



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPTO. DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

# “CÁLCULO Y DISEÑO DE PLANTA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA PLANTA PROCESADORA DE ALIMENTOS”

AUTORES:

LARA SEPÚLVEDA, EDSON  
SOLAR STUARDO, GABRIEL

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN-CHILE  
AÑO 2015



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPTO. DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

# “CÁLCULO Y DISEÑO DE PLANTA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA PLANTA PROCESADORA DE ALIMENTOS”

AUTORES:

LARA SEPÚLVEDA, EDSON  
SOLAR STUARDO, GABRIEL

PROFESOR GUÍA: SALGADO DIAZ, FABRICIO  
PROFESOR CORRECTOR: DELGADO NAVARRO, JUAN C.  
RIEDEMANN AROS, JAVIER

ÍNDICE:

OBJETIVO .....	5
Objetivos secundarios.....	5
RESUMEN .....	6
INTRODUCCIÓN.....	7
CAPÍTULO 1: “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA” .....	9
1 Introducción .....	9
1.1 Energía solar fotovoltaica .....	9
1.1.1 Principio de funcionamiento. ....	9
1.2 Tipos de conexión de un sistema solar fotovoltaico. ....	10
1.2.1 Sistema solar FV con conexión a la red. ....	11
1.2.2. Sistema solar FV aislado.....	13
1.3 Componentes de un sistema solar FV.....	13
1.3.1 Panel solar FV .....	14
1.3.2 Curva característica de un módulo FV .....	15
1.3.3 Tipos de módulos FV .....	16
1.3.4 Conductores (cableado).....	19
1.3.5 Regulador de carga.....	20
1.3.6 Baterías.....	21
1.3.7. Convertidor CC/CA, (inversor) .....	23
1.4 Energía solar FV en Chile.....	25
1.4.1 Centro para la innovación y fomento para las energías sustentables (CIFES).....	27
1.4.2 Actividad energética en Chile .....	27
1.4.3 Capacidad instalada en Chile (ERNC).....	27
1.4.4 Generación ERNC v/s generación convencional .....	28
1.5 Energía solar FV: solución del futuro.....	29
CAPÍTULO 2: “ASPECTOS GENERALES Y DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA PROCESADORA DE ALIMENTOS” .....	30
2 Introducción .....	30
2.1 Reseña histórica. ....	30
2.1.1 Descripción de la planta procesadora de alimentos, Minuto Verde .....	31
2.2 Descripción de áreas de producción .....	32

2.2.1 Línea de producción exterior.....	32
2.2.2 Sala de envasado .....	33
2.2.3 Cámaras de frío. ....	33
2.2.4 Entro de despacho (CD).....	33
2.2.5 Recursos humanos (R.R.HH).....	33
2.2.6 Sala de máquinas.....	33
2.2.7 Taller de mantenimiento.....	34
2.2.8 Bodega de almacenamiento.....	34
2.2.9 Estacionamientos.....	34
<b>3 CAPÍTULO 3: DISEÑO Y CÁLCULO DE PLANTA FV .....</b>	<b>35</b>
3.1 Descripción de la instalación fotovoltaica .....	35
3.2 Criterios y factores para una óptima instalación de los módulos solares .....	35
3.2.1 Orientación e inclinación de los módulos solares .....	36
3.2.2 Especificaciones de área de estacionamiento.....	38
3.3 Selección de los módulos solares.....	38
3.3.1 Campo generador N°1 .....	40
3.3.2 Campo generador N°2.....	41
3.3.3 Campo generador N°3.....	43
3.3.4 Campo generador N°4.....	44
3.3.5 Campo generador N°5.....	46
3.3.6 Campo generador N°6.....	47
3.4 Separación entre cada campo generador.....	48
3.5 Selección de inversores (CC/CA).....	50
3.5.1 Inversor para campo generador N°1 .....	52
3.5.2 Inversor para campo generador N°2.....	54
3.5.3 Inversor para campo generador 3 .....	57
3.5.4 Inversor para campo generador 4 .....	59
3.5.5 Inversor para campo generador 5 .....	61
3.5.6 Inversor para campo generador 6 .....	64
3.5.7 Corrección de tensión y corriente debido a temperaturas .....	66
3.6 Sistema de montaje .....	71
3.7 Conductores .....	74
3.7.1 Conductores de CC.....	74

3.7.2	Conductores de CA.....	76
3.8	Canalizaciones. ....	81
3.9	Protecciones .....	81
3.10	Medidor de energía, set de barras y tablero .....	85
4	ESTUDIO ENERGÉTICO.....	87
4.1	Generación peak de cada campo generador.....	87
4.2	Balance energético de la empresa.....	88
4.3	Consumo energético de la empresa .....	94
5	ESTUDIO ECONÓMICO.....	96
5.1	Costos iniciales de la instalación .....	96
	CONCLUSIONES.....	105
	BIBLIOGRAFIA .....	107
	ANEXOS .....	110
	Anexo 1 .....	111
	“Detalles de placa solar Solar-watt blue 60M” .....	111
	Anexo 2 .....	116
	“Tabla Cutler Hammer”.....	116
	Anexo 3 .....	118
	“Informe evaluación del recurso solar” .....	118
	Anexo 4 .....	126
	“Cotizaciones de paneles, soportes e inversores”.....	126
	Anexo 5 .....	130
	“Cotización de estructuras de soporte” .....	130
	Anexo 6 .....	135
	“Cotizaciones de conductores, protecciones y otros”.....	135
	Anexo 7 .....	137
	“Facturación del mes de marzo”.....	137

## **OBJETIVO**

El presente seminario, tiene como objetivo principal, el diseño de una planta solar fotovoltaica acorde a los espacios disponibles de la empresa Minuto Verde, con el fin de fomentar el uso de energías renovables y dar a conocer el ahorro que conlleva utilizar este tipo de energías.

### **Objetivos secundarios**

- Mostrar las ventajas y desventajas de utilizar energía solar.
- Aprovechar el mayor espacio posible para la implementación de un parking solar.
- Elección de los componentes adecuados para la implementación de la planta FV.
- Desarrollar un estudio energético de acuerdo a las condiciones del lugar en donde se realizará la instalación.
- Cotizar y desarrollar un estudio económico acorde a la dimensión del proyecto, para así, poder ser implementado a futuro por la empresa.

## RESUMEN

En el siguiente proyecto, se realizó un estudio, de dimensionamiento y cálculo de una planta de generación solar fotovoltaica, a través de paneles solares, para la empresa Minuto Verde, la cual se encuentra emplazada en la Comuna de San Carlos, Octava Región del Biobío.

Para realizar este seminario-proyecto, se tomaron en cuenta datos de diversas fuentes, entre ellas, las otorgadas por la empresa de proyectos Grammer Solar, datos climatológicos de la Universidad de Chile, también la utilización de la tecnología disponible, con el fin de obtener resultados más específicos, programas como PVSOL 7.5, el cual otorga datos climatológicos recopilados de aproximadamente 20 años, hasta el año 2005.

Con esta información y utilizando las herramientas disponibles, se determinó que, con una cantidad de 360 paneles en el área de estacionamientos, generando una potencia pick de 94,5kWp en condiciones estándar (1000 w/m<sup>2</sup>, 25°C y AM 1,5), la planta fotovoltaica, es capaz de generar un promedio anual de 131.767,60 kWh al año, lo cual traducido en dinero, es aproximadamente un ahorro anual de \$12.214.300 (este dato varía con los el paso de los años, producto de que disminuye el rendimiento de los paneles).

En cuanto a la cantidad de tiempo que la empresa en cuestión se demoraría, en recuperar el dinero invertido en este proyecto (mejor conocido como PAY-BACK), se determinó que aproximadamente, se comienza un ahorro al año 12. Una vez superado este año, la empresa, sólo comienza con una ganancia o ahorro en su factura eléctrica, teniendo en cuenta que, el cálculo está realizado para una vida útil de 25 años de los módulos solares, por lo que Minuto Verde, ahorra a lo largo de estos 25 años un total aproximado de \$137.677.000.

