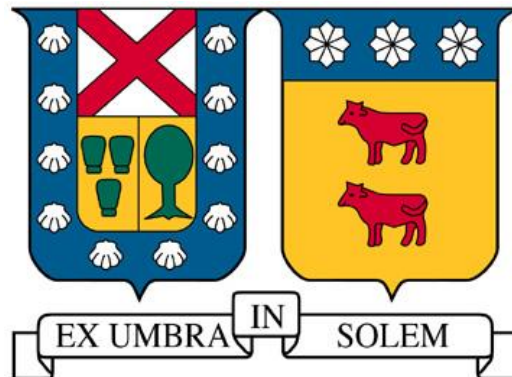


UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO – CHILE



“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN EL SISTEMA DE CLIMATIZACIÓN
DEL HOSPITAL MILITAR DE SANTIAGO”

CARLOS JOSÉ RIVERA CASTILLO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUIA : SR. WERNER KRISTJANPOLLER R.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. RODOLFO SALAZAR A.

JULIO 2017

Agradecimientos

A mis amores Saida, Gabriel y Saidita, por su apoyo y paciencia durante este proceso.

A Juan Pablo Oyanedel por su generosa colaboración.

A mis padres por su amor incondicional y empuje para conseguir este objetivo.

A mis profesores por sus orientaciones y apoyo.

INDICE

1. RESUMEN.....	1
2. OBJETIVOS.....	2
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	2
3. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	3
3.1 INFORMACIÓN SOBRE EL HOSPITAL MILITAR DE SANTIAGO.....	3
3.2 ORIGEN DEL PROYECTO.....	4
4. ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.	7
4.1 CONCEPTOS FOTOVOLTAICOS.....	7
4.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA Y PANEL FOTOVOLTAICO.....	8
4.2.1 CELDA FOTOVOLTAICA.....	8
4.2.2 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS.....	10
4.2.3 PANEL FOTOVOLTAICO.	11
4.3 TIPOLOGÍAS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.	21
4.3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS.....	21
4.3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.	22
4.3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS.....	23
4.4 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	25
4.4.1 PANELES FOTOVOLTAICOS.	25
4.4.2 INVERSOR.....	25
4.4.3 MEDIDOR DE ENERGÍA.	26
5. ESCENARIO ACTUAL DEL PAÍS.....	27
5.1 LEGISLACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC) EN CHILE.	27
5.2 INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS EN BASE A ERNC. 28	
6. ESTUDIO TÉCNICO.	30
6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	30
6.2 CONCEPTOS SOLARES.	34
6.2.1 RADIACIÓN SOLAR.	34
6.2.2 PRINCIPALES VARIABLES UTILIZADAS EN LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.	36
6.2.3 INFORMACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR EN SANTIAGO.	38
6.2.4 INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.	38

6.2.5	AZIMUT.	39
6.3	DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS.	39
6.3.1	CONSUMO DE ENERGÍA.	39
6.3.2	SUPERFICIE DISPONIBLE.	40
6.3.3	DIMENSIONAMIENTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.	41
6.3.4	DIMENSIONAMIENTO DE INVERSOR.....	42
6.3.5	CABLEADO DE LA INSTALACIÓN	43
6.3.6	DISPOSICIÓN Y CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.	44
6.3.7	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA.	45
6.4	ELEMENTOS COMPLEMENTARIOS PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	47
6.4.1	MEDIDORES DE ENERGÍA.....	47
6.4.2	PROTECCIONES.	48
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	49
7.1	ANÁLISIS FODA.	49
7.2	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, AHORROS Y COSTOS.	50
7.3	PRESUPUESTO DE EQUIPAMIENTO.	50
7.3.1	EQUIPAMIENTO.....	51
7.3.2	AHORROS (INGRESOS) Y COSTOS OPERATIVOS	51
7.3.3	INCENTIVOS	52
7.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA.	53
7.5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.	55
7.5.1	VARIACIÓN COSTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.	56
7.5.2	VARIACIÓN COSTO DE LA ENERGÍA.	58
7.5.3	VARIACIÓN TASA DE DESCUENTO.....	60
8.	CONCLUSIONES.....	62
9.	REFERENCIAS.	65
10.	ANEXOS.	67
10.1	EVOLUCIÓN COSTO DE LA ENERGÍA EN EL HMS.	67
10.2	CUADRO DE DEMANDA DE ENERGÍA DEL HMS.	68
10.3	CUADRO DE BOMBAS RECIRCULADORAS DE CLIMATIZACIÓN DEL HMS.	69
10.4	SIMULACIÓN PVSYST.	70
10.5	PANELES FOTOVOLTAICOS.	73
10.6	INVERSOR.	75
10.7	SIMULACIÓN CRÉDITO A 20 AÑOS POR 25% DE INVERSIÓN INICIAL.	79
10.8	SIMULACIÓN CRÉDITO A 20 AÑOS POR 50% DE INVERSIÓN INICIAL.	80
10.9	SIMULACIÓN CRÉDITO A 20 AÑOS POR 75% DE INVERSIÓN INICIAL.	81
10.10	SIMULACIÓN CRÉDITO A 20 AÑOS POR 90% DE INVERSIÓN INICIAL.	82

10.11	DOCUMENTO SII DE EXENCIÓN DE IMPUESTO DE PRIMERA CATEGORÍA DEL HOSPITAL MILITAR DE SANTIAGO.	83
10.12	FLUJO DE CAJA PROYECTO PURO SIN FINANCIAMIENTO Y SIN INCENTIVO.	84
10.13	FLUJO DE CAJA PROYECTO CON 50% DE INCENTIVO, SIN FINANCIAMIENTO.....	85
10.14	FLUJO DE CAJA PROYECTO CON 25% DE FINANCIAMIENTO.	86
10.15	FLUJO DE CAJA PROYECTO CON 50% DE FINANCIAMIENTO.	87
10.16	FLUJO DE CAJA PROYECTO CON 75% DE FINANCIAMIENTO.	88
10.17	FLUJO DE CAJA PROYECTO CON 90% DE FINANCIAMIENTO.	89

INDICE DE TABLAS

TABLA 1: INCENTIVOS (FUENTE: CER)	29
TABLA 2: BOMBAS RECIRCULADORAS DE CLIMATIZACIÓN. (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).	30
TABLA 3: RADIACIÓN MENSUAL. (FUENTE: FCFM, GEOFÍSICA U. CHILE, ELABORACIÓN PROPIA)	38
TABLA 4: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y APOORTE DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).....	45
TABLA 5: RENDIMIENTO Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).....	47
TABLA 6: INVERSIÓN INICIAL (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).....	51
TABLA 7: AHORROS Y COSTOS (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)	52
TABLA 8: INCENTIVOS (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).....	53
TABLA 9: RESULTADOS ANÁLISIS FINANCIERO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).....	54

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: CELDA FOTOVOLTAICA	8
FIGURA 2: CONVERSIÓN DE ENERGÍA SOLAR A ENERGÍA ELÉCTRICA	9
FIGURA 3: PANEL FOTOVOLTAICO Y SU FUNCIONAMIENTO.	12
FIGURA 4: DETALLE CONSTRUCTIVO PANEL FOTOVOLTAICO.	13
FIGURA 5: CELDA, MÓDULO, PANEL Y GENERADOR FOTOVOLTAICO.	13
FIGURA 6: ÁNGULOS DE UBICACIÓN DEL SOL	15
FIGURA 7: CURVAS CARACTERÍSTICAS DE UN PANEL FOTOVOLTAICO.....	15
FIGURA 8: EFECTO DE LA TEMPERATURA EN UN PANEL FOTOVOLTAICO.	17
FIGURA 9: CURVAS V-I PARA DISTINTOS VALORES DE RADIACIÓN.	18
FIGURA 10: SOMBRA SOBRE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	20
FIGURA 11: SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.	22
FIGURA 12: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA.	23

FIGURA 13: SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO.	24
FIGURA 14: TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR.	36
FIGURA 15: GRÁFICO CÁLCULO HORAS SOLAR PEACK.....	37
FIGURA 16: PLANTA DE CUBIERTA EDIFICIO A. (FUENTE: GOOGLE EARTH)	40
FIGURA 17: DISPOSICIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTA EDIFICIO A. (FUENTE: GOOGLE EARTH Y ELABORACIÓN PROPIA)	44

INDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1: PRODUCCIÓN MENSUAL ESTIMADA DE ENERGÍA POR AÑO	46
GRÁFICO 2: VARIACIÓN COSTO PANELES FOTOVOLTAICOS V/S VAN Y TIR	56
GRÁFICO 3: VARIACIÓN COSTO PANELES FOTOVOLTAICOS V/S PAYBACK	57
GRÁFICO 4: VARIACIÓN COSTO ENERGÍA V/S VAN Y TIR	59
GRÁFICO 5: VARIACIÓN COSTO ENERGÍA V/S PAYBACK	60
GRÁFICO 6: VARIACIÓN TASA DE DESCUENTO V/S VAN.....	61

INDICE DE FOTOGRAFÍAS

FOTOGRAFÍA 1: MULTÍMETRO	31
FOTOGRAFÍA 2: BOMBAS DE CLIMATIZACIÓN.	32
FOTOGRAFÍA 3: BOMBAS DE CLIMATIZACIÓN.	33
FOTOGRAFÍA 4: BOMBAS DE CLIMATIZACIÓN.	33

1. RESUMEN

El sostenido aumento de los costos de la energía ha golpeado fuertemente no sólo a nuestro país, sino a todo el mundo, principalmente debido a que la generación de energía eléctrica está fuertemente asociada a fuentes de energía convencional, como el petróleo diésel, el carbón y el gas natural, los cuales han incrementado sus costos de manera muy importante en estos últimos años.

En ese contexto y dado que en Chile el costo de la energía se encuentra dentro de los más altos de la región y del mundo, el fomento para el uso de las energías renovables no convencionales ha tomado una fuerza muy importante, especialmente en Chile en los últimos 2 años, siendo los sistemas eólicos y solares los que han tenido mayor auge, en particular estos últimos.

En el presente trabajo, se pretende determinar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema de generación fotovoltaico para el Hospital Militar de Santiago, que permita no sólo aportar a la contención de sus gastos en materia de consumo eléctrico, sino también, aportar con un proyecto de eficiencia energética a los objetivos que el Ejército de Chile ha dispuesto para sus unidades y también a la meta que el Ministerio de Energía ha definido en el largo plazo, cual es, que en el año 2025, el 20% de la energía generada en el país, provenga de fuentes ERNC (Energías Renovables No Convencionales).

2. OBJETIVOS.

2.1 OBJETIVO GENERAL.

Evaluar la viabilidad técnico-económica del uso de generación eléctrica fotovoltaica, mediante el uso de paneles solares, para proporcionar una potencia nominal de 100 kW, que será utilizada en las bombas recirculadoras del sistema de climatización del Hospital Militar de Santiago.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Conocer el principio de funcionamiento de los paneles solares fotovoltaicos y las tendencias de uso actuales.
- Conocer y evaluar las condiciones solares de Santiago para la aplicación de esta tecnología de generación.
- Estudio y levantamiento de información de consumo energético en el Hospital Militar de Santiago.
- Determinar la fracción de energía que aportará la tecnología fotovoltaica en el consumo total.
- Evaluación económica de la implementación de generación fotovoltaica en base a paneles solares.

3. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.

3.1 INFORMACIÓN SOBRE EL HOSPITAL MILITAR DE SANTIAGO.

En el año 1914, el Ejército de Chile, consciente de la necesidad de contar con un organismo capaz de entregar una atención especializada en salud al personal de la institución, dispone la creación de un “Comité Pro Hospital” con la misión de dar forma al proyecto de construcción de un Hospital Militar para Santiago, tarea que demoró 14 años, hasta que en el año 1928 se da inicio a su construcción, proceso que tomó 4 años en materializarse, para ser inaugurado oficialmente en el año 1932, en la actual comuna de Providencia. A partir de esa fecha, e ininterrumpidamente, las instalaciones del hospital fueron creciendo a medida que las necesidades del momento lo ameritaban, muchas veces de manera inorgánica, aprovechando los espacios físicos disponibles. Sin embargo, las cada vez mayores exigencias en materia de salud para cumplir con su labor y la mayor escasez de espacio físico, hacen que en el año 1998, nazca la iniciativa de construir un nuevo hospital, como parte del nuevo Proyecto Integral de Modernización de Salud del Ejército, proceso que luego de 10 años de trabajo en las áreas de estudio, diseño, construcción y habilitación de las nuevas instalaciones, materializó su apertura el 27 de Abril de 2009, en un terreno de 9,9 hectáreas en la comuna de La Reina, contando en la actualidad con una superficie 85.000 m² construidos, divididos en 3 edificios principales: Placa Técnica, Hospitalización y Académico.

3.2 ORIGEN DEL PROYECTO.

En el año 2008, dada la estrechez energética que se vislumbraba en el futuro en Chile, debido a la falta de materialización de proyectos de generación de energía por medios convencionales (agua, gas, carbón, petróleo diésel), se promulgó en el país la Ley N° 20.257 para fomentar el uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), la cual se encuentra vigente desde el año 2010. Dicho cuerpo legal obliga a las generadoras eléctricas a que el 5% de la energía que comercializan, provenga de fuentes renovables no convencionales, tales como solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, hidroeléctrica de hasta 20 MW o también de la biomasa. Según esta ley, el aporte de este tipo de generación debe ser gradual hasta alcanzar un 10% de producción en el año 2024. Sin embargo, las buenas perspectivas en el uso de este tipo de ERNC propició que el 14 de Octubre del año 2013 la autoridad gubernamental promulgara la Ley N° 20.698 que amplió la matriz energética del país mediante el uso de ERNC aumentando la meta de producción hasta un 20% en el año 2025.

Consecuente con lo anterior y dentro del contexto de falta de proyectos de inversión en generación eléctrica para sustentar el desarrollo futuro del país, en el año 2012, el Ministerio de Energía lanza la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 (ENE), con el objetivo de enfocarse en el desarrollo de la matriz energética eléctrica del país, estableciendo para ello lineamientos de política pública y promoviendo que para el año 2020 se alcance una disminución del 12% en la demanda de energía final. Basada en esta estrategia de política pública, el mismo ministerio publica en el año 2012 el Plan de Acción de Eficiencia Energética (PAEE20), documento dirigido a entidades

públicas y privadas con medidas técnicas para que orienten sus labores, dentro de sus respectivos ámbitos de acción, en el uso eficiente de la energía, manteniendo la meta de reducción de demanda de energía de un 12% establecida por la ENE.

El Ejército de Chile, como parte de su política de Responsabilidad Social Institucional (RSI) da especial relevancia a la protección del medio ambiente y al uso eficiente de los recursos. En tal sentido, en su Memoria Anual del año 2012, la institución, como entidad pública del Estado de Chile, adopta el PAEE20 y sus medidas técnicas en materia energética, estableciendo los siguientes tres ejes principales de acción para cumplir con dicho programa y la meta propuesta:

- a) Orientar sus acciones hacia un uso eficaz y eficiente de la energía.
- b) Promover la educación ambiental para un mejor empleo de la energía y generar ahorro en el consumo.
- c) Buscar el reemplazo gradual del consumo de energía convencional o tradicional hacia Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Lo anterior se refuerza en la Memoria Anual del año 2013, período en el que se firma un convenio de cooperación entre la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChee) y el Ejército de Chile, con la finalidad de mejorar los procesos operacionales de la institución, integrar equipamiento de alta eficiencia tecnológica y promover en el personal la internalización de una cultura responsable que permita el ahorro sistemático de energía. Además, en el año 2014 el Ejército y el Ministerio de Energía firmaron un convenio en el cual se comprometieron a generar una política de Eficiencia Energética, junto con la preparación de planes e implementación de medidas en estas materias.

Junto con ello, ambas entidades se comprometieron también a generar instancias de educación y capacitación al personal institucional en materias de ahorro y eficiencia energética.

Finalmente, el convenio suscrito con el Ministerio de Energía incorpora el desarrollo del proyecto denominado “Techos Solares en Edificios Públicos”, que dicha entidad pretende implementar en las reparticiones del Estado y que en el caso del Ejército, serían beneficiadas, en una primera etapa, las unidades militares del norte del país, todo lo cual está alineado con la política de Responsabilidad Social Institucional y que además muestre al Ejército ante la comunidad como una entidad no sólo preocupada del ahorro y eficiencia energética, sino también de buscar nuevas alternativas energéticas.

En razón de los antecedentes antes descritos y considerando que el Hospital Militar de Santiago, tiene dentro de sus objetivos estratégicos la reducción de sus costos operacionales en materia de consumo eléctrico, es que nace la necesidad de realizar el presente estudio y evaluar una alternativa de ERNC de tipo fotovoltaica para que pueda ser implementado en dicha instalación de salud.

4. ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.

4.1 CONCEPTOS FOTOVOLTAICOS.

La tecnología fotovoltaica se basa en la conversión directa de la radiación solar que la Tierra recibe diariamente para ser utilizada en forma de energía eléctrica. Dicha radiación no es otra cosa que la energía que emite el Sol en forma de ondas electromagnéticas, el cual debido a su temperatura efectiva de 5.776°K genera una cantidad de energía recibida, medida en el exterior de la atmósfera terrestre, de 1.366 W/m^2 en promedio. Parte de esta energía es absorbida por la atmósfera y otra parte es dispersada por ella, lo que hace que la energía que efectivamente llega a la superficie de la Tierra tenga un valor máximo de 1.000 W/m^2 en el trópico a medio día.

En la actualidad, son varias las aplicaciones que pueden ser alimentadas con energía producida por sistemas fotovoltaicos, las cuales pueden ser tan variadas como servicios de iluminación, refrigeración, bombas hidráulicas, telecomunicaciones y televisión, entre otros.

Una instalación fotovoltaica tiene como principal elemento las celdas solares, las cuales son las que convierten la energía proveniente del sol directamente en electricidad utilizable, debido al fenómeno llamado Efecto Fotoeléctrico (también llamado Fotovoltaico), el cual fue descrito por el científico Albert Einstein en el año 1905.

4.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA Y PANEL FOTOVOLTAICO.

4.2.1 CELDA FOTOVOLTAICA.

Las celdas fotovoltaicas están compuestas de varios materiales con propiedades semiconductoras, los cuales se transforman en conductores eléctricos cuando son expuestos a la luz solar. La mayoría de las celdas fotovoltaicas están compuestas de silicio, elemento que está presente en cantidades suficientes y que no contamina el medioambiente.

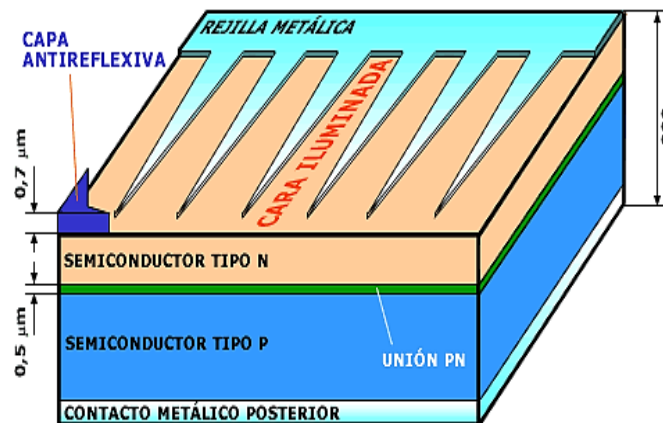


Figura 1: Celda fotovoltaica

En la Figura 1 se muestra un diagrama esquemático de una celda fotovoltaica, la cual se encuentra compuesta de dos capas semiconductoras de diferentes propiedades eléctricas, lo cual es consecuencia de la denominada técnica de dopado. La capa superior, denominada de tipo n, se encuentra dopada con fósforo para generar carga negativa, lo cual permite contar con una mayor cantidad de electrones libres (valencia +1). La capa inferior, de tipo p, se encuentra dopada con boro para generar carga positiva, lo que permite contar con una menor cantidad de electrones libres (valencia -1). Cuando estas dos

capas se unen, forman la unión p-n, la cual crea un campo eléctrico que permite el flujo de electrones desde la capa p a la capa n, al incidir la luz solar sobre la celda. Los fotones de los cuales se compone la luz solar, bombardean la celda fotovoltaica y ceden su energía a los electrones, permitiendo romper sus enlaces con el núcleo del átomo para generar el flujo de electrones (corriente eléctrica) deseado desde la capa p a la capa n. Para que finalmente dicha corriente eléctrica fluya, se requiere que dicha celda fotovoltaica cuente con electrodos metálicos en ambas caras. En la Figura 2 se muestra el campo eléctrico generado en la celda al incidir fotones (luz solar) sobre ella y el flujo de electricidad creado.

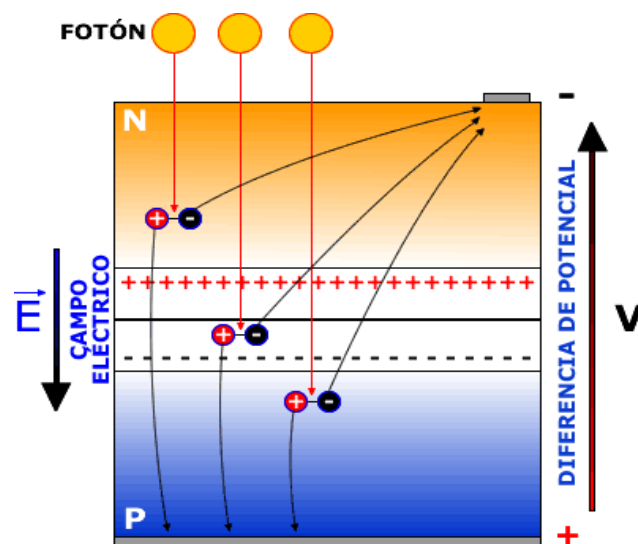


Figura 2: Conversión de energía solar a energía eléctrica

Una celda fotovoltaica mide aproximadamente 10 x 10 cm. y se encuentra revestida de una película protectora transparente antirreflectiva. La diferencia de potencial (voltaje) generado a través de ella depende principalmente del diseño de la misma y del material del cual esté construida, mientras que la corriente eléctrica depende fundamentalmente de la radiación solar que incide sobre ella.

4.2.2 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS.

