.
- Determinar el porcentaje del consumo a satisfacer mediante el sistema fotovoltaico.
- Realizar una evaluación económica del sistema fotovoltaico.
- Realizar conclusiones al respecto.

Capítulo I. Antecedentes

I.1. Servicio de Salud Bio-Bío

El Servicio de Salud Bio-Bío cuenta con diferentes valores, entre ellos se tiene: empatía, respeto, dignidad, equidad, inclusión, integridad, honestidad, confianza, compromiso, excelencia, responsabilidad.

La visión y misión del Servicio de Salud Bio-Bío se muestran en la Tabla I.1.

Tabla I.1. Visión y misión del Servicio de Salud Bio-Bío.

	Descripción
Visión	Ser una red de salud integral, resolutive, accesible y humanizada que genere confianza y cercanía a las personas, la familia y la comunidad, para el logro de una población saludable
Misión	Contribuimos al cumplimiento de los objetivos sanitarios, equidad, calidad, satisfacción usuaria y logros sanitarios, integrando y coordinando la red de salud Biobío, con énfasis en una atención resolutive, de calidad y calidez; centrada en el respeto de las personas, bajo un enfoque participativo, inclusivo y con pertinencia cultural.

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Salud.

I.2. Hospital de la Familia y la Comunidad de Laja

El Hospital de la Familia y la Comunidad, “Dr. Juan Lobos Krause”, es un centro asistencial de baja complejidad que atiende cerca de 27 mil usuarios de Laja y la comuna aledaña de San Rosendo. Tiene a su disposición unidades y servicios de apoyo tales como: odontología, enfermería, nutrición, maternidad, medicina, pediatría, kinesiología, psicología, servicios clínicos, fonoaudiología, entre otros (Hospital de Laja, s.f.).

El hospital tiene una superficie de 6.726 metros cuadrados repartidos en tres niveles, un zócalo y dos pisos, cuenta con 34 camas, 14 box de consultas, 4 sillones dentales, 2 box de atención ginecológica, 2 box de salud mental, servicios de apoyo clínico y un área de administración. En la actualidad, 8 médicos y cerca de 152 funcionarios entre profesionales de la salud, administrativos y técnicos paramédicos laboran en él.

Capítulo II. Marco Teórico

II.1. Radiación solar

Según Vanegas, el sol es la estrella más grande de nuestro Sistema solar. Básicamente se compone de diferentes gases como el Helio, Carbono, Oxígeno. Sin embargo, el Hidrogeno ocupa casi la totalidad de su composición con un 97%. Éste último al estar expuesto a altas temperaturas y presiones, da origen a fusiones entre sus átomos, lo que da lugar a la formación de helio y la liberación de energía en forma de rayos gamma. Esta radiación se expulsa desde el núcleo solar y se expande por todo el universo de forma uniforme. Parte de esta radiación incide en las capas altas de la atmosfera terrestre y se conoce como constante solar (C), la cual se define como la cantidad de energía por unidad de área y tiempo que a la distancia de una unidad astronómica alcanza la tierra y tiene un valor de 1375 W/m^2 y varía en función a la época del año.

La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia. La irradiancia es la potencia de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie. Sus unidades en el Sistema Internacional (S.I) son W/m^2 .

La irradiación solar es la integral durante un periodo temporal de la irradiancia y, por tanto, es la energía de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie. Sus unidades en el S.I. son Wh/m^2 .

II.1.1. Hora solar pico

La hora solar pico (HSP) es la unidad encargada de medir la irradiación solar y definirla como el tiempo de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 . La figura II.1 muestra la gráfica de la cantidad de horas que se puede capturar a una irradiancia de 1000 W/m^2 .

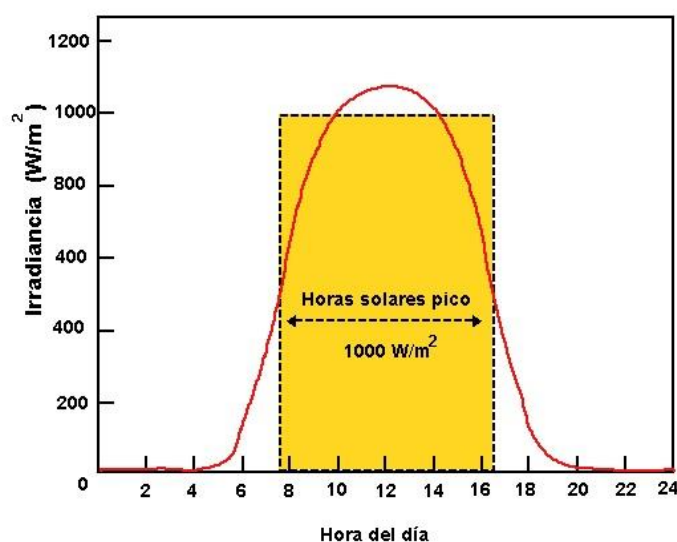


Figura II.1. Gráfica Irradiancia vs horas del día.

Fuente: www.semanticscholar.org

II.1.2. Tipos de radiación solar

Tal como indica Chambi (2018), existen diferentes tipos de radiación solar, las cuales se clasifican según sobre como la luz solar incide en la superficie de la tierra.

Radiación directa: corresponde a la radiación que llega directamente del sol a la superficie de la Tierra sin alterar su dirección, es decir, posee una dirección bien definida. La radiación directa se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos que la interceptan.

Radiación difusa: corresponde a una parte de la radiación solar que atraviesa la atmosfera, la cual es reflejada o absorbida por cualquier elemento de la atmosfera (nubes, polvo). Este tipo de radiación es multidireccional, sufre reflexión y absorción. La radiación difusa no produce sombra. Las superficies que se encuentran en una posición horizontal reciben una mayor cantidad de radiación difusa con respecto a las verticales.

Radiación reflejada: corresponde a la radiación que incide a la superficie terrestre luego de ser reflejada por la superficie del entorno, también se conoce por “albedo”. Este tipo de radiación la reciben principalmente superficies verticales.

Radiación global: corresponde a la suma de los tres tipos de radiación solar que se muestran en la figura II.2.



Figura II.2. Componentes de la radiación solar.

Fuente: www.elforoverde.org.

II.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos

II.2.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (On-Grid)

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son aquellos sistemas que tienen la función de generar energía eléctrica e inyectarla a la red de distribución. En los últimos años estos sistemas han tenido un importante crecimiento debido al elevado potencial de utilización en zonas urbanas que se encuentran cercanas a la red de distribución eléctrica. Estos sistemas reducen la necesidad de construir grandes centrales de generación eléctrica convencionales, pues en estas últimas se requiere de un alto costo para la infraestructura que se necesita para

transportar la electricidad, reduciendo así, las pérdidas por transporte. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se componen básicamente de un panel fotovoltaico que se encuentra conectado a la red mediante un inversor DC/AC. Dado lo anterior, se produce intercambio energético entre la red y el sistema fotovoltaico. Cuando la producción del sistema fotovoltaico supera la demanda eléctrica local, existe una inyección de energía a la red de distribución (excedentes), mientras que cuando el sistema fotovoltaico no logra satisfacer la suficiente energía para abastecer la demanda, el resto se obtiene de la red (consumiendo energía).

En la figura II.3 se presenta el esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red:

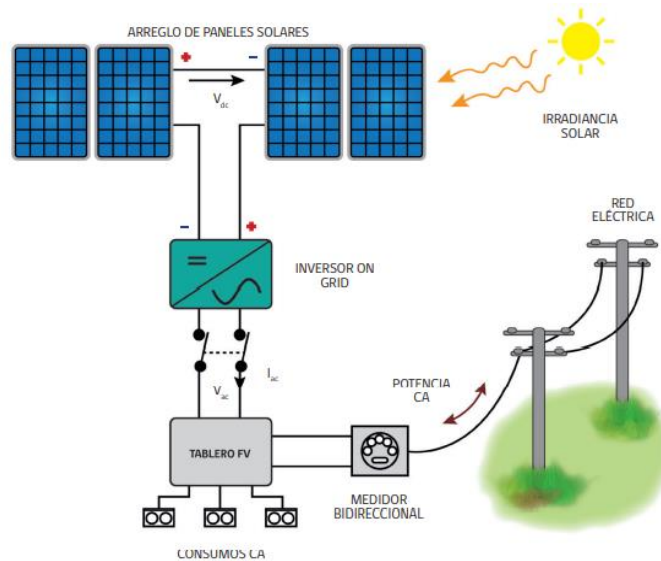


Figura II.3. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Fuente: Ministerio de energía.

Los excedentes de energía inyectados son valorizados a un precio regulado y luego vendidos a la distribuidora eléctrica para generar un descuento en la cuenta de electricidad.

A continuación, en la figura II.4 se presenta la gráfica del uso de energía para un día cualquiera del año para un edificio que cuenta con una instalación fotovoltaica On-Grid.

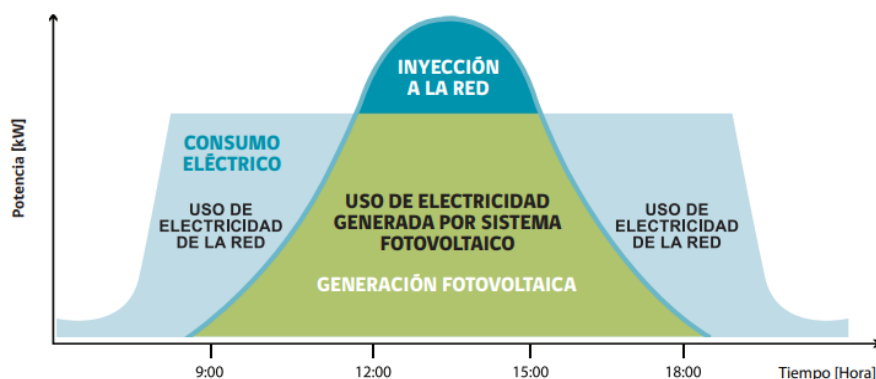


Figura II.4. Uso de electricidad de un edificio que cuenta con un sistema fotovoltaico conectado a la red diariamente.

Fuente: Ministerio de Energía.

Entre las principales ventajas de este tipo de sistemas, se encuentra un bajo costo del sistema e instalación con respecto a los sistemas fotovoltaicos aislados debido a la ausencia de sistemas de almacenamiento de energía, además el costo de mantenimiento desde la puesta en marcha es reducido y se puede obtener una reducción de las cuentas del consumo eléctrico debido a la inyección de energía. Sin embargo, una de las desventajas de este tipo de sistema es que está expuesto a cortes de suministro eléctrico generando problemas en la confiabilidad del sistema (Gonzales, s.f.).

II.2.2. Sistemas fotovoltaicos aislados de la red (Off-Grid)

Los sistemas fotovoltaicos Off-Grid son aquellos sistemas que producen energía eléctrica para suplir el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red de distribución. Este tipo de sistemas también son llamados autónomos ya que en periodos donde la generación renovable supera el consumo eléctrico de la instalación, los excedentes de energía se almacenan en sistemas de acumulación de energía, éstos últimos se conocen comúnmente como baterías. Mientras que, cuando la demanda local es de una magnitud mayor que la generación renovable, se consume la energía previamente almacenada en las baterías. Este tipo de sistemas son usados mayoritariamente en lugares remotos donde la infraestructura de transmisión de electricidad no existe. Así como también cuando el costo de transporte de medios de generación alternativos, como generadores diésel, sea muy alto.

Los sistemas fotovoltaicos Off-Grid se componen básicamente de:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor
- Regulador de carga
- Sistema de almacenamiento de energía

En la figura II.5 se presenta el esquema de un sistema fotovoltaico aislado de la red.

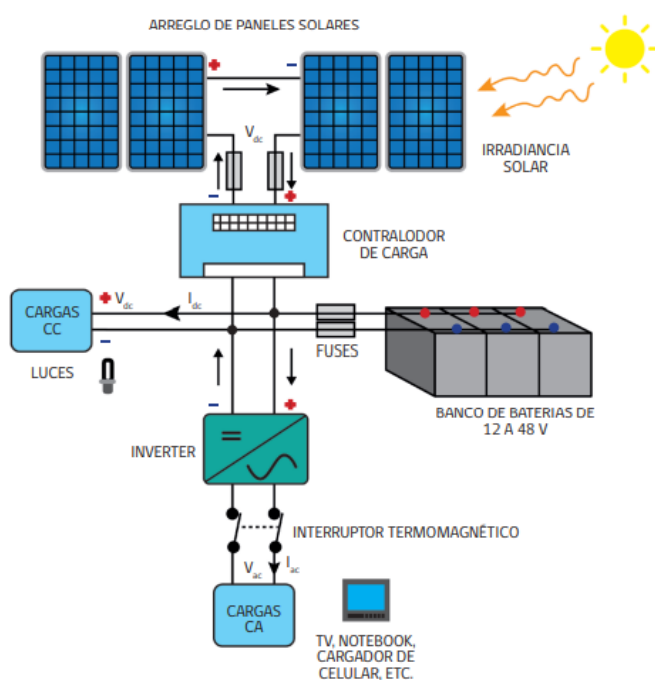


Figura II.5 Esquema de un sistema fotovoltaico aislado de la red.

Fuente: Ministerio de Energía.

Este tipo de sistemas utilizan banco de baterías tales como plomo, litio y de flujo. Entre las mencionadas anteriormente se tienen las baterías de plomo-ácido, las cuales son de ciclo profundo, esto quiere decir que pueden ser descargadas a porcentajes cercanos a su capacidad lo cual implica que se puede utilizar un mayor porcentaje de la energía que la batería dispone.

El Reglamento de seguridad de instalaciones de consumo de energía eléctrica establece el pliego técnico normativo RIC N°9 “Sistemas de generación” aprobado por el Decreto 8/2019 del Ministerio de Energía. Esta normativa define los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de autoconsumo eléctrico sin inyección de energía eléctrica a la red de distribución.

A continuación, en la figura II.6 se presenta la gráfica del uso de energía para un día cualquiera del año para un edificio que cuenta con una instalación fotovoltaica Off-Grid. Se puede apreciar que el consumo de electricidad siempre es mayor que la generación de energía fotovoltaica.

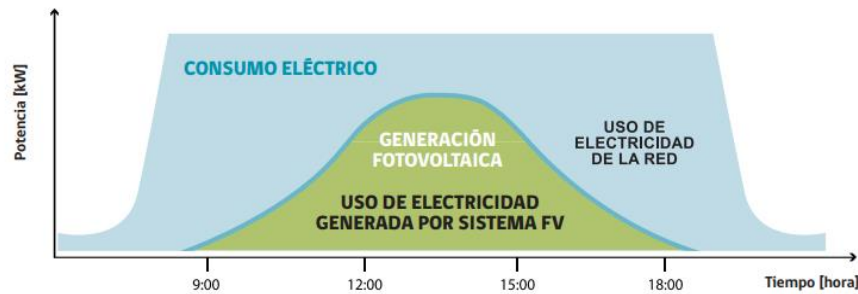


Figura II.6. Uso de electricidad de un edificio que cuenta con un sistema fotovoltaico aislado de la red.

Fuente: Ministerio de Energía.

Las ventajas que presenta este tipo de sistemas fotovoltaicos son variadas, entre ellas, se tiene: la independencia eléctrica, ya que son sistemas aislados que no dependen de la ubicación de las redes de transmisión de energía eléctrica. Sin embargo, una de las desventajas que presenta este tipo de sistemas es ser más costoso con respecto a las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, esto se debe principalmente a que se debe incorporar una inversión adicional para la adquisición, instalación y mantenimiento de las baterías.

II.2.3. Sistemas fotovoltaicos híbridos

Los sistemas fotovoltaicos híbridos son instalaciones que se adaptan a las necesidades del consumidor y su respectiva ubicación geográfica, pues corresponde a la combinación de los sistemas conectados y aislados de la red. Esto quiere decir que los sistemas pueden estar conectados o aislados de la red eléctrica siempre que lo requieran, cuentan con baterías cuando necesitan almacenar energía para periodos donde el recurso solar no esté presente. Así como también, estos sistemas pueden inyectar excedentes a la red de energía eléctrica cuando la generación fotovoltaica supere el consumo local, reduciendo así el costo del consumo eléctrico.

Una de las ventajas que presenta este tipo de sistemas es que puede funcionar ante cortes de energía, asegurando el suministro eléctrico de la instalación y estabilidad al sistema.

Los sistemas fotovoltaicos híbridos se componen de:

- Paneles fotovoltaicos y/o baterías y/o grupo electrógeno
- Inversor
- Sistema de monitoreo
- Protecciones eléctricas
- Conductores

En la figura II.7 se presenta el esquema de un sistema fotovoltaico híbrido.

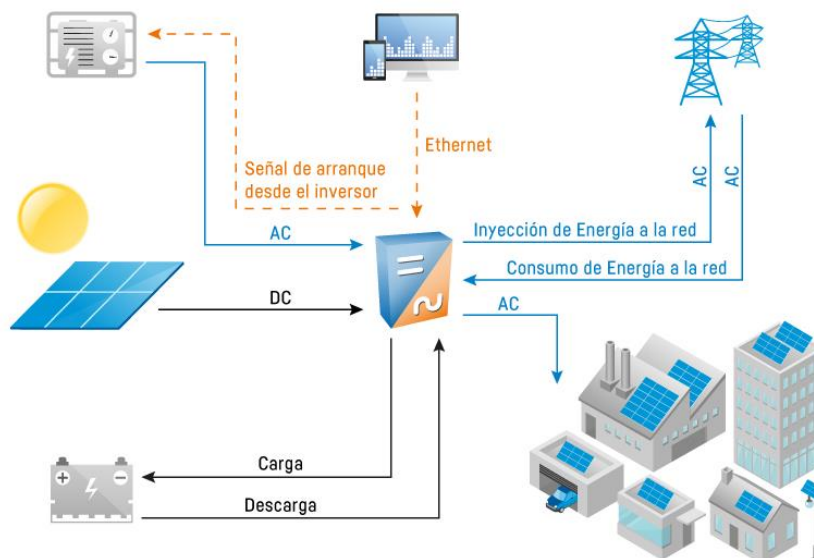


Figura II.7. Esquema de un sistema fotovoltaico híbrido.

Fuente: www.cing.com.ar.

II.3. Componentes de un sistema fotovoltaico On-Grid.