Finalmente, y si bien es cierto que para realizar este proyecto fotovoltaico, la inversión inicial que debe desembolsar Minuto Verde, es significativa (aproximadamente \$140.188.600), este es un proyecto a largo plazo, los resultados se ven después de varios años, no obstante, vale la pena realizar el proyecto, que además, contribuye al medio ambiente de manera importante, siendo así vista por la comunidad y por otras empresas como una compañía con conciencia ambiental lo cual, podría traer beneficios comerciales.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, se aprecia cada vez más la necesidad de encontrar nuevas fuentes de obtener energía, ya que los recursos naturales no son eternos, pero también se debe a que, con el pasar de los años, el nivel de contaminación ambiental, se ha incrementado por muchos factores (entre ellos, las centrales eléctricas convencionales) de manera considerable a nivel mundial.

Entre otras razones, es por ello que la industria energética ha abierto un abanico importante de nuevas tecnologías, con el fin, de lograr generar electricidad, a través, de métodos que sean más amigables con el medio ambiente, entre ellas, se encuentran las energías renovables y las energías renovables no convencionales (ERNC). Dentro de la rama de las ERNC, las principales, o las más eficientes y desarrolladas en la industria, se encuentran las que generan electricidad a través del viento o eólicas, hidroeléctricas menores a 20 MW, las que aprovechan la radiación solar o fotovoltaica, biomasa, biogás, geotérmica y mareomotriz.

En este proyecto se dará un enfoque al tema de la energía que utiliza la radiación del sol, para generar energía, a través, de paneles solares.

Siendo así, se contacta a la empresa procesadora de alimentos, Minuto Verde, que pertenece a la compañía internacional ALIFRUT S.A, para realizar un proyecto de cálculo y dimensionamiento de un campo generador fotovoltaico, esto, con el fin de apreciar la rentabilidad de este tipo de instalaciones en la industria nacional.

En los siguientes capítulos se detallan los resultados de este proyecto, teniendo en cuenta las condiciones climáticas que se presentan en la zona geográfica de la empresa, lo cual tiene clara incidencia en los resultados de generación energética que se obtienen.

En los primeros dos capítulos de este proyecto FV, se muestra en una pincelada el tema que nos convoca, que es la energía solar, se explica el cómo, a través, del aprovechamiento de la radiación solar, y con ayuda de elementos y equipamiento adecuado, se logra la generación de electricidad y por sobre todo, de una forma amigable con el medio ambiente. Además, se darán a conocer aspectos generales de la empresa en cuestión, ubicación geográfica, rubro, una breve descripción de sus áreas de producción, y el sector en que principalmente se enfocará este proyecto, el área de estacionamiento de la empresa, ya que el diseño, cálculo y dimensionamiento será realizado en este sector.



Avanzando en el proyecto, se presenta en el siguiente capítulo, los detalles de cálculos realizados de cantidad de paneles que serán utilizados por cada campo generador (el proyecto se divide en 6 campos generadores), así también selección de inversores, conductores, canalizaciones, protecciones, equipos de medición, barras y tableros de conexión.

En los siguientes dos capítulos, se realiza un estudio energético y un estudio económico, respectivamente. Esto es de vital importancia para el proyecto, ya que es la base para poder realizar un proyecto de manera eficiente, y en cuanto a lo económicamente hablando, se determina si dicho proyecto resulta ser rentable para la compañía que requiere el estudio.

Todo esto, en común concordancia con las actuales normas nacionales de energías renovables.

## **CAPÍTULO 1: “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”**

### **1 Introducción**

Si bien es cierto, que el utilizar energías convencionales (hidroeléctricas, termoeléctricas, por ejemplo) es una manera efectiva y confiable de obtener energía eléctrica, no es menos cierto que las consecuencias ambientales que trae a largo plazo, nos afectan a todos por igual, y más a quienes tienen que lidiar en su diario vivir con estas situaciones, muchas veces incómodas.

Es por ello que desde hace ya un tiempo, ha surgido la necesidad de ver el futuro con otros ojos, pensando en que las decisiones que se toman hoy en día, necesariamente tendrán consecuencias a largo plazo, por lo mismo, surge la idea de encontrar la manera de producir energías, pero de una forma más amigable con el medio ambiente, pero también que sea efectiva y con un costo no superior al de la producción energética convencional, lo cual en la práctica se observa que, generalmente, el costo de producción de energías renovables es alto en un principio, pero que con los años se ve reflejado el ahorro económico.

Dentro de un sin número de opciones de energías renovables, (unas más eficientes que otras), se encuentra, la Energía Solar Fotovoltaica, que es sin duda, una forma limpia y poco invasiva con el medio ambiente, en cuanto a realizar cambios topográficos en el entorno.

#### **1.1 Energía solar fotovoltaica**

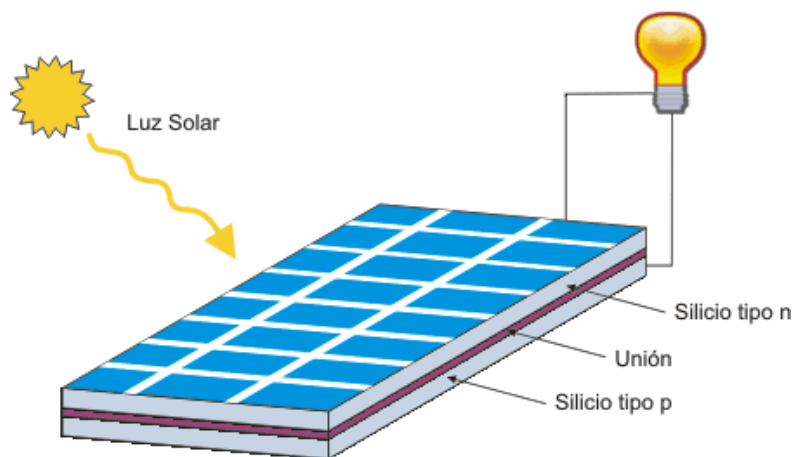
Dentro del mundo de las energías renovables no convencionales, se encuentra la energía solar fotovoltaica, que tal y como su nombre lo dice, aprovecha la radiación solar, mediante la cual diferentes materiales que tienen la capacidad de realizar el proceso de conversión energético, esto es, transformar la energía solar en energía eléctrica, proceso que se caracteriza por captar fotones y emitir electrones mediante un proceso llamado efecto fotoeléctrico, lo que da como resultado una corriente eléctrica.

##### **1.1.1 Principio de funcionamiento.**

La conversión de la energía solar a energía eléctrica, se produce por el efecto fotoeléctrico que realizan las celdas fotovoltaicas. Este proceso consiste en la captación de la radiación proveniente del sol, la cual transita por el espacio a través de fotones, los que a su vez atraviesan la atmósfera hasta llegar a la superficie de la tierra.

Una vez en la superficie terrestre, los rayos de luz son captados por las placas fotovoltaicas, que debido a su composición, son capaces de generar una corriente eléctrica. Las placas fotovoltaicas se componen por pequeñas celdas, unidas entre sí, de material transparente y anti reflectante, para así permitir que los rayos de luz no reboten en su superficie. Estas celdas están hechas de silicio o arseniuro de galio, materiales semiconductores que tienen la capacidad de comportarse como aislante o conductor, dependiendo de los procesos a los que se aplican. En el caso de los paneles solares, estos semiconductores pasan por procesos químicos, en los cuales se mezclan con elementos como el boro y el fósforo, para darles una carga positiva y/o negativa, y así generar electricidad. [1]

En la figura 1.1 se presenta un esquema básico de cómo funciona un panel solar fotovoltaico.



*Fig. 1.1* “Representación básica del funcionamiento de un panel”.

## 1.2 Tipos de conexión de un sistema solar fotovoltaico.

Dentro de un sistema fotovoltaico, tenemos dos alternativas para poder realizar la conexión, de nuestro campo generador con el consumo. Una opción es la conexión del sistema fotovoltaico aislado, y la segunda alternativa es un sistema solar fotovoltaico con conexión a la red de distribución.