En el mercado actual existen distintos tipos de tecnología para producir celdas fotovoltaicas, en cuyos procesos se utiliza principalmente el silicio como materia prima, además de otros materiales de más reciente uso. De acuerdo a la estructura cristalina del silicio, las celdas fotovoltaicas se clasifican en dos categorías: monocristalinas y policristalinas, las cuales representan entre el 85% y 90% del mercado mundial. Además, existe una tercera categoría de celda fotovoltaica, que se denomina de capa fina, la cual es confeccionada no solo con silicio amorfo y micromorfo, sino también con materiales como CdTe (Telururo de Cadmio), CIS (Diseleniuro de Indio de Cobre) y CIGS (Cobre – Indio – Galio – Selenio), que representa entre un 10% y un 15% del mercado mundial. Otras tecnologías utilizadas en muy baja proporción en la producción de celdas fotovoltaicas se pueden mencionar la concentración fotovoltaica y celdas fotovoltaicas orgánicas.

Las tecnologías actualmente disponibles se resumen a continuación:

- **Celdas de Silicio Monocristalino:** Se confeccionan a partir de un sólido cristal de silicio puro. Tienen mayores eficiencias, del orden de 15% a 17%, pero son de altos costos.
- **Celdas de Silicio Policristalino:** Se fabrican cortando las barras de silicio en varios trozos de forma cuadrangular. Poseen menor eficiencia (13% a 15%) y menor costo que el monocristalino.
- **Celdas de Silicio Amorfo:** Se forman mediante el depósito de diferentes tipos de silicio tratado sobre un sustrato de vidrio. Utiliza silicio de menor calidad, tienen baja eficiencia (6% a 8%), pero a la vez un menor costo. A pesar de su baja eficiencia funcionan correctamente con baja

luminosidad, lo cual lo ha hecho ser muy utilizado en calculadoras, relojes y linternas LED, para recargar sus baterías.

- **Celdas de Capa Fina:** están compuestas de una sustancia absorbente solar, impresa sobre una capa de material flexible. Este tipo de celda utiliza menos del 1% de silicio, siendo más económica y flexible que las celdas monocristalinas o policristalinas, pero es menos eficiente que estas (8% a 13%).
- **Celdas Orgánicas:** este tipo de tecnología permite transformar la energía luminosa en energía eléctrica a través de un proceso fotoelectroquímico. Su eficiencia es del orden del 11% y su vida útil es muy corta (5 años aprox.).
- **Concentración fotovoltaica:** esta tecnología utiliza un elemento óptico para concentrar la luz solar y aumentar la eficiencia de las celdas y así reducir los costos. Están diseñados para grandes potencias de varios megawatts y requieren ser guiados hacia el sol para estar siempre alineados. Su mantenimiento es alto y costoso.

4.2.3 PANEL FOTOVOLTAICO.

Basado en el concepto de celda solar, es posible definir un panel fotovoltaico como un arreglo de celdas solares con propiedades semiconductoras, dispuestas en serie y en paralelo capaces de convertir los fotones provenientes de la luz solar en electricidad, todo ello dentro de una estructura que mantiene las celdas aisladas del medio exterior, permitiendo sólo el paso de la luz solar. En la Figura 3 se muestra un panel fotovoltaico y su funcionamiento.

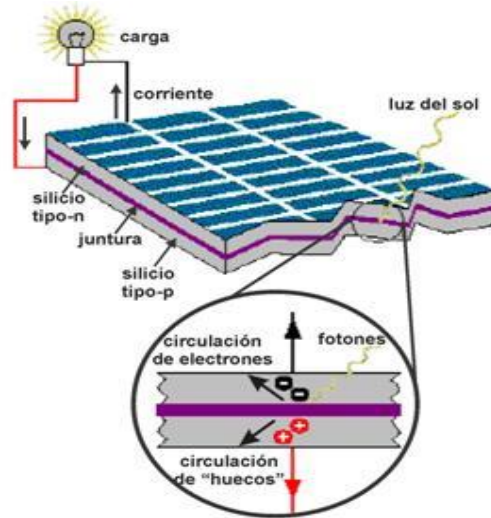


Figura 3: Panel fotovoltaico y su funcionamiento.

4.2.3.1 CONSTRUCCIÓN PANEL FOTOVOLTAICO.

La construcción de un panel fotovoltaico implica la conexión de varias celdas en serie y en paralelo para aumentar la potencia. Considerando que las celdas fotovoltaicas son delgadas y propensas a quebrarse, en la construcción de un panel estas se encapsulan con algún material semirrígido transparente, como el EVA (Etileno-vinil-acetato), todo lo cual se protege además con una cubierta de vidrio en su parte superior. Ambos componentes, la cubierta y el EVA, no deben degradarse con la luz ultravioleta. Además, ésta cubierta y la capa de poliéster aíslan eléctricamente a la celda (célula) fotovoltaica del exterior. Se estima que en la actualidad un panel fotovoltaico tiene una vida útil de entre 20 y 25 años y se espera que puedan llegar hasta los 35 o 40 años en el futuro. En la Figura 4 se pueden apreciar los materiales empleados en la construcción de los paneles.

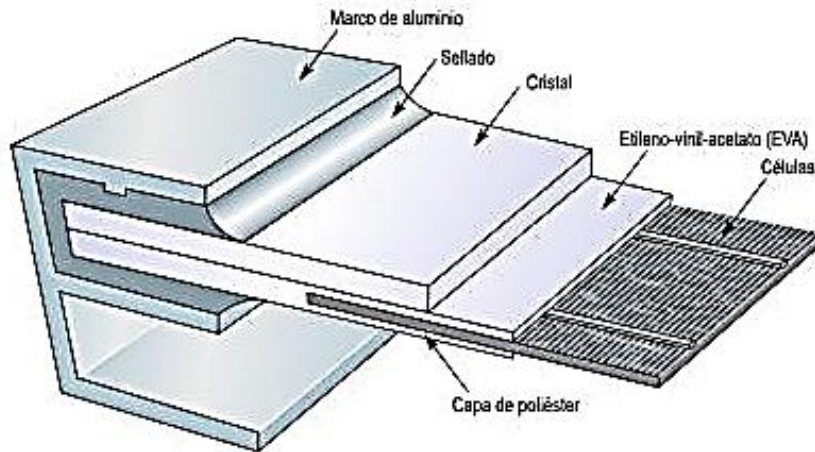


Figura 4: Detalle constructivo panel fotovoltaico.

Si en un panel todas las celdas tienen las mismas características y están expuestas a las mismas condiciones de radiación y temperatura, se puede esperar que todas operen exactamente con la misma forma de corriente y voltaje. En la Figura 5, se puede apreciar como las celdas conforman un módulo, el que a su vez forma un panel fotovoltaico para finalmente conformar un arreglo o generador fotovoltaico.

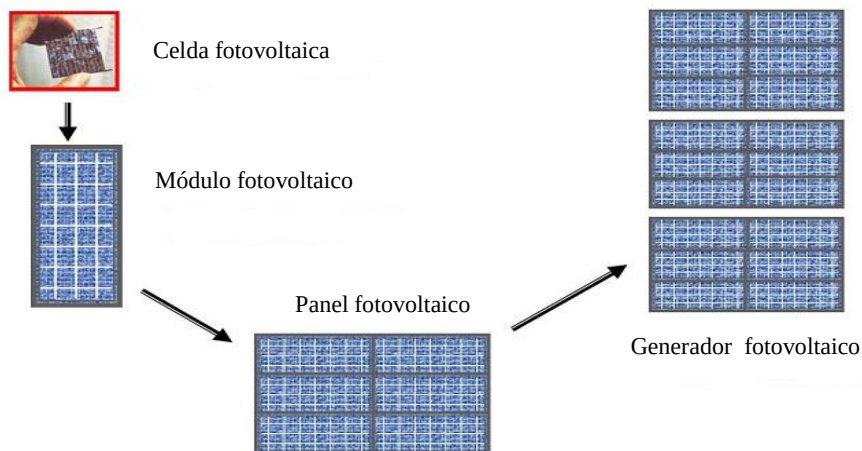


Figura 5: Celda, Módulo, Panel y Generador Fotovoltaico.

4.2.3.2 ORIENTACIÓN

Para conseguir el mejor rendimiento de los paneles fotovoltaicos, es importante determinar la mejor posición para ellos de manera de que puedan recibir la mayor radiación posible. Idealmente, estos deben ser ubicados de manera perpendicular al sol, manteniendo esta condición en todo instante, lo que requiere un sistema de seguimiento continuo del sol. Sin embargo, esto significa contar con una infraestructura más compleja, lo que no siempre es viable principalmente por los altos costos asociados.

Un factor importante que se debe considerar además, es la posición del sol en el cielo, la cual varía dependiendo de la hora del día y la estación del año. Los parámetros que se utilizan para estos fines son los ángulos de elevación (h) y azimut (Az), los que se muestran en la Figura 6.

La elevación solar (h) es el ángulo que forma el sol respecto del plano horizontal, el cual cambia a lo largo del día, teniendo su altura máxima al mediodía. Dicha altura máxima varía a lo largo del año entre el solsticio de invierno y el solsticio de verano.

El azimut solar (Az) es el ángulo que forma la proyección vertical del sol sobre el horizonte respecto del punto cardinal Norte. En el hemisferio sur toma el valor 0° cuando el sol está exactamente en el norte geográfico y va cambiando a lo largo del día.

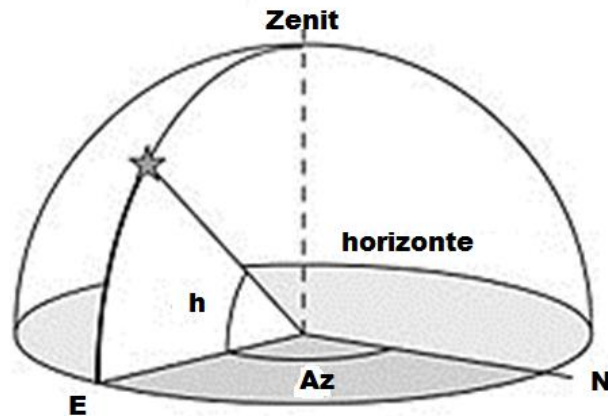


Figura 6: Ángulos de ubicación del sol

4.2.3.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS.

El comportamiento eléctrico de un panel fotovoltaico está representado por las curvas características V-I (voltaje v/s corriente) y V-P (voltaje v/s potencia) que se muestran en la Figura 7. Estos parámetros se miden bajo condiciones estándar de prueba (Standard Test Conditions, STC), consistentes en una irradiación al panel de 1.000 W/m^2 perpendiculares al módulo, una masa de aire de 1,5 y una temperatura del panel de 25°C .

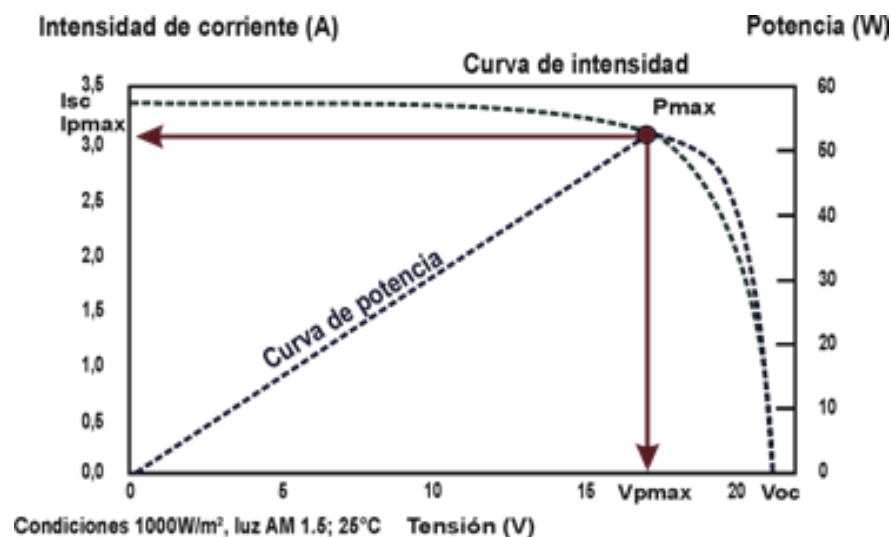


Figura 7: Curvas características de un panel fotovoltaico.

El voltaje de circuito abierto (VOC) corresponde a la tensión entregada por el panel cuando la corriente es nula, mientras que la corriente de cortocircuito (ISC) corresponde a la corriente cuando la salida está cortocircuitada. En ambos casos, la potencia entregada por el panel es nula.

La potencia nominal de un panel fotovoltaico corresponde a la potencia máxima que entrega dicho panel y se mide en unidades de Wp (watt pico). El punto óptimo de operación del panel, de acuerdo a las curvas características se obtiene en el punto de potencia máxima (Pmax) o llamado también MPP por sus siglas en inglés (Maximum Power Point), desde donde se obtiene también la corriente a máxima potencia IMPP y un voltaje a máxima potencia VMPP. Idealmente estos valores debieran ser fijos, sin embargo, el voltaje de circuito abierto varía con la temperatura y la corriente de cortocircuito varía con la radiación. Por ende, el punto de máxima potencia siempre está cambiando. No obstante ello, en la actualidad se han creado algoritmos de control que permiten ajustar los parámetros de salida del sistema de manera de extraer de los paneles la máxima potencia posible.

Como se mencionó anteriormente, la temperatura juega un rol muy importante en el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. El efecto que esta tiene sobre los paneles se aprecia en la Figura 8:

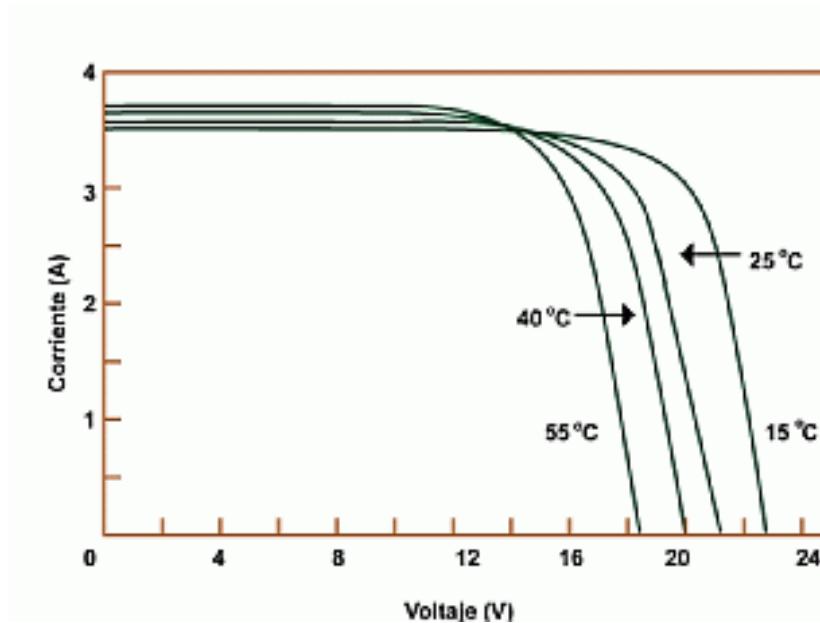


Figura 8: Efecto de la temperatura en un panel fotovoltaico.

De la figura anterior se observa que un incremento de la temperatura sobre los paneles fotovoltaicos, genera un leve aumento en el valor de la corriente de cortocircuito (ISC), pero simultáneamente una disminución mayor, en proporción, del voltaje de circuito abierto (VOC). Por esta razón es importante colocar los paneles en un lugar con buena ventilación.

La radiación solar es otro factor que influye en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos. En la Figura 9 se puede apreciar la variación de los niveles de corriente y voltaje para distintos niveles de radiación.

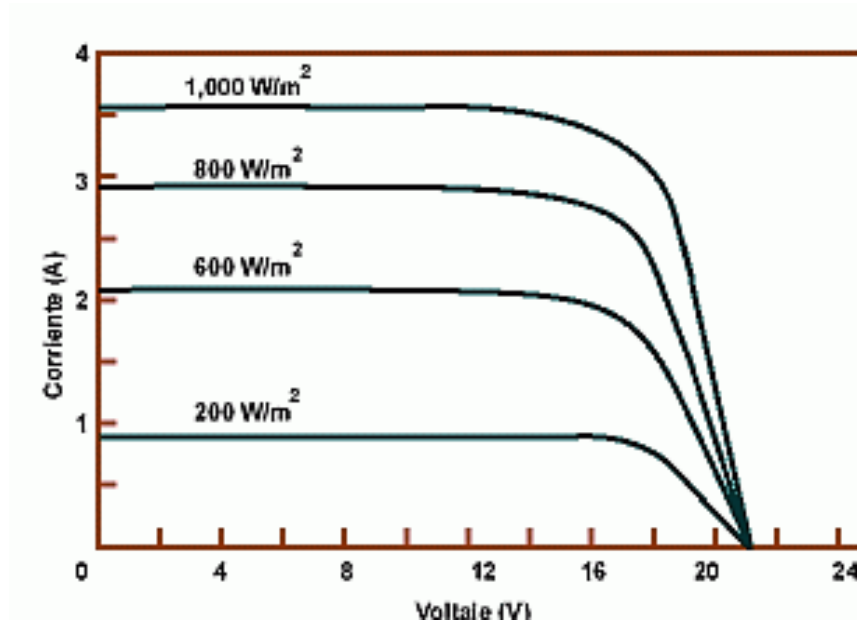


Figura 9: Curvas V-I para distintos valores de radiación.

Al aumentar la radiación solar, la intensidad de corriente aumenta y el voltaje se mantiene prácticamente constante. Por este motivo, es fundamental la orientación e inclinación respecto al sol y a la horizontal con la que se instalan los paneles, ya que los niveles de radiación varían en función de estos parámetros.

Otro parámetro característico importante de considerar, es el llamado Factor de Llenado (Fill Factor) que permite dar cuenta de la calidad del panel fotovoltaico. Se define por la siguiente relación:

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$

Este factor es siempre inferior a la unidad y generalmente toma valores cercanos a 0,7. Esto quiere decir que a medida que este valor se acerque a 1, mejor calidad posee el panel fotovoltaico.

4.2.3.4 EFECTO DE LAS SOMBRAS.

Un factor que es importante a considerar, es el efecto que produce la sombra en una o varias celdas de un panel fotovoltaico, según se muestra en la Figura 10 y que se analiza a continuación:

En un sistema de paneles conectados en serie, lo que se conoce también como “string”, si uno de los paneles es afectado por una sombra, este no generará corriente para aportar al sistema y la corriente producida por el resto de los paneles fotovoltaicos pasará a través de resistencias eléctricas que poseen, por construcción, las celdas que componen el panel sombreado, el cual, debido a este hecho, se transformará en una carga resistiva, consumiendo la corriente y potencia generada por los otros paneles que conforman el sistema. Al transformarse el panel sombreado en una carga resistiva se produce en él un aumento de su temperatura y mientras mayor sea la radiación del resto de los paneles y menor la que recibe el panel afectado por la sombra, mayor será la temperatura de este, lo que produce un “punto caliente” que podría dañar severamente sus celdas hasta destruirlas. Para evitar este efecto dañino, se instalan en los sistemas, unos componentes electrónicos llamados diodos de bypass, que evitan la circulación de corriente por las celdas de panel sombreado.

Para el caso de un sistema de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo (strings en paralelo), la dirección de la corriente producida debe ir sólo a las cargas de consumo, evitando que esta circule hacia los paneles, lo que sucede cuando uno de ellos es afectado por una sombra. Para evitar esto se utilizan dispositivos como diodos de bloqueo.

Independiente de las configuraciones de que se puedan realizar con paneles fotovoltaicos (serie y/o paralelo), el efecto que tienen las sombras sobre los paneles, es que reducen la corriente producida por ellos, lo que se traduce en una disminución proporcional de la potencia producida, dada la relación directa que tiene la potencia con la corriente. Respecto del voltaje, la experiencia empírica señala que este parámetro no se ve afectado mayormente.

La conclusión final que se puede extraer de lo anteriormente señalado es que las sombras afectan negativamente la producción de los paneles fotovoltaicos y que es importante realizar un diseño lo más preciso posible para evitar este efecto adverso de las sombras sobre la producción de los paneles.



Figura 10: Sombra sobre paneles fotovoltaicos.

4.3 TIPOLOGÍAS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

Un sistema de generación fotovoltaico posee dos tipologías básicas, que son las instalaciones aisladas (off-grid) y aquellas conectada a la red (on-grid). Existe también un tercer tipo de conexión que se denominan instalaciones híbridas, que son una combinación de las dos anteriores a las que se agregan equipos de respaldo.

4.3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS.

El objetivo de esta tipología (off-grid) es satisfacer directamente la demanda energética de los consumos asociados, independiente de la red eléctrica. Se utilizan principalmente para alimentar a satélites, señales viales, equipos de telecomunicaciones, sistemas de bombeo de agua y viviendas sin acceso a la red eléctrica.

Estos sistemas requieren de un elemento almacenador de energía, generalmente una batería o un conjunto de ellas, siendo este el elemento crítico de una instalación aislada. Esto significa que si el generador fotovoltaico deja de funcionar (como por ejemplo en las noches), el consumo de las cargas es cubierto en cualquier momento por la(s) batería(s). La Figura 11 muestra un diagrama de este tipo de instalaciones:

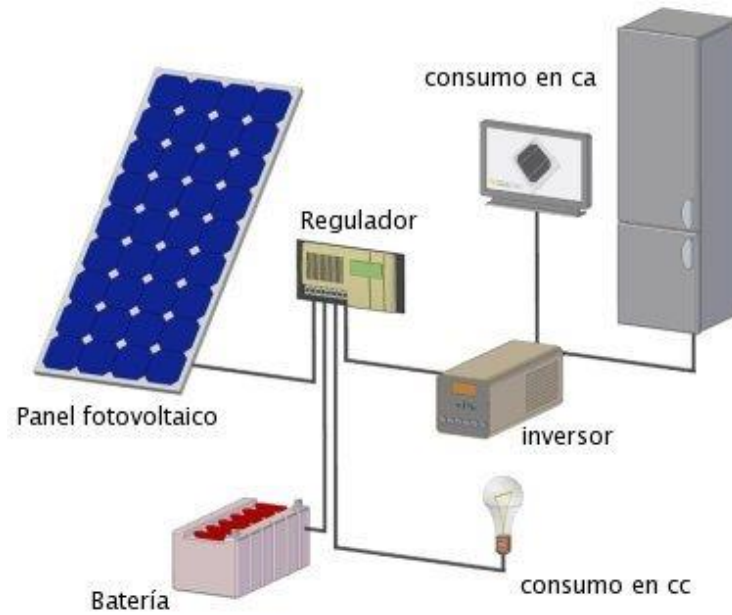


Figura 11: Sistema fotovoltaico aislado.