II.3.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos corresponden a uno de los componentes principales de este tipo de energías renovables. Se entiende por paneles fotovoltaicos a un arreglo de celdas solares que pueden estar formadas por tres diferentes arreglos atómicos, las cuales se encuentran fijamente ordenadas y montadas sobre una estructura de aluminio. Un panel fotovoltaico es también llamando generador fotovoltaico o módulo solar. Su vida útil puede sobrepasar los 20 años y en Chile deben ser autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para ser instalados bajo la ley de generación distribuida.

II.3.1.1. Celda solar

Una celda solar es un dispositivo capaz de convertir la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica de forma inmediata sin requerir ningún tipo de pieza móvil. Una celda solar se fabrica generalmente de materiales semiconductores, materiales que han sido modificados para variar su conductividad y generar una corriente eléctrica. Esto quiere decir que se le han añadido impurezas tales como iones para producir material de tipo N por un lado y P por el otro las cuales se encuentran separadas por una juntura. La zona de tipo N posee una alta concentración de electrones libres y escasos huecos, por lo que es apto para ceder electrones y la zona P se caracteriza por absorber electrones. El efecto fotoeléctrico se origina cuando los rayos del sol inciden en una celda solar generando una liberación de los electrones que se encuentran en el semiconductor, es decir, estos electrones son desplazados de su lugar generando una corriente eléctrica.

A continuación, en la figura II.8 se puede visualizar la incidencia de los fotones provenientes de la luz del sol y la generación del efecto fotoeléctrico.

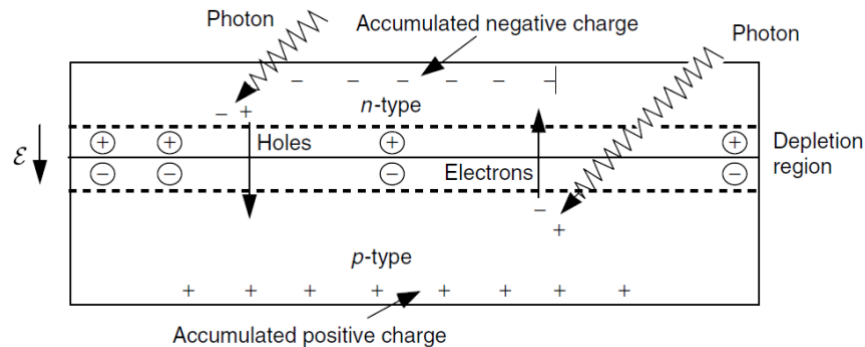


Figura II.8. Efecto fotoeléctrico en una celda solar.

Fuente: www.a-ghadimi.com.

II.3.1.2. Tipos de celdas solares

Como se mencionó anteriormente, una celda solar está compuesta por un material semiconductor en donde se origina el efecto fotoeléctrico tras la incidencia de la luz solar. Existen diferentes tipos de celdas solares según su estructura física, estas son: celdas monocristalinas, celdas policristalinas, y celdas amorfas.

II.3.1.3. Celdas monocristalinas

La estructura de una celda monocristalina se caracteriza por tener un ordenamiento uniforme de átomos. Requiere de un elaborado proceso de fabricación en donde se consumen grandes cantidades de energía lo que la hace más costosa en comparación a las demás. Debido a lo anterior, poseen buen rendimiento con una eficiencia que va desde el 15 y llega al 21%. Las celdas monocristalinas se reconocen por su color azul oscuro y metálico las que generalmente se componen por un único cristal de silicio.

La figura II.9 muestra una celda monocristalina.



Figura II.9. Celda solar monocristalina.

Fuente: www.pveducation.org.

II.3.1.4. Celdas policristalinas

Las celdas policristalinas poseen técnicas de producción más simples en comparación a las celdas monocristalinas. El proceso consiste básicamente en fundir el material semiconductor en moldes rectangulares llevando consigo imperfecciones que originan una estructura cristalina no uniforme, por tanto, la calidad de las celdas policristalinas es menor que las celdas monocristalinas. Este tipo de celdas están fabricadas con diferentes cristales de silicio, lo que la hace más económica. Su eficiencia va desde el 12% al 17% y son fáciles de reconocer debido a su color azulado oscuro metálico. En la figura II.10 se aprecia una celda solar policristalina.

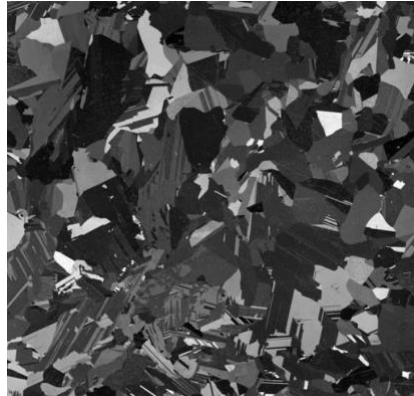


Figura II.10. Celda solar policristalina.

Fuente: www.pveducation.org.

II.3.1.5. Celdas amorfas

Las celdas solares amorfas no cuentan con una regularidad en su estructura, su proceso de producción es más simple, por lo que resultan más económicas. Se caracterizan por tener un rendimiento que va desde el 5% y alcanza como máximo un 10%, siendo ésta la que posee peor rendimiento con respecto a las celdas monocristalinas y policristalinas. Las celdas solares amorfas se reconocen por su color marrón homogéneo. En la figura II.11 se presenta una celda solar amorfa.

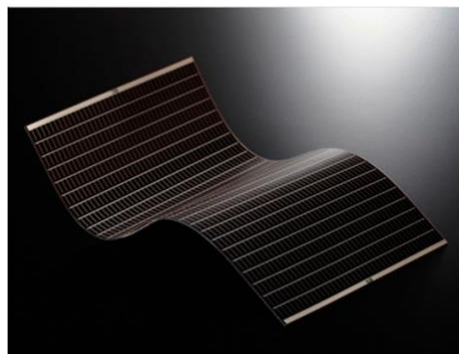


Figura II.11. Celda solar amorfa.

Fuente: www.interempresas.net.

II.3.1.6. Parámetros eléctricos de un panel fotovoltaico

Los parámetros que caracterizan los paneles fotovoltaicos son valores nominales que han sido determinados en condiciones de ensayo estándar o en Condiciones STC (Standard Test Conditions), esto es, a una radiación solar de mil watts por metro cuadrado, una temperatura de celda de veinticinco grados Celsius y una masa de aire de 1,5 (AM 1,5). Estos valores se encuentran en la ficha técnica de todos los paneles fotovoltaicos.

II.3.1.7. Curva I/V

Los paneles fotovoltaicos poseen una curva característica que limita sus rangos de operación. Esta curva relaciona voltaje y corriente de un módulo solar medidos en condiciones de prueba ideales. La figura II.12 muestra la curva de carga I/V genérica de un panel fotovoltaico en donde se logran identificar parámetros tales como el voltaje de circuito abierto (V_{OC}) y la corriente de cortocircuito (I_{SC}). Además, se muestra el producto del voltaje y la corriente, es decir la potencia de salida del panel. Esta potencia es cero en ambos extremos de la curva I/V ya que la corriente o el voltaje es cero en esos puntos. Cabe destacar que el punto de máxima potencia (MPP) corresponde al punto cercano al codo de la curva I/V en el que el producto del voltaje y la corriente alcanza su máximo.

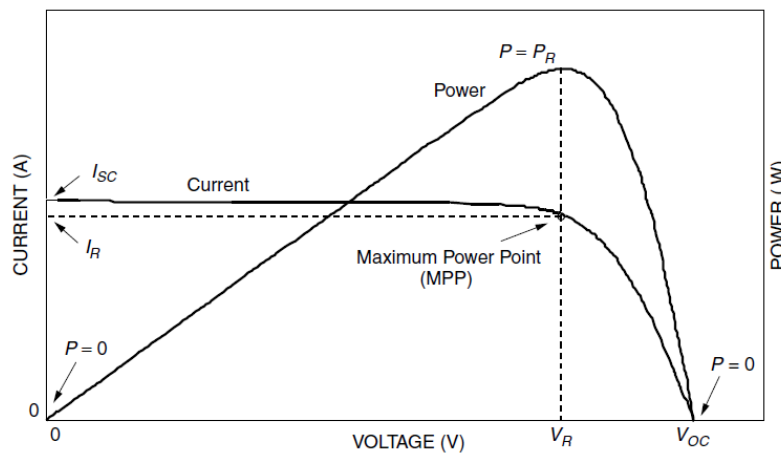


Figura II.12. Curva I/V.

Fuente: www.a-ghadimi.com.

Las curvas I/V han sido determinadas bajo condiciones STC, esto implica que, ante variaciones en cuanto a la cantidad de radiación solar que incide en el panel y su temperatura, las curvas cambian su forma, desplazando el punto de máxima potencia (MPP).

II.3.1.8. Eficiencia de los paneles fotovoltaicos

La eficiencia eléctrica de una celda solar se expresa por el porcentaje de energía solar que incide en la superficie de un panel fotovoltaico y que es convertida en energía eléctrica. Como se mencionó anteriormente, los paneles fotovoltaicos que poseen la mayor eficiencia son los del tipo monocristalino, luego le siguen los policristalinos, y, por último, se encuentran los contruidos con celdas amorfas.

II.3.1.9. Factores que afectan la eficiencia de los paneles fotovoltaicos

Existen diferentes factores que afectan la eficiencia o rendimiento de una instalación fotovoltaica. Según la División de energías Sostenibles entre ellos se encuentran la longitud de onda de los fotones que inciden en la superficie de la celda solar, dado que, a una mayor longitud de onda, menor es la energía del fotón. Lo anterior implica que los fotones que no poseen la energía necesaria para desalojar los electrones de los átomos de silicio de la célula y generar una corriente eléctrica son reflejados o absorbidos transformando su energía en calor.

Otro de los factores que influyen en la eficiencia es la temperatura de la celda, dado que, cuando ésta se expone a altas temperaturas, las propiedades de los materiales con las que está construida se alteran. Lo anterior se puede visualizar en la figura II.13 que muestra las curvas I/V de celdas fotovoltaicas expuestas a diferentes temperaturas. A medida que se aumenta la temperatura, la corriente de cortocircuito aumenta y el voltaje de circuito abierto disminuye, por el contrario, ante una disminución de temperatura de la celda solar, la corriente de cortocircuito disminuye y el voltaje de circuito abierto aumenta. Lo anterior produce cambios en la potencia de salida del panel fotovoltaico.

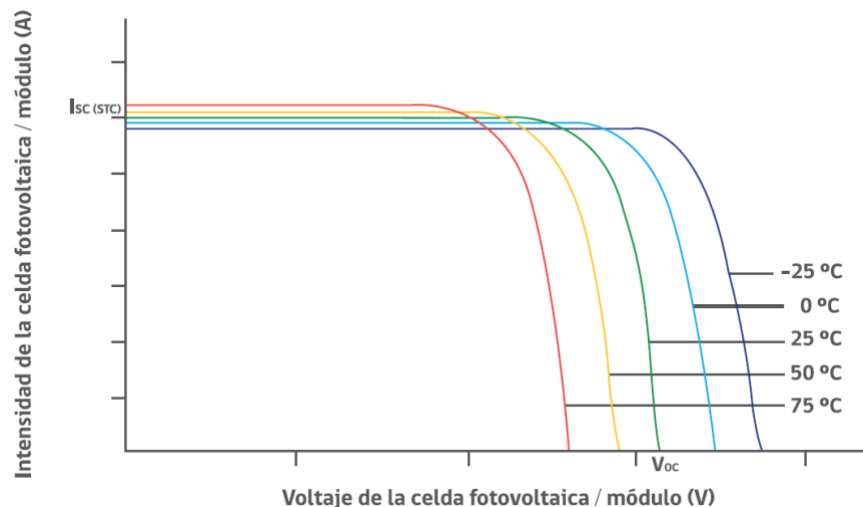


Figura II.13. Curvas I/V de celdas solares expuestas a diferentes temperaturas de trabajo.

Fuente: Ministerio de Energía de Chile.

II.3.2. Inversor DC/AC

Un inversor DC/AC es un dispositivo electrónico que tiene la función de convertir la señal de potencia generada por un arreglo fotovoltaico de corriente continua a corriente alterna perfectamente sincronizada con la red de distribución en términos de frecuencia y fase. La señal que se acopla a la red eléctrica debe cumplir requisitos de tensión eficaz, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y seguridad.

Este equipo es capaz de hacer trabajar al sistema fotovoltaico en el punto de máxima potencia a través de un seguidor de este punto conocido como “Maximum Power Point Tracker” (MPPT). Esta ventana de búsqueda es un rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del sistema fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, el inversor fija en el panel fotovoltaico la tensión correspondiente al valor límite de la ventana.

Un inversor DC/AC está compuesto por un filtro de entrada que atenúa el rizado que se produce en la entrada, un convertidor DC/DC que eleva o reduce la tensión de salida del arreglo fotovoltaico y un conversor DC/AC que transforma esa tensión a una señal en corriente alterna la cual abastecerá una carga e inyectará a la red eléctrica de distribución cuando sea necesario.

II.3.2.1. Configuración serie de un inversor DC/AC

Un arreglo fotovoltaico no es más que un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados entre sí con el propósito de conseguir una potencia determinada. Estos módulos fotovoltaicos pueden estar conectados en serie con el fin de aumentar el voltaje o en paralelo si se quiere aumentar la corriente. Ahora bien, un string corresponde a un tipo de arreglo fotovoltaico en donde todos los paneles se conectan en serie entre sí, es decir, se conecta el terminal positivo de un módulo fotovoltaico con el negativo del siguiente modulo hasta completar el arreglo. La figura II.14 muestra el string fotovoltaico donde se tienen 3 string conectados a la entrada del inversor. Este tipo de conexión se utiliza básicamente porque se puede aumentar la potencia conectada de los módulos fotovoltaicos sin aumentar la corriente que circula por los conductores.

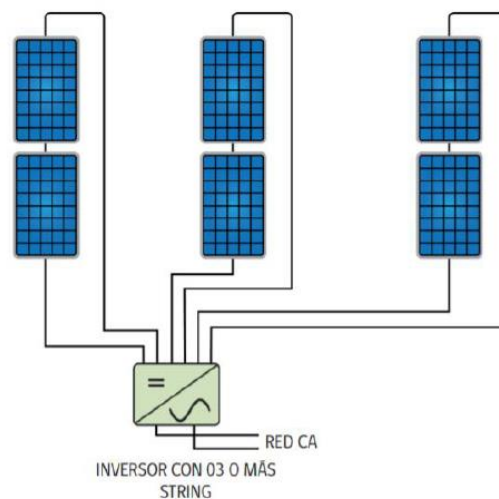


Figura II.14. Configuración de inversor string.

Fuente: Ministerio de energía de Chile.

II.3.3. Medidor bidireccional

El medidor bidireccional es un equipo que tiene la capacidad de medir el flujo de energía eléctrica en sentido entrante y salida del punto de medición. En el primer sentido, el medidor contabilizará cuanta energía se está obteniendo desde la red cuando la demanda durante el día supere la generación por parte del sistema fotovoltaico. Mientras que, en el segundo sentido, el medidor contabilizará cuanta energía se está inyectando a la red cuando la generación fotovoltaica durante el día supere la demanda de la carga en cuestión.

El medidor bidireccional es indispensable para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, pues permite la venta de excedentes de generación a las empresas de distribución eléctrica, lo que se traduce en una reducción de la factura de energía eléctrica.

II.4. Mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas seguros y muy confiables, pueden alcanzar una vida útil de hasta 25 años. Sin embargo, para lograr este tiempo de vida y asegurar la continuidad operacional del sistema fotovoltaico es necesario realizar una correcta mantención con el fin de maximizar la generación de electricidad y evitar fallas de alto costo haciendo un uso eficiente de los recursos comprometidos.

Un plan de mantenimiento puede variar según el tipo de sistema, condiciones ambientales del lugar de la instalación, capacidades de las instituciones. Este plan de mantenimiento se compone principalmente del mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, a continuación, se describen las principales recomendaciones de cada tipo de mantenimiento en sistemas fotovoltaicos.

II.4.1. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo busca reducir las consecuencias de las fallas en los equipos y los sistemas fotovoltaicos con el fin limitar los costos y prolongar su vida útil. La lista de acciones que se realizan en el mantenimiento preventivo depende del tamaño, diseño y entorno del sistema, el cual puede verse afectado por condiciones ambientales tales como; humedad, vientos fuertes, emisiones industriales, polvo, altos índices de radiación, etc.

La limpieza de los módulos fotovoltaicos se encuentra dentro de las acciones del mantenimiento preventivo, pues el exceso de polvo y suciedad en la superficie del panel provoca una disminución de la electricidad generada.

Antes de realizar la limpieza en módulos fotovoltaicos, es necesario tomar las siguientes precauciones de seguridad:

- Se deben tomar todas las medidas de seguridad correspondiente (Uso de elementos de protección personal, uso de andamios o plataforma elevadora).
- Se debe asegurar que el circuito general se encuentre desconectado.
- Se debe confirmar que no haya módulos rotos mediante una minuciosa inspección visual.
- Se deben identificar zonas de riesgo.

Durante la limpieza se debe usar agua des-ionizada a una presión de 50 a 70 libras por pulgada cuadrada. Se debe evitar el uso de cualquier otro tipo de agua que deje rastros sobre el vidrio de los módulos.

El inversor de los sistemas fotovoltaicos se debe encontrar en una zona protegida de la radiación solar directa para evitar el sobrecalentamiento del equipo. Estos equipos poseen un bajo nivel de mantenimiento. Sin embargo, se debe verificar su correcta ventilación. Una deficiente ventilación implica la limitación de potencia temporal, lo que se traduce en una pérdida de rendimiento.

II.4.2. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo se relaciona con todas las maniobras de reparación y/o sustitución de los componentes de un sistema fotovoltaico, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento durante su vida útil. La mayor cantidad de fallas en un sistema fotovoltaico ocurre en los inversores, razón por la cual se considera al menos un 50% de los costos totales de mantenimiento.

En el mercado existe un sinnúmero de modelos de inversores, con diferentes características y rangos nominales definidos por el fabricante, son equipos con alta confiabilidad. Sin embargo, en los sistemas fotovoltaicos se debe considerar su reemplazo al menos una vez durante la vida útil del sistema ya que es el elemento más propenso a causar pérdidas en la generación.

Un inversor puede presentar periodos en los que no se encuentra funcionando correctamente. Estos periodos son considerados las causas de las pérdidas del sistema. A continuación, se entregan algunas razones por las cuales un inversor puede no estar funcionando:

- Falla del sistema de ventilación por exceso de material particulado.
- Interrupciones totales del inversor a causa de falla en la red o como consecuencia de algún trabajo en el sistema eléctrico del edificio.
- Limitación de potencia a causa de altas temperaturas.
- Tensión y/o frecuencia fuera de rango.
- Corriente DC, Corriente de fuga demasiado altas.