### **1.2.1 Sistema solar FV con conexión a la red.**

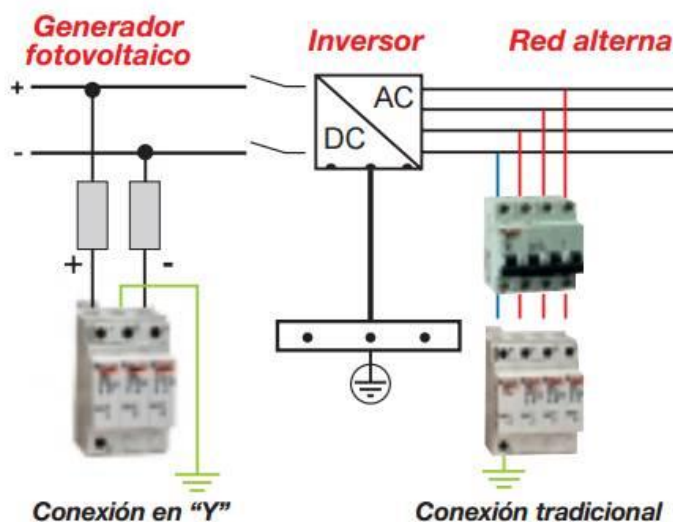
En este tipo de sistemas de generación FV, el principal objetivo es producir electricidad mediante paneles solares, con el fin de complementar el consumo de energía, que es comprada a una empresa de distribución, y así, abaratar los costos de energía en recintos habitacionales o industrias, pero también, al largo plazo, lograr un ahorro económico significativo, ya que, la radiación solar no es pagada.

Principalmente, este tipo de sistema de generación, se constituye de un sistema FV, compuesto por paneles solares, quienes generan electricidad, a través de la conversión fotoeléctrica (fenómeno mencionado en el punto 1.1.1). Además, para la transformación de la energía C.C/C.A, es necesario instalar un equipo que sea capaz de realizar esta transformación de manera instantánea, este equipo, se conoce como inversor. Luego, y una vez que la energía generada por el campo FV, es transformada en C.A, se hace necesario un equipo de medida, el cual puede ser unidireccional (para el caso que toda la energía generada por el campo FV, sea consumida por la empresa de manera interna), o bidireccional (en el caso en que existan excedentes generados por el campo FV, los cuales son vendidos a una compañía distribuidora).

Por otro lado, y como en cualquier sistema eléctrico, se debe tener presente en todo instante, la seguridad del sistema generador, pero así también la seguridad de las personas que operan en la empresa, o quienes estén cerca de dicho campo FV. Para ello, es imprescindible contar con un sistema de protecciones, para evitar problemas como, fallas, fallas a tierra, sobrecargas, control.

En el lado de C.C, se deben instalar protecciones como, fusibles, interruptores C.C, seccionador C.C, diodos (Schottky), pero cabe decir que, algunas de estas protecciones vienen insertas en el inversor, por lo que no es necesario el uso externo de estos equipos de protección.

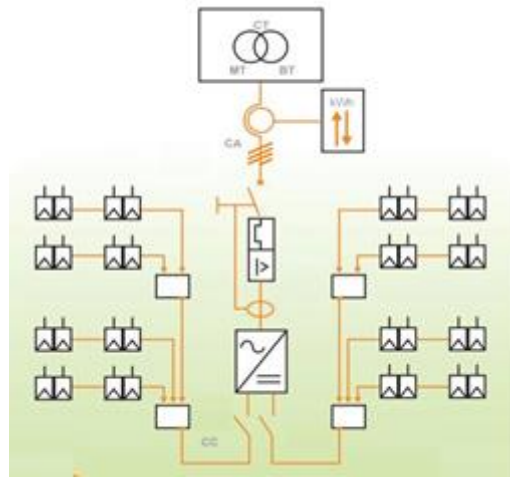
En el lado de C.A, las protecciones que son factibles de utilizar, son: interruptores automáticos e interruptor diferencial. En la figura 1.2, se presenta un esquema básico de protecciones anteriormente mencionado.



**Fig. 1.2** “Esquema básico de protecciones para una instalación FV”

Para la instalación de los módulos, es necesario equipos de soporte, con ello, se asegura una correcta fijación de los módulos solares. El cableado de una instalación FV, se divide en dos partes, el cableado de C.C, que es el que va desde los paneles solares hasta la entrada del inversor, y el cableado en C.A, que es el que va desde la salida del inversor, pasando por los equipos de protección en C.A y que llega hasta el tablero de la empresa.

En la figura 1.3, se muestra un esquema básico de una instalación FV conectada a la red, donde se detallan todos los elementos involucrados en un sistema de este tipo. Esto incluye: paneles, conductores C.C, cajas de conexión, protecciones C.C, inversor, conductores C.A, protecciones C.A, y equipos de medida.



**Fig. 1.3** “Sistema FV conectado a la red”

### 1.2.2. Sistema solar FV aislado

Este tipo de instalación, se realiza de manera totalmente independiente, es decir, su cálculo y dimensionado se realiza en base a un consumo determinado en alguna vivienda, o localidad.

Este tipo de sistema, presenta grandes ventajas para localidades rurales, localidades a las cuales, las compañías distribuidoras de energía no llegan, por tanto se requiere de los equipamientos y materiales necesarios para realizar un sistema fotovoltaico, y así obtener electricidad.[2]

### 1.3 Componentes de un sistema solar FV

Un sistema eléctrico cuya base para su funcionamiento es la energía solar, se constituye de diferentes “partes”, con el fin de lograr un correcto funcionamiento del sistema y así aprovechar la radiación solar para generar la energía eléctrica que se requiere.

A continuación, los componentes que forman parte de un sistema solar fotovoltaico.

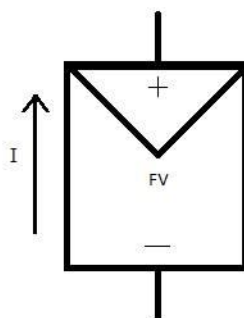
- Panel solar fotovoltaico
- Conductores
- Reguladores de carga
- Baterías o banco de baterías
- Inversores
- Consumo (C.A-C.C)

### 1.3.1 Panel solar FV

Un módulo o panel fotovoltaico se forma por la interconexión de varias células solares, ya sea en conexión serie y/o paralelo, esto para alcanzar los niveles de tensión y corriente que sean necesarios.

Cada célula que forma el panel fotovoltaico, puede suministrar del orden de los 0,5 volts. Para los tipos de paneles con unión de silicio y con conexionado en serie, los valores de tensión por número de celdas rondan las 36 células para 12 volts, y 72 células para 24 volts.

Un módulo fotovoltaico se representa de manera simbólica como lo muestra la figura 1.2.



*Fig. 1.4* “Representación simbólica módulo fotovoltaico”.

### 1.3.2 Curva característica de un módulo FV

Un panel solar, se representa mediante la característica I-V, (como lo muestra la figura 1.5), donde se aprecian las diversas condiciones a las cuales opera un módulo FV.

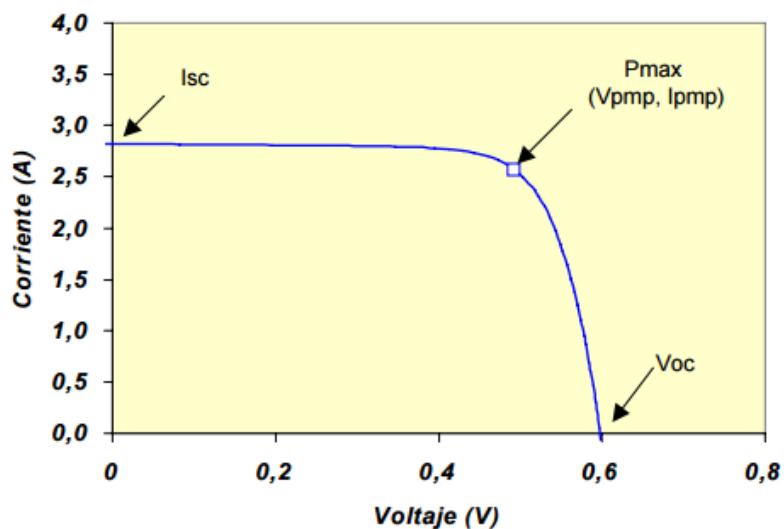


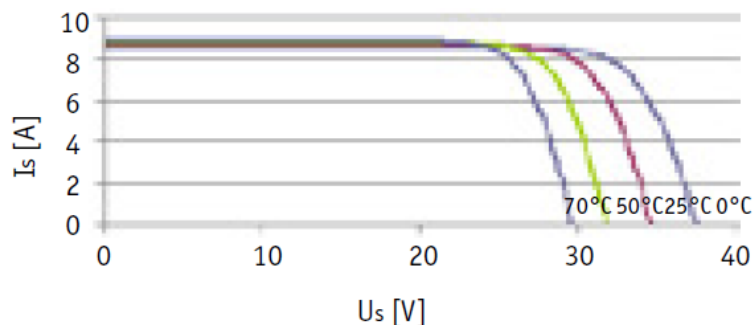
Fig. 1.5 “Curva característica de un panel solar”