4.3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.

El objetivo de este tipo de sistemas (on-grid) es producir electricidad en complemento a la recibida de la red eléctrica e inyectarla directamente a la red de consumo y en caso de haber excedentes, se inyecta a la red eléctrica pública. Por este motivo no cuenta con baterías de almacenamiento.

La conexión de estos sistemas a la red de consumo puede ser monofásica o trifásica, dependiendo de la configuración elegida y las características del punto de conexión de dicha red.

Un punto importante que se debe tener presente al implementar este tipo de sistemas, es que la calidad de la energía inyectada a la red de consumo, debe cumplir con la reglamentación técnica vigente en el país, para no perturbar el comportamiento de la red ni perjudicar a los equipos conectados a ella. Adicionalmente a esto, el inversor utilizado (que se describe más adelante),

debe ser capaz de sincronizar la corriente generada con el voltaje de la red eléctrica y detectar una eventual caída de este para desconectar la generación fotovoltaica, evitando así islas energéticas. La Figura 12 muestra este tipo de instalación.

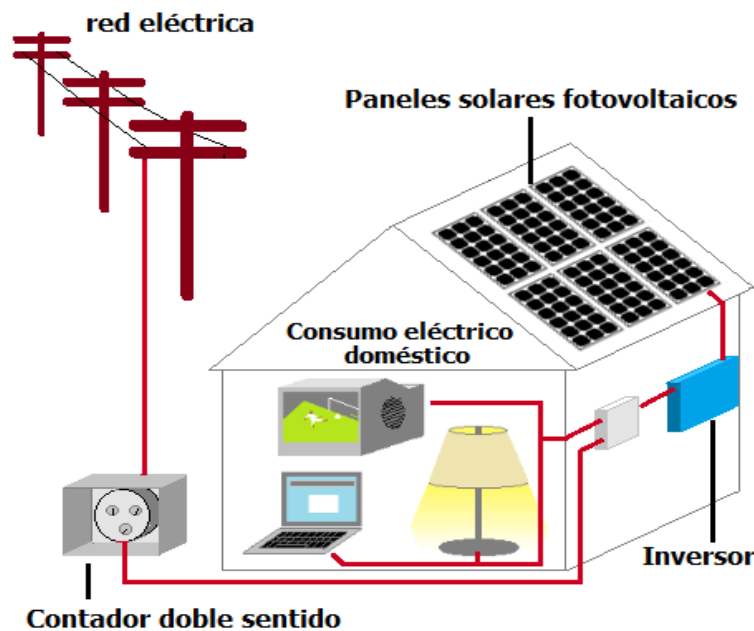


Figura 12: Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica.

4.3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS.

Este tipo de sistemas tiene como objetivo producir electricidad no sólo a través de un generador fotovoltaico, sino también utilizando sistemas de respaldo de energía, tales como los grupos generadores que utilizan petróleo diésel como combustible, de manera de asegurar un suministro continuo de electricidad, ya sea indirectamente cargando las baterías o inyectando directamente a los consumos, lo cual es especialmente útil cuando la ubicación geográfica de dichos consumos se encuentre alejada de la red eléctrica pública. La Figura 13 muestra un diagrama con una instalación de este tipo.

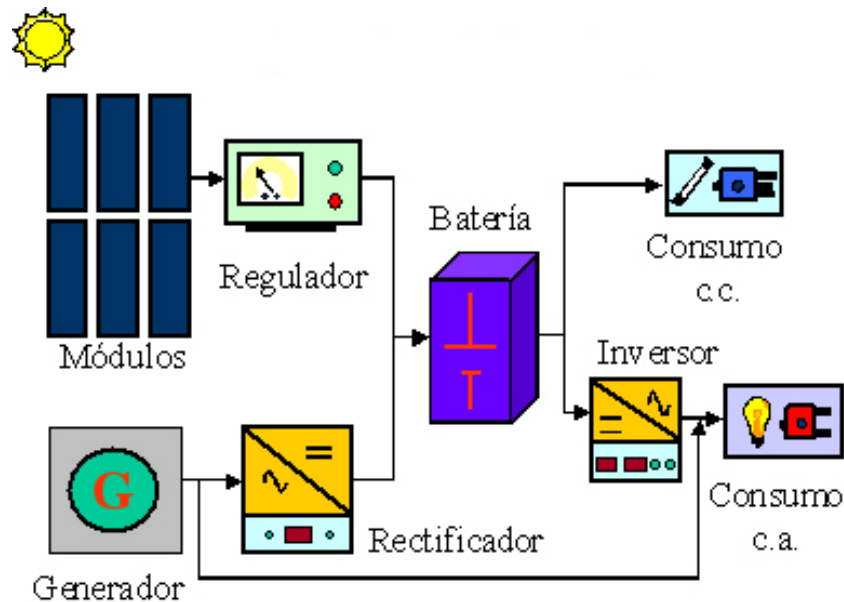


Figura 13: Sistema fotovoltaico híbrido.

Considerando que el proyecto en estudio pretende aportar en la disminución del consumo de energía y que por tanto abarcará sólo una fracción de la potencia total que consume el Hospital Militar, esto es, 100 Kw, que además, los equipos que atenderá (bombas recirculadoras de climatización) funcionan las 24 hrs. del día todo el año, que la instalación se encuentra dentro del radio urbano de Santiago y cuenta con el suministro de energía de Enel Distribución (Ex Chilectra), se ha estimado que la configuración que más aplica a los requerimientos de esta instalación de tipo industrial es la configuración “on grid”, de inyección directa a la red, que es la alternativa que se evaluará.

4.4 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

De acuerdo a la configuración “on grid” determinada, en este apartado se describen los principales dispositivos que forman parte de dicha instalación fotovoltaica:

4.4.1 PANELES FOTOVOLTAICOS.

Son los dispositivos que se encargan de convertir la energía proveniente del sol en energía eléctrica utilizable. Pueden ser conectados en serie y/o en paralelo al igual que las celdas que los componen. La cantidad de paneles determina el voltaje y la potencia del conjunto de paneles, también llamado generador fotovoltaico. Este sistema, por sus características, entrega corriente continua en su salida, la cual debe ser transformada a corriente alterna para poder ser utilizada en la red de consumo.

4.4.2 INVERSOR.

Es el equipo que se encarga de transformar la corriente continua en corriente alterna, tanto para inyectar energía a la red pública como para la red de consumo que utiliza energía alterna. Existen para requerimientos monofásicos (220V) como también para trifásicos (380V). Los principales parámetros de un inversor son la potencia nominal, el voltaje y corrientes de operación (tanto de entrada como de salida), la frecuencia de trabajo y la eficiencia.

La potencia nominal corresponde a la potencia que entrega el inversor a la salida, la cual es consumida por los equipos conectados o inyectada a la red pública. Esta potencia es menor que la potencia pico del generador fotovoltaico, debido a que difícilmente los paneles proporcionan la potencia

pico de diseño. Además, este parámetro determina el tamaño físico del inversor.

El voltaje de entrada señala el voltaje máximo que el inversor puede recibir del generador fotovoltaico. Por otra parte, el voltaje de salida es el voltaje que este dispositivo entrega a la red de consumo o a la red pública, que puede ser monofásica (220V) o trifásica (380V).

La corriente de operación indica el valor máximo de intensidad de corriente que el inversor puede recibir del generador fotovoltaico (corriente de entrada) y entregar a la red pública o a los consumos asociados (corriente de salida).

La frecuencia de trabajo debe ser equivalente a la frecuencia de la red eléctrica pública, que en el caso de Chile corresponde a 50 Hz.

La eficiencia es el parámetro que relaciona la potencia de salida de un inversor con la potencia entregada por el generador fotovoltaico. Por tanto, a medida que esta última varía, la eficiencia del inversor sufre variaciones, lo cual se refleja en las curvas de eficiencia que cada fabricante entrega.

4.4.3 MEDIDOR DE ENERGÍA.

Es un aparato que contabiliza la energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica, ya sea monofásica o trifásica. Existen de tipo unidireccional y bidireccional. En el primer caso, es el medidor que se utiliza regularmente en las instalaciones domiciliarias e industriales para contabilizar la energía consumida de la red pública. En el segundo caso, el medidor bidireccional, es el dispositivo que se debe utilizar en las instalaciones fotovoltaicas para cumplir con la ley N° 20.571 para la Generación Distribuida, también llamada ley de Net Billing. En este último caso, este equipo permitirá no solo

medir la energía producida por el sistema fotovoltaico y restarla de la energía total consumida por el usuario, sino también contabilizar el excedente de energía que el usuario no utilice durante el día y que se inyecte a la red pública, con el fin de recibir ingresos por parte de la distribuidora de energía por concepto de generación y con ello reducir su facturación eléctrica, que es en definitiva, el espíritu de dicha ley.

5. ESCENARIO ACTUAL DEL PAÍS.

5.1 LEGISLACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC) EN CHILE.

El 22 de marzo de 2012 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.571 de Generación Distribuida, la cual regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales (Ley de Net Billing), en virtud de la cual se permite tanto a los clientes eléctricos residenciales como también a pequeñas y medianas empresas, a generar energía para consumo propio, inyectar al sistema eléctrico los excedentes de energía no consumida y recibir pagos o compensaciones vía descuentos en su factura mensual por dicha inyección por parte de las empresas distribuidoras.

Esta ley de Net Billing entró en vigencia el 22 de Octubre de 2014, una vez que la Contraloría General de la República tomó razón del reglamento que permite su aplicación. A dicho cuerpo legal se somete todo sistema de generación de energía eléctrica en base a fuentes de energía renovable no convencional (ERNC) o a instalaciones de cogeneración eficiente, cuyas potencias instaladas, en ambos casos, sean menores o iguales a 100 KW. La instalación eléctrica debe cumplir, en todo caso, con las exigencias y

requisitos establecidos en legislación eléctrica y normativa técnica aplicable vigente en el país.

Considerando el alcance de este trabajo que pretende cubrir una proporción del consumo eléctrico total del Hospital Militar, la presente ley de Net Billing, si bien podría ser utilizada, dado que se cumple con la potencia máxima que se permite, la producción total generada por este sistema fotovoltaico será consumido en su totalidad por las bombas recirculadoras de climatización, por lo cual, este marco legal no tendría aplicación práctica en este caso particular, por lo que no se entrará en los aspectos y detalles que esta ley regula.

5.2 INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS EN BASE A ERNC.

Los proyectos ERNC requieren una importante cantidad de recursos financieros, por lo que su viabilidad mejora sustancialmente al contar con incentivos externos para su financiamiento. Para tales fines, existen en la actualidad un conjunto de organismos, tanto gubernamentales como privados, que ofrecen fondos concursables para realizar proyectos que incorporen innovación, lo cual permite a las empresas buscar soluciones para sus procesos. Algunos fondos importantes que proporcionan recursos son los siguientes:

Institución que entrega los fondos	Nombre del concurso	Detalles de la cobertura de los subsidios
CER	Concurso para estudios de preinversión y etapas avanzadas de proyectos de generación eléctrica.	➤ Hasta 40% financiamiento de estudio de pre inversión. ➤ Tope máximo de 1.000 UF
Corfo	Capital Semilla	➤ Hasta 75% financiamiento del costo del proyecto. ➤ Tope máximo de \$40.000.000.-
FIA	Proyectos de Inversión para la Innovación	➤ Aporte máximo por proyecto: \$100.000.000.- ➤ Plazo ejecución máx: 18 meses.
Comisión Nacional de Riego	ERNC Nacional I y II.	➤ Monto total a repartir de \$750.000.000.-
Conicyt	Programa de I+D en acción - Fondef	➤ Hasta 70% financiamiento del costo del proyecto. ➤ Tope máximo de \$120.000.000.-
Fundación Copec - Universidad Católica.	Concurso de I+D	➤ Tope máximo de 4.000 UF.-

Tabla 1: Incentivos (Fuente: CER)

6. ESTUDIO TÉCNICO.

6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

Tal como se mencionó anteriormente, el proyecto considera inyectar electricidad generada a través de la energía proporcionada por el sol, para atender los consumos de las bombas recirculadoras de climatización, las cuales están ubicadas en un sexto piso del Hospital Militar de Santiago, denominado “piso mecánico” y cuyo detalle se muestra en la tabla siguiente:

Item	Bomba	Potencia motor (KW - 380V)	Corriente consumida en funcionamiento (Amp.)	Condición de funcionamiento	Pot. Diaria Consumida (KW - 380V)
1	BAEP 1	22,5	0	DETENIDA	
2	BAEP 1R	22,5	0	DETENIDA	
3	BAEP 2	22,5	32	OPERATIVA	16,8
4	BAC 1	45	42	OPERATIVA	22,1
5	BAC 1R	45	0	DETENIDA	
6	BAC 2	45	0	DETENIDA	
7	BAES 1	37,5	39	OPERATIVA	20,5
8	BAES 1R	37,5	0	DETENIDA	
9	BAES 2	30	0	DETENIDA	
10	BAES 2R	30	32	OPERATIVA	16,8
11	BAES 3	22,5	36	OPERATIVA	19,0
12	BAES 3R	22,5	0	DETENIDA	
13	BAES 4	11,25	5,5	OPERATIVA	2,9
14	BAES 4R	11,25	0	DETENIDA	
15	BAES 5	5,625	0	DETENIDA	
16	BAES 5R	5,625	2,5	OPERATIVA	1,3
	Pot. Total Instalada	416,25		Pot. Total Consumida	99,5

Tabla 2: Bombas Recirculadoras de Climatización. (Fuente: Elaboración propia).

Los datos del cuadro anterior fueron obtenidos con mediciones “in situ” efectuadas con la pinza amperimétrica digital Fluke, modelo 376, True RMS Clamp Meter.

Características:

- Rango Corriente CA: 999,9 A (Precisión 2%)
- Rango Corriente CC: 999.9 A (Precisión 2%)
- Tensión CA: 1000,0 V (Precisión 2%)
- Tensión CC: 1000 V (Precisión 2%)
- Resistencia: 60.000 Ohm (Precisión 1%)
- Frecuencia: 5 – 500 Hz
- Continuidad: ≤ 30 Ohm
- Respuesta CA: Verdadero valor eficaz



Fotografía 1: Multímetro

La configuración original del proyecto consideró dotar a cada circuito y/o equipo de climatización de una bomba principal y otra de respaldo para el reemplazo de la primera en caso de falla. En tal sentido, del total de 16 bombas instaladas, sólo 7 funcionan de forma permanente, las cuales suman una potencia consumida de 99,5 KW, que actualmente es suministrada por la red eléctrica pública de la empresa Enel Distribución (Ex Chilectra). Para efectos prácticos de dimensionamiento la potencia consumida se aproximará a 100 KW.

La elección de estos equipos para dotarlos de energía generada por paneles fotovoltaicos, fue determinada considerando no sólo que estos equipos funcionan todos los días del año, durante las 24 hrs., lo que genera una ventaja importante ya que existe un consumo constante, sino también, por

consideraciones de infraestructura, debido a que estos equipos están ubicados inmediatamente debajo de la techumbre, muy cercanos al único lugar disponible para la ubicación de paneles solares, dado que dentro del emplazamiento del Hospital no hay otros lugares con espacio físico suficiente y cercano a las fuentes de consumo que puedan ser utilizados para estos fines.

Las siguientes fotografías permiten apreciar la instalación actual de las bombas recirculadoras que serán atendidas por este sistema fotovoltaico:



Fotografía 2: Bombas de climatización.



Fotografía 3: Bombas de climatización.



Fotografía 4: Bombas de climatización.

6.2 CONCEPTOS SOLARES.

Le energía proveniente del sol se transmite a la Tierra por medio de ondas denominada radiación, cuyo concepto se divide en varios tipos que se definen a continuación:

6.2.1 RADIACIÓN SOLAR.

Se define como el flujo de energía proveniente del sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias, las cuales se generan en el proceso de fusión nuclear que ocurre en su interior. Debido a la gran distancia que existe entre la Tierra y el Sol, la radiación solar que llega a la superficie terrestre es sólo una proporción muy menor de la radiación total que emite. Dicho valor se denomina constante solar y su valor medio aproximado es de 1.367 W/m^2 .

De la radiación total que recibe la Tierra, aproximadamente la mitad de ella se encuentra en el rango entre $0.4\mu\text{m}$ y $0.7\mu\text{m}$. Esta radiación puede ser detectada por el ojo humano, y es lo que se conoce como luz visible. De la otra mitad del espectro de radiación, la mayoría de esta se sitúa en el espectro infrarrojo y una pequeña parte se ubica en el espectro ultravioleta.

Cuando la radiación llega al tope de la atmósfera terrestre sufre una serie de cambios antes de llegar a la superficie, motivo por el cual se presenta en diferentes formas que se definen a continuación:

-
- Radiación: Se define como la potencia de radiación solar por unidad de superficie y se expresa en W/m^2 .
 - Irradiación: Es la energía que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado y se expresa en J/m^2 ó por consideraciones prácticas se utiliza también la unidad kWh.
 - Radiación espectral: Se define como la potencia de radiación solar por unidad de superficie y de longitud de onda. Se expresa en $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \mu\text{m})$
 - Radiación directa: Es aquella radiación que proviene directamente del Sol, que no sufre cambios en su dirección y que se caracteriza por proyectar una sombra definida. Se mide en W/m^2 .
 - Radiación difusa: Es aquella fracción de la radiación solar que es reflejada o absorbida por las nubes y que también se ve afectada por las partículas de polvo, árboles, edificios y el suelo entre otras. Debido a ello, su dirección es variable y a diferencia de la radiación directa, no produce sombra. Se mide en W/m^2 .
 - Radiación reflejada: Es la radiación solar que rebota en el suelo u otra superficie, cuya magnitud depende del coeficiente de reflexión de dicha superficie. Se denomina también Albedo. Se mide en W/m^2 .
 - Radiación global: Se define como la suma total de las radiaciones directa, difusa y reflejada que llega a un determinado lugar. Se mide en W/m^2 .

La radiación solar se ve afectada también, en su paso por la atmósfera, por el efecto que produce la absorción de la radiación por las moléculas que la componen como son el O_3 , H_2O , O_2 , CO_2 , entre otros, como también por la difusión de la radiación que producen las moléculas de aire y otros componentes, incluidos los aerosoles.

En la Figura 14, se pueden apreciar los diferentes tipos de radiación solar que llegan a la Tierra:

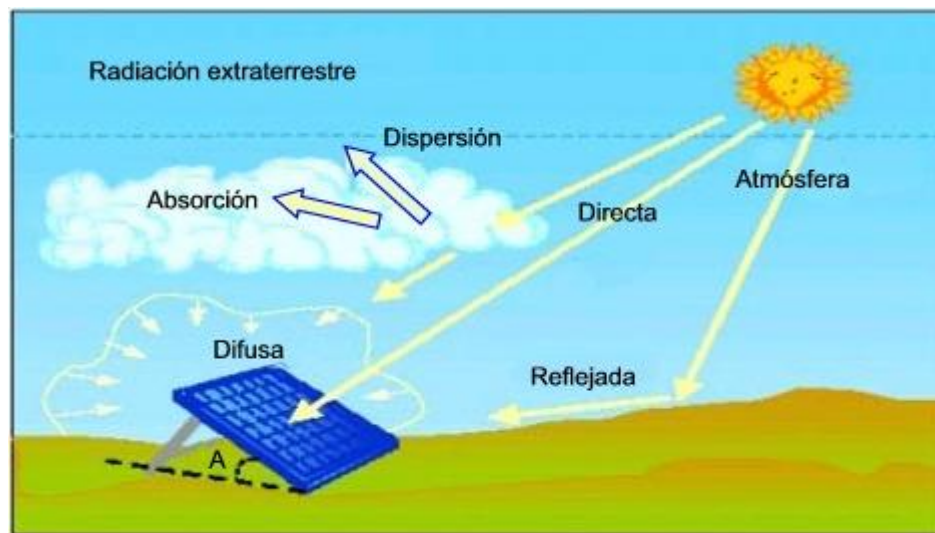


Figura 14: Tipos de radiación solar.

6.2.2 PRINCIPALES VARIABLES UTILIZADAS EN LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.

6.2.2.1 CONDICIONES ESTANDAR DE ENSAYO DE PANELES.

Para determinar los rendimientos de los paneles fotovoltaicos, se han establecido condiciones estándar de ensayo (STC), las cuales son las siguientes:

- Radiación solar: 1.000 W/m^2
- Temperatura de la celda fotovoltaica: 25°C
- Masa de aire: 1,5

6.2.2.2 HORAS SOLAR PEACK.

El concepto de Horas Solar Peack (HSP) se define como la cantidad de horas del día en la cual una superficie de 1m^2 recibe una radiación solar promedio de 1.000 W . Para calcular este parámetro sólo basta contar con la irradiación solar de un día cualquiera, luego de divide por 1.000 W/m^2 , obteniéndose las horas de sol peack.

La Figura 15, muestra de manera gráfica el concepto de Horas Solar Peack:

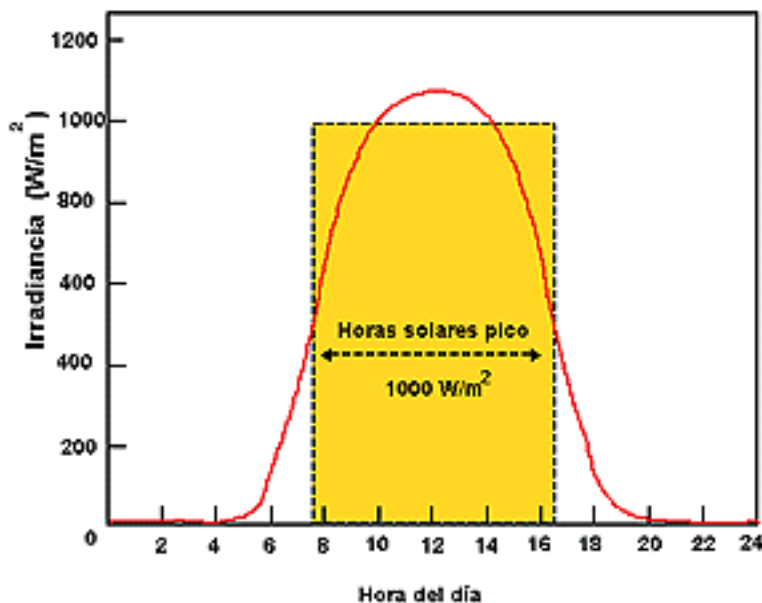


Figura 15: Gráfico cálculo Horas Solar Peack.