El usuario de este tipo de instalaciones debe tener claro que hacer en caso de falla en el inversor. El usuario debe seguir las instrucciones que entrega el fabricante sobre como detectar la causa de la interrupción y con qué medidas solucionarlo.

En cuanto a los módulos fotovoltaicos, se sabe que son la base de la generación de electricidad, por lo que cualquier falla afecta directamente en el funcionamiento general del sistema. A continuación, se mencionan algunas de las principales causas de fallas en paneles fotovoltaicos.

- Degradación del laminado.
- Interconexión defectuosa.
- Roturas.
- Puntos y celdas calientes (Hot spots).
- Corrosión en estructura de montaje.

II.4.3. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo en sistemas fotovoltaicos consiste en hacer uso de información en tiempo real para implementar medidas preventivas, tales como limpieza o monitoreo de la temperatura del inversor. El objetivo de este tipo de mantenimiento es reducir la frecuencia de las medidas correctivas. Lo anterior se traduce en una reducción de los costos del mantenimiento correctivo. Las ventajas que presenta este tipo de mantenimiento para el sistema en general son variadas, entre ellas, se tiene:

- Anticipación de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.
- Optimización de la seguridad y funcionalidad de los equipos a lo largo de la vida útil del sistema.
- Aumento de la disponibilidad, rendimiento y producción de la planta.
- Reducción de costes y tiempos de sustitución.

Para hacer efectivo el mantenimiento preventivo es primordial contar con un sistema de monitoreo. Un sistema de monitoreo recopila una serie de información de la planta fotovoltaica y su entorno. Generalmente se usan portales de monitoreo que facilitan la entrega de información usando tablas, diagramas y tendencias. Existen dos tipos de monitoreo; centralizado y descentralizado, los cuales difieren según el alcance de los datos recopilados, las opciones de reporte y la visualización de la información.

Como se mencionó anteriormente, los portales de monitoreo de las instalaciones fotovoltaicas recolectan información de carácter relevante de la planta. Entre ellas se tiene:

- Temperatura ambiente, temperatura del módulo.
- Corrientes y voltajes de string.
- Lecturas del medidor.
- Parámetros de operación de los circuitos en corriente alterna.
- Parámetros de red.
- Parámetros del inversor (Voltaje y corriente DC, voltaje y corriente AC, potencia AC).
- Entrega de informes para el análisis de datos y dispositivos.

Capítulo III. Consideraciones de diseño del sistema fotovoltaico

III.1. Localización del sistema fotovoltaico

La ubicación del sistema fotovoltaico que se diseñó en la techumbre del Hospital de la Familia y la Comunidad “Dr. Juan Lobos Krause” se encuentra en Av. Los Ríos N°800 en la comuna de Laja, Región del Bio-Bio. A unos 127 kilómetros de distancia de su capital regional Concepción y a unos 513 kilómetros de distancia de Santiago, la capital de Chile. La figura III.1 muestra la ubicación geográfica del hospital.

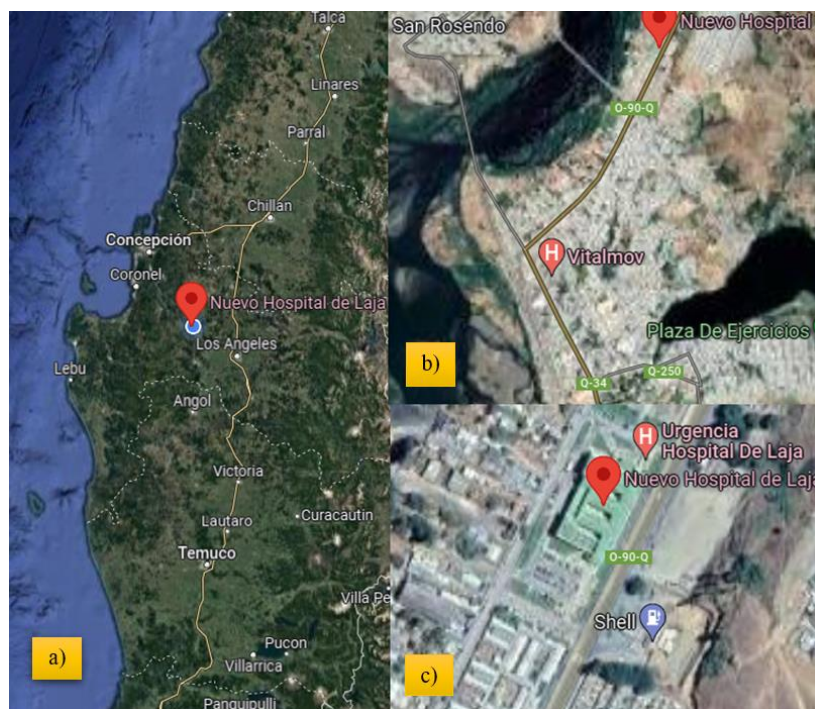


Figura III.1. Localización del sistema fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia en base a Google Maps.

En la figura anterior, “a)” muestra la ubicación del hospital con respecto al territorio nacional. En “b)” se tiene la ubicación del hospital con respecto al territorio comunal y en “c)” se tiene la vista aérea del lugar.

La tabla III.1 proporciona las coordenadas geográficas del Hospital de Laja.

Tabla III.1. Coordenadas geográficas del Hospital de Laja.

Tipo de coordenada	Valor
Latitud	37.264 °S
Longitud	72.709 °O
Elevación	59 msnm

Fuente: Elaboración propia en base a explorador solar.

La figura III.2 muestra una fotografía del edificio desde el costado del Hospital.



Figura III.2. Fotografía del Hospital de Laja desde el Este.

Fuente: www.minsal.cl

III.2. Condiciones climatológicas del lugar

El análisis de las condiciones climatológicas presentes en el lugar donde se diseñó el sistema fotovoltaico consideró como fuente de información el reporte de recurso solar y datos meteorológicos que proporciona el explorador solar en las coordenadas geográficas que se muestran en la tabla III.1. Cabe destacar que el explorador solar corresponde a una herramienta en línea destinada al análisis de los recursos renovables. Esta herramienta posee vasta información del recurso solar en Chile, su desarrollo se llevó a cabo bajo el trabajo del Ministerio de energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

III.2.1. Radiación solar incidente

La tabla III.2 muestra los promedios de los tres tipos de radiación solar incidente en el lugar, es decir, los promedios de la radiación solar directa, difusa y global sobre un plano horizontal medidos en kWh/m² por día.

Tabla III.2. Radiación solar incidente en el plano horizontal [kWh/m²/día].

Tipo de radiación	Meses											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Directa	7.18	6.27	4.6	2.7	1.43	1.07	1.14	1.73	3.05	3.92	5.64	6.68
Difusa	1.42	1.21	1.07	0.9	0.64	0.51	0.57	0.8	1.24	1.81	1.9	1.75
Global	8.6	7.48	5.67	3.6	2.07	1.58	1.71	2.53	4.29	5.73	7.54	8.43

Fuente: Elaboración propia en base a explorador solar

La tabla III.3 muestra los promedios de la radiación solar directa, difusa, reflejada y global en un plano con inclinación igual a la latitud del lugar ($37,3^\circ$) medidos en kWh/m² por día.

Tabla III.3. Radiación solar incidente en un plano con inclinación [kWh/m²/día].

Tipo de radiación	Meses											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Directa	6.17	6.23	5.6	4.11	2.66	2.26	2.29	2.81	4.01	4.15	5.05	5.53
Difusa	1.28	1.09	0.96	0.81	0.58	0.46	0.51	0.72	1.12	1.63	1.71	1.57
Reflejada	0.21	0.18	0.14	0.09	0.05	0.04	0.04	0.06	0.1	0.14	0.18	0.2
Global	7.66	7.5	6.7	5.01	3.29	2.76	2.84	3.59	5.23	5.92	6.94	7.3

Fuente: Elaboración propia en base a explorador solar

Para lograr una mayor comprensión de los valores entregados en las tablas III.2 y III.3, se presenta de manera gráfica la figura III.3 que contiene los promedios de radiación solar incidente en el lugar donde se diseñó el sistema fotovoltaico. Estos valores de radiación fueron medidos en unidades de kWh/m²/día.

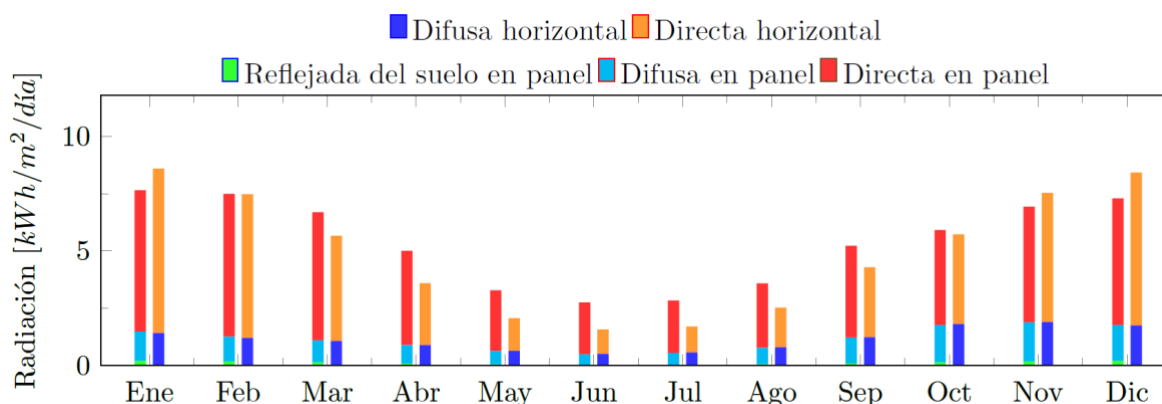


Figura III.3. Promedio mensual de la radiación solar incidente en un plano horizontal e inclinado por componentes.

Fuente: Explorador solar.

En la figura III.3 Se observa que la radiación global en plano horizontal resulta superior en verano, mientras que el plano inclinado a la latitud del lugar capta más en invierno, favoreciendo una distribución más uniforme de la energía a lo largo del año.

Por otro lado, el Ciclo diario de radiación global se muestra gráficamente en la figura III.4.

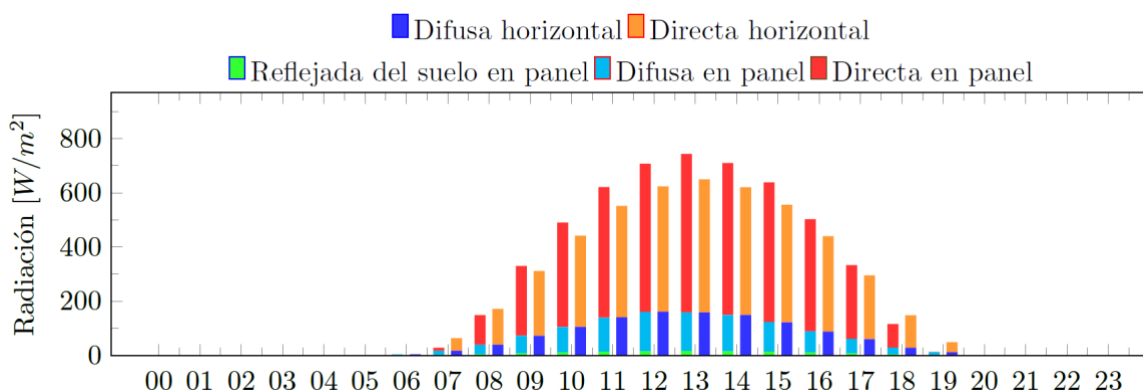


Figura III.4. Promedio horario de la radiación global instantánea que incide en un plano horizontal e inclinado separada en componentes

III.2.2. Temperatura ambiental del lugar

Como se mencionó en el capítulo II, la temperatura es uno de los factores que afecta en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos. Las temperaturas que se muestran en la tabla III.4 son estimaciones basadas en las simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF a 1 km de resolución que proporciona el explorador solar. La Figura III.5 muestra gráficamente los valores de temperatura promedio mensual.

Tabla III.4. Temperatura promedio mensual del lugar.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	19.84	19.37	17.12	13.55	10.85	9.12	8.42	9.12	10.88	12.62	15.21	17.66

Fuente: Elaboración propia en base a explorador solar.

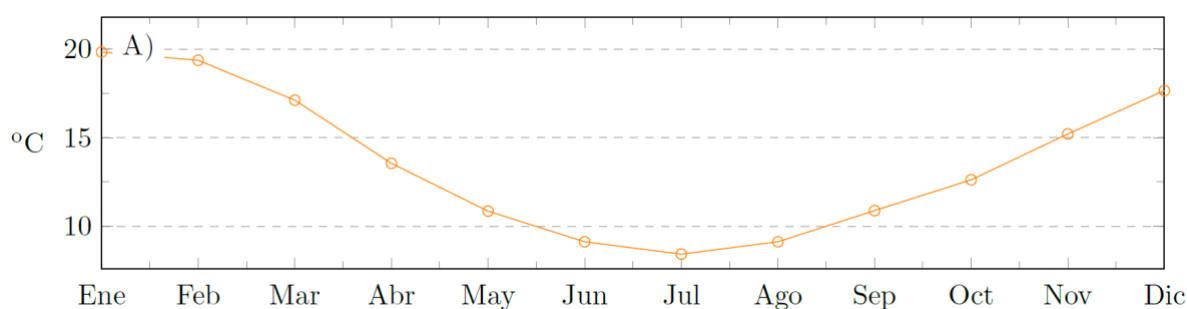


Figura III.5. Promedio mensual de la temperatura en el lugar.

Fuente: Explorador solar.

III.2.3. Nubosidad presente en el lugar

La nubosidad es una de las componentes atmosféricas que altera en mayor cantidad la radiación incidente en el lugar. Los valores mostrados en la tabla III.5 se han determinado a partir de imágenes del satélite geoestacionado GOES. Cabe destacar que, los datos solo están disponibles para las horas diurnas ya que gran parte del país utiliza imágenes de canal visible. La figura III.6 muestra el ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna.

Tabla III.5. Porcentaje del mes con nubosidad diurna.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	9.67	9.13	11.85	17.04	22.5	21.05	21.99	23.99	20.62	22.13	17.91	14.33

Fuente: Elaboración propia en base a explorador solar.

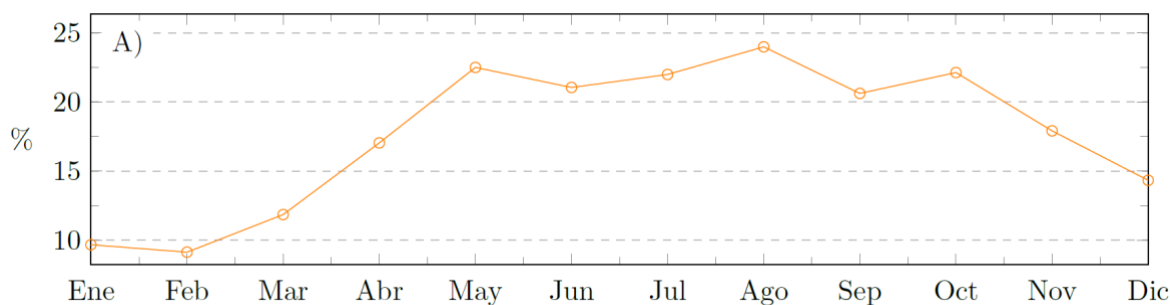


Figura III.6. Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna.

Fuente: Explorador solar.

III.3. Consumo eléctrico del edificio

El consumo de electricidad del hospital en donde se diseñó el sistema fotovoltaico fue obtenido mediante la revisión de las boletas de electricidad asociadas al medidor general de la instalación. La empresa encargada de suministrar energía eléctrica al edificio corresponde a la “Empresa Eléctrica de la Frontera S.A” (Frontel) del grupo SAESA. La tabla III.6 muestra los datos de suministro eléctrico de la instalación.

Tabla III.6. Datos del suministro eléctrico del Hospital de Laja.

Detalles	
Potencia conectada	750,0 kW
Grupos de consumo	FRO 2
Subestación	LAJA
Sector tarifario	LAJA

Fuente: Elaboración propia en base a boletas consumo eléctrico del Hospital.

La tabla III.7 muestra el consumo eléctrico de cada mes en kWh del Hospital durante el año 2024.

Tabla III.7. Consumo eléctrico mensual del Hospital en el año 2024.

Mes	Consumo eléctrico (kWh)
Enero	62.491
Febrero	54.279
Marzo	50.350
Abril	42.592
Mayo	46.937
Junio	47.330
Julio	50.050
Agosto	45.704
Septiembre	42.194
Octubre	42.857
Noviembre	46.325
Diciembre	52.100

Fuente: Elaboración propia en base a boletas de consumo eléctrico.

El diseño del sistema fotovoltaico consideró el consumo eléctrico del Hospital durante el año 2024. El tamaño del sistema fotovoltaico consideró un consumo anual 583.209 kWh y los consumos mensuales que fueron ingresados al software PVSOL versión de prueba, en adelante “PVSOL” para realizar simulaciones que permitieron conocer el porcentaje del consumo eléctrico a satisfacer.

III.4. Dimensiones de la techumbre a utilizar

Tras finalizar el análisis de los planos de estructura y diseño de las instalaciones del Hospital de Laja, los cuales fueron proporcionados por personal de la institución, se decidió definir tres áreas disponibles para la implementación del sistema fotovoltaico. Dichas áreas fueron seleccionadas debido a que, en ese lugar la techumbre posee el mismo ángulo de inclinación, el cual corresponde de $8,5^\circ$ con respecto a la horizontal.

La figura III.7 muestra el diagrama unilineal de la techumbre del edificio desde la vista superior en la cual se encuentran tres zonas marcadas por rectángulos de color rojo. De izquierda a derecha, las dos primeras superficies poseen un área total de 191 metros cuadrados cada una. Mientras que la tercer superficie posee un área total disponible de 330 metros cuadrados, de los cuales solo se ocupó la mitad, es decir, el diseño del sistema fotovoltaico consideró solamente las superficies que se encuentran orientadas al norte. Por ende, las tres superficies que se utilizaron poseen áreas aproximadas de 95.5, 95.5 y 166 metros cuadrados respectivamente.