En la imagen anterior, se observan valores de tensión y corriente, que están presentes en un módulo FV, dependiendo de las condiciones de operación del mismo. Estos son:

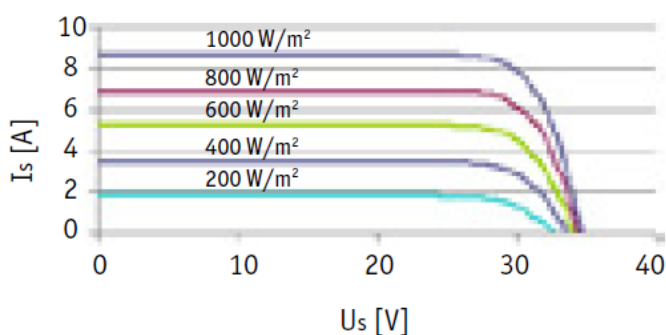
- $I_{SC}$ : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico, este valor viene dado por fabricante y se calcula en condiciones estándar de medida ( $1000 \text{ w/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , AM 1,5) y se obtiene al cortocircuitar los terminales del módulo FV ( $V=0$ ).
- $V_{OC}$ : tensión que aparece en los terminales del módulo, al hacer la corriente del módulo FV igual a cero ( $I=0$ ).
- $V_{MMP}$ : tensión a la cual el módulo FV, entrega la máxima potencia.
- $I_{MMP}$ : corriente a la cual el panel FV, entrega la máxima potencia.
- $P_{MAX}$ : punto de máxima potencia del módulo FV, y viene dado por un punto en el que, tensión y corriente, son máximos.



Cabe señalar que, estos valores de tensión y corriente en un módulo, se ven afectados al variar la temperatura y la intensidad radiante, a continuación, se aprecia en la figura 1.6 y 1.7, respectivamente, como se ve afectada la tensión y corriente.



**Fig. 1.6.** “Curva de variación de tensión por temperatura”



**Fig. 1.7** “Curva de variación de corriente por irradiancia”

### 1.3.3 Tipos de módulos FV

Las células solares más utilizadas, son las de unión P-N, cuya construcción es de silicio mono cristalino, dichas células son fabricadas a través de la cristalización del silicio.

La constitución más común de los paneles solares cuyas células presentan la fabricación siguiente:

- Panel solar mono cristalino.
- Panel solar poli cristalino.
- Panel solar amorfo.
- Panel solar con células de película delgada.
- Panel solar con células de Arseniuro de Galio.

### 1.1.1.1 Panel solar con células mono-cristalinas

Este tipo de panel, está constituido por células cristalizadas de silicio, presentan una estructura muy ordenada. Se puede distinguir de los otros tipos de paneles, por su monocromía azulada oscura y metálica, como se puede apreciar en la figura 1.8.



*Fig. 1.8* “Panel solar de silicio mono-cristalino”.

Los paneles solares que poseen este tipo de fabricación, son los más utilizados en instalaciones aisladas, por su alto rendimiento, no obstante también son utilizados en instalaciones conectadas a la red.

### 1.1.1.2 Panel solar con células poli-cristalinas

Esto tipo de panel solar, a diferencia del mono-cristalino, presentan una estructura ordenada por regiones separadas, esto mismo (estar separado por regiones), hace que su rendimiento en comparación con el módulo mono-cristalino, sea menor.

A diferencia del panel mono-cristalino, en la superficie del poli-cristalino se distinguen diversos tonos de azules y grises metálicos, como se aprecia en la figura 1.9.



*Fig. 1.9* “Panel solar de silicio poli-cristalino”.

### **1.1.1.3 Panel solar con células amorfas**

Presentan un alto grado de desorden y defectos estructurales en su composición, dicha formación se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico, lo cual le permite tener una mayor adaptación al ambiente y lugar físico donde son instaladas. Si bien es cierto, se logran adecuar a cualquier ambiente, en su contra, la potencia obtenida es inferior a los otros dos tipos de células vistas anteriormente. Presentan un color homogéneo, como se muestra en la figura 1.10.



*Fig. 1.10* “Panel solar de silicio amorfo”.

Generalmente, suelen utilizarse en instalaciones conectadas a la red, ya que permiten una mayor integración en viviendas y edificios. El costo de producción es menor en comparación a los dos casos anteriores.

#### **1.1.1.4 Panel solar con células de películas delgadas**

Su proceso de fabricación es sencillo, se desarrollan con sulfuro de cadmio y sulfuro cuproso, no obstante, la tecnología no es lo suficientemente desarrollada, además presenta un bajo rendimiento.

#### **1.1.1.5 Panel solar con células arseniuro de Galio**

Poseen la ventaja de obtener un elevado rendimiento, con espesores muy pequeños. Además tienen la capacidad de mantener sus características de composición ante elevadas temperaturas.

Por el contrario, presenta un elevado coste de producción, debido principalmente a la escasez del material con que se construye.

### **1.3.4 Conductores (cableado)**

Es de vital importancia conocer y seleccionar el tipo adecuado del conductor que se utilizará en una instalación, ya sea aislada, o conectada a la red, esto para realizar un correcto conexionado entre equipos, pero también lo que corresponde a consumo.

Una buena elección de los conductores, evita problemas que pueden surgir debido a diversos factores, tanto ambientales como de la propia instalación, como lo puede ser una caída de tensión más elevada en el conductor, lo que significaría un aumento de corriente en el conductor que conlleva a un aumento de la temperatura del conductor.

En cuanto a los cálculos en sí, se debe determinar el valor de la sección de manera matemática, a su vez, comprobar la corriente máxima admisible, y canalización a utilizar.

**NOTA:** Con respecto al tema de la caída de tensión, se debe tener en cuenta que los conductores hasta antes del inversor (módulos fotovoltaicos, reguladores de carga, baterías), están expuestos a una C.C, pero a partir del inversor y posterior consumo, es en C.A.

### 1.1.1.6 Sección de un conductor C.C

Para calcular la sección de un conductor, se debe conocer:

- El tipo de material (cobre, aluminio)
- La conductividad ( $k$ ) de dicho material (cobre, aluminio)
- Longitud del conductor ( $l$ ), en metros(m)
- La corriente ( $I$ ) que circulará por el conductor (A)
- La tensión ( $V$ ) entre sus extremos (V)

Para calcular la sección se emplea la ecuación 1.1.

$$S = 2 \frac{l \cdot I}{k \cdot V} (mm^2) \quad (1.1)$$

Dónde:

- $S$ : sección del conductor ( $mm^2$ )
- $l$ : longitud del conductor (m)
- $I$ : corriente por el conductor (A)
- $V$ : tensión (V)
- $k$ : conductividad del material

### 1.3.5 Regulador de carga

Un regulador de carga es un equipo encargado, principalmente, de la protección de las baterías. Esto, debido a que una vez cargada la batería al máximo de su capacidad, no se debe permitir que se le siga inyectando energía, ya que, ocurrirá el fenómeno de sobrecarga, por lo que la vida útil de esta, disminuye. Del modo contrario, no se debe permitir que la batería se descargue completamente en periodos en los cuales no hay radiación suficiente para que la batería sea cargada, lo cual provoca que disminuya su capacidad de carga, llevándola a disminuir su vida útil.

Este aparato también se encarga de que el sistema funcione en el punto de máxima eficacia, permitiendo una carga más completa de las baterías y aprovechando al máximo la energía de los paneles solares.