6.2.3 INFORMACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR EN SANTIAGO.

A continuación se muestran los datos de radiación promedio para la ciudad de Santiago, tomando en cuenta una base de datos con información recopilada durante 10 años.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Radiación promedio (KWh/m ² *día)	8,92	7,96	6,58	4,65	3,07	2,35	2,65	3,37	4,72	6,33	7,98	8,89

Tabla 3: Radiación mensual. (Fuente: fcfm, Geofísica U. Chile, elaboración propia)

6.2.4 INCLINACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.

La inclinación de los paneles es uno de los parámetros más relevantes dentro del diseño de un sistema de generación fotovoltaica, ya que de ella depende la optimización del aprovechamiento de la radiación solar y consecuentemente con ello la producción de energía.

Considerando que en las diferentes estaciones del año la posición del sol varía, la inclinación de los paneles respecto del sol tiene directa incidencia en el aprovechamiento de la radiación solar. Esto significa que en la época de verano el ángulo de inclinación es menor, dada la ubicación más vertical que tiene el sol, situación que en invierno cambia ya que el sol está en una posición más baja respecto del horizonte y en este caso, el ángulo de inclinación es mayor. Dado este escenario, el mayor aprovechamiento de la energía solar se logra con un ángulo de inclinación intermedio, el cual, para el caso del hemisferio sur se considera aceptable como criterio de inclinación, la

latitud del lugar, lo que permite aprovechar de la manera más uniforme posible el sistema fotovoltaico durante todo el año, que en este caso el ángulo se aproximaría a 30° .

6.2.5 AZIMUT.

Para el caso del hemisferio sur, el ángulo que optimiza el rendimiento del sistema fotovoltaico es de 0° , es decir, orientado al Norte.

6.3 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS.

Consecuente con la tipología de sistemas descrita en el apartado 4.3 anterior, el sistema fotovoltaico que plantea este trabajo considera inyectar la energía generada directamente al consumo de las bombas recirculadoras de climatización, es decir, una instalación On Grid. Para cumplir con ello, el sistema en líneas generales contempla la incorporación de los paneles fotovoltaicos, encargados de generar la energía, el inversor, que transforma la corriente continua en alterna y además un regulador de voltaje, que es el dispositivo eléctrico que recibe una tensión variable a la entrada, dentro de un parámetro predeterminado y lo mantiene constante a la salida de este dispositivo.

6.3.1 CONSUMO DE ENERGÍA.

Dadas las características de funcionamiento de las bombas de climatización, que operan las 24 hrs. del día los 365 días del año y las potencias individuales de cada una de ellas, el consumo total de energía se estima en 859.824 KWH / año (Tabla 4).

6.3.2 SUPERFICIE DISPONIBLE.

Para la instalación de los paneles fotovoltaicos se cuenta con la superficie de techumbre del Edificio A, la cual se muestra en la Figura 16. En ella se cuenta con lucarnas que permiten aprovechar la luz natural en los patios interiores, motivo por el cual no pueden ser utilizadas para instalación de paneles fotovoltaicos. Si bien existen elementos adicionales, como las descargas de ductos de climatización, ventilaciones de baños y equipos de climatización entre otros, que disminuyen la superficie disponible, existe un remanente de superficie superior a los 1.000 m², que puede ser utilizada.

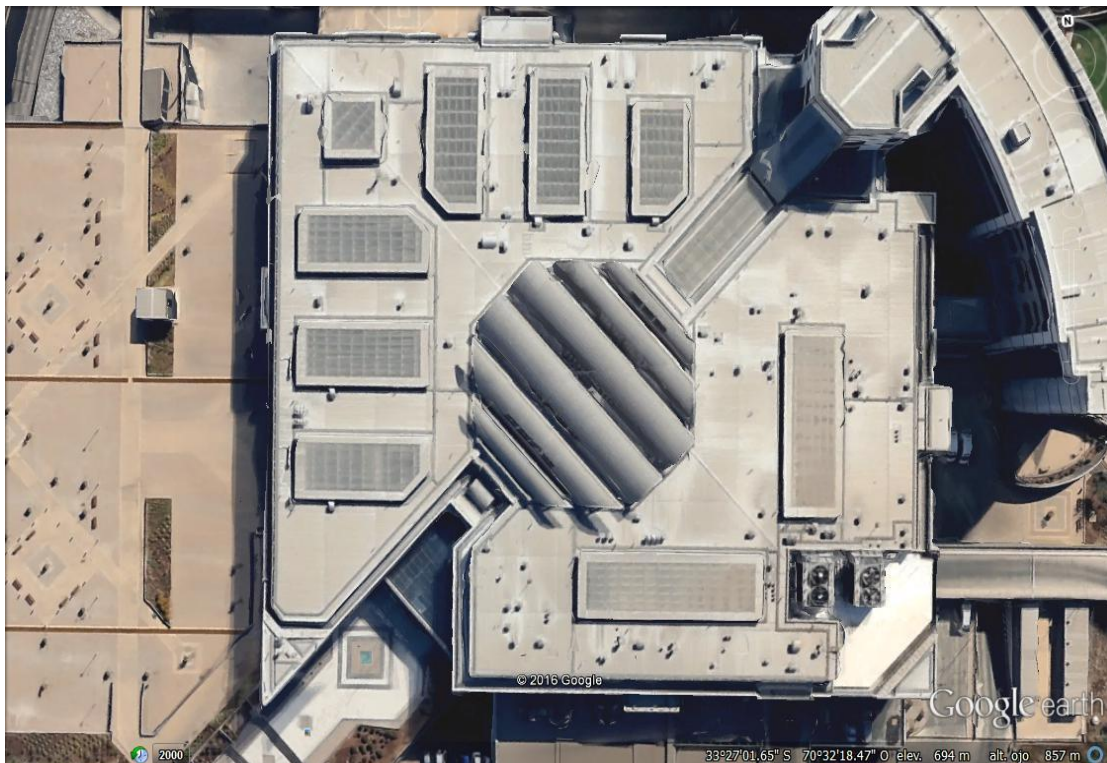


Figura 16: Planta de cubierta Edificio A. (fuente: Google Earth)

6.3.3 DIMENSIONAMIENTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.

Tal como se señaló anteriormente, para la selección de los paneles se cuenta con la potencia nominal a satisfacer de 100 KW, equivalente a la potencia del grupo de bombas. Las principales características para seleccionar los paneles fotovoltaicos a utilizar son la calidad, garantía de funcionamiento y su eficiencia, con el fin de garantizar la correcta operación del sistema a largo plazo. Considerando estos atributos y la oferta existente en el mercado nacional, se escogió los paneles CSun, pues ofrece productos con las características antes mencionadas, siendo el modelo a utilizar el CSUN 270-60M (Anexo 10.5), el cual cumple no sólo con el requerimiento de la carga, sino que también cuenta con un peso y dimensiones razonables para manejarlo en la etapa de montaje.

Teniendo en cuenta la potencia a satisfacer de 100 KW, la potencia nominal del panel seleccionado (270 Wp) y utilizando la ampliamente aceptada herramienta de dimensionamiento fotovoltaico PVSYST V5.74 se obtiene como resultado una cantidad total de 460 paneles fotovoltaicos a instalar, los que en su conjunto totalizan una potencia global nominal generada de 124 KWp, que en términos de potencia efectiva entregada al sistema de bombas totaliza los 100 KW considerados. La eficiencia del sistema que involucra a su vez la eficiencia de los paneles (16,63%), inversores (98%) y otros elementos adicionales como cableado, interruptores y conexiones entre otros (80%), genera una eficiencia del sistema del orden de un 80,6%.

6.3.4 DIMENSIONAMIENTO DE INVERSOR

En términos generales, un inversor es un convertidor que transforma la corriente continua producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna útil. Es el cerebro del sistema fotovoltaico y por ello, debe cumplir con la normativa SEC. Se clasifican en los de tipo aislados y los conectados a la red, que son los que se utilizarán en el presente trabajo.

Considerando la potencia máxima proyectada de 100 KW en 380V y teniendo presente la condición de Hospital de este edificio, se ha estimado necesario asegurar la producción y suministro de energía, para lo cual se contempla utilizar cinco inversores, que cubran cada uno un 20% aproximadamente de la potencia total a cubrir. Con ello, ante la eventual falla de alguno de los inversores, los restantes continuarán produciendo electricidad. Para este fin se escogió el modelo TRIO 20,0-TL-OUTD de la marca ABB, el cual admite una potencia individual de 20 KW (Anexo 10.6) y que dentro de las alternativas existentes actualmente en el mercado, es un equipo que tiene buenas referencias en términos de durabilidad, eficiencia, modularidad y facilidad de mantenimiento, además de cumplir con la normativa SEC. Dentro de la tecnología que posee este equipo, adicionalmente cuenta con un algoritmo para rastrear el MPPT (Maximum Power Point Tracking) o también llamado “Seguidor de Punto de Máxima Potencia”, lo que le permite seguir el comportamiento dinámico de la planta fotovoltaica en tiempo real, y al hacer esto, conseguir maximizar la producción de energía suministrada a los equipos, en este caso, a las bombas recirculadoras de climatización.

6.3.5 CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

En el diseño del generador fotovoltaico se debe considerar que por cada string de paneles no circulará corriente proveniente de otros strings. Por tal motivo se instalarán fusibles de protección que consideran un factor de seguridad de un 20% sobre la corriente máxima que puede circular por cada string y que para este caso el fusible de 10 [A] en cada polo (positivo y negativo), es adecuado para el requerimiento.

Para el dimensionamiento de los conductores, se han tomado en cuenta las relaciones de caída de tensión máxima admisible y la información disponible en las tablas de intensidad de corriente admisible para conductores aislados contenidas en la norma NCh 4/2003 y/o las entregadas por los fabricantes. Para el cálculo de los alimentadores se consideran las demandas máximas que soportarán. Por tanto, considerando las potencias nominales de los consumos y teniendo en cuenta el escenario más desfavorable, se considerará que la demanda máxima ($D_{\text{máx}}$) es equivalente a la potencia instalada (P_i), esto es, con factor de demanda (FD) igual a 1. La relación entre ambas queda reflejada en la ecuación:

$$D_{\text{máx}} = \text{FD} * P_i \text{ [W]}$$

Conforme a lo anterior, la corriente que transportará el alimentador será:

$$I = \frac{D_{\text{máx}}}{\sqrt{3} * V * \cos\phi} \text{ [A]}$$

Para las canalizaciones de los alimentadores y conductores se considerará lo establecido por la norma NCh 4/2003 para este tipo de instalaciones en baja tensión.

6.3.6 DISPOSICIÓN Y CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

De acuerdo a los espacios disponibles en la cubierta del Edificio A del Hospital Militar, a continuación se muestra la disposición proyectada de los paneles fotovoltaicos del sistema:



Figura 17: Disposición paneles fotovoltaicos en cubierta Edificio A.
(Fuente: Google Earth y elaboración propia)

De acuerdo a los requerimientos de esta instalación y a los resultados obtenidos con la herramienta PVSYST 5.74, la configuración de los módulos fotovoltaicos queda determinada de la siguiente manera: se conectarán 23 paneles en serie por cada string y en paralelo se conectarán un máximo de 20 strings.

6.3.7 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SISTEMA.

La producción de energía de la planta fotovoltaica considerada, se aprecia en el siguiente cuadro:

	Producción de energía del sistema (KWh / mes)	Consumo de energía bombas (KWh / mes)	Aporte sistema fotovoltaico
Ene	23.730	71.652	33,1%
Feb	20.720	71.652	28,9%
Mar	21.380	71.652	29,8%
Abr	18.050	71.652	25,2%
May	14.190	71.652	19,8%
Jun	12.370	71.652	17,3%
Jul	13.840	71.652	19,3%
Ago	16.160	71.652	22,6%
Sep	18.270	71.652	25,5%
Oct	20.980	71.652	29,3%
Nov	22.290	71.652	31,1%
Dic	23.590	71.652	32,9%
Total	225.570	859.824	26,2%

Tabla 4: Producción de energía y aporte del sistema fotovoltaico
(Fuente: elaboración propia)

Gráficamente se aprecia la producción mensual:

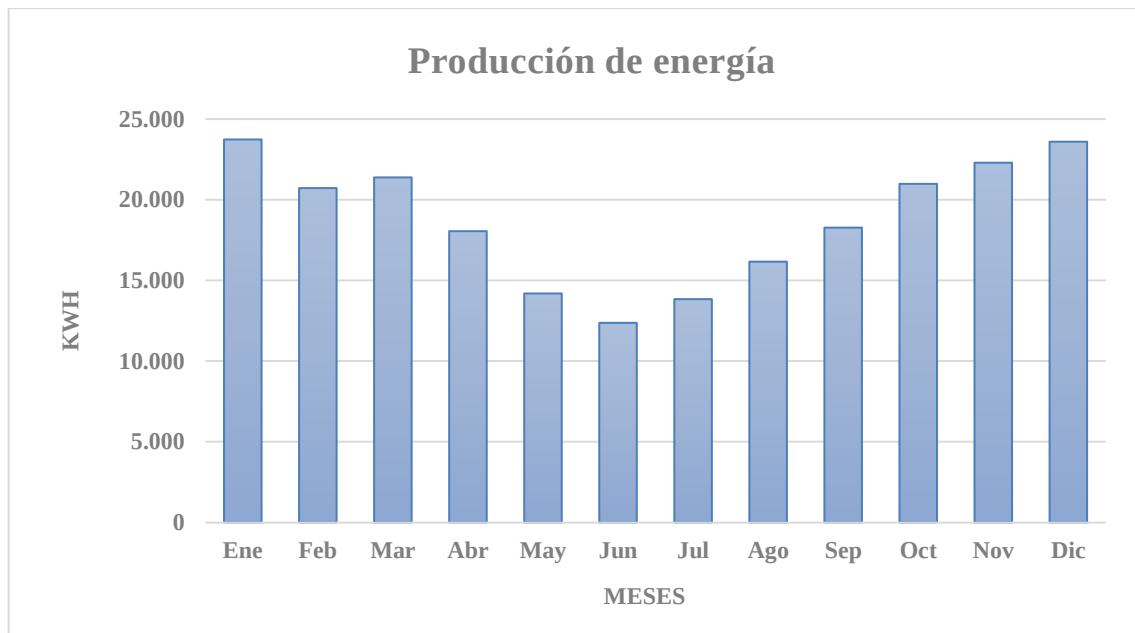


Gráfico 1: Producción mensual estimada de energía por año
(Fuente: Elaboración propia)

Del cuadro anterior se desprende que el total de energía producida por la planta fotovoltaica es de 225.570 KWh para el primer año de operación, lo que equivale a un aporte promedio del orden de un 26,2% del total de energía consumida por las bombas recirculadoras. A partir del segundo año de operación y en los siguientes, la producción de la planta se reduce en aproximadamente un 0,7% anual, correspondiente al valor promedio de disminución de rendimiento anual de los paneles fotovoltaicos. Por ello y considerando este escenario, se calculó una proyección de rendimiento el cual se resume en la siguiente tabla:

Año	Año	Rendimiento	Producción Energía (KWh)
2017	1	100%	225.570
2018	2	99,3%	223.991
2019	3	98,6%	222.434
2020	4	97,9%	220.899
2021	5	97,2%	219.385
2022	6	96,5%	217.892
2023	7	95,9%	216.419
2024	8	95,2%	214.967
2025	9	94,5%	213.534
2026	10	93,9%	212.121
2027	11	93,2%	210.727
2028	12	92,6%	209.352
2029	13	91,9%	207.996
2030	14	91,3%	206.657
2031	15	90,6%	205.337
2032	16	90,0%	204.034
2033	17	89,4%	202.749
2034	18	88,7%	201.480
2035	19	88,1%	200.229
2036	20	87,5%	198.994

Tabla 5: Rendimiento y producción de energía del sistema fotovoltaico
(Fuente: elaboración propia)

6.4 ELEMENTOS COMPLEMENTARIOS PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

6.4.1 MEDIDORES DE ENERGÍA.

La producción de energía del generador fotovoltaico será controlada por un medidor de energía, el que estará ubicado en el punto de inyección a la red de consumo, en este caso, en el tablero eléctrico de las bombas recirculadoras de climatización.

6.4.2 PROTECCIONES.

Por el lado del circuito de corriente continua, la protección contra cortocircuitos se hará con 2 fusibles de 10 [A] para cada serie de paneles; la protección contra sobrecorriente se hará por el mismo fusible, debido a que este será del tipo gL / gG.

La protección contra el contacto humano directo e indirecto se hará a través de la conexión adecuada de los paneles fotovoltaicos y sus estructuras de montaje a la tierra.

Dados los avances tecnológicos en el campo de los inversores, los equipos seleccionados para este proyecto cuentan con varias protecciones integradas, tales como, polaridad inversa, sobretensión y falla de aislamiento.

Por el lado del circuito de corriente alterna, la instalación fotovoltaica tendrá protección contra cortocircuito, sobrecorriente, fallas a tierra y/o de red, las cuales serán realizadas por los inversores seleccionados para este proyecto en conjunto con los interruptores asociados.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO.

El estudio técnico permitió determinar la producción de energía y requerimientos de equipamiento e infraestructura que demanda la instalación fotovoltaica proyectada. Por ello, corresponde ahora valorizar todos estos recursos para poder efectuar posteriormente el análisis económico respectivo.

7.1 ANÁLISIS FODA.

En este apartado se presenta un análisis cualitativo, tanto interno como externo del proyecto revisando sus fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas:

FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
Aprovechamiento de la energía solar abundante, inagotable, limpia y sustentable.	Potencial solar en Chile es alto.
Tecnología fotovoltaica está madura y probada, lo que da seguridad y confianza.	Alza continua de los precios de la energía.
Buena percepción social de la energía solar fotovoltaica.	Espacio físico disponible.
Bajos costos de mantenimiento	Mejorar la imagen externa del Hospital y del Ejército de Chile ante la comunidad.
DEBILIDADES	AMENAZAS
Alto costo de la inversión inicial.	Daños físicos a los paneles fotovoltaicos.
Paneles fotovoltaicos no se producen en Chile.	Alta necesidad de conocimiento eléctrico.
La radiación solar sólo está presente durante un período de tiempo y de distinta intensidad durante el día.	Si bien la radiación tiene un comportamiento característico en el tiempo, el clima es un elemento que no es posible manejar.

7.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, AHORROS Y COSTOS.

Para analizar la viabilidad de este proyecto es imprescindible determinar la producción de energía estimada de la instalación fotovoltaica diseñada. Consecuente con ello, y tal como se estimó en la Tabla 4 del ítem 6.3.7 anterior, la producción de energía esperada para esta instalación fotovoltaica es 225.570 KWh en el primer año de operaciones y en la Tabla 5 se presentó la proyección de producción de energía para los años siguientes.

Es importante resaltar que en este proyecto no se tienen ingresos por venta de energía, sino que sólo beneficios debido al ahorro que significa no utilizar energía de la red pública para el funcionamiento de las bombas de climatización.

7.3 PRESUPUESTO DE EQUIPAMIENTO.

Para la estimación de costos de los equipos que involucra un proyecto de estas características, se ha tomado en consideración un costo promedio de US\$ 1,80/Wp, valor que actualmente es utilizado por diversas empresas del rubro fotovoltaico presentes en el mercado nacional.

Otras consideraciones que se tuvieron presente para la estimación de costos se indican a continuación:

- Costo de paneles fotovoltaicos de un 81% del costo total de inversión.
- Costo de inversores de un 5,4% del costo total de inversión.
- Costo de cableado de un 2% del costo total de inversión.
- Costo de estructura de montaje de un 10% del costo total de inversión.
- Costo de tablero eléctrico de 1,6% del costo total de inversión.

- Costos de operación y mantenimiento de un 5% de los ahorros.
- Vida útil de paneles e inversores de 20 años.

7.3.1 EQUIPAMIENTO

De acuerdo a lo señalado anteriormente, los costos estimados de equipamiento se resumen en el siguiente cuadro:

Item	Equipamiento	Unidad	Cantidad	Costo Total (\$)
1	Paneles	Un.	460	143.396.979
2	Inversores	Un.	5	9.595.738
3	Cableado	Gl.	1	3.541.440
4	Estructura montaje	Gl.	1	17.707.200
5	Tablero eléctrico	Gl.	1	2.830.642
			Costo total instalación	177.072.000

Tabla 6: Inversión inicial (Fuente: elaboración propia)

7.3.2 AHORROS (INGRESOS) Y COSTOS OPERATIVOS

Los ahorros anuales que se generan debido a la disminución de consumo de la red eléctrica pública y los costos operativos asociados a este sistema en base a la producción de energía expresada en la Tabla 5 del ítem 6.3.7 anterior, dan como resultado lo siguiente:

Año	Año	Ahorro (Ingresos) \$	Costos de Explotación y Mantenimiento \$
2017	1	20.075.730	1.003.787
2018	2	20.732.608	1.036.630
2019	3	21.412.035	1.070.602
2020	4	22.114.812	1.105.741
2021	5	18.668.751	933.438
2022	6	19.283.358	964.168
2023	7	19.919.155	995.958
2024	8	20.576.894	1.028.845
2025	9	21.257.358	1.062.868
2026	10	21.961.356	1.098.068
2027	11	22.689.726	1.134.486
2028	12	23.443.339	1.172.167
2029	13	24.223.096	1.211.155
2030	14	25.029.932	1.251.497
2031	15	25.864.814	1.293.241
2032	16	26.728.747	1.336.437
2033	17	27.622.772	1.381.139
2034	18	28.547.967	1.427.398
2035	19	29.505.450	1.475.273
2036	20	30.496.381	1.524.819
	TOTAL	470.154.280	23.507.714

Tabla 7: Ahorros y costos (Fuente: elaboración propia)

7.3.3 INCENTIVOS

Tal como se mencionó en el ítem 5.2 anterior, Tabla 1, existen incentivos provenientes de organismos gubernamentales que ayudan a financiar proyectos en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Para el caso de este anteproyecto en estudio, los incentivos se resumen a continuación:

Incentivo	Monto \$
FIA	50.000.000
CORFO	20.000.000
CNR	35.000.000
TOTAL	105.000.000

Tabla 8: Incentivos (Fuente: elaboración propia)

Los montos de los incentivos por institución se estimaron tomando como base los siguientes supuestos: en el caso de la FIA un 50% del monto total máximo por proyecto, para la Corfo, un 50% del tope máximo y para el caso de la CNR, que cuenta con un monto global a repartir se consideró una asignación baja, del orden del 5% de dicho monto.