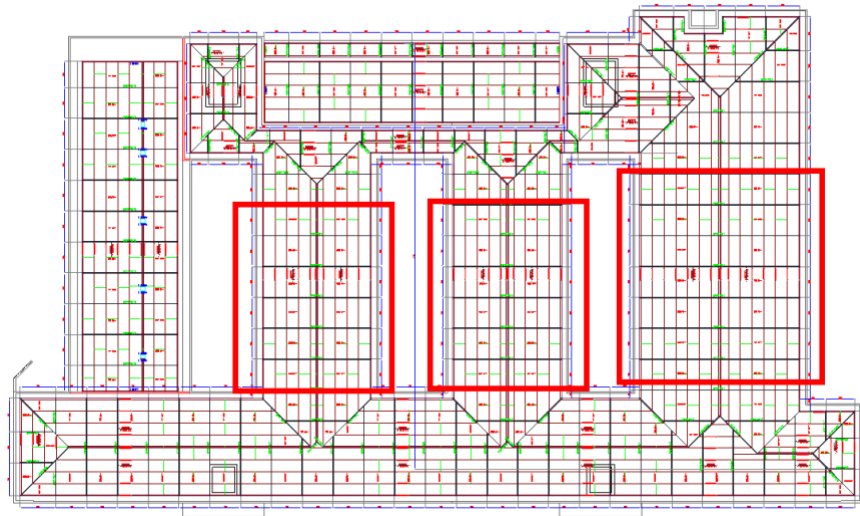


Figura III.7. Diagrama unilineal techumbre del Hospital de Laja.

Fuente: Elaboración propia en base a los planos unilineales del Hospital de Laja.

Capítulo IV. Escenarios de operación

El autor de este proyecto definió escenarios de operación que le permitieron analizar la factibilidad del sistema en estudio y a su vez entender y concluir acerca del dimensionamiento del sistema fotovoltaico al variar elementos clave de diseño, tales como la potencia instalada, áreas utilizadas, ángulos de inclinación, tipos de montaje, tipos de panel y su incidencia en la generación de electricidad anual del sistema fotovoltaico para el Hospital de Laja. Los escenarios de operación corresponden a simulaciones realizadas a través del software PVSOL en donde se consideró como base de información lo descrito en el capítulo III y una serie de datos meteorológicos proporcionados por el explorador solar en el lugar en donde se encuentra el Hospital de Laja.

Cabe destacar, el transformador que alimenta la red del Hospital de Laja es un transformador de 750 kVA con cambiador de tomas. Actualmente se encuentra en el tap n°5, ofreciendo una relación de transformación de 13,200 kV a 0,4 kV, además posee una conexión Dyn1. Con respecto a la red eléctrica en general del Hospital de Laja, es una red trifásica de 400 volts con factor de potencia 0.98. Dichos datos fueron ingresados al software de simulación.

Como se mencionó anteriormente, las coordenadas de la ubicación del Hospital y las condiciones meteorológicas que se presentan en ese lugar fueron ingresados al software de simulación. Además, se ingresaron los consumos eléctricos mensuales y anual del edificio junto con las medidas reales de cada edificio.

Con respecto a la selección de los principales componentes del sistema fotovoltaico para los escenarios estudiados, se realizó un levantamiento de información en base al Programa Techo Solares Públicos con el fin de diseñar el sistema usando alguna de las marcas de módulos fotovoltaicos e inversores que fueron implementadas en otros hospitales públicos y Cesfam a lo largo del país que cuentan con sistemas fotovoltaicos On-Grid para autoconsumo. La tabla IV.1 muestra en detalle lo mencionado anteriormente.

Tabla IV.1. Componentes de sistemas fotovoltaicos implementados en diferentes hospitales de Chile

Zona	Lugar	Potencia instalada	Panel			Inversor		
	Nombre	(kWp)	Marca	Modelo	Pot (W)	Marca	Modelo	(kW)
NORTE	Hospital de Iquique	200	GCL	GCL-P6/72H	325	ABB	TRIO-50.0	2x 50 kW
	Cesfam Vallenar	30	Hareon Solar	HR-310P-24/Ba	310	SMA	STP20000TL-30	1x 20 kW
	Centro de Salud Vallenar	30	Canadian Solar	CS6-260	260	Fronius	SYMO 15.03M	2x 15 kW
	Hospital San Juan de Dios Vallenar	25	JS Solar	JS 250W 6" POLY	250	Ingeteam	Ingecom Sun 3 play TL M	1x 10 kW 1x 15 kW
	Cesfam Centenario Valparaíso	30	JS Solar	JS 250W 6" POLY	250	Ingeteam	Ingecom Sun 3 play TL M	2x 15 kW
CENTRO	Hospital Padre Hurtado	100	Sunergy	CSUN 260-60P	260	Omnik	Omniksol-20k-TL	5x 20 kW
	Hospital San Juan de Dios Santiago	30	Jinko Solar	JKM260 P-60	260	Fronius	SYMO 15.0 -3-M	2x 15 kW
	Hospital de Rancagua	270	JA Solar	JAP6(K) (BK)-72-330/4BB	330	Fronius	ECO 27.0-3-S	10x 27 kW
	Hospital de Cauquenes	100	Sunergy	CSUN 260-60P	260	Omnik	Omniksol-20k-TL	5x 20 kW
SUR	Complejo Asistencial Los Ángeles	100	Risen	RSM72-6-325P	325	ABB	TRIO-50.0-TL-OUTD	1x 50 kW
						ABB	TRIO-50.0-TM	1x50 kW
	Hospital Regional Concepción	100	Shenzhen Suovang New Energy	SY-60-250WP	250	Ingeteam	INGECOM SUN TLM	2x 33 kW 1x 15 kW 1x 20 kW

Fuente: Elaboración propia en base al Programa Techo Solar Publico.

Con respecto al estudio económico de los sistemas fotovoltaicos diseñados para los dos escenarios de operación de este estudio, se confeccionaron flujos de efectivo que permitieron evaluar la viabilidad económica financiera de los sistemas. Se usaron herramientas de evaluación y selección de proyectos tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Periodo de Recuperación (PR) y el método Razón Beneficio – Costo (RBC) que son descritos en el capítulo siguiente.

IV.1. Sistema fotovoltaico de 39 kWp

El escenario de operación N°1 consistió en analizar la generación de electricidad en kWh del sistema fotovoltaico con un tipo de montaje en específico: paralelo al techo. En donde se utilizó la mayor cantidad de paneles fotovoltaicos en la techumbre orientada al Norte de los tres edificios de interés, considerando los espacios necesarios para la mantención de los equipos. Para mayor comprensión y facilidad para referirse a ellos, se designaron como edificio 01, edificio 02 y edificio 03 de Sur a Norte respectivamente.

IV.1.1. Vista general del sistema y disposición de paneles del escenario N°1

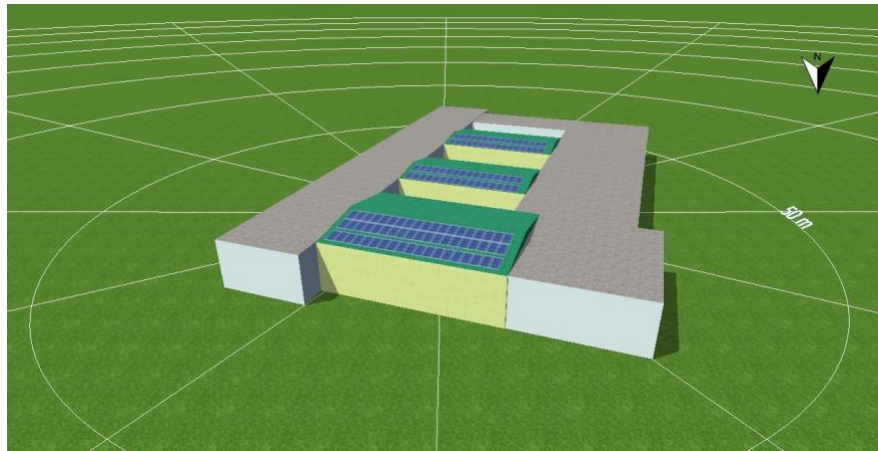


Figura IV.1. Vista Norte del sistema fotovoltaico de 39 kWp en las instalaciones del Hospital de Laja.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

La figura IV.1 muestra la modelación del edificio estudiado en tres dimensiones (3D) mediante el software PVSOL, donde se tienen los tres edificios de interés que para este caso se diferenciaron de color amarillo para las paredes y de color verde para la techumbre. Como se mencionó anteriormente, se analizó la generación de electricidad del sistema fotovoltaico con paneles paralelos al techo, es decir, con un ángulo de inclinación de $8,5^\circ$ con respecto a la horizontal y ocupando la mayor cantidad de superficie, resultando una potencia instalada de 39 kWp aproximadamente.

La figura IV.2 muestra de cerca la distribución de paneles fotovoltaicos en el edificio 03, que posee la mayor cantidad de espacio disponible en su techumbre, la cual posee 21 metros de largo y 7,8 metros de ancho.

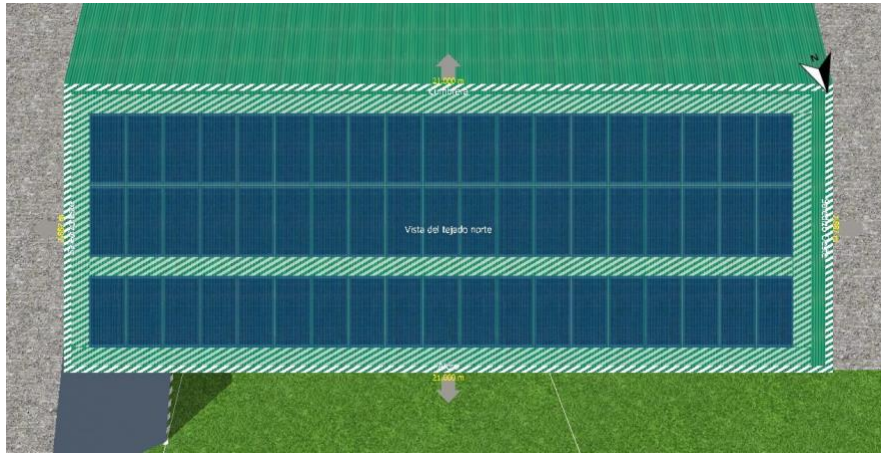


Figura IV.2. Vista de pájaro edificio 03

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

Por otro lado, la figura IV.3 muestra las distancias definidas para la distribución de paneles fotovoltaicos en la techumbre del edificio 03, en donde se consideró una distancia del borde de 0,2 metros y una distancia de 0,5 metros para pasillos técnicos, los cuales se encuentran ligados al mantenimiento de los equipos. Como se aprecia en la figura, se diseñaron 3 filas de 19 paneles cada una.

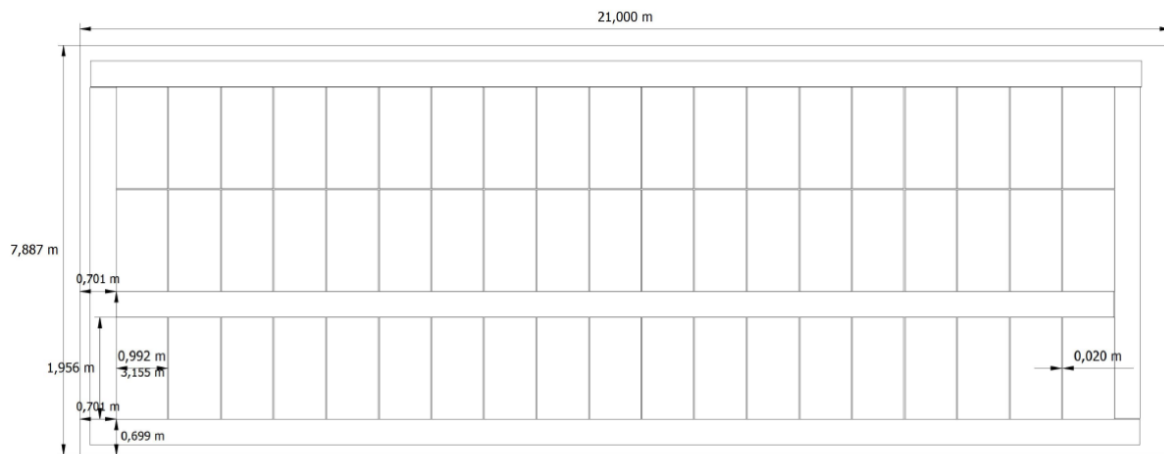


Figura IV.3. Distribución de paneles fotovoltaicos en el edificio 03.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

Para los edificios 01 y 02 que poseen el mismo espacio disponible en su techumbre, se decidió diseñar 2 filas de 16 paneles para cada una lo cual se observa en la figura IV.4.

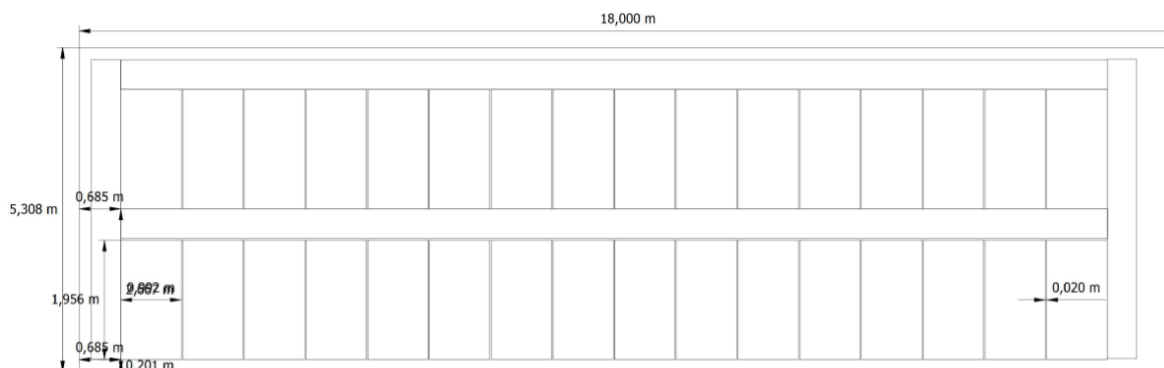


Figura IV.4. Distribución de paneles fotovoltaicos en el edificio 01 y 02.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

IV.1.2. Selección de componentes del escenario N°1

En cuanto a la selección de componentes, el software posee una base de datos de los principales componentes de la instalación, los cuales corresponden a módulos fotovoltaicos e inversores. Como se mencionó en el inicio del presente capítulo, se utilizaron marcas implementadas en otros proyectos fotovoltaicos para autoconsumo en hospitales públicos, por lo que se decidió diseñar con una de las marcas de módulo e inversor que se encontraba en la base de datos del programa y las que aparecen en la tabla IV.1. Los detalles de la selección de componentes para el primer escenario se aprecian en la tabla IV.2.

Tabla IV.2. Selección de componentes escenario N°1.

Edificio	Módulo fotovoltaico			Inversor		
	Marca	Modelo	Cantidad	Marca	Modelo	Cantidad
01	GCL	GCL-P6/72H 325	32	Fronius	Symo 10.0-3-M	1
02	GCL	GCL-P6/72H 325	32	Fronius	Symo 10.0-3-M	1
03	GCL	GCL-P6/72H 325	57	Fronius	Symo 17.5-3-M	1

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

De la tabla IV.2 se observa que la cantidad total de paneles fotovoltaicos diseñados corresponden a 121 unidades, los cuales se distribuyen en tres inversores según el edificio en el que se encuentran, abarcando una superficie total de 235 metros cuadrados aproximadamente.

Cabe mencionar que, el módulo fotovoltaico seleccionado se encuentra en la lista de los productos fotovoltaicos certificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

IV.1.3. Conexión del sistema fotovoltaico de 39 kWp

Con respecto a la conexión de los equipos, se tiene que cada inversor seleccionado posee dos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT). Para el edificio 01 y 02 se decidió diseñar un string de 16 paneles en serie para cada MPPT del inversor. Mientras que para el edificio 03, se decidió diseñar 1 string de 2 filas con 19 paneles en serie para el MPPT1 y un 1 string de 19 paneles en serie para el MPPT2. La figura V.5 muestra la leyenda de los elementos que se encuentran en el esquema de la figura IV.6, la cual corresponde al esquema general del sistema fotovoltaico de 39 kWp con la información descrita anteriormente.

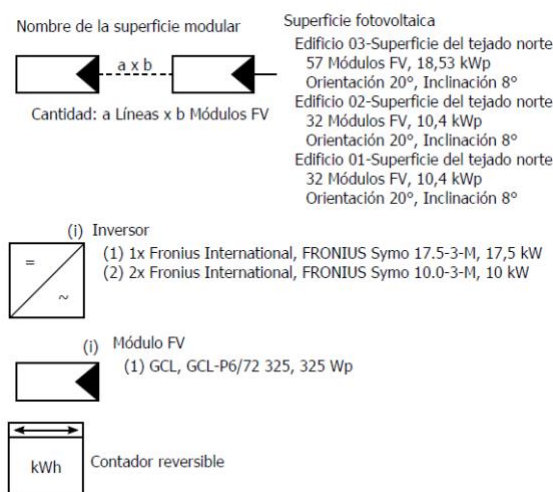


Figura IV.5. Leyenda del esquema general del sistema fotovoltaico de 39 kWp.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

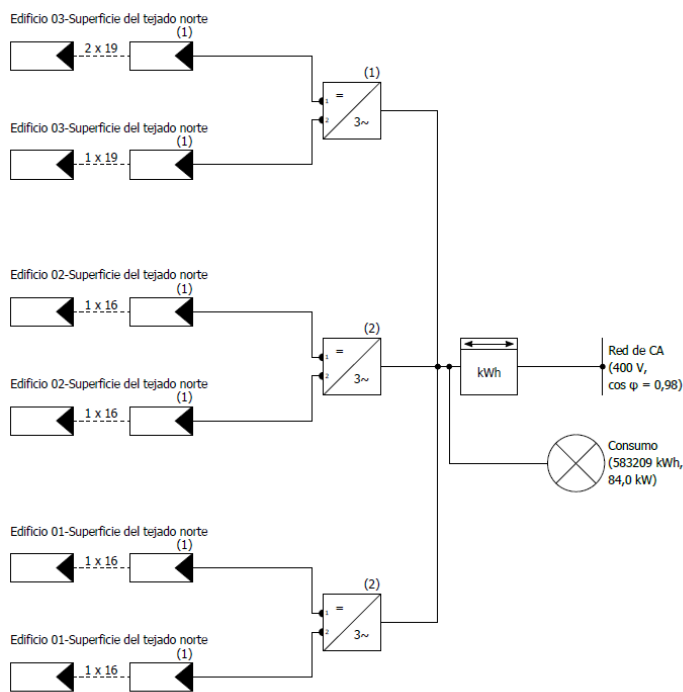


Figura IV.6. Esquema general del sistema fotovoltaico de 39 kWp.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

IV.1.4. Resultados de generación del escenario N°1

Al dar término a la simulación realizada mediante el software PVSOL, arrojó que el sistema fotovoltaico diseñado para el primer escenario de operación posee una generación anual de 63.454 kWh, de los cuales el 100 % de la energía corresponde al consumo propio del edificio, esto implica que no existen excedentes para ser inyectados a la red de distribución. 63.454 kWh se traduce en una cobertura del 10,9 % del consumo eléctrico anual del edificio (583.209 kWh). Este sistema fotovoltaico reduce la emisión de 29,810 toneladas de dióxido de carbono emitidas al ambiente, lo cual implica un aporte en la disminución de la huella de carbono del Hospital. Por cada kWp de potencia instalada se generan alrededor de 1612,83 kWh. Por otro lado, el coeficiente de rendimiento del sistema fotovoltaico (performance ratio en inglés) asciende a un valor de 87,6 %. El coeficiente de rendimiento es una magnitud expresada en porcentaje que entrega información acerca de la eficiencia energética y la fiabilidad del sistema fotovoltaico, dado que es la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal del sistema fotovoltaico. Este coeficiente puede llegar a un valor de 100%. Sin embargo, se ve afectado por diferentes factores, tales como el rendimiento de los módulos e inversores, degradación de celdas solares, pérdidas por cableado y factores medioambientales como, por ejemplo: temperatura de módulos fotovoltaicos, irradiación solar y energía disipada. SMA Solar Technology (s.f.). La tabla IV.3 reúne los resultados de generación del escenario N°1.