### **1.1.1.7 Tipos de reguladores**

- Regulador serie: La función de este regulador es interrumpir el suministro de energía de la fuente de generación solar antes de que alcance la tensión máxima de la batería, para así evitar una sobrecarga.
- Regulador paralelo: La función de este regulador es disipar potencia, con el fin de eliminar el exceso de energía generada. Este proceso se realiza a través de un transistor, el cual se ajusta a un nivel de voltaje determinado (determinado por la batería), el cual en caso de ser sobrepasado, pasa de un estado de no conducción a uno de conducción.

### **1.1.1.8 Características y parámetros eléctricos.**

Las siguientes características se deben tener en consideración al elegir y programar un regulador, para así tener un mejor aprovechamiento de la energía.

- Tensión nominal : Indica la tensión de trabajo, estas pueden ser 12, 24 o 48 V
- Corriente máxima de carga: máxima intensidad que soportará el regulador, esta debe ser mayor a la que genere la instalación.
- Corriente máxima de consumo: Es la máxima corriente que puede salir del sistema de regulación hacia el consumo.
- Voltaje final de carga: Valor de Tensión, el cual debe estar por encima del valor de voltaje que interrumpe la conexión entre el generador y la batería.
- Protecciones: Son las encargadas de proteger la instalación contra sobretensiones, sobrecargas y desconexión de las baterías
- Polaridad y conexiones: Tener en consideración al momento de la conexión, para evitar cortocircuitos.

### **1.3.6 Baterías**

Las baterías son las encargadas de suministrar energía a la instalación en los momentos en que la radiación solar es escasa o nula. Estos dispositivos, transforman la energía eléctrica en energía química durante el proceso de carga para luego transformarla nuevamente en energía eléctrica durante el proceso de descarga.

Principalmente almacenan energía para ser utilizada durante la noche, ocurriendo su proceso de carga durante el día. Si bien la batería debe usarse si el abastecimiento es totalmente necesario, presenta varias desventajas significativas, las cuales son:

- Aumentan el valor de la instalación.
- Aumentan los requisitos de mantenimientos.
- Disminuyen el rendimiento del sistema debido a la pérdida de capacidad a lo largo del tiempo.
- Presentan riesgos por posibles accidentes y contaminación.
- Se deben renovar durante cierto tiempo.

Al momento de utilizar baterías en un sistema fotovoltaico, se debe asegurar de que cumplan las siguientes características:

- Larga vida útil.
- Menor tiempo de mantenimiento posible.
- Bajo valor de auto-descarga.
- Elevados ciclos de carga- descarga.
- 

#### **1.1.1.9 Tipos de baterías.**

Para un sistema fotovoltaico, la batería más adecuada es la batería de plomo ácido, la cual se puede dividir en 3 grupos:

- Estacionarias monobloc: Baterías formada por un solo bloque, por lo que no se necesita asociar para obtener 12 volts
- Estacionarias traslucidas o transparentes: batería que está separada por células y su tensión es del orden de los 2 volts, por lo que es necesario agruparlas en serie para obtener mayores tensiones.
- Estacionarias herméticas: Baterías en las cuales no se tiene acceso a su interior, por lo que no se tiene acceso a realizar mantenimiento en su interior.

### **1.1.1.10 Capacidad de una batería**

Se define como la electricidad que puede suministrar y se mide en amperes por hora (Ah). Esta capacidad está definida por: la duración de la descarga, intensidad de descarga, temperatura y tensión final.

El régimen de carga o descarga de una batería se define como el cociente entre la capacidad nominal y la corriente.

La capacidad de una batería se ve influenciada por la temperatura, la cual es directamente proporcional, o sea, aumenta la capacidad si aumenta la temperatura y viceversa. Todo esto tomando como referencia una temperatura de 25°C.

Las principales características a tener en cuenta en el momento de utilizar una batería, son:

- Tensión nominal.
- Capacidad.
- Capacidad útil
- Estado de carga
- Régimen de carga o descarga.
- Ciclo de vida.
- Auto descarga.

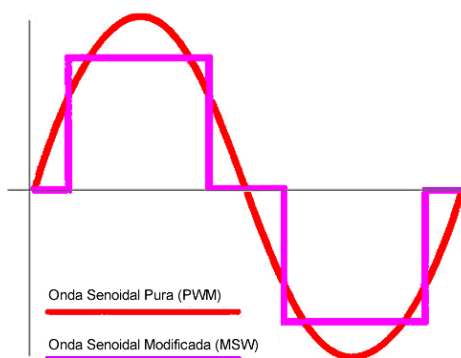
### **1.3.7. Convertidor CC/CA, (inversor)**

El convertidor es un dispositivo encargado de alterar y transformar la forma de onda de la tensión de entrada, en otro tipo de onda de salida, dependiendo del consumo. Estas clases de convertidores puede ser: CC/CC, CA/CC, CA/CA, CC/CA.

El convertidor más utilizado en instalaciones fotovoltaicas, es el convertidor CC/CA, mejor conocido como Inversor. Este elemento se encarga de tomar la onda continua de entrada, para luego transformarla en una onda sinusoidal, cambiando los valores de la tensión del banco de baterías a 230 V alternos.



Se pueden encontrar inversores en donde la onda de salida es sinusoidal pura o sinusoidal modificada (fig. 1.11).



**Fig. 1.11.** “Señal de salida de los inversores”.

La forma de onda de salida de los inversores, depende de los consumos que se desee alimentar.

Por un lado los inversores de onda sinusoidal pura pueden alimentar la mayoría de los electrodomésticos y son utilizados para alimentar equipos eléctricos más sofisticados (por ejemplo: impresoras láser, televisores pantalla plasma, etc.). Además eliminan problemas de rendimiento e incompatibilidad.

Por otro lado, los inversores de onda sinusoidal modificada son utilizados para alimentar la mayoría de los electrodomésticos, pero a diferencia de los de onda pura, presenta problemas de rendimiento al alimentar cargas del tipo inductivo. A pesar de su limitación, son los más utilizados debido a que son mucho más económicos que los inversores de onda pura.

Otra forma de clasificación de los inversores, es de acuerdo al número de fases en la salida, porque se encuentran los inversores monofásicos y trifásicos.

#### **1.1.1.11 Rendimiento del inversor**

El rendimiento y eficiencia de un inversor es un tema que no se debe dejar de lado. En la conversión de CC a CA se pierde energía en forma de calor. A mayor carga, mayor es la disipación de calor.

El rendimiento se obtiene relacionando la potencia de salida con la potencia de entrada y se encuentran comprendido entre el 85 % y 95 %. El rendimiento se puede calcular con la siguiente ecuación (1.2):

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \cdot 100\% \quad (1.2)$$

Dónde:

- $\eta$ : rendimiento porcentual (%)
- $P_{salida}$ : potencia de salida (Watts)
- $P_{entrada}$ : potencia de entrada (Watts)

Características y parámetros eléctricos principales:

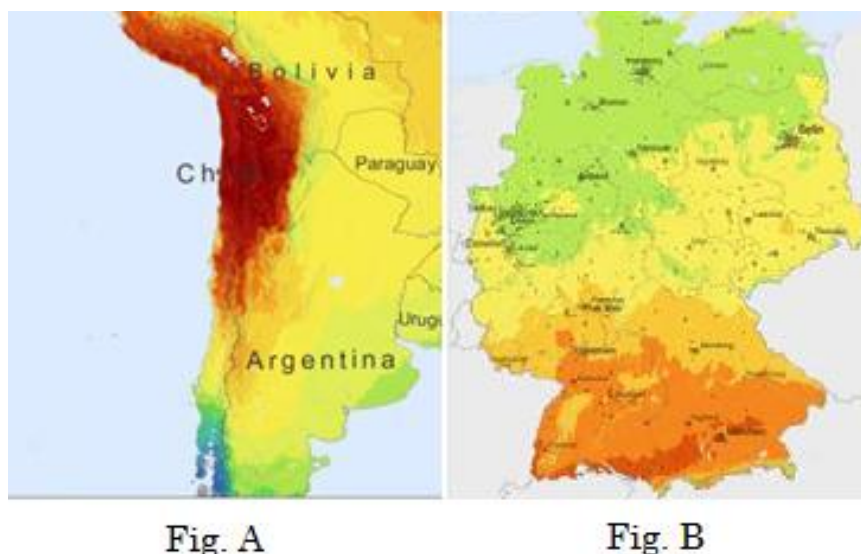
- Voltaje de entrada y salida
- Tensión máxima y mínima de entrada
- Potencia nominal VA en corriente alterna
- Potencia de arranque VA en corriente alterna
- Tipos de protección
- Tipos de onda
- Tipos de contactos

#### **1.4 Energía solar FV en Chile**

Si bien es cierto, las energías renovables no convencionales (ERNC) tienen gran cabida en los mercados Europeos y principalmente los países desarrollados, no deja de ser importante que este tipo de energías, desde hace ya un tiempo, están ingresando con fuerza en nuestro país, ya que cuenta con condiciones climáticas perfectas para el desarrollo energético a base de energías renovables.