7.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

En este apartado se presentan los resultados de la evaluación económica de los diferentes flujos de caja para los distintos casos que se tomaron en cuenta en este trabajo, esto es, proyecto puro, proyecto con incentivo incluido y sin financiamiento externo, como también los casos de proyecto financiado, sin incentivo, pero para diferentes porcentajes de financiamiento externo.

Para las evaluaciones de los flujos de caja se consideró una tasa de descuento de un 10%, que es el valor convenido que actualmente se utiliza en Chile en las evaluaciones costo beneficio del sector eléctrico, mismo valor que también es recomendado por la Agencia Internacional de Energía para la evaluación de proyectos fotovoltaicos. El período de evaluación de este tipo de proyectos coincide con su vida útil, la cual fluctúa entre 20 y 25 años. Para el presente trabajo, se considerará un período de 20 años.

Otros antecedentes que deben ser tomados en consideración para estas evaluaciones, tienen que ver con que el Hospital Militar de Santiago es una entidad pública sin fines de lucro y que por dicha condición está exento del pago de impuesto de primera categoría (ver Anexo 10.11), lo que afecta los flujos de caja calculados.

Los valores obtenidos para cada caso se presentan a continuación:

	TASA DE DESCUENTO	VAN	TIR	IVAN	PAYBACK (Años)
Proyecto puro	10,0%	\$913.261	10,1%	\$0,01	9
Proyecto con incentivo	10,0%	\$105.913.261	27,3%	\$1,47	3
Proyecto con financiamiento 25%, sin incentivo	10,0%	\$15.956.704	11,6%	\$0,12	8
Proyecto con financiamiento 50%, sin incentivo	10,0%	\$31.402.874	14,4%	\$0,35	7
Proyecto con financiamiento 75%, sin incentivo	10,0%	\$47.699.822	22,0%	\$1,08	4
Proyecto con financiamiento 90%, sin incentivo	10,0%	\$57.057.134	42,3%	\$3,22	2

Tabla 9: Resultados análisis financiero (Fuente: elaboración propia)

De los resultados anteriores se aprecia que en todos los casos el indicador VAN es positivo, lo que permite afirmar que en todas las opciones analizadas el proyecto es viable, lo que se refuerza con los valores obtenidos para la tasa interna de retorno (TIR), los cuales son todos mayores que la tasa de descuento. No obstante lo anterior, es necesario señalar que en el caso del proyecto puro, los valores obtenidos para el VAN y TIR son apenas positivos, lo cual muestra que la viabilidad de este proyecto está al límite de lo que

podría ser financiado con medios propios y bajo las condiciones establecidas en la evaluación.

En relación al indicador IVAN, el proyecto que mejor rentabilidad genera por cada unidad monetaria invertida es el alternativa con 90% de financiamiento. En el lado opuesto, el de menor rentabilidad en relación a la inversión es el caso de proyecto puro.

Respecto del período de recuperación de la inversión (Payback) se observa un rango de variación que va desde los 2 años, para el proyecto financiado al 90% hasta los 9 años para el caso del proyecto puro. Claramente la reducción de la inversión inicial propia, disminuye este indicador, debido a que el financiamiento, mejora los flujos de caja futuros.

7.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Para analizar los escenarios posibles en los cuales este proyecto es viable se efectúa un análisis de sensibilidad con respecto a 3 variables que se consideran relevantes: la primera de ellas tiene que ver con el costo de los paneles fotovoltaicos, dado que es el ítem más importante en términos de costo, la segunda variable es el costo de la energía eléctrica y la tercera y última es la tasa de descuento.

7.5.1 VARIACIÓN COSTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.

Un factor relevante en este tipo de proyectos tiene que ver con la variación de costos que puedan experimentar los paneles fotovoltaicos. En los últimos 5 años los costos de estos equipos ha caído en el mercado de manera muy importante, del orden de un 80% según lo señalado por el Ministerio de Energía, lo cual ha facilitado en el año 2015 y 2016, la generación de proyectos de este tipo. No obstante este escenario, es importante analizar una coyuntura en la cual los precios de los equipos aumentan y de esta forma poder evaluar el comportamiento de los indicadores VAN y TIR.

Los resultados se aprecian el siguiente gráfico:

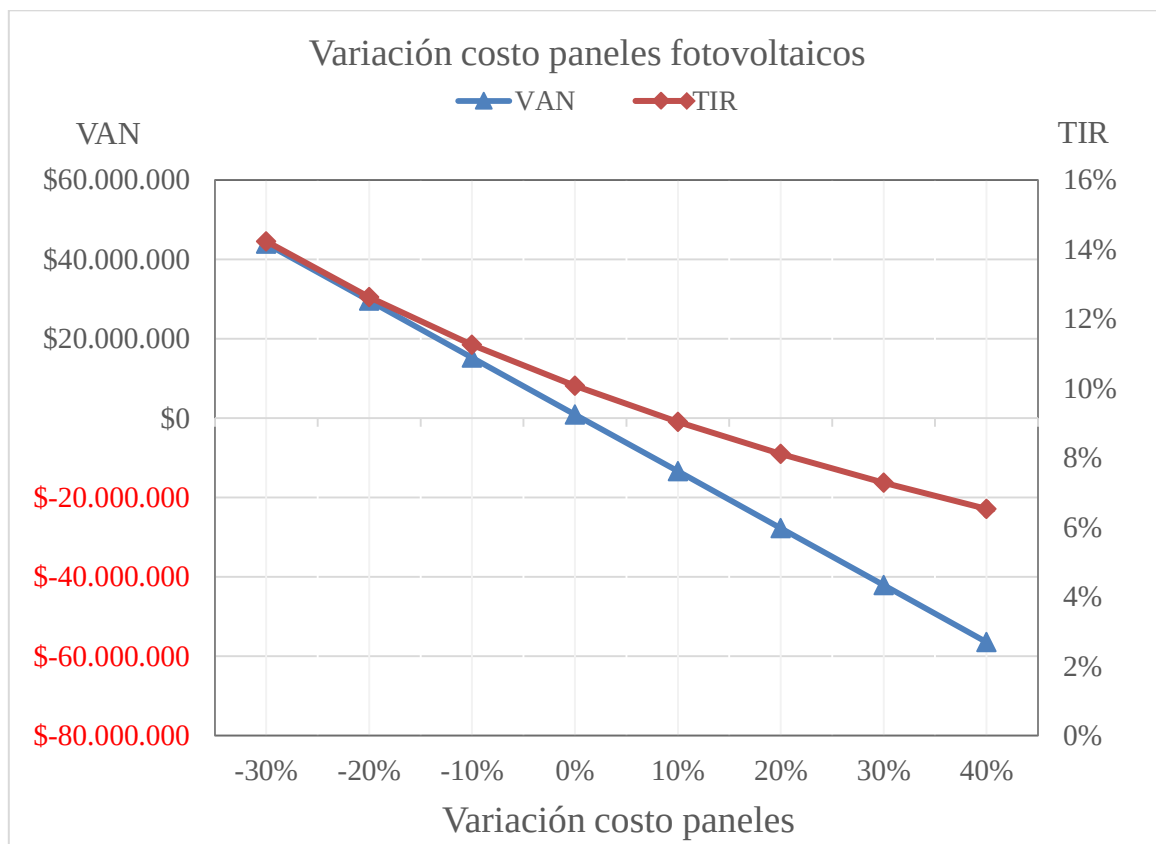


Gráfico 2: Variación costo paneles fotovoltaicos v/s VAN y TIR

Del gráfico anterior se aprecia claramente que la tendencia del indicador VAN es decreciente conforme aumentan los precios de los paneles fotovoltaicos. En particular este proyecto está al límite de su viabilidad con el nivel de precios actual, por lo que si la disminución de precios continúa producto de la cada vez mayor masificación de esta tecnología, el proyecto se haría más rentable. Respecto de la TIR, se observa que tiene un comportamiento exponencial a medida que los precios aumentan.

Es interesante analizar también el efecto que la variación de precios de los paneles fotovoltaicos tiene en el Payback de este proyecto. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico:

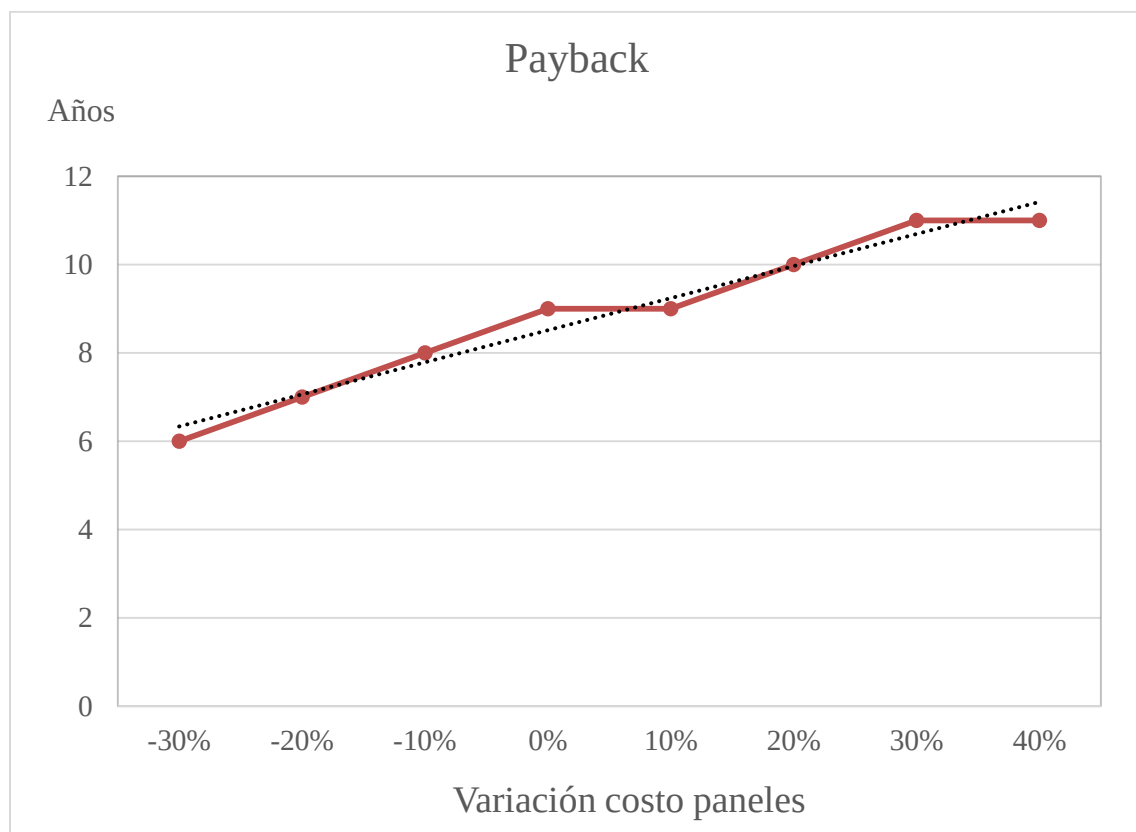


Gráfico 3: Variación costo paneles fotovoltaicos v/s Payback

Se aprecia que el aumento del precio de los paneles fotovoltaicos incrementa el valor de este indicador, lo que hace menos atractivo un proyecto de estas características. Una disminución del orden de un 30% haría que el retorno de la inversión descendiera a 6 años de los 9 años iniciales, lo que es un dato relevante al momento de tomar la decisión de inversión.

7.5.2 VARIACIÓN COSTO DE LA ENERGÍA.

La sensibilización de esta variable tiene una gran relevancia por cuanto condiciona la rentabilidad y consecuente con ello, la viabilidad del proyecto en estudio. En los últimos 5 años y en especial a partir de fines del año 2014, durante todo el año 2015 y también 2016 se ha producido un incremento importante del costo de la energía, muy superior a la inflación anual, lo que se ha visto reflejado en la facturación que el Hospital Militar de Santiago cancela a Enel Distribución por este concepto.

A partir del valor base del costo de la energía de \$89 / KWh, se analizará el comportamiento de los indicadores VAN y TIR, suponiendo un aumento de 4% anual en el costo de este insumo. Los resultados se aprecian el siguiente gráfico:

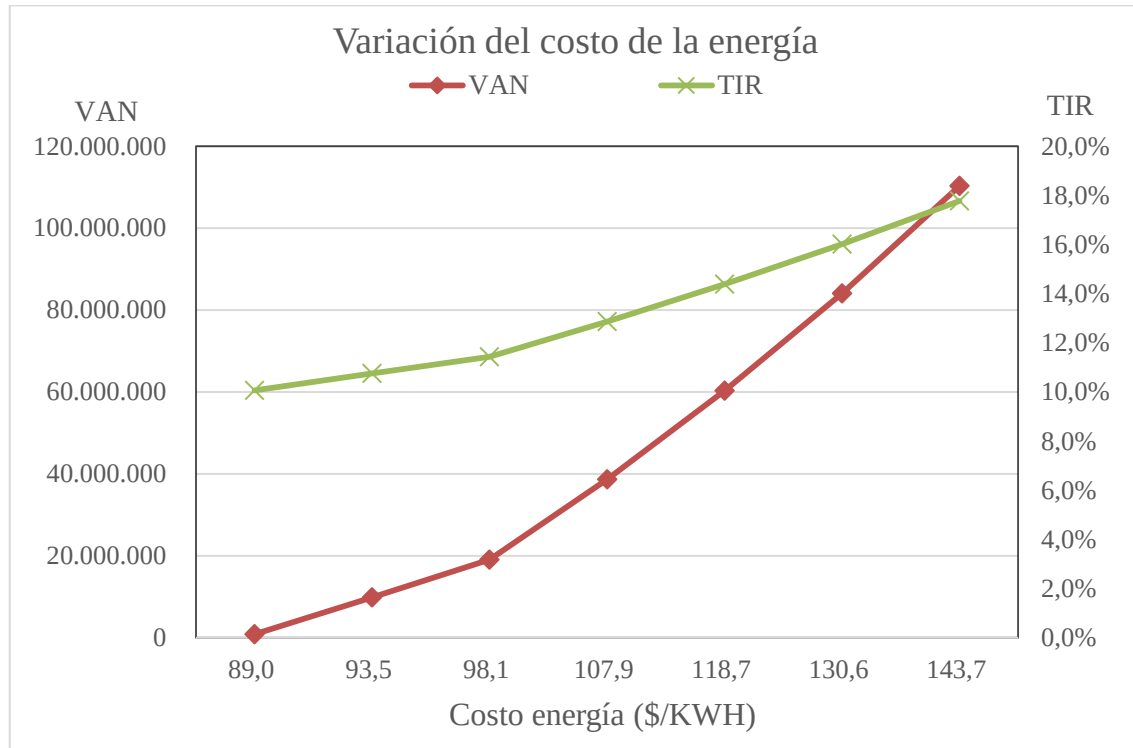


Gráfico 4: Variación costo energía v/s VAN y TIR

Se observa que el aumento del costo de la energía impacta positivamente en el VAN y TIR haciendo este proyecto más rentable, lo que lo torna más atractivo de implementar toda vez que las alzas en el costo de la energía continuarán el mediano plazo.

Al examinar el efecto del alza de esta variable en el Payback se puede apreciar el siguiente resultado:

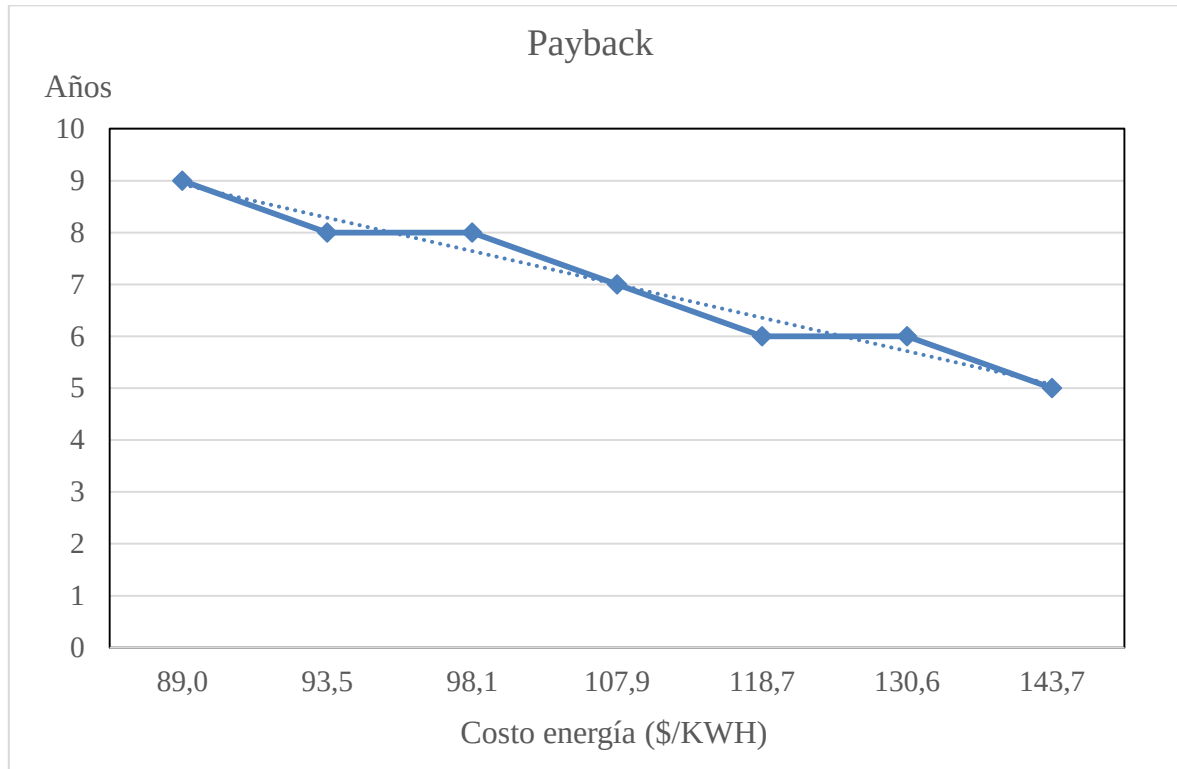


Gráfico 5: Variación costo energía v/s Payback

Se advierte una clara tendencia decreciente en el tiempo de recuperación de la inversión, lo que es muy positivo para el Hospital Militar de Santiago, de 9 años iniciales se podría llegar a 5 años, disminución que es coherente con el alza de los indicadores VAN y TIR debido al alza del costo de la energía.

7.5.3 VARIACIÓN TASA DE DESCUENTO.

Se considera pertinente analizar los efectos que tiene la variación de la tasa de descuento en la viabilidad de este proyecto, a partir del valor de 10% utilizado en la evaluación financiera. El siguiente gráfico muestra los resultados:

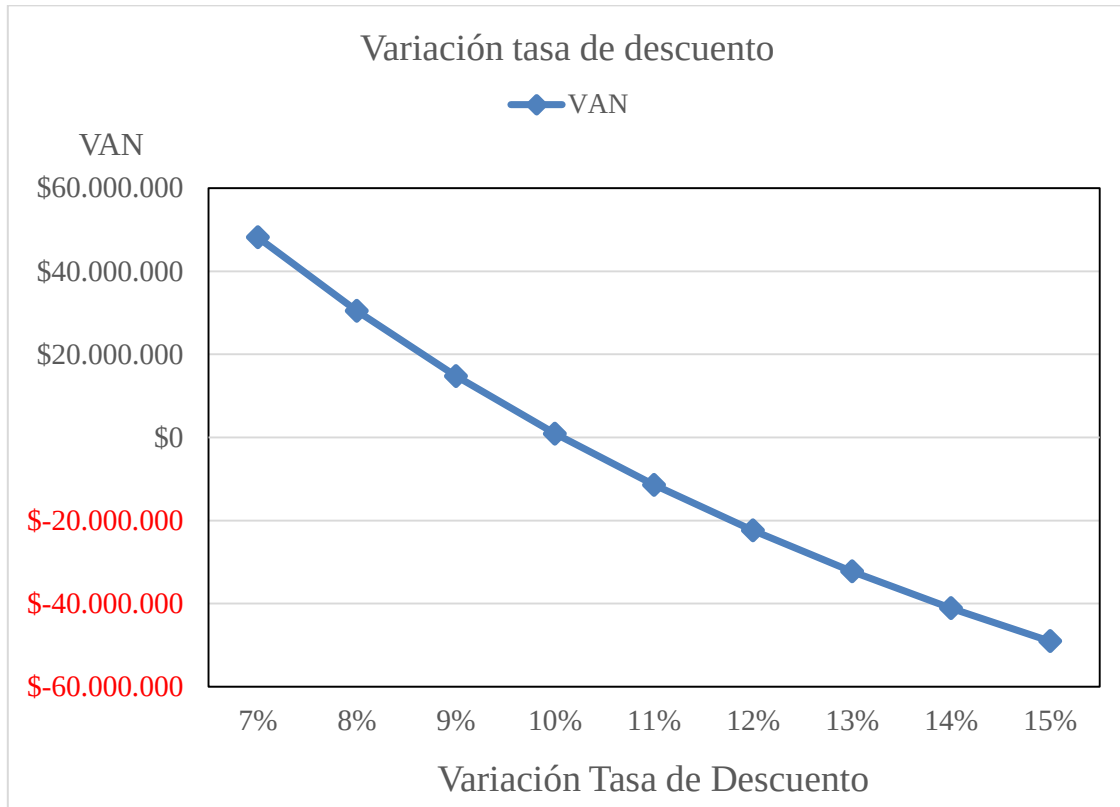


Gráfico 6: Variación tasa de descuento v/s VAN

Se aprecia que la variación de la tasa de descuento, al alza o a la baja, afecta la rentabilidad del proyecto haciéndolo viable o inviable respectivamente. A partir de valores superiores al 10% el VAN se torna negativo, lo que hace inviable el proyecto.