Tabla IV.3. Resultados de generación escenario N°1.

Resultado	Valor	Unidad
Potencia instalada	39,3	kWp
Energía generada	63.454	kWh
Fracción de cobertura solar	10,9	%
Fracción de consumo propio	100	%
Coeficiente de Rendimiento	87,6	%
Rendimiento anual	1.612,83	kWh/kWp
Emisiones CO₂ evitadas	29,810	Toneladas/año

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

La figura IV.7 muestra la energía en kWh que genera el sistema fotovoltaico mes a mes durante un año. Las barras de color amarillo representan la generación fotovoltaica, donde se aprecia una clara disminución de energía generada durante los meses de invierno con respecto a los meses de verano, esto se debe en gran parte a las condiciones meteorológicas que se

describieron en el capítulo III. Resulta importante destacar, que la figura IV.7 afirma los resultados de generación, puesto que no existe energía inyectada a la red en ningún mes del año.

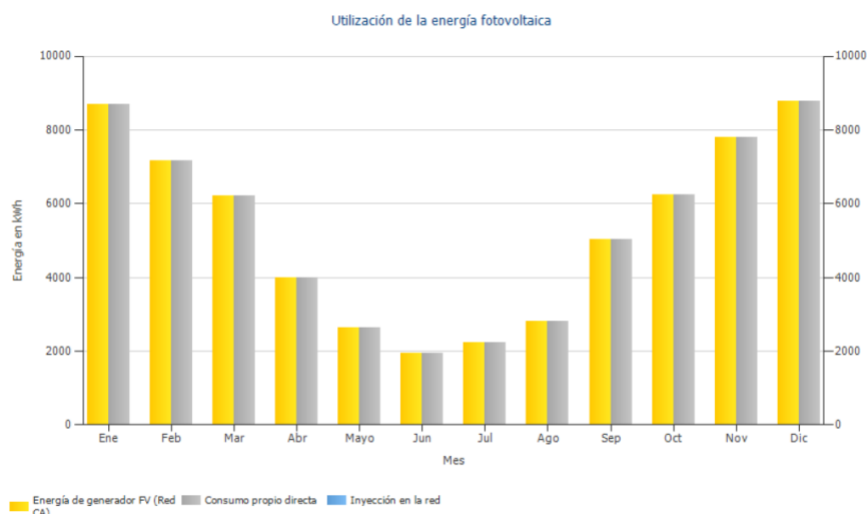


Figura IV.7. Utilización de la energía generada en kWh mes a mes del sistema fotovoltaico de 39 kWp.

Fuente: Resultados de la simulación mediante el software PVSOL.

Por otro lado, la figura IV.8 muestra la cobertura del consumo eléctrico del Hospital de Laja mes a mes durante todo un año. Para este caso las barras de color amarillo representan el aporte del sistema fotovoltaico, mientras que las barras de color celeste representan el aporte de la red eléctrica, las cuales tienen una mayor proporción con respecto a las del sistema. Cabe decir que la instalación cuenta con un consumo adicional correspondiente al consumo de los inversores, el cual tiene un valor recomendado por el software de 29 kWh/año. Esto implica que el consumo total de la instalación fue de 583.238 kWh/año.

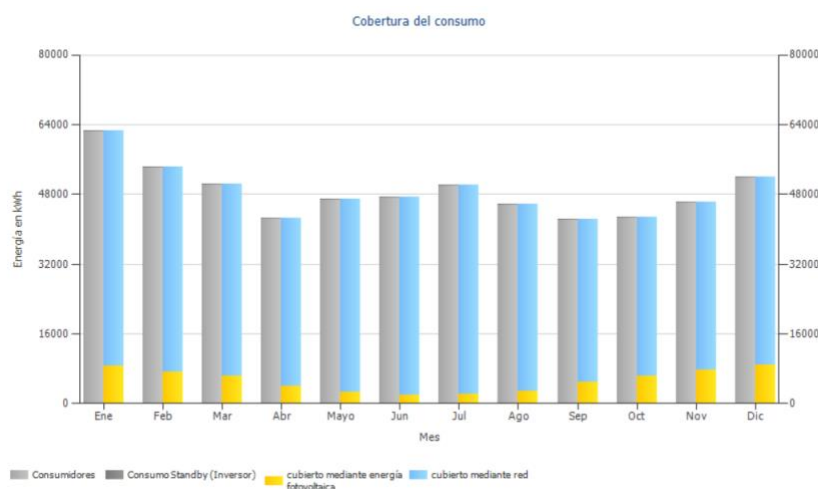


Figura IV.8. Cobertura del consumo eléctrico del sistema asociado al escenario N°1.

Fuente: Resultados de la simulación mediante el software PVSOL.

IV.2. Sistema fotovoltaico de 45 kWp

El escenario de operación N°2 consistió en analizar la generación de energía eléctrica anual en kWh de un sistema fotovoltaico paralelo a la cubierta y ocupando la mayor cantidad de espacio disponible en la techumbre. Sin embargo, a diferencia del escenario N°1, éste fue diseñado con módulos monocristalinos con el fin de generar conclusiones al respecto sobre la potencia instalada del sistema, generación de electricidad y costos asociados al proyecto. En este caso, gracias a la distribución de los módulos, la potencia instalada fue de 45 kWp.

IV.2.1. Vista general del sistema y disposición de paneles del escenario N°2

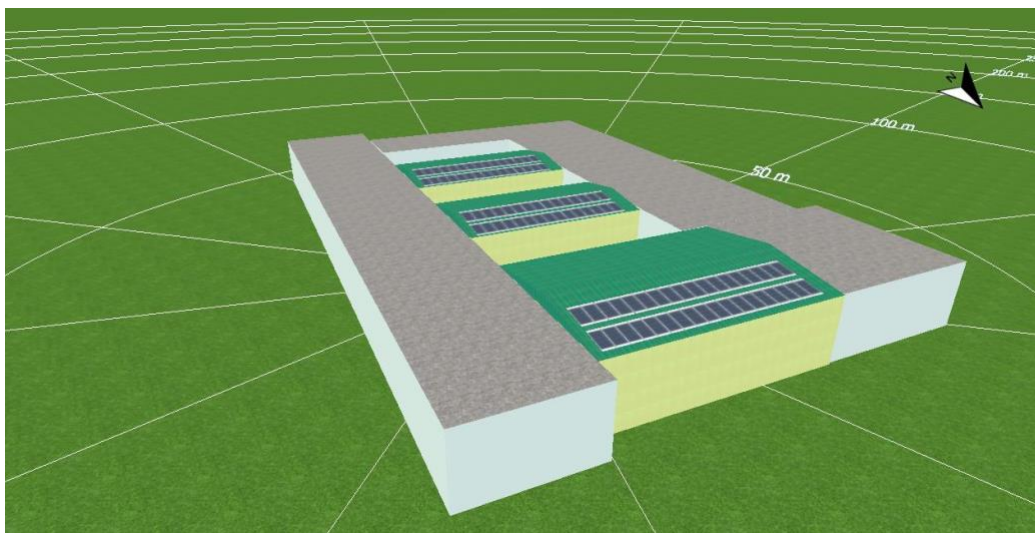


Figura IV.9. Vista Norte-Oeste del sistema fotovoltaico de 45 kWp en la techumbre del Hospital de Laja.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

La figura IV.9 muestra la modelación del sistema fotovoltaico de 45 kWp en la misma techumbre utilizada en el escenario N°1. Para este caso, también se consideraron espacios para pasillos técnicos de medio metro y una distancia de borde de 0,2 metros.

Con respecto a la disposición de los paneles fotovoltaicos, se tienen 2 filas de 15 módulos cada uno para los edificios 01 y 02, que poseen las mismas dimensiones. Mientras que para el edificio 03, se consideraron 2 filas de 18 módulos fotovoltaicos. Se ocupó una superficie total de 216 metros cuadrados aproximadamente. La figura IV.10 muestra de manera clara el tamaño y distribución de paneles fotovoltaicos en la cubierta del escenario 02.

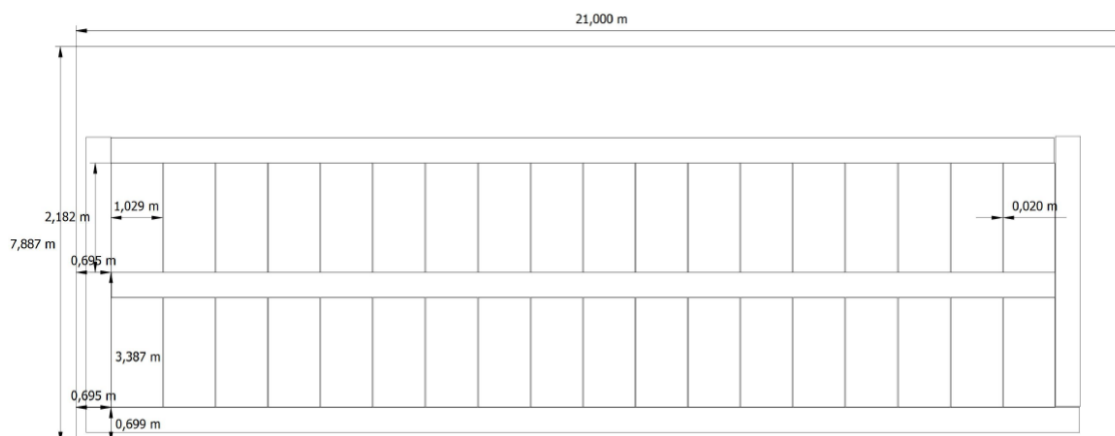


Figura IV.10. Distribución de módulos fotovoltaicos en la cubierta del edificio 03.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

IV.2.2. Selección de componentes del escenario N°2

Como se dijo anteriormente, este sistema fue diseñado con módulos fotovoltaicos monocristalinos con el fin de cuantificar el aumento de potencia instalada del sistema con respecto al sistema fotovoltaico policristalino del escenario N°1 y conocer la generación de electricidad en kWh para un año, por lo que se seleccionó un panel que se encuentra en la lista de los productos fotovoltaicos autorizados para su uso e implementación por parte de la SEC con mayor potencia al de los escenarios anteriores y se simuló el sistema. La tabla IV.4 proporciona información acerca de la selección de componentes y sus detalles.

Tabla IV.4. Selección de componentes del escenario N°2.

Edificio	Marca	Modelo	Cantidad	Marca	Modelo	Cantidad
01	Jinko Solar	JKM470M-7RL3V	30	Canadian Solar Inc	CSI-40KTL-GI-FL	1
02	Jinko Solar	JKM470M-7RL3V	30			
03	Jinko Solar	JKM470-7RL3V	36			

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla IV.4 se observa que la cantidad total de paneles fotovoltaicos utilizados fue de 96 unidades, los cuales poseen una potencia individual de 0,470 kW. Por otro lado, se decidió diseñar una interconexión de los módulos que se encuentran distribuidos en la cubierta de los edificios 01, 02 y 03, por lo que se necesitó solo un inversor del fabricante Canadian Solar de 40 kW.

IV.2.3. Conexión del sistema fotovoltaico de 45 kWp

Con respecto a la conexión del sistema fotovoltaico en estudio, el inversor utilizado posee 4 seguidores del punto de máxima potencia. Esta vez se decidió conectar cada MPPT del inversor de la forma recomendada por el software PVSOL, por lo que al MPPT1 se le conectó un string de 28 módulos, al MPPT2 se le conectó otro string de 28 módulos, al MPPT3 un string de 12 módulos y, por último, al MPPT4 se le conectó un string de 16 módulos. La figura IV.11 muestra la leyenda de los elementos que se encuentran en el esquema de la figura IV.12.

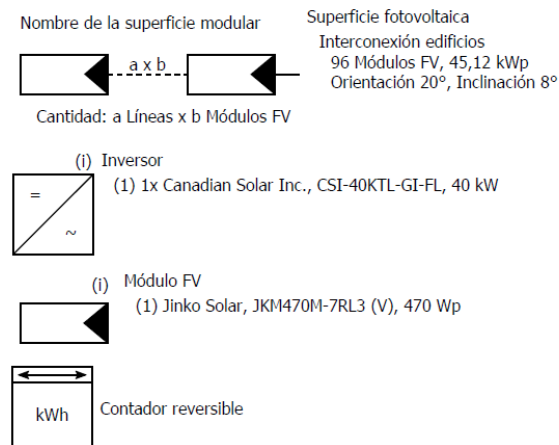


Figura IV.11. Leyenda del esquema general del sistema fotovoltaico de 45 kWp.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

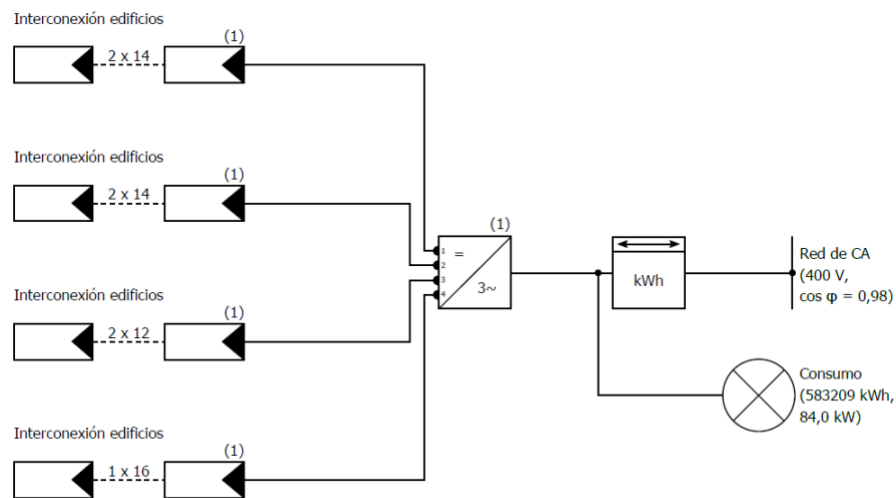


Figura IV.12. Esquema general del sistema fotovoltaico de 45 kWp.

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

IV.2.4. Resultados de generación del escenario N°2.

Luego de simular el sistema fotovoltaico de 45 kWp, el software proporcionó una serie de datos acerca de la generación de energía limpia, entre ellos se tiene que la producción fotovoltaica asciende a un total de 75.716 kWh. Dicha energía va en dirección al consumo propio del edificio, por lo que no existen excedentes para ser inyectados a la red eléctrica. Esta energía generada cubre el 13 % del consumo eléctrico anual del edificio. Además, este sistema fotovoltaico reduce la emisión de 35,584 toneladas por año de dióxido de carbono emitidas al ambiente, lo cual implica un aporte en la disminución de la huella de carbono del Hospital. Por cada kWp de potencia instalada se generan alrededor de 1.677,99 kWh. Mientras que el coeficiente de rendimiento alcanza un valor de 91,1 %. La tabla IV.5 muestra los resultados de generación del escenario N°2. Por otro lado, la figura IV.13 muestra la energía en kWh que genera el sistema fotovoltaico durante un año.

Tabla IV.6. Resultados de generación escenario N°2.

Resultado	Valor	Unidad
Potencia instalada	45	kWp
Energía generada	75.716	kWh
Fracción de cobertura solar	13,0	%
Fracción de consumo propio	100	%
Coeficiente de Rendimiento	91,1	%
Rendimiento anual	1.677,99	kWh/kWp
Emisiones CO₂ evitadas	35,584	Toneladas/año

Fuente: Elaboración propia en base a PVSOL.