Por lo mismo, es importante la generación de electricidad, ya sea, para el ahorro energético de una vivienda, un colegio o una empresa, como también inyectando energía al sistema interconectado, más específicamente al SING, y así ayudar a contrarrestar las grandes demandas que tienen las mineras. Todo esto es posible debido a que en el país, especialmente en el norte, los niveles de radiación son uno de los más altos del mundo.

En el resto del país, el uso de este tipo de energía también resulta factible, si tenemos en cuenta que Alemania, país con mayor generación fotovoltaica en el mundo, tiene índices de radiación menores a la mitad de los obtenidos en el norte de Chile, según creadess [3] por lo que se pueden realizar proyectos obteniendo un buen nivel de rentabilidad. Ver figura 1.12.



**Fig.1.12.** “Mapa solar comparativo entre el norte de Chile y Alemania.  
Fig. A corresponde al norte de Chile y Fig. B corresponde a Alemania

Actualmente en Chile, existe una ley (Ley 20.571 Net Billing), que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales) que incentiva al uso de las ERNC, la cual promueve que aquellos usuarios que utilicen algún tipo de estas energías, devuelvan a la compañía de electricidad sus excedentes generados, y así, tengan una rebaja en sus cuentas. Por otro lado, obliga a grandes empresas generadoras (mayor a 200 MW) a que un porcentaje de su generación, un 5%, sea a través de estas energías.

**NOTA:** Se realiza la comparación entre los niveles de radiación de nuestro país con Alemania, ya que, Alemania, es el país que cuenta con el mayor nivel de desarrollo energético, con energía solar fotovoltaica en el mundo. Este país Europeo genera aproximadamente 17.200 MW.

#### **1.4.1 Centro para la innovación y fomento para las energías sustentables (CIFES)**

En Chile, el CIFES [4], es la entidad encargada de prestar apoyo a la corporación de fomento de la producción (CORFO), en el ámbito del diseño, implementación, seguimiento, evaluación, y promoción de programas estratégicos con financiamiento público de innovación y fomento de energías sustentables. Cabe señalar que, CIFES, pasa a reemplazar al otrora CER (Centro de Energías Renovables) que era un comité CORFO, creado en el año 2009 y que operaba bajo la administración del Ministerio de Energía.

Dentro de las principales funciones principales del comité, se encuentran las siguientes:

- Proveer información de valor a quienes toman decisiones.
- Promover el desarrollo de proyectos de ERNC en el sector.
- Desarrollar capital humano, capacitaciones y habilidades.

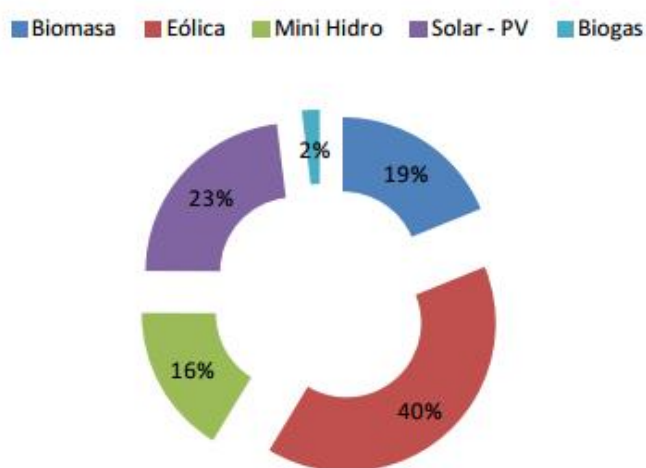
#### **1.4.2 Actividad energética en Chile**

Según un último reporte sobre ERNC realizado por la CIFES, en el mes de junio de 2015, donde se presenta una actualización en cuanto a proyectos de ERNC en nuestro país, se cuenta con que Chile tiene a la fecha 2.267 MW proveniente de fuentes renovables no convencionales en operación, lideradas por la energía eólica y con la energía solar en el segundo lugar. La cartera de proyectos con su resolución de calificación ambiental aprobada es esencialmente solar y eólica, cifras que se repiten entre aquellos proyectos que han entrado a evaluación ambiental en el último tercio del año. El año 2015 culminará con más de 1.000 MW adicionales en ERNC, de los cuales más de 800 MW serán solares, es decir, a final de este año casi el 50% de la matriz será PV.

#### **1.4.3 Capacidad instalada en Chile (ERNC)**

En cuanto a la capacidad instalada en nuestro país (con referencia a energías renovables no convencionales), el reporte de CIFES, perteneciente al mes de junio de 2015, destaca que la potencia ERNC al 31 de junio del año en curso asciende a 2.267 MW. En lo que va del año, la construcción prevista por la CNE, esperan ser muy auspiciosos en cuanto a nuevas plantas ERNC, principalmente solares que acumulan más de 1.800 MW en etapa de levantamiento].

Ciertamente, y como se podrá apreciar más adelante en 1.4.4, la capacidad (en porcentaje) de energía generada con las energías renovables no convencionales, en comparación con la generación convencional es inferior, no obstante, se trabaja de manera tal, que la brecha entre ambas formas de generación se equipare a medida que pase el tiempo, y para ello es necesario, la implementación y aprobación de nuevos proyectos de ERNC, según el reporte de CIFES del mes de junio de 2015, actualmente se encuentran en tramitación una serie de proyectos. La figura 1.13 muestra la forma en que se distribuye la generación de energía renovable no convencional (ERNC) en Chile.



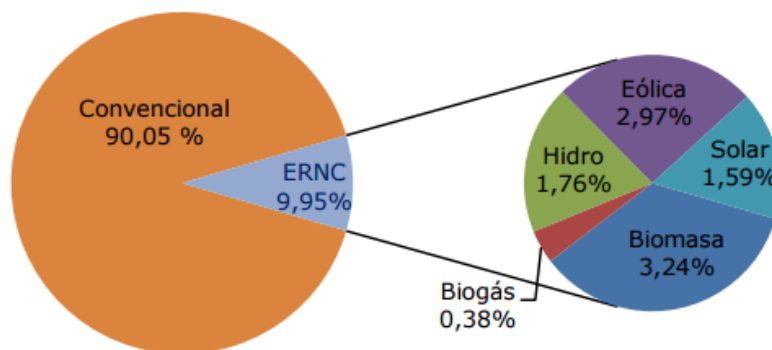
*Fig. 1.13.* “Capacidad de ERNC instalada en nuestro país”.

#### 1.4.4 Generación ERNC v/s generación convencional

Anteriormente en 1.4.3, se mencionó sobre la ínfima capacidad de generación de ERNC en nuestro país en comparación con la energía convencional. A continuación se observa en el reporte del mes de junio de 2015, una estimación porcentual de ambas formas de generación en Chile.

La energía proveniente de centrales ERNC acumula 2.771 GWh en lo que va del año 2015, representando un 9,42% de la matriz nacional y la inyección reconocida por ley más que duplica la obligación establecida en la Ley 20.257. En el mes de mayo, la biomasa lideró con 193 GWh, seguidos por 177 GWh eólicos, la fuente con mayor potencia instalada en el territorio nacional. En tercer lugar figuran las centrales mini hidro, con 105 GWh, en el cuarto las plantas solares, que aportaron 94 GWh, y finalmente el biogás, con 23 GWh.

Gráficamente se puede ver la generación de ERNC en nuestro país, como lo muestra la figura 1.14.



*Fig. 1.14.* “Distribución de generación energética ERNC en Chile”.