8. CONCLUSIONES.

En la actualidad, el mundo está tomando cada vez más conciencia de la necesidad de cuidar el planeta. Con esa orientación, la búsqueda de nuevas formas de generación de energía que sean amigables con el medio ambiente, renovables, que no dependan de los hidrocarburos y que permitan reducir los costos de generación para no afectar el crecimiento del país, se ha convertido en un imperativo de nuestra sociedad, especialmente en Chile, en el cual en estos últimos 5 años se ha producido un crecimiento muy importante en el desarrollo de proyectos de ERNC, especialmente con el uso de las tecnologías fotovoltaica y eólica.

El alza de los precios de la energía que se ha hecho sentir en todas las áreas económicas especialmente en los años 2015 y 2016, producto de la falta de definición de una política gubernamental clara los años anteriores, ha contribuido a la búsqueda de nuevas opciones de generación de menor costo. Esta coyuntura, sumada a la política del Ejército de Chile de contribuir al desarrollo del país y la cohesión social, insertándose en la sociedad como una institución responsable con el medioambiente y alineada con una de sus áreas estratégicas “Ejército y Sociedad”, genera un escenario propicio para la creación e implementación de proyectos alternativos de generación eléctrica, como son los de tipo fotovoltaico, con lo cual se aporta a la meta gubernamental que establece que al año 2025, el 20% del generación de energía provenga de fuentes Renovables No Convencionales (ERNC).

En virtud de lo anterior, el presente trabajo de titulación, ha dimensionado y evaluado un sistema de generación fotovoltaico de 100 KW de potencia,

determinando el tipo de instalación y el costo asociado a ello, para atender a las bombas recirculadoras que forman parte del sistema de climatización del Hospital Militar de Santiago, mediante un sistema de inyección directa (on grid), aportando un 26,2% del total de energía anual que consumen, razón por la cual no se contempla venta de energía al sistema público.

En términos de resultados, al evaluar los diferentes escenarios, los indicadores VAN y TIR son atractivos para todas las opciones analizadas, aún para el proyecto puro, cuyos valores fueron levemente positivos, con lo que se puede concluir que el proyecto planteado es viable. El tiempo de recuperación de la inversión (Payback) para esta condición de financiamiento con medios propios se encuentra en los 9 años, que es un valor esperable de acuerdo a los actuales estándares de la industria.

Respecto de los incentivos de instituciones gubernamentales que apoyan iniciativas ERNC, se puede decir que mejoran ostensiblemente la factibilidad de este proyecto, ya que disminuyen la importante inversión inicial que requieren este tipo de iniciativas. Similar efecto positivo ocurre cuando no se utiliza el incentivo y se obtiene un préstamo de una institución financiera para cubrir diferentes proporciones de la inversión inicial y que este sea pagado durante toda la vida útil del proyecto. En este caso los indicadores VAN y TIR mejoran notoriamente, lo mismo que con el Payback, todo lo cual hace más atractivo este proyecto.

Los análisis de sensibilidad permitieron apreciar los efectos de 3 factores que influyen de manera relevante en este tipo de proyectos. El precio de los equipos incide de manera importante en la rentabilidad del proyecto,

mostrando que las alzas la perjudican y las disminuciones la benefician. En relación al alza del precio de la energía, esta favorece la rentabilidad del proyecto. Respecto de la tasa de descuento, esta tiene un efecto no menor y es que está acotada en el rango superior, ya que valores superiores al 10% hacen inviable el proyecto.

Finalmente, el desarrollo del presente trabajo permitió establecer que el rubro de las ERNC, especialmente las opciones de proyectos fotovoltaicos, tienen aún un gran potencial de crecimiento en el país, ya que el mejoramiento de las tecnologías de paneles fotovoltaicos, sumado a la reducción de sus precios debido a su masificación a nivel mundial, ha permitido la llegada al país de más actores al rubro, a través de los cuales se ha aumentado la oferta y competencia en alternativas de ERNC. Este crecimiento se ha visto de manera palpable en el año 2015 y más aún en 2016, períodos en los cuales, las licitaciones de energía llevadas a cabo por el Ministerio de Energía, atrajeron un alto número de participantes con opciones de ERNC, los cuales fueron en definitiva los grandes ganadores en estos procesos. Además, esta importante alza del uso de estas tecnologías, trajo como consecuencia que la autoridad gubernamental sustituyó recientemente al carbón dentro de la matriz energética del país, apostando fuerte por este tipo de tecnologías ERNC, lo que reafirma el hecho de que este tipo de opciones de generación de energía son una alternativa real y viable para el país, que permiten aprovechar el excepcional potencial solar que Chile tiene.

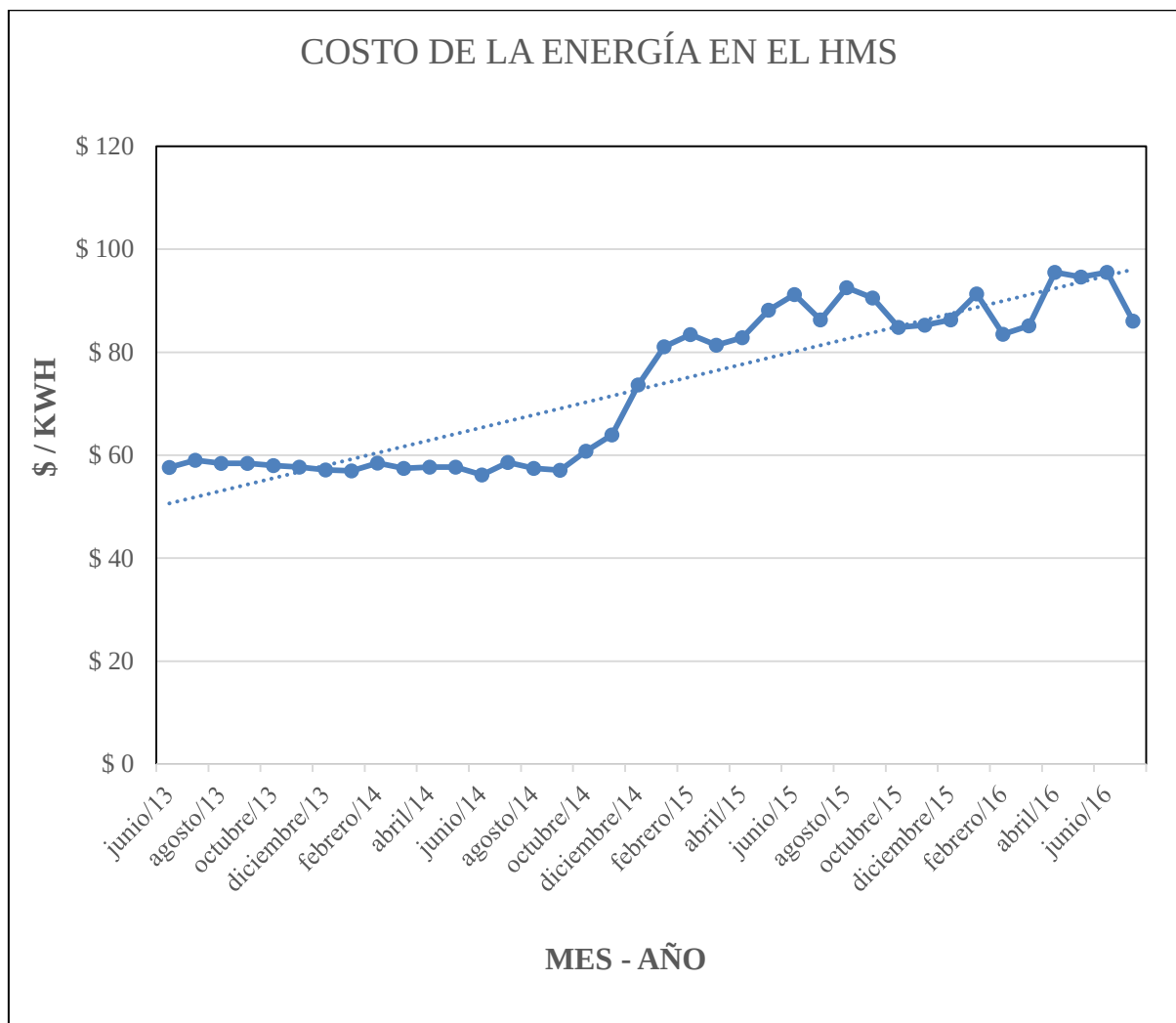
9. REFERENCIAS.

- a) <http://www.cne.cl>
- b) <http://www.cer.gob.cl>
- c) León Toro, Daniela del Pilar. Universidad de Chile, 2009.
“Evaluación técnico económica de implementación de paneles fotovoltaicos en entidades públicas”.
- d) Constenla Kasat, Valentina, Universidad de Chile, 2012.
“Diseño de un plan de negocios para una empresa proveedora de energía eléctrica solar fotovoltaica”.
- e) IEA, International Energy Agency, Energy Technology Perspective 2014. Harnessing Electricity’s Potential.
- f) Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA), Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile, Sep.2013.
- g) Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Geofísica, Evaluación del Recurso Solar, May.2016.
- h) Ministerio de Energía, Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020, Feb.2012.
- i) Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2030, Energía para el Futuro, Feb.2012.
- j) Ministerio de Energía, Agenda de Energía, Un desafío país, progreso para todos, 2014.
- k) Mery Benjamín, Vacarezza Tomás, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2013.
“Tendencias actuales de precios y tecnologías en plantas de generación fotovoltaica”

- l) Valdés F., Marcelo y Gutiérrez, Gonzalo, Pontificia Universidad Católica de Chile, May.2012.
“Evolución del desarrollo y del costo de los sistemas fotovoltaicos en el mundo y en Chile”
- m) www.cer.gob.cl Guía de Gestión, Aspectos claves en el desarrollo de proyectos ERNC, Dic.2013
- n) Corporación de Desarrollo Tecnológico – Cámara Chilena de la Construcción, 2013.
“Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos”
- o) Pereda Soto Isidro Elvis, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2005.
“Celdas Fotovoltaicas en Generación Distribuida”
- p) www.revistaei.cl/2016/12/22/ “Gobierno saca al carbón de la matriz energética y apuesta fuerte por la energía solar en su planificación”

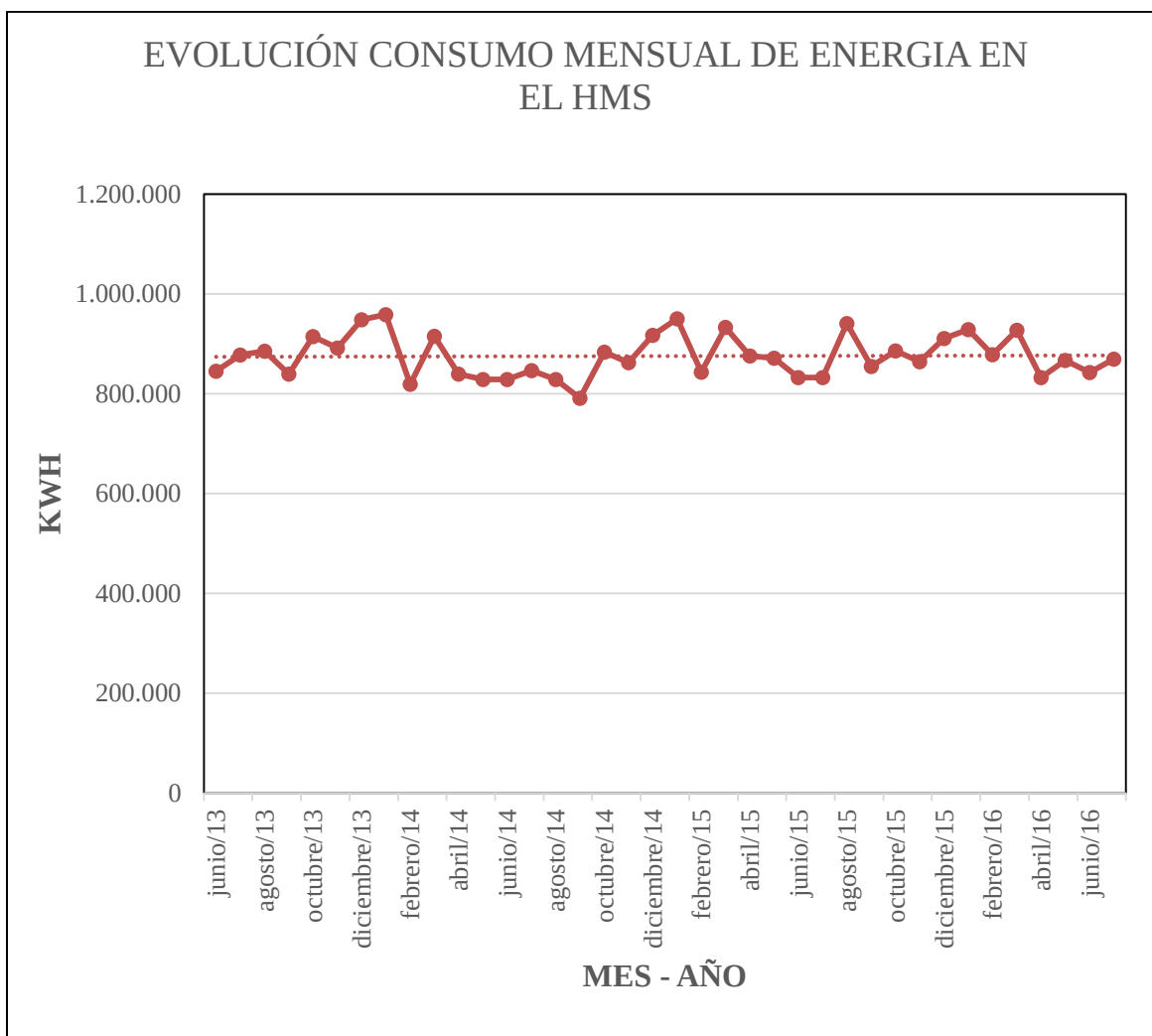
10.ANEXOS.

10.1 Evolución costo de la energía en el HMS.



Fuente: Elaboración propia en base a facturación real de Chilectra.

10.2 Cuadro de demanda de energía del HMS.



Fuente: Elaboración propia en base a lectura real de consumos.

10.3 Cuadro de bombas recirculadoras de climatización del HMS.

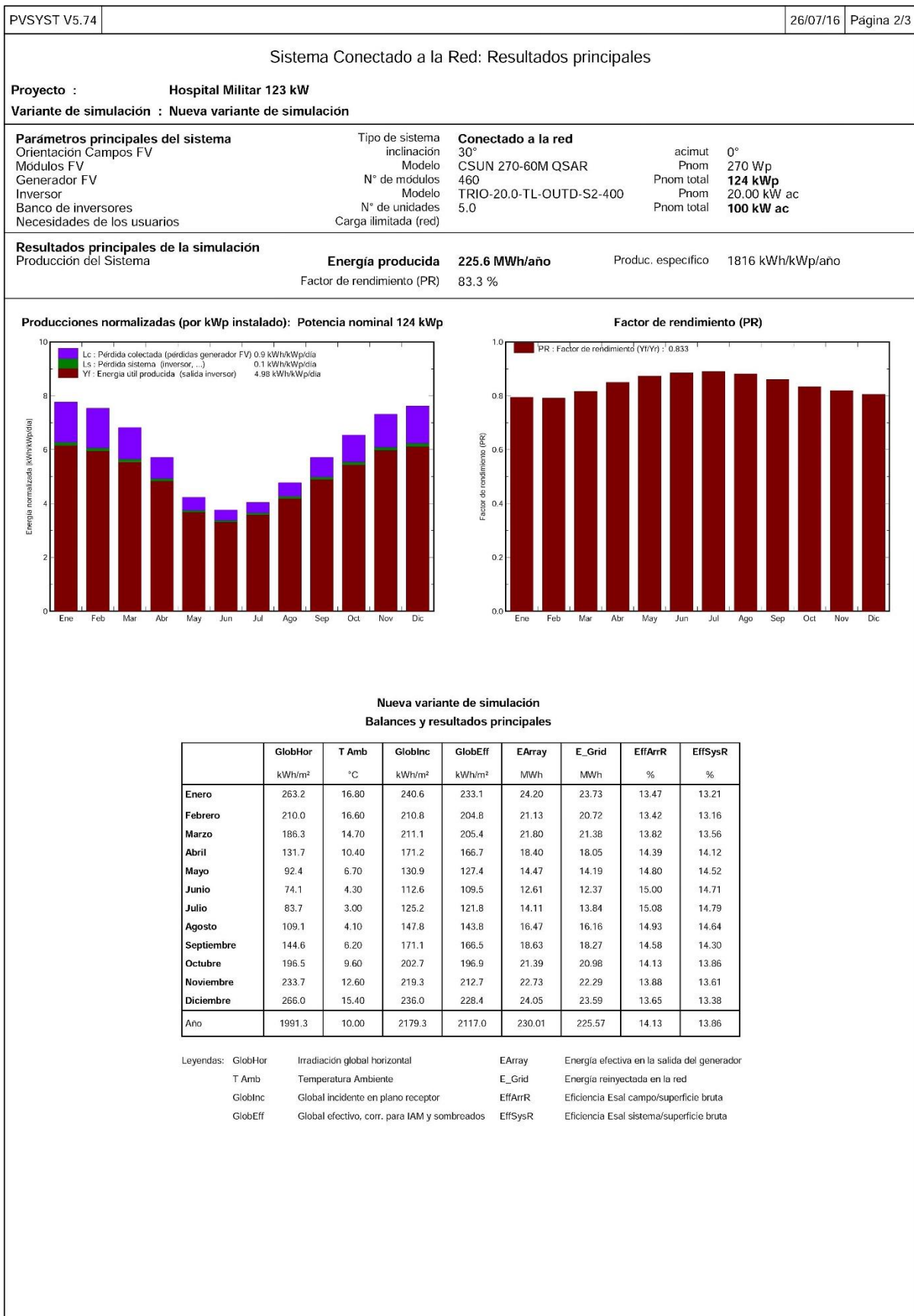
BOMBAS DE CLIMATIZACIÓN HMS								
Item	Bomba	Marca	Modelo	Caudal (m3/hr)	Presión (m.c.a.)	Potencia motor (HP - 380V)	Velocidad de giro (RPM)	Potencia motor (KW - 380V)
1	BAEP 1	ARMSTRONG	Series 4030, 8x6x11,5	337	18	30	1.500	22,5
2	BAEP 1R	ARMSTRONG	Series 4030, 8x6x11,5	337	18	30	1.500	22,5
3	BAEP 2	ARMSTRONG	Series 4030, 8x6x11,5	337	18	30	1.500	22,5
4	BAC 1	ARMSTRONG	Series 4030, 10x8x13	421	28	60	1.500	45
5	BAC 1R	ARMSTRONG	Series 4030, 10x8x13	421	28	60	1.500	45
6	BAC 2	ARMSTRONG	Series 4030, 10x8x13	421	28	60	1.500	45
7	BAES 1	ARMSTRONG	Series 4030, 8x6x13	274	31	50	1.500	37,5
8	BAES 1R	ARMSTRONG	Series 4030, 8x6x13	274	31	50	1.500	37,5
9	BAES 2	ARMSTRONG	Series 4030, 5x4x8	182	43	40	3.000	30
10	BAES 2R	ARMSTRONG	Series 4030, 5x4x8	182	43	40	3.000	30
11	BAES 3	ARMSTRONG	Series 4030, 5x4x8	148	36	30	3.000	22,5
12	BAES 3R	ARMSTRONG	Series 4030, 5x4x8	148	36	30	3.000	22,5
13	BAES 4	ARMSTRONG	Series 4030, 3x1,5x8	47	41	15	3.000	11,25
14	BAES 4R	ARMSTRONG	Series 4030, 3x1,5x8	47	41	15	3.000	11,25
15	BAES 5	ARMSTRONG	Series 4030, 3x1,5x8	26	35	7,5	3.000	5,625
16	BAES 5R	ARMSTRONG	Series 4030, 3x1,5x8	26	35	7,5	3.000	5,625
Pot. Total Instalada								416,25

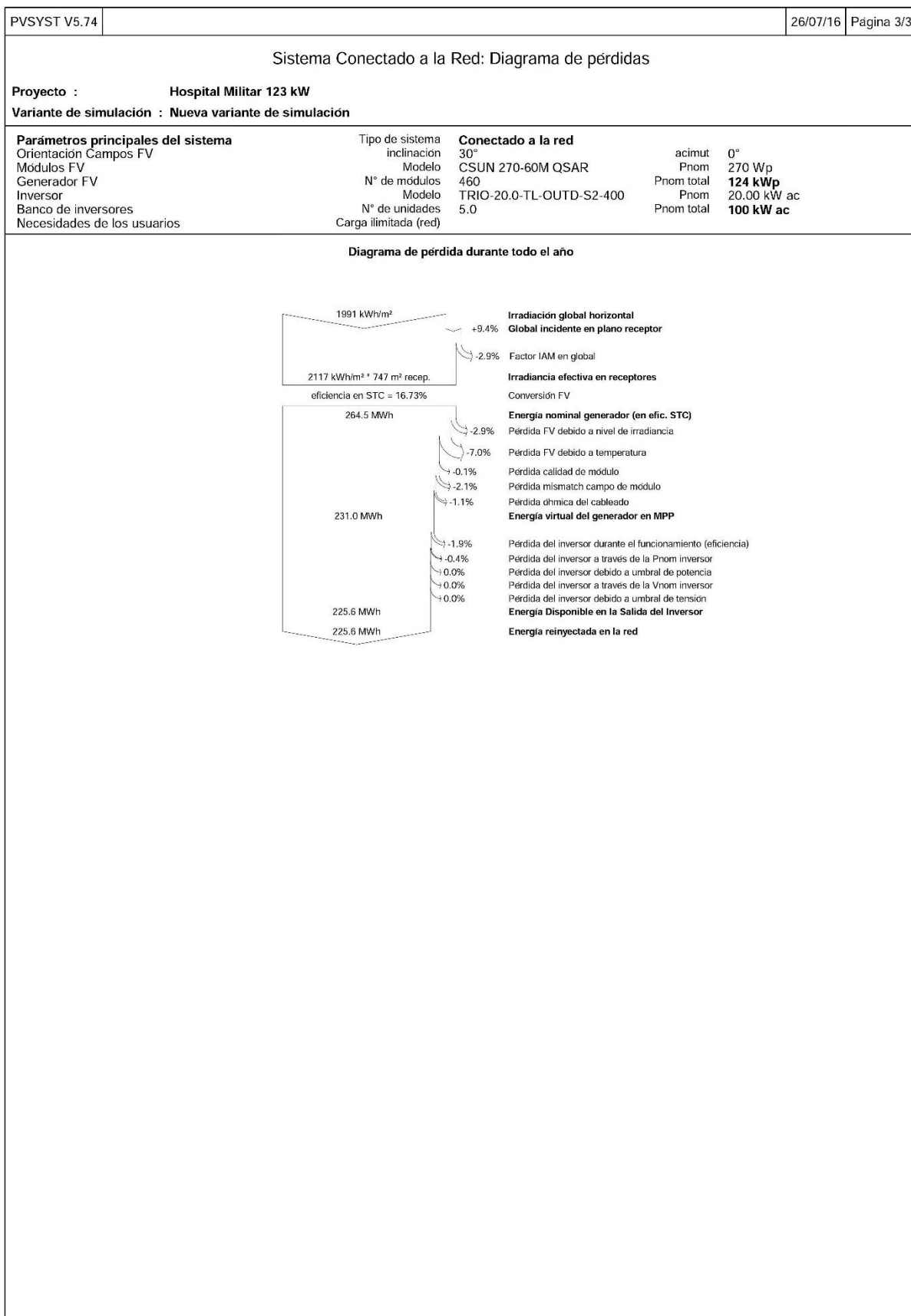
Fuente: Elaboración propia en base a equipos existentes.