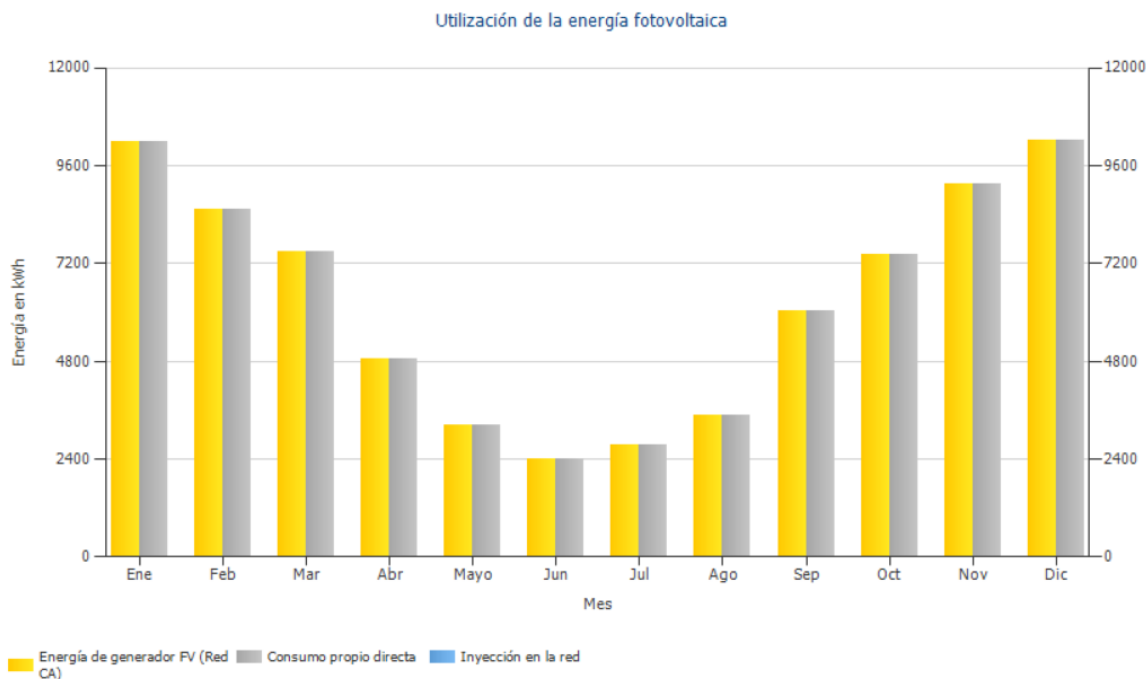


Figura IV.14. Utilización de la energía generada en kWh mes a mes del sistema fotovoltaico de 45 kWp.

Fuente: Resultados de la simulación mediante el software PVSOL.

Capítulo V. Evaluación económica

Entre las consideraciones generales de los flujos de caja para la evaluación económica de los sistemas fotovoltaicos estudiados, se tiene:

- El periodo de tiempo estimado para la evaluación de proyectos fotovoltaicos es entre 20 y 25 años. Para este estudio se consideró un horizonte de tiempo de 20 años debido a que es un periodo acorde a la vida útil de los módulos fotovoltaicos y es un valor típico entre otros proyectos en los que involucra sistemas fotovoltaicos.
- Se determinó considerar una tasa de descuento del 10 % debido a que es un valor que se usa en Chile para evaluaciones costo – beneficio del sector eléctrico y lo recomendado por la Agencia Internacional de Energía para la evaluación de proyectos fotovoltaicos.
- Los ingresos anuales del proyecto correspondieron a los ahorros estimados por concepto de producción fotovoltaica, por lo que se asumieron como una ganancia solo para efectos de flujo de caja.
- El costo total de la instalación (inversión inicial), correspondió al primer egreso del proyecto, luego, desde el año 1 en adelante se consideró egresos de un 1,5 % del costo total de la inversión por concepto de mantenimiento en cada escenario.

V.1. Criterios de evaluación económica

La evaluación económica de los escenarios descritos en el presente estudio se basó en el uso de criterios de evaluación de proyectos que permitieron medir la rentabilidad de cada sistema fotovoltaico. A continuación, se describen los que fueron utilizados.

V.1.1. Valor Actual Neto (VAN)

El primer criterio de evaluación correspondió al VAN, como criterio representa una medida de valor, es decir, cuando se calcula el VAN de un proyecto, se busca determinar cuánto valor o desvalor generaría un proyecto para un inversionista en el caso de ser aceptado. Este criterio plantea que un proyecto debe ser aceptado si su valor actual neto es mayor o igual a cero, entendiendo que el VAN es la diferencia entre todos los ingresos y egresos expresados en una moneda actual.

Matemáticamente, el VAN se calcula a partir de lo que se muestra en la figura V.1.

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

Figura V.1. Expresión matemática para el cálculo del VAN.

Fuente: www.sapag.cl.

En la figura V.1 “Yt” representa el flujo de ingresos del proyecto, “Et” representa el flujo de egresos del proyecto en cada periodo “t”, “Io” es la inversión inicial, “n” es el número de periodos y por último “i” es la tasa de descuento exigida para la inversión.

El valor resultante del cálculo del VAN puede ser un valor positivo, cero o negativo, esto implica que cada resultado determina una decisión para el inversionista o empresa que lleva a cabo el proyecto.

- Si el VAN es mayor a cero, la inversión produciría ganancias, esto implica que el proyecto puede aceptarse.
- Si el VAN es menor a cero, la inversión produciría pérdidas, esto implica que el proyecto debe rechazarse.
- Si el VAN es igual a cero, la inversión no produciría pérdidas ni ganancias, esto implica que el proyecto produce la renta justa que el inversionista exige a la inversión.

V.1.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

El segundo criterio de evaluación consistió en el análisis de la tasa interna de retorno (TIR), este criterio evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período, en donde todos los beneficios actualizados son iguales a los desembolsos expresados en moneda actual, dicho en otras palabras, es la tasa de descuento a la que el valor actual neto de una inversión es igual a cero. Esta tasa debe ser mayor a la tasa mínima de rendimiento exigida al proyecto de inversión. Se interpreta además como la tasa máxima de rendimiento que produce una alternativa de inversión dados ciertos flujos de efectivo.

La tasa interna de retorno se calcula a partir de la expresión mostrada en la figura V.2.

$$\sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Figura V.2. Expresión matemática para el cálculo de la TIR.

Fuente: www.sapag.cl.

En la figura V.2 se aprecia que este criterio es equivalente a hacer el VAN igual a cero y determinar la tasa que le permite al flujo actualizado ser cero, donde “BNt” representa el beneficio neto del flujo en el periodo “t”.

En este criterio, el resultado de la TIR se debe comparar con la tasa mínima aceptable del proyecto, la cual se definió por “Z”.

- Si la TIR es mayor a Z, entonces se acepta la inversión, es decir, si el rendimiento de la empresa es mayor que el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable.
- Si la TIR es menor a Z, entonces la inversión en el proyecto no rinde lo mínimo establecido, por lo que no se recomienda realizar el proyecto.
- Si la TIR es igual a Z, entonces es indiferente realizar el proyecto, esto quiere decir que el proyecto rinde exactamente lo requerido. En este caso, la inversión puede llevarse a cabo en caso de no haber alternativas.

V.1.3. Periodo de Recuperación (PR)

El tercer criterio de evaluación correspondió al Periodo de Recuperación o payback (PR), criterio que permite determinar el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial el cual se compara con el número de periodos aceptables por la empresa.

V.1.4. Razón Beneficio – Costo (RBC)

El cuarto criterio de evaluación fue el método Razón Beneficio – Costo (RBC), el cual consiste en dividir la sumatoria de los costos del proyecto sobre la sumatoria de los beneficios económicos que se van a obtener expresados en valor presente. Por otra parte, este indicador mide la cantidad de los flujos netos de efectivo que se obtienen después de que se recupera la tasa de interés exigida por el proyecto. La expresión que permite calcular la RBC se muestra en la figura VI.3.

$$RBC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Figura V.3. Expresión matemática para el cálculo de la RBC.

Fuente: www.sabag.cl.

- Si la RBC es mayor a uno, se acepta el proyecto.
- Si la RBC es menor a uno, se rechaza el proyecto.
- Si la RBC es igual a 1, la decisión de invertir es indiferente.

V.2. Evaluación económica del escenario N°1

V.2.1. Estimación de costos del escenario N°1

Los costos totales, costos de los materiales eléctricos y de montaje, costos de los equipos y costo de la mano de obra y logística (instalación) fueron estimados a partir de la información publicada por NAMA Chile en su documento llamado “Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile” el cual proporciona un indicador de los precios de sistemas fotovoltaicos llave en mano según el rango de potencia instalada durante el año 2020. Entendiendo que los proyectos “llave en mano” corresponden a aquellos proyectos que se encuentran instalados y listos para ser conectados a la red. En este documento se utilizaron 7 rangos de potencia instalada para los cuales se determinó que dentro de ellos no existe una variación considerable de precios por cada kWp instalado. La tabla V.1 muestra el costo declarado promedio en pesos chilenos de proyectos llave en mano por rango de potencia instalada durante el año 2020 sin impuesto al valor agregado (IVA).

Tabla V.1. Costo promedio de proyectos llave en mano según potencia instalada.

Rangos de potencia	Costo promedio	
	CLP/kWp	USD/kWp
1 a 5	\$ 1.279.367	1.639
5 a 10	\$ 1.151.102	1.475
10 a 30	\$ 1.025.700	1.314
30 a 100	\$ 943.347	1.209
100 a 300	\$ 790.319	1.013
300 a 500	\$ 678.612	869
500 a 1500	\$ 640.645	821

Fuente: Elaboración propia en base a NAMA Chile 2020.

En primer lugar, se determinó el costo de los módulos fotovoltaicos seleccionados sin IVA a partir de diferentes cotizaciones realizadas en la web, en donde se obtuvo un valor promedio de \$119.375. Luego, se calculó el costo total de los 121 módulos fotovoltaicos diseñados para lo cual se obtuvo un valor de \$14.444.375. Según la figura V.4 este monto obtenido representa un 35 % del costo total de la inversión, por lo que usando una aproximación lineal se determinó que el costo total de la inversión asciende a la suma de \$41.269.643. La figura V.4 muestra la distribución de los costos de sistemas fotovoltaicos en USD/kWp durante el año 2020 según su potencia instalada. Es importante destacar que dicha estimación de costos

consideró la tasa de cambio promedio del dólar observado en Chile entre agosto de 2019 y julio de 2020, la cual posee un valor de 780,56 [CLP/USD].

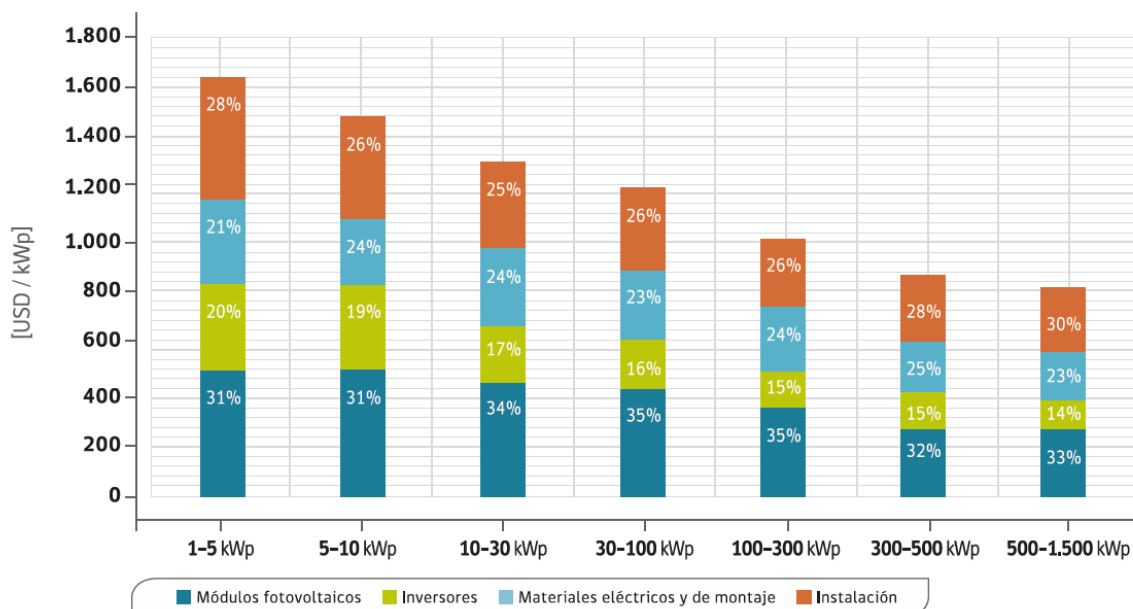


Figura VI.4. Distribución de costos de proyectos FV llave en mano por rangos de potencia 2020.

Fuente: NAMA Chile 2020.

Como la potencia instalada del sistema fotovoltaico del escenario N°1 es de 39 kWp, se utilizó la distribución de costos para potencias entre 30 y 100 kWp. La tabla V.2 reúne las estimaciones de los costos para módulos, inversores, materiales e instalación del proyecto.

Tabla V.2. Estimación de los costos del sistema fotovoltaico de 39 kWp.

Costos	Porcentaje del proyecto	Valor [CLP]
Módulos	35%	\$ 14.444.375
Inversores	16%	\$ 6.603.143
Materiales	23%	\$ 9.492.018
Instalación	26%	\$ 10.730.107
Total	100%	\$ 41.269.643

Fuente: Elaboración propia

V.2.2. Ahorro estimado del escenario N°1

Como se mencionó anteriormente, el sistema fotovoltaico del escenario de operación N°1 fue diseñado con paneles GCL de 325 watts de potencia. La generación de energía limpia que produce este sistema fotovoltaico se ve afectado por diferentes factores a corto y largo plazo, tales como el mantenimiento de los equipos, sombras no consideradas, condiciones climáticas adversas o por la degradación de los módulos fotovoltaicos, la parte más importante del sistema. Según la hoja de datos del panel fotovoltaico, el módulo posee una disminución de 2,5 % en su eficiencia durante el primer año, luego cada año se degrada a una

tasa de 0,7 % llegando a un valor de eficiencia de 80,7% para el vigésimo quinto año. La figura V.5 muestra la degradación que presenta el módulo fotovoltaico en un periodo de veinticinco años.

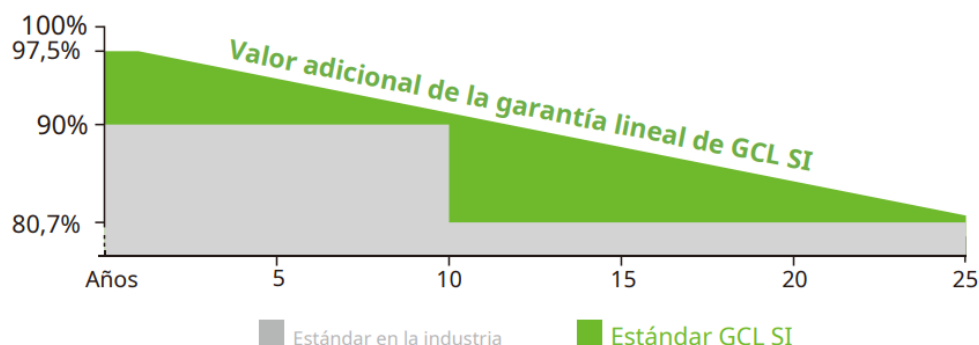


Figura V.5. Degradación de la eficiencia del módulo GCL-P6/72H 325.

Fuente: Hoja de datos del módulo GCL-P6/72H 325.

Conociendo la tasa de degradación que presentan los módulos fotovoltaicos seleccionados, se procedió a calcular el ahorro estimado en millones de pesos que produce la generación de electricidad de este sistema durante la vida útil de los paneles, es decir, un tiempo de 25 años aproximadamente. La tabla V.3 muestra el detalle del ahorro estimado para el sistema fotovoltaico de 39 kWp.

Tabla V.3. Detalles del ahorro estimado que genera la operación del sistema fotovoltaico de 39 kWp.

Año	Eficiencia del módulo [%]	Generación FV [kWh/año]	Costo de la energía [\$/kWh]	Ahorro [\$/año]	Ahorro total
1	97,5	61867,65	\$ 96,335	\$5.960.020,063	\$ 5.960.020,06
2	96,8	61423,47	\$ 96,335	\$5.917.230,175	\$ 11.877.250,24
3	96,1	60979,29	\$ 96,335	\$5.874.440,287	\$ 17.751.690,53
4	95,4	60535,12	\$ 96,335	\$5.831.650,400	\$ 23.583.340,93
5	94,7	60090,94	\$ 96,335	\$5.788.860,512	\$ 29.372.201,44
6	94	59646,76	\$ 96,335	\$5.746.070,625	\$ 35.118.272,06
7	93,3	59202,58	\$ 96,335	\$5.703.280,737	\$ 40.821.552,80
8	92,6	58758,4	\$ 96,335	\$5.660.490,849	\$ 46.482.043,65
9	91,9	58314,23	\$ 96,335	\$5.617.700,962	\$ 52.099.744,61
10	91,2	57870,05	\$ 96,335	\$5.574.911,074	\$ 57.674.655,68
11	90,5	57425,87	\$ 96,335	\$5.532.121,186	\$ 63.206.776,87
12	89,8	56981,69	\$ 96,335	\$5.489.331,299	\$ 68.696.108,17
13	89,1	56537,51	\$ 96,335	\$5.446.541,411	\$ 74.142.649,58
14	88,4	56093,34	\$ 96,335	\$5.403.751,524	\$ 79.546.401,10
15	87,7	55649,16	\$ 96,335	\$5.360.961,636	\$ 84.907.362,74
16	87	55204,98	\$ 96,335	\$5.318.171,748	\$ 90.225.534,49

17	86,3	54760,8	\$ 96,335	\$5.275.381,861	\$ 95.500.916,35
18	85,6	54316,62	\$ 96,335	\$5.232.591,973	\$100.733.508,32
19	84,9	53872,45	\$ 96,335	\$5.189.802,085	\$105.923.310,41
20	84,2	53428,27	\$ 96,335	\$5.147.012,198	\$111.070.322,61
21	83,5	52984,09	\$ 96,335	\$5.104.222,310	\$116.174.544,92
22	82,8	52539,91	\$ 96,335	\$5.061.432,423	\$121.235.977,34
23	82,1	52095,73	\$ 96,335	\$5.018.642,535	\$126.254.619,87
24	81,4	51651,56	\$ 96,335	\$4.975.852,647	\$131.230.472,52
25	80,7	51207,38	\$ 96,335	\$4.933.062,760	\$136.163.535,28

Fuente: Elaboración Propia.

Como se aprecia en la tabla V.3, el cálculo del ahorro estimado involucró factores como la eficiencia del panel, la generación fotovoltaica anual del sistema y el costo de la energía que depende de la empresa distribuidora. De este último se desprenden tres cargos: cargo por servicio público (exento de IVA) de 0,508 \$/kWh, cargo por transporte de electricidad de 20,274 \$/kWh y cargo por energía, el cual tiene un valor de 75,553 \$/kWh. En primer lugar, se calculó una estimación de la generación fotovoltaica durante 25 años, considerando el porcentaje de eficiencia del panel por año. Luego se obtuvo el ahorro multiplicando la generación fotovoltaica en kWh por el costo de la energía en [\$/kWh] dando como resultado un valor de \$5.960.020,06 para el primer año y un ahorro total de \$136.163.535,28.