### 1.5 Energía solar FV: solución del futuro

A medida que pasa el tiempo, surgen nuevas tecnologías con las cuáles, se generan energías más amigables con el medio ambiente, pero esto trae consecuencias para el normal funcionamiento de la red eléctrica, ya que los operadores del sistema se ven enfrentados a nuevos desafíos, algunos de estos, productos de la adhesión de generación distribuida a la red.

Estos desafíos, confrontados o no, tienen el potencial de afectar la confiabilidad y estabilidad del sistema, perturbando, por ejemplo, la regulación de voltaje en barras con fuertes demandas, calidad de servicio, pérdidas por grandes distancias entre generadores y consumos y la necesidad de satisfacer demandas que tienden a incrementar, sobre todo por la inclinación social a reducir emisiones de carbón, con el eventual uso de autos eléctricos o viajar en metro por ejemplo.

Por lo mismo, y gracias al rápido avance de la tecnología referida a la generación de energías renovables, se adquieren prácticas menos contaminantes e igual de eficientes. Dentro del mundo tecnológico, podemos encontrar una serie de dispositivos electrónicos, que ofrecen soluciones para la mejora del mundo energético. Un ejemplo en particular, es el de los inversores, que son utilizados con regularidad, por las plantas fotovoltaicas, brindan respuesta a los problemas además de mejorar la comunicación para satisfacer de manera más oportuna a los consumidores.

## **CAPÍTULO 2: “ASPECTOS GENERALES Y DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA PROCESADORA DE ALIMENTOS”**

### **2 Introducción**

Desde sus inicios, ALIFRUT S.A. se ha enfocado en el mercado nacional e internacional, para lograrlo, ha sido necesario crecer junto con un mercado que crece a pasos agigantados, debido a la necesidad de cubrir nuevos clientes en diversos lugares, a lo largo del territorio nacional, es que la compañía de alimentos, ha adquirido un gran número de propiedades, todo con el fin de abrirse paso como la compañía N°1 a nivel nacional y una de las más importantes a nivel internacional.

Una de estas empresas adquiridas es “Minuto Verde”, que con el pasar de los años se ha convertido en una de las más importantes en el mercado nacional, es en esta empresa que forma parte de ALIFRUT S.A. que se centra éste capítulo y proyecto, en el cuál se detallan y describen los procesos aquí realizados a los diferentes productos con los cuáles se trabajan, pero también se realiza una descripción de la empresa y sus sectores de producción.

#### **2.1 Reseña histórica.**

“ALIFRUT S.A.”, es una compañía de alimentos y frutas congeladas de exportación, a nivel nacional e internacional.

Fue fundada en el año 1989, con el objetivo de la producción, distribución y exportación hortalizas y frutas congeladas en el mercado.

A través del tiempo, esta empresa fue adquiriendo nuevas plantas a lo largo del país, es así como en 1992, se incorpora a ALIFRUT S.A. la planta ANAGRA INTERNATIONAL, ubicada en la ciudad de Chillán.

En 1997, la empresa adquiere una nueva planta, VITAFOODS (ubicada en San Fernando), lo cual le permite abrirse paso con mayor fuerza, en el mercado nacional e internacional, cuya marca “Minuto Verde” se posiciona como líder de mercado a nivel nacional.

Siguiendo con el propósito de expandirse en el mercado de los alimentos y frutas congeladas, es en el año 2011 que la planta Frisac/Keyfoods (ubicada en la ciudad de San

Carlos), la cual se destaca en la producción de hortalizas y frutas para el mercado nacional y de exportación, pasa a manos de la compañía, ALIFRUT S.A.

En la actualidad, ALIFRUT S.A. es la compañía que posee la mayor capacidad de producción de hortalizas y frutas congeladas en Latinoamérica, además, es la mayor exportadora de marcas propias para Retail en América, Europa y Oriente.

### 2.1.1 Descripción de la planta procesadora de alimentos, Minuto Verde

Como se menciona anteriormente, ésta planta procesadora de alimentos (Frisac/Keyfoods), no era parte de la compañía ALIFRUT S.A., hasta el año 2011, donde el día 20 de enero de dicho año, pasa a ser parte de esta compañía de alimentos (ALIFRUT S.A.).

Estando en posesión de ALIFRUT S.A., Frisac/Keyfoods, pasa a llamarse “Minuto Verde”, (nombre con el que actualmente continúa su expansión a nivel nacional).

Esta empresa se encuentra ubicada en la ciudad de San Carlos, camino a Monte-blanco s/n 0,3km. Como se muestra a continuación:



**Fig. 2.1.** “Ubicación geográfica de Planta Minuto Verde, San Carlos.”

En cuanto a los terrenos pertenecientes a la empresa, posee un área total de aproximadamente 11 hectáreas<sup>2</sup>.



En lo que respecta a la productividad de la empresa, existen periodos de baja productividad (entre los meses de abril-octubre), como también, los meses de alta producción, los cuales se dividen en dos “temporadas”, de “menor” producción (octubre-diciembre), y de mayor producción (enero-abril), en todo este tiempo (de alta y baja producción) , la empresa posee y necesita para su funcionamiento, un determinado número de trabajadores de planta, pero también de forma esporádica, los cuáles se presentan a continuación en la siguiente tabla.

**Tabla. 2.1.** Número de trabajadores de la planta.

Trabajadores de planta	Trabajadores esporádicos en temporada baja (meses abril-octubre)	Trabajadores esporádicos en temporada alta (enero-abril)	Trabajadores esporádicos en temporada alta (octubre-diciembre)
78	15	500	300

## 2.2 Descripción de áreas de producción

La planta Minuto Verde se compone, principalmente, de las siguientes áreas descritas a continuación.

### 2.2.1 Línea de producción exterior

La empresa se caracteriza por la calidad de sus productos, por lo que hace un trabajo exhaustivo de la materia prima que se recibe directamente de los proveedores. Este tratamiento se basa en procesar y seleccionar los alimentos (principalmente hortalizas) de manera tal, que queden sólo los alimentos que cumplen con los requisitos de la empresa en cuanto a calidad se refiere. El proceso se realiza, en una primera instancia, con equipamiento industrial y mecanizado, el cual permite un mejor y más rápido tratamiento productivo. Una vez que los productos pasan la primera barrera, y se distribuyen en las diversas líneas de producción con las que trabaja la empresa, se vuelven a revisar manualmente por el personal.

### **2.2.2 Sala de envasado**

Como se describió anteriormente, una vez procesada la materia prima se lleva a la sala de envasado, lugar en donde se conforman las bolsas de congelados para luego distribuir. Debido a que se cuenta con solo una máquina para desarrollar el proceso, no se puede envasar la totalidad de los productos anteriormente procesados, por lo cual se llevan a Santiago para ser envasados ahí y distribuidos a los distintos clientes.

### **2.2.3 Cámaras de frío.**

Una vez que el proceso de selección y envasado de alimentos termina, los productos (envasados y a granel) son llevados a las diferentes cámaras de frío (4 cámaras disponibles) donde son almacenadas a una temperatura que bordea los  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , para así mantener sus propiedades.

### **2.2.4 Entro de despacho (CD)**

Recientemente, se construyó una nueva área debido a la necesidad de mayor lugar de almacenamiento y distribución, por lo que se creó el centro de despacho. Este lugar cuenta con sus propias oficinas, sala de máquinas, 2 cámaras de frío y un sector para la distribución a través de camiones, conectado a su vez al pasillo principal de la planta.

### **2.2.5 Recursos humanos (R.R.HH)**

Como toda empresa, se dispone de un sector dedicado a resolver diversas situaciones y/o problemas que pudiera tener el personal.

### **2.2.6 Sala de máquinas**

La mayoría de los procesos requieren de maquinaria para poder ser realizados, como también los condensadores para mantener el frío constante. La sala de máquinas de la planta Minuto Verde reúne a la gran mayoría de la maquinaria con su centro de monitoreo incluido.

### 2.2.7 Taller de mantenimiento

Como toda empresa, en especial aquellas que trabajan con maquinaria, necesitan un adecuado mantenimiento cada cierto tiempo y así, evitar fallas inesperadas las cuales puedan afectar la producción de las empresas. Debido a esto, es que la empresa, Minuto Verde, cuenta con un taller de mantención, con el fin de hacer un trabajo más eficiente y mantener en el mejor de los estados las maquinarias. Para ello cuenta con materiales, repuestos, herramientas.