10.4 Simulación PVSYST.

PVSYST V5.74					26/07/16	Página 1/3
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto : Hospital Militar 123 kW						
Lugar geográfico		Hospital Militar		País	Chile	
Ubicación		Latitud	33.4°S	Longitud	70.5°W	
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT-3	Altitud	688 m	
Datos climatológicos :		Hospital Militar de NASA-SSE, Síntesis datos por hora				
Variante de simulación : Nueva variante de simulación						
		Fecha de simulación	26/07/16 08h43			
Parámetros de la simulación						
Orientación Plano Receptor		Inclinación	30°	Acimut	0°	
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos				
Sombras cercanas		Sin sombreado				
Características generador FV						
Módulo FV		Si-mono	Modelo	CSUN 270-60M QSAR		
			Fabricante	China Sunergy		
Número de módulos FV			En serie	23 módulos		
N° total de módulos FV			N° módulos	En paralelo	20 cadenas	
Potencia global generador			Nominal (STC)	Pnom unitaria	270 Wp	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)			V mpp	En cond. funciona.	111 kWp (50°C)	
Superficie total			Superficie módulos	I mpp	169 A	
					747 m²	
Inversor			Modelo	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400		
			Fabricante	ABB S.p.A.		
Características			Tensión Funciona.	Pnom unitaria	20.0 kW AC	
Banco de inversores			N° de inversores	Potencia total	100.0 kW AC	
Factores de pérdida Generador FV						
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)				TONC	56 °C	
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	66 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	0.1 %	
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo	0.05	
Necesidades de los usuarios :		Carga ilimitada (red)				

Traducción sin garantía. Solo el texto inglés está garantizado.





10.5 Paneles fotovoltaicos.



Mono

PowerGuard
SPECIALTY INSURANCE SERVICES

Powerguard insurance global coverage

Within the first year, the output power shall not be less than 96.5% of the minimum output power in CSUN's product datasheet, thereafter the loss of output power shall not exceed 0.68% per year, ending with 80.18% in the 25th year.

■ CSUN ■ Standard warranty

CSUN's NEW linear performance warranty



Number of years 5 years 10 years 15 years 20 years 25 years



CSUN270-60M
Highest efficiency offer: QSAR™

QSAR™
CSUN255-60M CSUN260-60M
CSUN265-60M CSUN270-60M

19%
Cell efficiency

270 W
Highest power output

10 Jahre
Material & workmanship warranty

25 Jahre
Linear power output warranty

-  Higher efficiency – perfect for rooftop projects
-  Positive tolerance offer
-  Excellent current distribution performance reduces power loss
-  Passed salt mist & ammonia corrosion, blowing sand and hail testing
-  Certified to withstand wind (2400 Pa) and snow load (5400 Pa)
-  Excellent performance under weak light conditions
-  Good temperature coefficient performance enables better output in tropical zones

- CSUN, established in 2004, is a hi-tech corporation with its core business in R&D, manufacturing, and sale of high efficiency silicon based solar cells and modules.
- As one of the leading PV enterprises in the world, CSUN has delivered more than 1GW solar products, to residential, commercial, utility and off-grid projects all around the world.
- Through strict selection of raw materials, stringent quality control and rigorous test in state of the art facilities in Istanbul, Nanjing and Shanghai, CSUN has always committed to higher efficiency, more stable and better cost performance products.

QSAR™ is the trade mark owned by CSUN, also the brand name of high efficiency solar module produced by CSUN. From March 2012, CSUN will change "QUASAR" originally used into "QSAR".

All information and data are subject to change without notice.



www.csun-solar.com











All rights reserved by CSUN
Version 3/2014-ENG

Electrical characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Module	QSAR 270-60M	QSAR 265-60M	QSAR 260-60M	QSAR 255-60M
Maximum Power - P _{mpp} (W)	270	265	260	255
Positive power tolerance	0~3%	0~3%	0~3%	0~3%
Open Circuit Voltage - Voc (V)	38.3	38.2	38.1	38.0
Short Circuit Current - Isc (A)	9.07	8.98	8.90	8.82
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	31.2	31,0	30,8	30.7
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	8.65	8.55	8.44	8.30
Module efficiency	16.63%	16.32%	16.01%	15.70%

Electrical data relates to standard test conditions (STC): irradiance 1000W/m²; AM 1.5; cell temperature 25°C measuring uncertainty of power is within ±3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2 and UL 1703.

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Module	QSAR 270-60M	QSAR 265-60M	QSAR 260-60M	QSAR 255-60M
Maximum Power - P _{mpp} (W)	198	195	192	188
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	28.8	28,6	28.4	28.1
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	6.88	6.82	6.76	6.68
Open Circuit Voltage - Voc (V)	35.3	35.2	35.1	35
Short Circuit Current - Isc (A)	7.36	7.28	7.19	7.12

Electrical data relates to normal operating cell temperature (NOCT): irradiance 800 W/m²; wind speed 1 m/s; cell temperature 45°C ambient temperature 20°C measuring uncertainty of power is within ±3%

Temperature Characteristics

Voltage Temperature Coefficient	-0.307%/K
Current Temperature Coefficient	+0.039%/K
Power Temperature Coefficient	-0.423%/K

Maximum Ratings

Maximum system voltage (V)	1000
Series fuse rating (A)	20
Reverse current overload (A)	27

Mechanical Characteristics

Dimensions	1640 × 990 × 35 mm
Weight	18.3 kg
Frame	Anodized aluminum profile
Front glass	White toughened safety glass, 3.2 mm
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Sheet	Composite film
Cells	6 × 10 pieces monocrystalline solar cells series strings (156 mm × 156 mm)
Junction Box	Rated current ≥ 12A, IP ≥ 65, TUV & UL
Cable	Length 900 mm, 1 × 4 mm ²
Connector	MC 4/ compatible with MC 4

Packaging

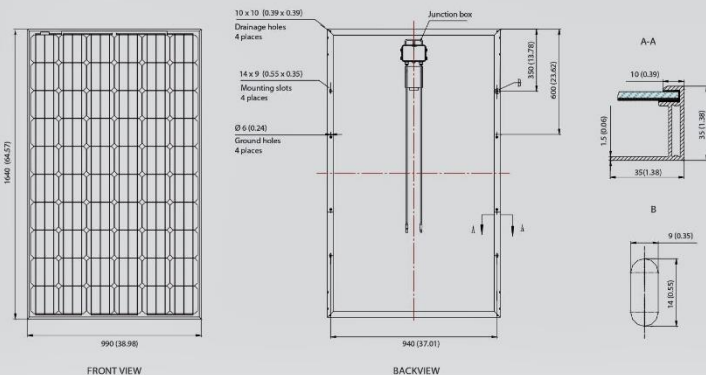
Container 20'	360 pcs.
Container 40'	840 pcs.
Container 40'HC	896 pcs.

System Design

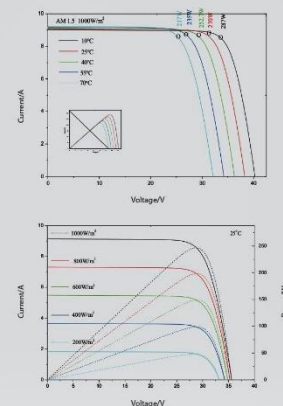
Temp. range	-40°C to + 85°C
Hail	max. diameter of 25mm with impact speed of 23m/s
Max. capacity	Snow 5400 Pa, wind 2400 Pa
Application class	A
Safety class	II

Dimensions

Note: Module layout below only valid for modules with 35mm thickness. All dimensions in mm (inch).



IV-Curves



10.6 Inversor.

ABB string inverters TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 to 27.6 kW



The three-phase commercial inverter offers more flexibility and control to installers who have large installations with varying aspects or orientations.

The dual input section containing two, independent Maximum Power Point Tracking (MPPT), allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions.

The TRIO features a high speed and precise MPPT algorithm for real power tracking and improved energy harvesting.

High efficiency at all output levels

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

This device has an efficiency rating of up to 98.2%.

The very wide input voltage range makes the inverter suitable for installations with reduced string size.

In addition to its new look, this inverter has new features including a special built-in heat sink compartment and front panel display system. The unit is free of electrolytic capacitors, leading to a longer product lifetime.



Micro inverters

String inverters

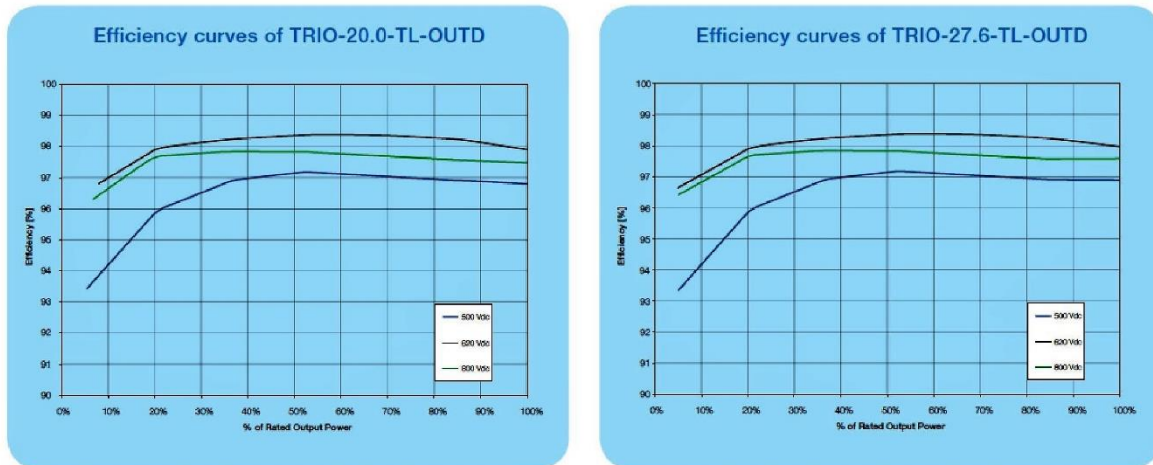
Central inverters

Turnkey stations

PV + Storage

Highlights of the improved design – first time shown at Intersolar 2014

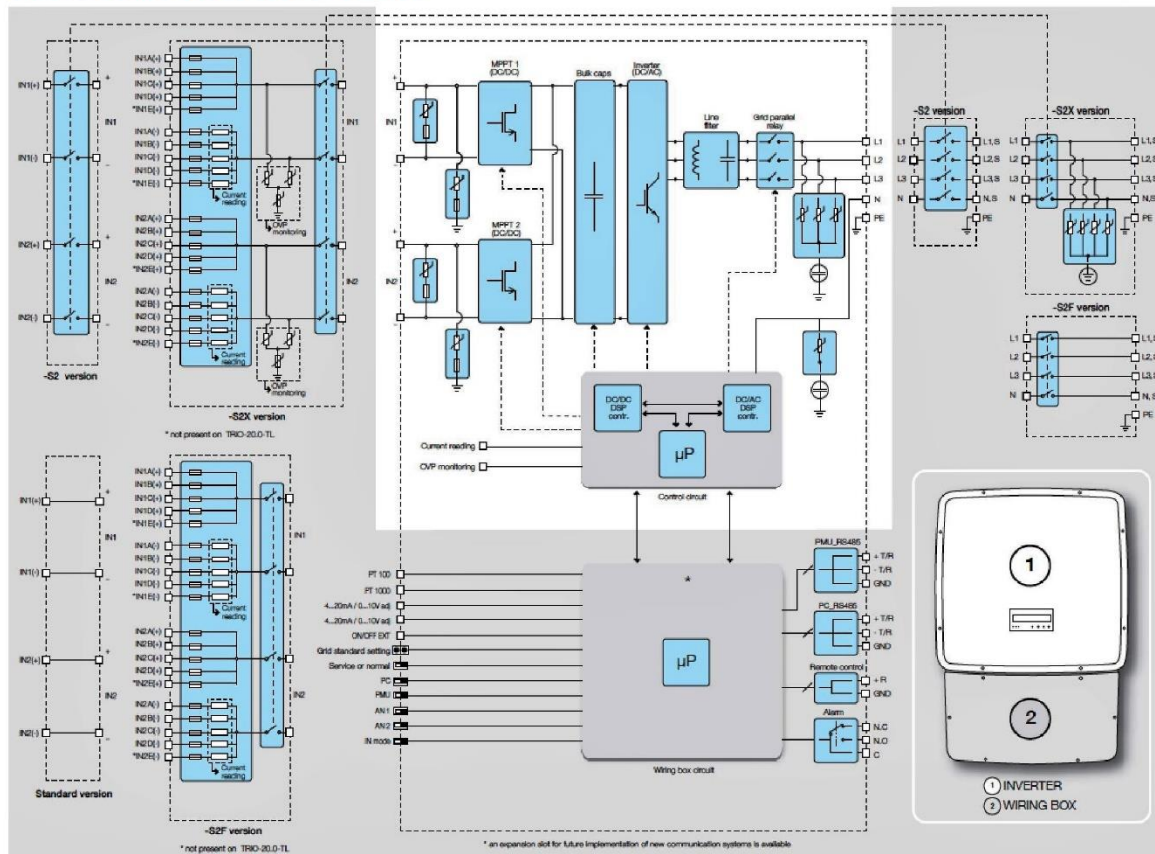
- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Detachable wiring box to allow an easy installation
- Wide input range
- ‘Electrolyte-free’ power converter to further increase the life expectancy and long term reliability
- Integrated string combiner with different options of configuration which include DC and AC disconnect switch in compliance with international standards (-S2, -S2F and -S2X versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- Capability to connect external sensors for monitoring environmental conditions
- Availability of auxiliary DC output voltage (24V, 300mA)



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{domin...}V_{domax}$)	$0.7 \times V_{start} \dots 950$ V	
Rated DC input voltage (V_{dc})	620 V	
Rated DC input power (P_{dc})	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dc}	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [$800V \leq V_{MPPT} \leq 950V$]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	12000 W [$480V \leq V_{MPPT} \leq 800V$] the other channel: $P_{dc}=12000W$ [$350V \leq V_{MPPT} \leq 800V$]	16000 W [$500V \leq V_{MPPT} \leq 800V$] the other channel: $P_{dc}=16000W$ [$400V \leq V_{MPPT} \leq 800V$]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	40.0 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X and -S2F Versions)	1 (5 in -S2X and -S2F Versions)
DC connection type	Tool Free PV connector WM / MC4 (Screw terminal block on standard and -S2 versions)	
Input protection		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source, for standard and -S2 versions, and for fused versions when max 2 strings are connected	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	2	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X version)	3 (Class II)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	40 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three phase 3W or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{ac} @ \cos\phi=1$)	20000 W	27600 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max} @ \cos\phi=1$)	22000 W ⁽³⁾	30000 W ⁽⁴⁾
Maximum apparent power (S_{max})	22200 VA	30000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	
AC voltage range	320...480 V ⁽¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	33.0 A	45.0 A
Contributory fault current	35.0 A	46.0 A
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min} \dots f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ⁽²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995 , adj. ± 0.9 with $P_{ac,r}=20.0$ kW, ± 0.8 with max 22.2 kVA	
Total current harmonic distortion	$< 3\%$	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG36	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum AC overcurrent protection	34.0 A	46.0 A
Output overvoltage protection - varistor	4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version)	4 (Class II)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.2%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Feed in power threshold	40 W	
Stand-by consumption	$< 8W$	

Block diagram of TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card® (opt.), PVI-AEC-EVO (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card® (opt.)	
User interface	Graphic display	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F	
Relative humidity	0...100% condensing	
Noise emission	< 50 dB(A) @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP 65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	1061 mm x 702 mm x 292 mm/ 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Weight	< 70.0 kg / 154.3 lb (Standard version)	< 75.0 kg / 165.4 lb (Standard version)
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only)	
Safety and EMC standard	EN 50178, EN62109-1, EN62109-2, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD1699, RD 1565, AS 4777, BDEW, ABNT NBR 16149, NRS-097-2-1, CLC/FprTS 50549, PEA, MEA	
Available products variants		
Standard	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
With DC+AC switch	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
With DC+AC switch and fuse	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400
With DC+AC switch, fuse and surge arrester	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400

1. The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard
2. The Frequency range may vary depending on specific country grid standard
3. Limited to 20000 W for Germany
4. Limited to 27600 W for Germany
5. Check availability before to order

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

10.7 Simulación crédito a 20 años por 25% de inversión inicial.



cliente bancario.cl
 (*) Para conocer y entender el mundo financiero
 Un sitio de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras - SBIF

[Emergencias](#) [Preguntas frecuentes](#) [Contacto](#)
 Atención telefónica: **600 4646 000**
[Seguir a @cliente bancario](#)

[Portada](#) [Productos bancarios](#) [SBIF Informa](#) [Servicios SBIF](#) [Asistencia y asesoría](#)

Servicios de SBIF
 - Servicios SBIF
 Informe de Deudas
 Verificar Informe de Deudas
 Seguimiento de Reclamos
 Acreencias Bancarias
 - Créditos
 Simule un Crédito de consumo
 Simule un Crédito Hipotecario
 Calcule cuánto puede pedir
 Calcule el Valor de la Cuota
 Calcule la Tasa Máxima Convencional
 Calcule el prepago de un crédito
 - Tarjetas de Crédito
 ¿Cuánto demoraré en pagar mi Tarjeta?

[Portada](#) / [Servicios SBIF](#) / [Simulador de Crédito Hipotecario](#)
Simulador de Créditos Hipotecarios: Resultados
Simulador
 Ud. está simulando un crédito con las siguientes características:

Monto:	44.268.000 pesos
Tipo de crédito:	Cualquiera
Tipo de tasa:	Cualquiera
Plazo:	20 años

 Instituciones que entregan este tipo de crédito:

Banco	Tipo Crédito	Dividendo mensual con seguros obligatorios	Moneda Crédito	Tipo Tasa	Tasa del Crédito	CAE	Más información
Banco del Estado de Chile	Mutuo no Endosable	\$288.813	UF	Fija	4,60 %	4,87 %	Detalle 

*Valor UF al día 08/12/2016: 26.327,55

 [Simulación \(Excel\)](#)
 [Imprimir](#)

[« Volver a simular](#)

10.8 Simulación crédito a 20 años por 50% de inversión inicial.



clientebancario.cl
 (*) Para conocer y entender el mundo financiero
 Un sitio de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras - SBIF

[Emergencias](#) [Preguntas frecuentes](#) [Contacto](#)
 Atención telefónica: **600 4646 000**
[Seguir a @clientebancario](#)

[Portada](#) [Productos bancarios](#) [SBIF Informa](#) [Servicios SBIF](#) [Asistencia y asesoría](#)

Servicios de SBIF
 - Servicios SBIF
 Informe de Deudas
 Verificar Informe de Deudas
 Seguimiento de Reclamos
 Acreencias Bancarias
 - Créditos
 Simule un Crédito de consumo
 Simule un Crédito Hipotecario
 Calcule cuánto puede pedir
 Calcule el Valor de la Cuota
 Calcule la Tasa Máxima Convencional
 Calcule el prepago de un crédito
 - Tarjetas de Crédito
 ¿Cuánto demoraré en pagar mi Tarjeta?

Portada / Servicios SBIF / Simulador de Crédito Hipotecario

Simulador de Créditos Hipotecarios: Resultados

Simulador

Ud. está simulando un crédito con las siguientes características:

Monto:	88.536.000 pesos
Tipo de crédito:	Cualquiera
Tipo de tasa:	Cualquiera
Plazo:	20 años

Instituciones que entregan este tipo de crédito:

Banco	Tipo Crédito	Dividendo mensual con seguros obligatorios	Moneda Crédito	Tipo Tasa	Tasa del Crédito	CAE	Más información
Banco del Estado de Chile	Mutuo no Endosable	\$574.352	UF	Fija	4,52 %	4,79 %	Detalle 

*Valor UF al día 05/12/2016: 26.322,29

 [Simulación \(Excel\)](#)
 [Imprimir](#)

[« Volver a simular](#)

10.9 Simulación crédito a 20 años por 75% de inversión inicial.



cliente bancario.cl
 (*) Para conocer y entender el mundo financiero
 Un sitio de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras - SBIF

[Emergencias](#) [Preguntas frecuentes](#) [Contacto](#)
 Atención telefónica: **600 4646 000**
[Seguir a @cliente bancario](#)

[Portada](#) [Productos bancarios](#) [SBIF Informa](#) [Servicios SBIF](#) [Asistencia y asesoría](#)

Servicios de SBIF
 = Servicios SBIF
 Informe de Deudas
 Verificar Informe de Deudas
 Seguimiento de Reclamos
 Acreencias Bancarias
 = Créditos
 Simule un Crédito de consumo
 Simule un Crédito Hipotecario
 Calcule cuánto puede pedir
 Calcule el Valor de la Cuota
 Calcule la Tasa Máxima Convencional
 Calcule el prepago de un crédito
 = Tarjetas de Crédito
 ¿Cuánto demoraré en pagar mi Tarjeta?