V.2.3. Flujo de caja escenario N°1

La tabla V.4 presenta los valores resultantes del flujo de caja realizado para el primer escenario de operación. Se logra apreciar que a una tasa de descuento del 10% se obtiene un VAN positivo de \$1.656.459, donde se recupera la inversión inicial de \$41.269.643 en un plazo de 7,95 años transcurridos desde su implementación. La TIR resultó mayor a la tasa de descuento escogida por lo que la inversión es económicamente rentable. Por otro lado, el valor (RBC) arrojó un valor de 1,05 lo cual significa que por cada peso invertido por el inversionista en este proyecto se obtiene una ganancia de 0,05 CLP aproximadamente.

Tabla V.4. Resultados flujo de caja SF 39 kWp.

Ítem	Resultado
Inversión inicial	\$41.269.643
Horizonte de tiempo	20 años
Tasa de descuento	10%
VAN	\$1.656.459
TIR	11%
RBC	1,05
PR	7,95 años

Fuente: Elaboración propia.

V.4. Evaluación económica del escenario N°2

V.4.1. Estimación de costos del escenario N°2

Para la estimación de costos de este sistema, se utilizó el mismo procedimiento que en el escenario anterior. Se calculó el costo total de los 96 módulos fotovoltaicos diseñados, donde se obtuvo un total de \$16.320.000, esto tras haber realizado una serie de cotizaciones en la web. Luego, basándose en la figura V.4 se identificó que esta suma corresponde al 35 % de los costos totales (para potencias entre 30 kWp a 100 kWp). Así, mediante una aproximación lineal se determinó que el costo total estimado del proyecto es de \$46.628.571.

Luego de obtener el costo total del proyecto, se procedió a calcular los costos restantes que se muestran en la tabla V.5.

Tabla V.5. Estimación de los costos del sistema fotovoltaico de 45 kWp.

Costos	Porcentaje del proyecto	Valor [CLP]
Módulos	35%	\$16.320.000
Inversores	16%	\$ 7.460.571
Materiales	23%	\$10.724.571
Instalación	26%	\$12.123.429
Total	100%	\$46.628.571

Fuente: Elaboración propia.

V.4.2. Ahorro estimado del escenario N°2

Tal como indica la tabla V.5, el sistema fotovoltaico de 45 kWp fue diseñado con módulos de la marca Jinko solar, modelo JKM470M-7RL3V de 470 W. Según la hoja de datos del panel fotovoltaico, éste posee una disminución de 2,5 % en su eficiencia durante el primer año, luego cada año se degrada a una tasa de 0,6 % llegando a un valor de eficiencia de 83,1% para el vigésimo quinto año. La figura V.6 muestra la degradación que presenta el módulo fotovoltaico en un periodo de veinticinco años.

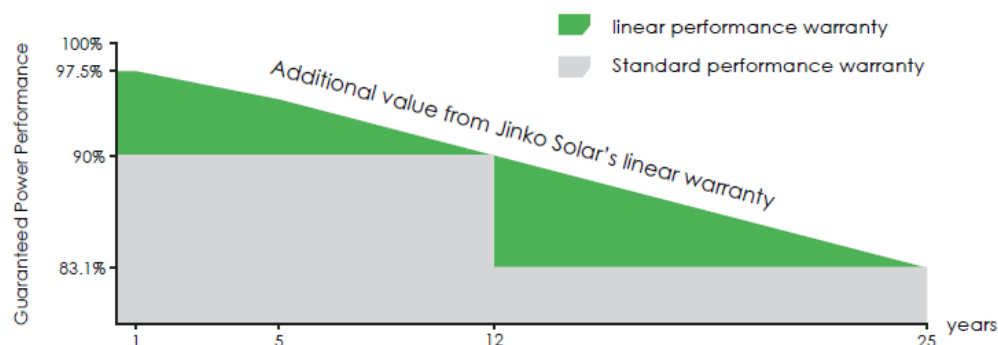


Figura V.6. Degradación de la eficiencia del módulo Jinko Solar JKM470M-7RL3V.

Fuente: Hoja de datos del panel JKM470M-7RL3V.

El ahorro estimado de este sistema fotovoltaico se calculó de la misma forma que en los escenarios anteriores. Se consideró un costo de la energía fijo de \$96,335, la tasa de degradación de los paneles mencionado y la generación fotovoltaica durante 25 años. La tabla V.6 entrega detalles del ahorro estimado para este escenario.

Tabla V.6. Detalles del ahorro estimado que genera la operación del sistema fotovoltaico de 45 kWp.

Año	Eficiencia del módulo [%]	Generación FV [kWh/año]	Costo de la energía [\$/kWh]	Ahorro [\$/año]	Ahorro total [\$]
1	97,5	73823,100	\$ 96,335	\$7.111.748,339	\$ 7.111.748,339
2	96,9	73368,804	\$ 96,335	\$7.067.983,733	\$ 14.179.732,072
3	96,3	72914,508	\$ 96,335	\$7.024.219,128	\$ 21.203.951,200
4	95,7	72460,212	\$ 96,335	\$6.980.454,523	\$ 28.184.405,723
5	95,1	72005,916	\$ 96,335	\$6.936.689,918	\$ 35.121.095,641
6	94,5	71551,620	\$ 96,335	\$6.892.925,313	\$ 42.014.020,954
7	93,9	71097,324	\$ 96,335	\$6.849.160,708	\$ 48.863.181,661
8	93,3	70643,028	\$ 96,335	\$6.805.396,102	\$ 55.668.577,764
9	92,7	70188,732	\$ 96,335	\$6.761.631,497	\$ 62.430.209,261
10	92,1	69734,436	\$ 96,335	\$6.717.866,892	\$ 69.148.076,153
11	91,5	69280,140	\$ 96,335	\$6.674.102,287	\$ 75.822.178,440
12	90,9	68825,844	\$ 96,335	\$6.630.337,682	\$ 82.452.516,121
13	90,3	68371,548	\$ 96,335	\$6.586.573,077	\$ 89.039.089,198
14	89,7	67917,252	\$ 96,335	\$6.542.808,471	\$ 95.581.897,669
15	89,1	67462,956	\$ 96,335	\$6.499.043,866	\$ 102.080.941,536
16	88,5	67008,660	\$ 96,335	\$6.455.279,261	\$ 108.536.220,797
17	87,9	66554,364	\$ 96,335	\$6.411.514,656	\$ 114.947.735,453
18	87,3	66100,068	\$ 96,335	\$6.367.750,051	\$ 121.315.485,504
19	86,7	65645,772	\$ 96,335	\$6.323.985,446	\$ 127.639.470,949
20	86,1	65191,476	\$ 96,335	\$6.280.220,840	\$ 133.919.691,790
21	85,5	64737,180	\$ 96,335	\$6.236.456,235	\$ 140.156.148,025
22	84,9	64282,884	\$ 96,335	\$6.192.691,630	\$ 146.348.839,655
23	84,3	63828,588	\$ 96,335	\$6.148.927,025	\$ 152.497.766,680
24	83,7	63374,292	\$ 96,335	\$6.105.162,420	\$ 158.602.929,100
25	83,1	62919,996	\$ 96,335	\$6.061.397,815	\$ 164.664.326,915

Fuente: Elaboración propia.

V.4.3. Flujo de caja escenario N°2

La tabla V.7 muestra los resultados del flujo de caja realizado para el segundo escenario de operación. Se logra apreciar que a una tasa de descuento del 10% se obtiene un VAN positivo de \$5.030.359, el cual corresponde al valor más alto de los escenarios descritos. El periodo de recuperación para la inversión inicial de \$46.628.5717 es de 7,44 años. En este último caso, la TIR tuvo mayor valor que la tasa de descuento exigida por el proyecto. Por otro lado, el valor (RBC) arrojó un valor de 1,12 lo cual significa que por cada peso invertido por el inversionista en este proyecto se obtiene una ganancia de 0,12 CLP aproximadamente.

Tabla V.7. Resultados flujo de caja SF 45 kWp.

Ítem	Resultado
Inversión inicial	\$46.628.571
Horizonte de tiempo	20 años
Tasa de descuento	10%
VAN	\$5.030.359
TIR	12%
RBC	1,12
PR	7,44 años

Fuente: Elaboración propia.

El presente escenario de operación asociado al diseño del sistema fotovoltaico de una potencia nominal instalada de 45 kWp evaluado bajo diferentes criterios de evaluación económica obtuvo un mayor valor entre los escenarios con respecto al VAN, por lo que el proyecto entrega esa cantidad de remanente sobre lo exigido. Con respecto a la TIR, ésta también posee el mayor valor con respecto a la TIR de los demás sistemas, lo que significa que invertir en este proyecto generaría más valor para el inversionista con respecto al resto de alternativas. Por otra parte, la RBC indica que, por cada peso invertido en el proyecto, se obtiene la mayor ganancia entre las alternativas descritas (0,12 CLP). Mientras que la inversión de mayor valor entre los escenarios estudiados posee el periodo de recuperación menor. Dado lo anterior, el sistema fotovoltaico de 45 kWp es la alternativa más viable y económicamente rentable para este proyecto.

V.5. Variaciones en la evaluación económica

Hasta el momento se han evaluado los escenarios de operación de manera particular considerando la misma tasa de descuento del 10 %, periodos de evaluación de 20 años y costos de la energía en kWh constantes. Sin embargo, al autor de este proyecto le resulta importante estudiar que ocurre en la evaluación económica de los escenarios cuando hipotéticamente existe un aumento de precio en el costo de la energía en kWh. Para analizar lo anterior, se decidió fijar un aumento de 0,5 CLP por año en el costo de la energía [\$/kWh] para los dos escenarios. La tabla V.8 reúne los resultados que se obtuvieron tras modificar el costo de la energía de los flujos de caja para los respectivos escenarios de operación y los resultados que se han obtenido con un costo de la energía constante de 96,335 \$/kWh.

Tabla V.8. Resultados de la evaluación económica considerando costos de la energía variables y fijos.

Escenario 0	Costo de la energía [kWh]							
	Variable				Fijo			
	VAN	TIR	RBC	PR	VAN	TIR	RBC	PR
1	\$3.093.714	11%	1,08	7,79	\$1.656.456	11%	1,04	7,94
2	\$6.765.960	12%	1,16	7,30	\$5.030.359	12%	1,12	7,43

Fuente: Elaboración propia.

Un incremento en el costo de la energía de 0,5 CLP por año en los flujos de caja para la evaluación económica del presente estudio se traduce en un aumento en el valor del VAN para todos los escenarios estudiados, así como también un aumento en la razón beneficio-costo, lo cual implica que por cada peso invertido en el proyecto se obtendrá una mayor ganancia. Por otro lado, la TIR se mantiene para todos los escenarios. Mientras que el periodo de recuperación de la inversión inicial se reduce en todos los escenarios. En síntesis, tras el cambio, los proyectos siguen siendo económicamente rentables.

Tal como se dijo con anterioridad, los flujos de caja consideraron egresos por año del 1,5 % del costo total de la inversión de cada sistema fotovoltaico asociado a los costos por mantención de los equipos y la instalación en general. El autor de este proyecto propone analizar qué ocurre con la evaluación económica en el caso supuesto de que no existan estos egresos anuales ya que se decida por capacitar al personal encargado de mantenimiento del hospital de Laja para la mantención del sistema. La tabla V.9 muestra los resultados de la evaluación económica de los escenarios considerando la no externalización del mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos y costos de la energía variables /fijos.

Tabla V.9. Resultados de la evaluación económica considerando costos de la energía fijo/variable con y sin egresos por mantenimiento.

Escenario de operación	Costo de la energía [\$/kWh]	Egresos anuales por mantenimiento	Criterio de evaluación económica			
			VAN	TIR	PR	RBC
1	Fijo	Si	\$1.656.456	11%	7,94	1,04
		No	\$6.455.010	13%	7,08	1,17
	Variable	Si	\$3.093.714	11%	7,79	1,08
		No	\$7.892.268	13%	6,97	1,21
2	Fijo	Si	\$5.030.359	12%	7,43	1,12
		No	\$10.448.081	14%	6,67	1,25
	Variable	Si	\$6.765.960	12%	7,30	1,16
		No	\$12.183.683	14%	6,58	1,29

Fuente: Elaboración propia

Como se logra apreciar en la tabla V.9 el resultado del VAN experimentó un alza en todos los escenarios considerando tanto costos fijos como variables al no incluir egresos anuales por mantenimiento, lo que en cierta parte es lógico y esperable debido a que corresponden a desembolsos por parte del inversionista que no existirán a lo largo del proyecto, por lo que la ganancia se incrementa y el periodo de recuperación decrece.

Capítulo VI. Gestión de Activos y Sostenibilidad del Proyecto Fotovoltaico

VI.1 Introducción

La instalación de un sistema fotovoltaico en un hospital no debe evaluarse solo como un proyecto de ingeniería ni como una inversión aislada, sino como la incorporación de un **activo estratégico** dentro de la infraestructura hospitalaria. Bajo el enfoque de la **gestión de activos (ISO 55000)**, se requiere administrar este sistema a lo largo de todo su ciclo de vida, asegurando que cumpla los objetivos de eficiencia, sostenibilidad y continuidad del servicio.

VI.2 Enfoque de Ciclo de Vida del Activo

El sistema de 45 kWp tiene una vida útil proyectada de **20–25 años**, con hitos de gestión clave:

- Reemplazo del inversor entre los **10 y 12 años**,
- Degradación natural de módulos cercana a **0,5% anual**,
- Costos de limpieza y revisión periódica (OPEX).

En este marco, el costo inicial (CAPEX = **\$46,6 millones CLP**) debe analizarse junto con los gastos de operación y mantenimiento (O&M). La correcta ejecución de estas actividades permitirá preservar el **VAN positivo de \$5,0 millones CLP** y un **payback de 7,4 años**, valores que se verán directamente afectados si el mantenimiento se descuida.

VI.3 Gestión del Riesgo, Confiabilidad y Mantenimiento Interna

Uno de los riesgos operativos más relevantes es la **pérdida de eficiencia por ensuciamiento y falta de revisión eléctrica**. Diversos estudios muestran que la acumulación de polvo puede reducir la generación entre **5% y 10% anual**.

Aplicando estos valores al sistema de 45 kWp (generación anual de **75.716 kWh**):

- Con un **5% de pérdida**, la generación se reduce en **3.786 kWh/año**, equivalentes a **\$315.000 CLP/año** en ahorros no percibidos.
- Con un **10% de pérdida**, la pérdida puede llegar a **7.571 kWh/año**, equivalentes a **\$630.000 CLP/año**.

En términos financieros:

- Con **10% de pérdida**, el VAN pasa de +\$5,0 millones a casi cero, y el payback se alarga a más de 8 años.
- Con **15% de pérdida**, el VAN se vuelve negativo ($\approx -\$2,7$ millones).

Esto demuestra que **no ejecutar la mantención equivale a destruir la rentabilidad del proyecto**.

Una estrategia viable es que el **propio personal del hospital** asuma las tareas básicas de mantención: limpieza de módulos, inspecciones visuales y revisión de conexiones. Estas actividades son de baja complejidad y, con capacitación inicial, permiten reducir la dependencia de servicios externos especializados y asegurar el rendimiento energético del activo.

VI.4 Indicadores y Gobernanza del Activo

La gestión de un activo no se limita a mantenerlo en operación, sino que requiere establecer **mecanismos de medición, control y gobernanza** que permitan evaluar si el activo cumple efectivamente con los objetivos para los cuales fue incorporado. En el contexto hospitalario, donde la disponibilidad energética es crítica, disponer de **indicadores clave de desempeño (KPIs)** resulta fundamental.

Indicadores propuestos:

1. **Rendimiento específico (kWh/kWp):**
 - Relaciona la energía generada con la potencia instalada.
 - Permite detectar desviaciones respecto al diseño teórico y evaluar el efecto de la mantención.
 - Ejemplo: un valor de referencia esperado es $\approx 1.612 \text{ kWh/kWp-año}$; si el rendimiento cae por debajo de 1.500, se debe programar una intervención.
2. **Índice de disponibilidad (%):**
 - Mide el tiempo que el sistema estuvo operativo respecto al total esperado.
 - En entornos hospitalarios, la disponibilidad objetivo debe ser $\geq 98\%$.
 - Este indicador se complementa con el **MTBF (tiempo medio entre fallas)** y el **MTTR (tiempo medio de reparación)**.
3. **Ahorro energético y financiero acumulado (\$):**
 - Registra el monto que efectivamente se dejó de pagar a la red eléctrica.
 - Este valor permite comparar los resultados reales con las proyecciones de la evaluación económica (VAN, TIR, PR).
4. **Índice de pérdidas evitables (%):**

- Estima la fracción de energía perdida por factores operacionales que podrían haberse mitigado con mantenimiento adecuada (ej. suciedad, conexiones flojas).
- Facilita la justificación económica de la mantenimiento preventiva.

Gobernanza del activo:

La gobernanza implica definir **responsables, procesos y políticas** que aseguren que el sistema fotovoltaico no quede como una instalación aislada, sino integrado a la gestión institucional. En este sentido:

- El sistema debe **incorporarse al inventario de activos hospitalarios**, con un registro de vida útil, mantenimientos realizados y renovaciones planificadas.
- Se recomienda designar un **responsable de operación y mantenimiento (O&M)** dentro del hospital, quien coordine las inspecciones del personal interno y las intervenciones de servicios externos especializados.
- El activo debe formar parte de las **auditorías energéticas periódicas**, vinculando sus resultados con el plan estratégico del hospital.
- Es recomendable implementar un **sistema de monitoreo remoto**, que entregue reportes automáticos de generación, rendimiento y alarmas, facilitando la toma de decisiones basada en datos.
- Finalmente, se debe asegurar que las decisiones sobre renovación tecnológica (por ejemplo, el reemplazo del inversor o la incorporación de almacenamiento en baterías) se realicen bajo un marco de **planificación de ciclo de vida**, en línea con las buenas prácticas de la **ISO 55000**.

VI.5 Valor Estratégico del Activo en el Hospital

El sistema fotovoltaico aporta a la **sostenibilidad institucional** y genera ahorros que pueden reinvertirse en equipamiento clínico y servicios de salud. Gestionado adecuadamente, este activo no solo reduce costos energéticos, sino que también fortalece la **resiliencia del hospital** frente a variaciones de precios de electricidad, promueve una imagen pública sostenible y contribuye a los compromisos del país en energías renovables.