[Portada](#) / [Servicios SBIF](#) / Simulador de Crédito Hipotecario
Simulador de Créditos Hipotecarios: Resultados
Simulador
 Ud. está simulando un crédito con las siguientes características:

Monto:	132.804.000 pesos
Tipo de crédito:	Cualquiera
Tipo de tasa:	Cualquiera
Plazo:	20 años

 Instituciones que entregan este tipo de crédito:

Banco	Tipo Crédito	Dividendo mensual con seguros obligatorios	Moneda Crédito	Tipo Tasa	Tasa del Crédito	CAE	Más información
Banco del Estado de Chile	Mutuo no Endosable	\$851.526	UF	Fija	4,38 %	4,66 %	Detalle

*Valor UF al día 05/12/2016: 26.322,29

[Simulación \(Excel\)](#)
[Imprimir](#)

[« Volver a simular](#)

10.10 Simulación crédito a 20 años por 90% de inversión inicial.



[Emergencias](#)
[Preguntas frecuentes](#)
[Contacto](#)

cliente bancario.cl
 (*) Para conocer y entender el mundo financiero
 Un sitio de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras - SBIF

Atención telefónica: **600 4646 000**
[Seguir a @cliente bancario](#)

[Portada](#)
[Productos bancarios](#)
[SBIF Informa](#)
[Servicios SBIF](#)
[Asistencia y asesoría](#)

Servicios de SBIF
 - Servicios SBIF
 Informe de Deudas
 Verificar Informe de Deudas
 Seguimiento de Reclamos
 Acreencias Bancarias
 - Créditos
 Simule un Crédito de consumo
 Simule un Crédito Hipotecario
 Calcule cuánto puede pedir
 Calcule el Valor de la Cuota
 Calcule la Tasa Máxima Convencional
 Calcule el prepagó de un crédito
 - Tarjetas de Crédito
 ¿Cuánto demoraré en pagar mi Tarjeta?

[Portada](#) / [Servicios SBIF](#) / Simulador de Crédito Hipotecario
Simulador de Créditos Hipotecarios: Resultados
Simulador
 Ud. está simulando un crédito con las siguientes características:

Monto:	159.364.800 pesos
Tipo de crédito:	Cualquiera
Tipo de tasa:	Cualquiera
Plazo:	20 años

 Instituciones que entregan este tipo de crédito:

Banco	Tipo Crédito	Dividendo mensual con seguros obligatorios	Moneda Crédito	Tipo Tasa	Tasa del Crédito	CAE	Más información
Banco del Estado de Chile	Mutuo no Endosable	\$1.021.831	UF	Fija	4,38 %	4,66 %	Detalle

*Valor UF al día 05/12/2016: 26.322,29

[Simulación \(Excel\)](#)
[Imprimir](#)

[« Volver a simular](#)

10.11 Documento SII de exención de Impuesto de Primera Categoría del Hospital Militar de Santiago.

IMPUESTOS INTERNOS
DIRECCION NORMATIVA
SECRETARIA DIRECTOR

UND.- NR 3225
 ANT.- XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
 (R) NR 10130/19.
 MAT.- Calificación de rentas
 del Hospital Militar.

30 AGO. 1985

SANTIAGO,

DIRECTOR DEL SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Por oficio de la referencia esa Vice Comandancia ha solicitado a esta Dirección que se pronuncie respecto a si el Hospital Militar debe ser considerado entre los organismos mencionados en el Nº 1 del artículo 400 de la Ley de la Renta, y si está exento del impuesto de Primera Categoría de la misma.

Sobre el particular cabe señalar que, de conformidad al Nº 1 del artículo 400 de la Ley de la Renta, las rentas percibidas por el Fisco, las instituciones fiscales y semifiscales de administración autónoma, las instituciones y organismos fiscales del Estado y las municipalidades, están exentas del impuesto de Primera Categoría, salvo que ellas sean obtenidas por empresas pertenecientes a las instituciones mencionadas o que se trate de rentas clasificadas en los números 3 y 4 del artículo 200 de la ley del ramo.

Ahora bien, atendido a que el Hospital Militar constituye legalmente una repartición del Ejército de Chile, debe entenderse incluido entre los organismos señalados en el Nº 1 del artículo 400 de la ley en comento, y por lo tanto las rentas que perciba están exentas del impuesto de Primera Categoría, salvo que realice prestaciones o servicios remunerados a terceros en condiciones similares a un establecimiento hospitalario privado, en cuyo caso tales ingresos deben clasificarse en el Nº 4 del artículo 200 de la Ley sobre Impuesto a la Renta.

Saluda a Ud.


 FRANCISCO FERNÁNDEZ VILLAVICENCIO
 DIRECTOR

NSP/jdc
Distribución:
 - XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
 - SECRETARIA DEL DIRECTOR/
 - SUBDIRECCION NORMATIVA/
 - DEPTO. IMPUESTOS DIRECTOS
 - DEPTO. ASERENA JURIDICA

10.12 Flujo de caja proyecto puro sin financiamiento y sin incentivo.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS											
+ Ahorros		20.075.730	20.732.608	21.412.035	22.114.812	18.668.751	19.283.358	19.919.155	20.576.894	21.257.358	21.961.356
COSTOS											
- Mantenimiento		-1.003.787	-1.036.630	-1.070.602	-1.105.741	-933.438	-964.168	-995.958	-1.028.845	-1.062.868	-1.098.068
= UTIL. OPERACIONAL		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. ANTES IMPTO		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
+ Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN											
- Capital fijo	-177.072.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= FLUJO NETO	-177.072.000	19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
= FLUJO ACUMULADO	-177.072.000	-158.000.057	-138.304.079	-117.962.645	-96.953.574	-79.218.261	-60.899.071	-41.975.874	-22.427.824	-2.233.334	18.629.954

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS										
+ Ahorros	22.689.726	23.443.339	24.223.096	25.029.932	25.864.814	26.728.747	27.622.772	28.547.967	29.505.450	30.496.381
COSTOS										
- Mantenimiento	-1.134.486	-1.172.167	-1.211.155	-1.251.497	-1.293.241	-1.336.437	-1.381.139	-1.427.398	-1.475.273	-1.524.819
= UTIL. OPERACIONAL	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. ANTES IMPTO	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Impuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
+ Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN										
- Capital fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= FLUJO NETO	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
= FLUJO ACUMULADO	40.185.194	62.456.366	85.468.307	109.246.742	133.818.315	159.210.625	185.452.258	212.572.826	240.603.004	269.574.566

TASA DE DESCUENTO	10,0%
VAN	\$913.261
TIR	10,1%
IVAN	\$0,01
PAYBACK (AÑOS)	9

10.13 Flujo de caja proyecto con 50% de incentivo, sin financiamiento.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS											
+ Ahorros		20.075.730	20.732.608	21.412.035	22.114.812	18.668.751	19.283.358	19.919.155	20.576.894	21.257.358	21.961.356
COSTOS											
- Mantenimiento		-1.003.787	-1.036.630	-1.070.602	-1.105.741	-933.438	-964.168	-995.958	-1.028.845	-1.062.868	-1.098.068
= UTIL. OPERACIONAL		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. ANTES IMPTO		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
+ Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN											
- Capital fijo	-177.072.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	105.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= FLUJO NETO	-72.072.000	19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
= FLUJO ACUMULADO	-72.072.000	-53.000.057	-33.304.079	-12.962.645	8.046.426	25.781.739	44.100.929	63.024.126	82.572.176	102.766.666	123.629.954

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS										
+ Ahorros	22.689.726	23.443.339	24.223.096	25.029.932	25.864.814	26.728.747	27.622.772	28.547.967	29.505.450	30.496.381
COSTOS										
- Mantenimiento	-1.134.486	-1.172.167	-1.211.155	-1.251.497	-1.293.241	-1.336.437	-1.381.139	-1.427.398	-1.475.273	-1.524.819
= UTIL. OPERACIONAL	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. ANTES IMPTO	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Impuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
+ Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN										
- Capital fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= FLUJO NETO	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
= FLUJO ACUMULADO	145.185.194	167.456.366	190.468.307	214.246.742	238.818.315	264.210.625	290.452.258	317.572.826	345.603.004	374.574.566

TASA DE DESCUENTO	10,0%
VAN	\$105.913.261
TIR	27,3%
IVAN	\$1,47
PAYBACK (AÑOS)	3

10.14 Flujo de caja proyecto con 25% de financiamiento.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS											
+ Ahorros		20.075.730	20.732.608	21.412.035	22.114.812	18.668.751	19.283.358	19.919.155	20.576.894	21.257.358	21.961.356
COSTOS											
- Mantenimiento		-1.003.787	-1.036.630	-1.070.602	-1.105.741	-933.438	-964.168	-995.958	-1.028.845	-1.062.868	-1.098.068
= UTIL. OPERACIONAL		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP		-2.036.328	-1.972.095	-1.904.907	-1.834.628	-1.761.116	-1.684.223	-1.603.793	-1.519.663	-1.431.663	-1.339.615
= UTIL. ANTES IMPTO		17.035.616	17.723.883	18.436.527	19.174.443	15.974.197	16.634.967	17.319.404	18.028.387	18.762.827	19.523.673
- Impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO		17.035.616	17.723.883	18.436.527	19.174.443	15.974.197	16.634.967	17.319.404	18.028.387	18.762.827	19.523.673
+ Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN											
- Capital fijo	-177.072.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	44.268.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	-1.396.378	-1.460.611	-1.527.799	-1.598.078	-1.671.589	-1.748.482	-1.828.913	-1.913.043	-2.001.043	-2.093.091
= FLUJO NETO	-132.804.000	15.639.238	16.263.272	16.908.728	17.576.366	14.302.608	14.886.485	15.490.491	16.115.344	16.761.785	17.430.582
= FLUJO ACUMULADO	-132.804.000	-117.164.762	-100.901.490	-83.992.762	-66.416.396	-52.113.789	-37.227.304	-21.736.813	-5.621.469	11.140.316	28.570.898

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS										
+ Ahorros	22.689.726	23.443.339	24.223.096	25.029.932	25.864.814	26.728.747	27.622.772	28.547.967	29.505.450	30.496.381
COSTOS										
- Mantenimiento	-1.134.486	-1.172.167	-1.211.155	-1.251.497	-1.293.241	-1.336.437	-1.381.139	-1.427.398	-1.475.273	-1.524.819
= UTIL. OPERACIONAL	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP	-1.243.333	-1.142.622	-1.037.278	-927.088	-811.830	-691.269	-565.163	-433.256	-295.282	-150.960
= UTIL. ANTES IMPTO	20.311.907	21.128.550	21.974.664	22.851.347	23.759.743	24.701.040	25.676.470	26.687.312	27.734.896	28.820.602
- Impuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO	20.311.907	21.128.550	21.974.664	22.851.347	23.759.743	24.701.040	25.676.470	26.687.312	27.734.896	28.820.602
+ Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN										
- Capital fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	-2.189.373	-2.290.084	-2.395.428	-2.505.617	-2.620.876	-2.741.436	-2.867.542	-2.999.449	-3.137.424	-3.281.745
= FLUJO NETO	18.122.534	18.838.467	19.579.236	20.345.729	21.138.868	21.959.604	22.808.928	23.687.863	24.597.472	25.538.857
= FLUJO ACUMULADO	46.693.432	65.531.899	85.111.135	105.456.864	126.595.732	148.555.336	171.364.263	195.052.126	219.649.598	245.188.455

TASA DE DESCUENTO	10,0%
VAN	\$15.956.704
TIR	11,6%
IVAN	\$0,12
PAYBACK (AÑOS)	8

10.15 Flujo de caja proyecto con 50% de financiamiento.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS											
+ Ahorros		20.075.730	20.732.608	21.412.035	22.114.812	18.668.751	19.283.358	19.919.155	20.576.894	21.257.358	21.961.356
COSTOS											
- Mantenimiento		-1.003.787	-1.036.630	-1.070.602	-1.105.741	-933.438	-964.168	-995.958	-1.028.845	-1.062.868	-1.098.068
= UTIL. OPERACIONAL		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP		-4.001.827	-3.874.531	-3.741.482	-3.602.418	-3.457.069	-3.305.150	-3.146.365	-2.980.402	-2.806.938	-2.625.633
= UTIL. ANTES IMPTO		15.070.116	15.821.446	16.599.952	17.406.653	14.278.244	15.014.040	15.776.832	16.567.648	17.387.553	18.237.655
- Impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO		15.070.116	15.821.446	16.599.952	17.406.653	14.278.244	15.014.040	15.776.832	16.567.648	17.387.553	18.237.655
+ Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN											
- Capital fijo	-177.072.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	88.536.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	-2.816.280	-2.943.576	-3.076.625	-3.215.689	-3.361.038	-3.512.957	-3.671.742	-3.837.705	-4.011.169	-4.192.474
= FLUJO NETO	-88.536.000	12.253.837	12.877.871	13.523.327	14.190.964	10.917.206	11.501.083	12.105.090	12.729.943	13.376.383	14.045.181
= FLUJO ACUMULADO	-88.536.000	-76.282.163	-63.404.293	-49.880.966	-35.690.002	-24.772.795	-13.271.712	-1.166.622	11.563.321	24.939.704	38.984.885

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS										
+ Ahorros	22.689.726	23.443.339	24.223.096	25.029.932	25.864.814	26.728.747	27.622.772	28.547.967	29.505.450	30.496.381
COSTOS										
- Mantenimiento	-1.134.486	-1.172.167	-1.211.155	-1.251.497	-1.293.241	-1.336.437	-1.381.139	-1.427.398	-1.475.273	-1.524.819
= UTIL. OPERACIONAL	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP	-2.436.133	-2.238.068	-2.031.050	-1.814.675	-1.588.520	-1.352.142	-1.105.081	-846.852	-576.951	-294.851
= UTIL. ANTES IMPTO	19.119.107	20.033.104	20.980.891	21.963.760	22.983.053	24.040.167	25.136.552	26.273.716	27.453.226	28.676.711
- Impuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO	19.119.107	20.033.104	20.980.891	21.963.760	22.983.053	24.040.167	25.136.552	26.273.716	27.453.226	28.676.711
+ Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN										
- Capital fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	-4.381.974	-4.580.039	-4.787.057	-5.003.432	-5.229.587	-5.465.964	-5.713.026	-5.971.255	-6.241.156	-6.523.256
= FLUJO NETO	14.737.133	15.453.065	16.193.834	16.960.328	17.753.466	18.574.203	19.423.526	20.302.461	21.212.071	22.153.455
= FLUJO ACUMULADO	53.722.018	69.175.083	85.368.917	102.329.245	120.082.712	138.656.914	158.080.441	178.382.902	199.594.973	221.748.428

TASA DE DESCUENTO	10,0%
VAN	\$31.402.874
TIR	14,4%
IVAN	\$0,35
PAYBACK (AÑOS)	7

10.16 Flujo de caja proyecto con 75% de financiamiento.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS											
+ Ahorros		20.075.730	20.732.608	21.412.035	22.114.812	18.668.751	19.283.358	19.919.155	20.576.894	21.257.358	21.961.356
COSTOS											
- Mantenimiento		-1.003.787	-1.036.630	-1.070.602	-1.105.741	-933.438	-964.168	-995.958	-1.028.845	-1.062.868	-1.098.068
= UTIL. OPERACIONAL		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP		-5.816.815	-5.629.055	-5.433.071	-5.228.503	-5.014.975	-4.792.094	-4.559.451	-4.316.618	-4.063.150	-3.798.579
= UTIL. ANTES IMPTO		13.255.128	14.066.922	14.908.363	15.780.568	12.720.339	13.527.096	14.363.746	15.231.431	16.131.341	17.064.709
- Impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO		13.255.128	14.066.922	14.908.363	15.780.568	12.720.339	13.527.096	14.363.746	15.231.431	16.131.341	17.064.709
+ Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN											
- Capital fijo	-177.072.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	132.804.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	-4.286.761	-4.474.521	-4.670.505	-4.875.073	-5.088.601	-5.311.482	-5.544.125	-5.786.958	-6.040.427	-6.304.997
= FLUJO NETO	-44.268.000	8.968.367	9.592.401	10.237.857	10.905.495	7.631.737	8.215.614	8.819.621	9.444.473	10.090.914	10.759.712
= FLUJO ACUMULADO	-44.268.000	-35.299.633	-25.707.231	-15.469.374	-4.563.879	3.067.858	11.283.472	20.103.093	29.547.566	39.638.480	50.398.192

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS										
+ Ahorros	22.689.726	23.443.339	24.223.096	25.029.932	25.864.814	26.728.747	27.622.772	28.547.967	29.505.450	30.496.381
COSTOS										
- Mantenimiento	-1.134.486	-1.172.167	-1.211.155	-1.251.497	-1.293.241	-1.336.437	-1.381.139	-1.427.398	-1.475.273	-1.524.819
= UTIL. OPERACIONAL	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP	-3.522.420	-3.234.165	-2.933.285	-2.619.226	-2.291.412	-1.949.239	-1.592.079	-1.219.276	-830.143	-423.967
= UTIL. ANTES IMPTO	18.032.820	19.037.007	20.078.656	21.159.209	22.280.161	23.443.071	24.649.554	25.901.293	27.200.034	28.547.595
- Impuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO	18.032.820	19.037.007	20.078.656	21.159.209	22.280.161	23.443.071	24.649.554	25.901.293	27.200.034	28.547.595
+ Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN										
- Capital fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	-6.581.156	-6.869.411	-7.170.291	-7.484.350	-7.812.164	-8.154.337	-8.511.497	-8.884.301	-9.273.433	-9.679.609
= FLUJO NETO	11.451.664	12.167.596	12.908.365	13.674.859	14.467.997	15.288.733	16.138.057	17.016.992	17.926.601	18.867.986
= FLUJO ACUMULADO	61.849.855	74.017.451	86.925.816	100.600.675	115.068.672	130.357.406	146.495.463	163.512.455	181.439.056	200.307.042

TASA DE DESCUENTO	10,0%
VAN	\$47.699.822
TIR	22,0%
IVAN	\$1,08
PAYBACK (AÑOS)	4

10.17 Flujo de caja proyecto con 90% de financiamiento.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INGRESOS											
+ Ahorros		20.075.730	20.732.608	21.412.035	22.114.812	18.668.751	19.283.358	19.919.155	20.576.894	21.257.358	21.961.356
COSTOS											
- Mantenimiento		-1.003.787	-1.036.630	-1.070.602	-1.105.741	-933.438	-964.168	-995.958	-1.028.845	-1.062.868	-1.098.068
= UTIL. OPERACIONAL		19.071.944	19.695.977	20.341.434	21.009.071	17.735.313	18.319.190	18.923.197	19.548.050	20.194.490	20.863.288
- Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP		-6.980.178	-6.754.866	-6.519.685	-6.274.204	-6.017.970	-5.750.513	-5.471.341	-5.179.942	-4.875.780	-4.558.295
= UTIL. ANTES IMPTO		12.091.765	12.941.111	13.821.748	14.734.868	11.717.344	12.568.677	13.451.856	14.368.108	15.318.711	16.304.993
- Impuesto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO		12.091.765	12.941.111	13.821.748	14.734.868	11.717.344	12.568.677	13.451.856	14.368.108	15.318.711	16.304.993
+ Depreciación		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN											
- Capital fijo	-177.072.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	159.364.800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	0	-5.144.113	-5.369.425	-5.604.606	-5.850.088	-6.106.322	-6.373.779	-6.652.950	-6.944.349	-7.248.512	-7.565.997
= FLUJO NETO	-17.707.200	6.947.652	7.571.686	8.217.142	8.884.780	5.611.022	6.194.899	6.798.905	7.423.758	8.070.199	8.738.996
= FLUJO ACUMULADO	-17.707.200	-10.759.548	-3.187.862	5.029.280	13.914.060	19.525.082	25.719.981	32.518.886	39.942.644	48.012.843	56.751.839

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS										
+ Ahorros	22.689.726	23.443.339	24.223.096	25.029.932	25.864.814	26.728.747	27.622.772	28.547.967	29.505.450	30.496.381
COSTOS										
- Mantenimiento	-1.134.486	-1.172.167	-1.211.155	-1.251.497	-1.293.241	-1.336.437	-1.381.139	-1.427.398	-1.475.273	-1.524.819
= UTIL. OPERACIONAL	21.555.240	22.271.172	23.011.941	23.778.435	24.571.573	25.392.310	26.241.633	27.120.568	28.030.178	28.971.562
- Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Interés crédito LP	-4.226.904	-3.880.998	-3.519.942	-3.143.072	-2.749.694	-2.339.087	-1.910.495	-1.463.131	-996.172	-508.760
= UTIL. ANTES IMPTO	17.328.336	18.390.174	19.491.999	20.635.363	21.821.879	23.053.223	24.331.138	25.657.438	27.034.006	28.462.802
- Impuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTIL. DESPUÉS IMPTO	17.328.336	18.390.174	19.491.999	20.635.363	21.821.879	23.053.223	24.331.138	25.657.438	27.034.006	28.462.802
+ Depreciación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN										
- Capital fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aportes (Incentivos)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Crédito LP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Amortización	-7.897.387	-8.243.293	-8.604.349	-8.981.220	-9.374.597	-9.785.204	-10.213.796	-10.661.161	-11.128.120	-11.615.531
= FLUJO NETO	9.430.948	10.146.881	10.887.650	11.654.144	12.447.282	13.268.018	14.117.342	14.996.277	15.905.886	16.847.271
= FLUJO ACUMULADO	66.182.788	76.329.668	87.217.318	98.871.462	111.318.744	124.586.762	138.704.104	153.700.380	169.606.267	186.453.537

TASA DE DESCUENTO	10,0%
VAN	\$57.057.134
TIR	42,3%
IVAN	\$3,22
PAYBACK (AÑOS)	2