VI.6 Pérdida de Rendimiento Financiero sin Mantenimiento

La importancia de la mantenimiento se justifica con claridad cuando se analiza la pérdida financiera de la instalación en caso de no realizarse.

- Si se mantiene el sistema correctamente, el hospital logra ahorros equivalentes a **\$6,3 millones CLP/año** y un VAN positivo de **\$5,0 millones CLP** a 20 años.

- Sin mantención y con una pérdida de eficiencia del **10%**, esos ahorros se reducen en más de **\$600.000 CLP cada año**, acumulando cerca de **\$12 millones CLP en pérdidas** a lo largo de la vida útil del proyecto.
- Con pérdidas del **15%**, el proyecto deja de ser financieramente viable, transformándose en un activo deficitario.

Por lo tanto, la **mantención no debe verse como un gasto**, sino como una inversión que preserva el valor económico y estratégico del sistema. Capacitar al personal del hospital para asumir estas tareas básicas permite reducir los costos de servicio externo y asegurar que el activo mantenga su rentabilidad y aporte a la misión institucional.

Tablas complementarias

Tabla VI.1 – Escenarios de pérdida de eficiencia y su impacto en la generación

Pérdida eficiencia (%)	Generación anual (kWh)	Ahorro anual (CLP)
0% (mantención adecuada)	75.716	\$6.301.158
5%	71.930	\$5.986.100
10%	68.144	\$5.671.000
15%	64.358	\$5.356.000

Tabla VI.2 – Impacto financiero acumulado a 20 años (sistema 45 kWp)

Escenario	VAN 20 años (10%) Payback [CLP]	(años)	Pérdida acumulada en ahorros (CLP)
0% (mantención adecuada)	\$5.030.359	7,4	0
5% pérdida	\$2.447.413	7,8	\$6.300.000
10% pérdida	-\$135.534	8,2	\$12.600.000
15% pérdida	-\$2.718.481	8,7	\$18.900.000

Tabla VI.3 – Plan de operación y mantención (O&M) sugerido

Actividad	Frecuencia	Responsable sugerido	Impacto esperado
Limpieza de módulos	Trimestral estacional	o Personal hospital capacitado	Evita pérdidas de 5–10% de generación
Inspección visual	Mensual	Personal hospital capacitado	Detecta daños tempranos en módulos/estructura
Revisión eléctrica (aprietes y conexiones)	y Semestral	Técnico hospital / externo	Previene riesgos eléctricos y pérdidas de rendimiento
Monitoreo de inversor	Mensual	Personal hospital capacitado	Acción temprana ante fallas
Termografía	Anual	Servicio externo especializado	Detecta puntos calientes en módulos e inversor
Reemplazo de inversor	10–12 años	Servicio externo especializado	Asegura continuidad y confiabilidad del sistema

VI.7 Conclusión del Capítulo

El análisis realizado en este capítulo demuestra que la **gestión de activos en los servicios hospitalarios** aplicada a un sistema fotovoltaico no es una opción secundaria, sino el factor determinante para garantizar su sostenibilidad técnica y financiera en el tiempo.

Comparando los escenarios, se observa que:

- **Con mantención adecuada realizada por personal propio del hospital**, se preserva la eficiencia de generación, se asegura un **VAN positivo de \$5,0 millones CLP** y un **payback competitivo de 7,4 años**, además de fortalecer la autonomía operativa de la institución.
- **Sin mantención**, en cambio, la pérdida de eficiencia puede superar el 10%, reduciendo los ahorros en más de **\$600.000 CLP cada año** y acumulando pérdidas cercanas a **\$12 millones CLP** en el horizonte de vida útil. En este escenario, el VAN se reduce a valores nulos o negativos, transformando el proyecto en un activo deficitario.

Por tanto, la **decisión estratégica de capacitar al personal interno** para asumir tareas básicas de limpieza y revisión no solo disminuye los costos de servicios externos, sino que constituye la medida más eficiente para preservar el valor del activo, asegurar el cumplimiento de los objetivos institucionales y sostener el impacto positivo del sistema fotovoltaico en la misión hospitalaria.

Conclusiones y Comentarios

En la actualidad, el ser humano se encuentra cada vez más consiente sobre la necesidad de cuidar el planeta. El uso eficiente de los recursos, la búsqueda imperativa de encontrar nuevas formas de generación de electricidad que no dependan de combustibles fósiles y el desarrollo sustentable engloba el conjunto de acciones que forma parte de entidades gubernamentales a nivel mundial. Chile no es la excepción ya que ha implementado diversos planes y leyes que buscan diversificar y ampliar el uso de las energías renovables no convencionales en su matriz energética.

La ley 20.571 garantiza el derecho a clientes regulados de las empresas distribuidoras a generar su propia energía eléctrica, autoconsumirla y vender sus excedentes a la empresa de distribución correspondiente a través de la red de distribución a un precio regulado con la condición de que dicha instalación no supere una capacidad instalada de 300 kW.

El estudio realizado propone, analiza y evalúa tanto económicamente como técnicamente dos alternativas que consisten en dos diferentes sistemas fotovoltaicos On-Grid. Estos sistemas permiten generar electricidad y suministrar un porcentaje del consumo eléctrico anual del edificio. Los escenarios de operación N°1 y N°2 se encuentran relacionados a los sistemas fotovoltaicos que fueron dimensionados a través del software PVSOL que cuentan con una potencia instalada nominal de 39 y 45 kWp. Estos sistemas contribuyen en 10,9% y 13% respectivamente.

Económicamente los dos escenarios estudiados presentan valores actuales netos positivos, tasas internas de retorno mayores a la tasa de descuento exigida y periodos de recuperación en promedio de 7,8 años, por lo que todos los proyectos resultan ser viables. Sin embargo, como se trata de proyectos mutuamente excluyentes se debe seleccionar el que posee el mayor VAN, por lo tanto, la alternativa que se recomienda es el diseño de un sistema fotovoltaico On-Grid de potencia instalada de 45 kWp que tiene un costo total estimado de \$46.628.571. Este sistema posee un VAN de \$5.030.359, esto quiere decir, que en un horizonte de tiempo de 20 años evaluado a una tasa de descuento del 10%, este proyecto generaría esa cantidad de excedente sobre lo exigido. En cuanto al valor que se obtiene al calcular la RBC, por cada peso invertido en este proyecto, se estima una ganancia de 0,12 pesos.

Técnicamente el sistema recomendado consta de 96 módulos fotovoltaicos de una potencia de 470 W marca Jinko Solar, modelo JKM470M-7RL3V montados de forma paralela al techo, es decir, con una inclinación de 8,5 ° y azimut 20°. El sistema es diseñado para operar bajo un inversor del fabricante Canadian Solar modelo CSI-40KTL-GI-FL que posee una potencia de 40 kW y una eficiencia máxima de 98,8 %. Ambas marcas y modelos de los componentes utilizados forman parte del listado de productos autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, lo cual garantiza el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad por dicha entidad para el dimensionamiento de instalaciones de generación eléctrica.

Los resultados que fueron obtenidos tras modelar y simular el escenario N°2 a partir del software PVSOL indican que el sistema recomendado genera cerca de 75.716 kWh al año. Posee un rendimiento anual de 1.677,99 kWh/kWp y alcanza un coeficiente de rendimiento de 91,1 % lo cual es bastante bueno, por tanto, llevar a cabo este proyecto contribuye en la descarbonización del país ya que reduce la emisión de gases contaminantes al ambiente como el dióxido de carbono en 35,6 toneladas al año.

Por otro lado, técnicamente no es posible inyectar excedentes a la red de distribución en los sistemas fotovoltaicos diseñados, por lo que se refuta el objetivo principal de generar ingresos por venta de energía. Lo anterior se debe fundamentalmente al alto consumo eléctrico anual que presentan las instalaciones del Hospital de Laja. Un ejemplo de ello es lo que ocurre durante el mes de diciembre, mes donde se genera la mayor cantidad de energía en el año. El consumo eléctrico del edificio es de 52.100 kWh y el sistema fotovoltaico genera cerca de 10.222 kWh, es decir, el sistema fotovoltaico de 45 kWh recomendado solo logra contribuir la quinta parte del consumo en el mes que se genera la mayor cantidad de kWh en el año.

Como trabajo futuro, se propone analizar el diseño del sistema fotovoltaico considerando otras áreas disponibles, tal como lo es el estacionamiento vehicular que se encuentra al costado sur y norte del edificio principal. Así como también se propone realizar la respectiva ingeniería de detalle del sistema fotovoltaico recomendado.

Finalmente, se cumplen los objetivos planteados al inicio del presente proyecto de tesis.

Referencias

- Almarza, D., Olavarria, V., Remler, S., Silva M. (2020). *Guía de sistemas fotovoltaicos para empresas e industrias*. Ministerio de Energía de Chile.
- Baca Urbina, G. (2010). *Evaluación de Proyectos*. Editorial McGraw Hill.
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile / BCN (s.f.). *Juan lobos Krause Reseñas biográficas parlamentarias*. <https://www.bcn.cl/historiapolitica>.
- Chambi L., Virginia. (2018). *Estudio y análisis de la actividad solar, radiación solar global y radiación UV en la ciudad de Arequipa*. Perú. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. Tesis de pregrado.
- Comisión Nacional de Riego. (2018). *Manual de inspección y revisión de sistemas fotovoltaicos*. Ministerio de Energía de Chile.
- Departamento de Apoyo y Control de Gestión (2020). *Informe de Gestión del Servicio de Salud Biobío 2020*. Ministerio de Salud de Chile.
- División de Energías Sostenibles. (2019). *Programa de capacitación en energía solar fotovoltaica para liceos de educación media técnico profesional*. Ministerio de Energía de Chile.
- Enero S., Felipe. (2016). *Diseño e implementación de un sistema híbrido PV-MCI-Batería para la realización de ensayos en laboratorio de energías (LER) USM*. Valparaíso. Universidad Técnica Federico Santa María. Memoria de pregrado.
- Gonzales Zamora, V. (s.f.). *Diferencias entre el sistema on grid y sistema off grid para la generación de energía*. Ministerio de la Producción, Perú.
- Hospital de Laja. (s.f.). *Reglamento Interno Hospital de la Familia y la Comunidad de Laja*. <https://ssbiobio.co.cl>.
- Masters, G. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. www.a-ghadimi.com.
- Mete, M. (2014). *Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión*. http://www.scielo.org.bo/pdf/rfer/v7n7/v7n7_a06.pdf.
- Ministerio de Energía. (2022). *Transición Energética de Chile Política Energética Nacional*. Ministerio de Energía de Chile.
- Morales Castro, J., Morales Castro, A. (2009). *Proyectos de inversión, evaluación y formulación*. Editorial McGraw-Hill.
- NAMA Chile (2020). *Índice de precios de sistemas fotovoltaicos (FV), conectados a la red de distribución comercializados en Chile*. Programa de energías renovables y eficiencia energética en Chile.
- NAMA Chile (2020). *Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile*. Ministerio de Energía de Chile.

Anexo A. Hoja técnica módulo fotovoltaico sistema 45 kWp

www.jinkosolar.com

Jinko Solar
Building Your Trust in Solar

Tiger Mono-facial

450-470 Watt

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product

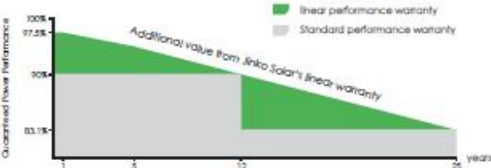



KEY FEATURES

- TR technology + Half Cell**
TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 20.93%)
- 9BB instead of 5BB**
9BB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- Higher lifetime Power Yield**
2.5% first year degradation,
0.6% linear degradation
- Best Warranty**
12 year product warranty,
25 year linear power warranty
- Avoid debris, cracks and broken gate risk effectively**
9BB technology using circular ribbon that could avoid debris, cracks and broken gate risk effectively
- Severe Weather Resilience**
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

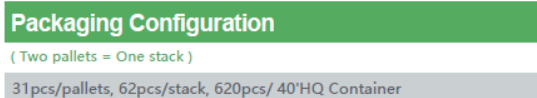
12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty
0.6% Annual Degradation Over 25 years









Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2182x1029x35mm (85.91x40.51x1.38 inch)
Weight	25.0 kg (55.12 lbs)
Front Glass	3.2mm,Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 290mm , (-): 145 mm or Customized Length

Module Type	JKM450M-7RL3		JKM455M-7RL3		JKM460M-7RL3		JKM465M-7RL3		JKM470M-7RL3	
	JKM450M-7RL3-V		JKM455M-7RL3-V		JKM460M-7RL3-V		JKM465M-7RL3-V		JKM470M-7RL3-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp	465Wp	346Wp	470Wp	350Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.86V	39.20V	42.97V	39.32V	43.08V	39.43V	43.18V	39.58V	43.28V	39.69V
Maximum Power Current (Imp)	10.50A	8.54A	10.59A	8.61A	10.68A	8.68A	10.77A	8.74A	10.86A	8.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.50V	48.61V	51.60V	48.70V	51.70V	48.80V	51.92V	49.01V	52.14V	49.21V
Short-circuit Current (Isc)	11.32A	9.14A	11.41A	9.22A	11.50A	9.29A	11.59A	9.36A	11.68A	9.43A
Module Efficiency STC (%)	20.04%		20.26%		20.49%		20.71%		20.93%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Anexo B. Hoja técnica inversor sistema 45 kWp



INVERSOR TRIFÁSICO DE STRING DE 20-50 KW

CSI-20KTL-GI-FL | CSI-25KTL-GI-FL
CSI-30KTL-GI-FL | CSI-40KTL-GI-FL
CSI-50KTL-GI

Los inversores de string de Canadian Solar conectados a la red sin transformador ayudan a acelerar la adopción de arquitectura en string trifásica en pequeños sistemas instalados en el suelo y techos comerciales. Estos inversores aprobados por NRTL son una alternativa rentable a los inversores centrales; se trata de componentes de diseño modular que entregan alto rendimiento y permiten reducir significativamente el costo del BOS. Ofrecen eficiencia de conversión de hasta el 98,8%, un amplio rango de operación de 200 a 800 V_{cc} y cuatro MPPT para maximizar la recolección de energía.



20-30 kW

40-50 kW

5 años

Garantía estándar, extensión hasta 20 años

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Eficiencia máxima de 98,6%, Eficiencia IEC máxima de 98,3%
- 4 MPPT para una eficiencia de sistema más elevada
- Diseño sin transformador
- La elevada frecuencia de conmutación y MPPT ultrarrápidos (<5 s) aseguran un máximo de eficiencia en un amplio rango de carga.

ALTA CONFIABILIDAD

- Diseño térmico y enfriamiento por convección avanzados
- Protección contra sobreintensidad y sobretensión
- Protección contra polaridad invertida de CC y cortocircuito de CA

DATOS TÉCNICOS/SISTEMA					
NOMBRE DEL MODELO	CSI-20KTL-GI-FL	CSI-25KTL-GI-FL	CSI-30KTL-GI-FL	CSI-40KTL-GI-FL	CSI-50KTL-GI
ENTRADA DE CC					
Potencia fotovoltaica máx.	30 kW (13,5 kW/MPPT)	37,5 kW (13,5 kW/MPPT)	45 kW (13,5 kW/MPPT)	60 kW (16 kW/MPPT)	75 kW (22,5 kW/MPPT)
Tensión de entrada de CC máx.	1000 V _{CC}				
Rango de tensión de operación de entrada CC	200 a 800 V _{CC}				
Tensión/potencia de entrada de arranque CC	350 V				
Número de MPPT	4				
Rango de tensión de MPPT	278 - 800 V _{CC}	347 - 800 V _{CC}	417 - 800 V _{CC}	454 - 850 V _{CC}	439 - 850 V _{CC}
Corriente de operación (Imp)	72 A (18 A por MPPT)			88 A (22 A por MPPT)	114 A (28,5 A por MPPT)
Corriente de entrada máx. (Isc)	112,4 A (28,1 A por MPPT)			137,2 A (34,3 A por MPPT)	178 A (44,5 A por MPPT)
Número de entradas CC	8 (2 por MPPT)				12 (3 por MPPT)
Tipo de desconexión CC	Interruptor de carga CC nominal				
SALIDA DE CA					
Potencia de salida nominal CA	20 kW	25 kW	30 kW	40 kW	50 kW
Máx. potencia de salida CA	22 kW	27,5 kW	33 kW	44 kW	55 kW
Tensión nominal de salida	380/400 V _{CA}				
Rango de tensión de salida*	304 - 460 V _{CA}				
Tipo de conexión a la red	3 Φ/PE				
Corriente de salida de CA nominal a 480 V CA	30,3/28,7 A	37,9/36,1 A	45,5/43,3 A	60,8/58 A	76/72,2 A
Frecuencia nominal de salida	50/60 Hz				
Rango de frecuencia de salida*	47-52/57-62 Hz				
Factor de potencia	1 predeterminado (±0,8 ajustable)				
Distorsión de armónica total de corriente	< 3%				
SISTEMA					
Topología	Sin transformador				
Eficiencia máx.	98,6%			98,8%	98,8%
Eficiencia CEC	98,3%			98,4%	98,4%
Consumo nocturno	< 1 W				
MEDIO AMBIENTE					
Nivel de protección	IP65				
Enfriamiento	Enfriamiento por convección natural			Enfriamiento redundante Inteligente	
Rango de temperatura de operación	-25 °C a +60 °C				
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °F a +158 °F / -40 °C a +70 °C				
Humedad de operación	0 - 100% condensación				
Altitud de operación	4000 m				
Ruido	<30 dBA @ 1 m			<60 dBA @ 1 m	
PANTALLA Y COMUNICACIÓN					
Pantalla	LCD + LED				
Comunicaciones	Norma: RS485 (Modbus)				
DATOS MECÁNICOS					
Dimensiones (L / A / P)	530 × 700 × 356,5 mm				
Peso	58,2 kg			61 kg	63 kg
Ángulo de instalación	90 grados con respecto a la horizontal				
Entradas de CC	Compatibles con MC4				
SEGURIDAD					
Norma de seguridad y compatibilidad electromagnética	IEC62109-1/-2, AS3100, EN61000-6-1, EN61000-6-3, NB/T 32004				
Norma de red	EN50438, GS9/3, AS4777, VDE0126-1-1, IEC61727				
Características de red Inteligente	Mantenimiento de conexión en caso de fallas de voltaje o frecuencia, arranque suave, Volt-Var, Frequency-Watt, Volt-Watt				

*El rango de tensión de salida y el rango de frecuencia de salida pueden variar según la norma de red específica.