### 2.2.8 Bodega de almacenamiento

Para la producción y equipamiento del personal, se debe disponer de un lugar de almacenamiento de distintos productos y accesorios utilizados en el día a día para procesos de producción, almacenamiento de productos, por ejemplo. En la bodega de la planta, se almacenan pallet y bandejas plásticas para los productos como también equipos de protección, ya sea: cascos, guantes, delantales, zapatos, verbigracia.

### 2.2.9 Estacionamientos

Si bien el estacionamiento en un lugar de trabajo es irrelevante, en este caso es el sector más importante de la empresa, ya que, será utilizado para la implementación de la planta fotovoltaica. Su descripción y utilización se dará a conocer en los próximos apartados.



**Fig. 2.2.** “Ubicación del estacionamiento dentro de la empresa.”

## **CAPÍTULO 3: DISEÑO Y CÁLCULO DE PLANTA FV**

### **3.1 Descripción de la instalación fotovoltaica**

Esta instalación solar fotovoltaica, se realizará con el objeto de aprovechar un espacio físico dentro de la empresa “Minuto Verde”, con el propósito de generar energía, mediante módulos solares. Dicha instalación, se realiza de manera tal, que se utiliza el estacionamiento actual de la empresa, lo cual tiene una doble función, ya que actúa como estacionamiento, pero a la vez se produce la generación de energía eléctrica, la cual va a ser consumida internamente por la empresa. Estos son conocidos como “Parking solares” [5].

La orientación del diseño original y actual que tiene el estacionamiento de la empresa, no permite realizar el nuevo diseño del techo, de la misma manera que se encuentra actualmente, esto es, porque la ubicación de este, está desfasado  $40^\circ$  con respecto al norte, por lo tanto, los paneles, tendrían una orientación con respecto al norte de aproximadamente  $40^\circ$ , lo cual no permite que los rayos del sol incidan de manera directa (lo más perpendicular posible) en los módulos solares, como consecuencia, no se aprovecha la radiación de manera efectiva.

Por lo anterior, la ubicación de los paneles solares, fue diseñada como techumbre del estacionamiento, con una orientación de  $0^\circ$  en dirección al norte, esto con el fin de lograr obtener la mayor radiación posible, lo que implica una mayor capacidad de generación eléctrica.

**NOTA:** Cabe decir, que según la ubicación geográfica de cada proyecto, el lugar donde deben apuntar los paneles solares es relativo, es decir, si un campo generador se construye en el hemisferio sur, los módulos solares deben apuntar hacia el norte geográfico (este es el caso) y si el campo generador, se construye en el hemisferio norte, los módulos solares deben apuntar hacia el sur geográfico.

### **3.2 Criterios y factores para una óptima instalación de los módulos solares**

Para el correcto funcionamiento de los módulos solares es necesario tener en cuenta varios puntos que determinarán la distribución de estos, para así, poder sacar el máximo de provecho de la energía proporcionada por el sol.

### 3.2.1 Orientación e inclinación de los módulos solares

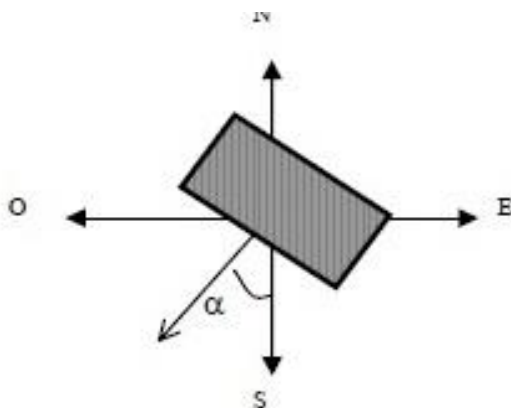
En el instante en que se diseña este tipo de instalaciones, hay que tener presente en todo momento, que la instalación de los paneles solares, debe realizarse de manera tal que, se logre un aprovechamiento máximo de la radiación solar que llega directamente sobre ellos.

Por lo mismo, se debe determinar la orientación de los paneles solares, para que lo descrito anteriormente ocurra.

#### 3.2.1.1 Orientación de módulos

Se define como el ángulo  $\alpha$ , llamado azimut, que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal, de la normal a la superficie del panel y el meridiano del lugar.

A continuación, en la figura 3.1 se muestra de manera gráfica.



**Fig.3.1** “Descripción grafica del ángulo azimut”

Generalmente, se opta por orientar los paneles en dirección al norte geográfico (nos encontramos en el hemisferio sur), esto quiere decir que, el ángulo azimut es de  $\alpha=0^\circ$ . Con esto se asegura una mayor captación de radiación, por parte de los paneles solares.

#### 2.1.1.1 Inclinación de los módulos.

Por otro lado, la elección del ángulo de inclinación de los paneles solares, se define como el ángulo  $\beta$  que se forma entre la superficie de los módulos con el plano horizontal.

Gráficamente, se presenta en la figura 3.2.



**Fig. 3.2** “Ángulo de inclinación de una placa FV”

Generalmente, se elige el ángulo de inclinación de acuerdo a la latitud del lugar donde será instalado el campo generador, en este caso  $\beta=36^\circ$ , sin embargo, se opta por un ángulo de inclinación menor, para obtener un mayor aprovechamiento de la radiación en los meses de verano, que es donde la demanda energética de la empresa es mayor.

Otro factor que influye en la decisión de instalar los módulos solares, con un ángulo de inclinación un poco menor que el ángulo de la latitud del lugar, es por estética, esto quiere decir, que al ser una instalación tipo estacionamiento, es poco estético que dichos módulos presenten una inclinación significativa, debido a que la elevación que deberían tener los paneles es importante, para ello, es necesario bajar la inclinación.

Otra manera de determinar este ángulo de inclinación óptima, en función de la latitud es:

$$\beta_{op} = 3.7 + 0.69\varphi \quad (3.1)$$

Dónde:

- $\beta_{op}$ : Inclinación óptima de los paneles solares.
- $\varphi$ : Latitud del lugar donde se instalaran los módulos solares.

$$\beta_{op} = 28,84^\circ$$

### 3.2.2 Especificaciones de área de estacionamiento

Teniendo en cuenta los factores mencionados en el punto 1.2.1 que tiene relación con la orientación e inclinación, de los módulos solares, es necesario además, conocer la superficie que utilizará cada vehículo, como también la distancia mínima entre cada parking, para que exista un flujo vehicular adecuado.

A continuación, se procede a especificar las medidas de cada parking, estacionamiento individual, y separación entre parking:

- Superficie efectiva del total de estacionamientos (6 parking): 518,66(m<sup>2</sup>)
- Superficie de estacionamiento individual: 2,5m x 4m. Área=10(m<sup>2</sup>).
- Separación mínima entre estacionamientos: 4,5m.

### 3.3 Selección de los módulos solares

Para la selección correcta de los paneles solares, se necesita tener conocimiento del área disponible por la empresa, que en este caso es el área de estacionamiento vehicular, pero también se busca la mejor relación entre precio y potencia peak (Wp) que entrega cada panel solar.

Según estas características anteriormente mencionadas, se determina que la mejor opción, dentro del mercado de la energía solar, es el siguiente panel:

- MODELO: SOLARWATT BLUE 60M, 265 Wp
- FABRICANTE: SOLARWATT

En la tabla 3.1, se dan a conocer los principales parámetros de la placa solar. Para obtener los datos completos, se debe acceder al anexo I.

**Tabla 3.1** “Datos principales del panel Solar-watt 60M”

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
Tipo de placa	Silicio mono cristalino
Potencia nominal	265 Wp
Voltaje nominal $V_{mmp}$	31,7 V
Corriente nominal $I_{mmp}$	8,37 A
Voltaje circuito abierto $V_{oc}$	38,8 V
Corriente de cortocircuito $I_{sc}$	8,93 A
Coefficiente de tensión	-121,21mV/°C
Coefficiente de Corriente	4,58 mA/°C
Coefficiente de potencia	-0,39%/K
Rendimiento	16,1%
Dimensiones (mm)	1680x990x40

Con respecto al área disponible en la empresa, la superficie disponible actualmente para el diseño el estacionamiento es de 1942,55 m<sup>2</sup>. Dentro de esta área disponible, se tiene que, los paneles solares utilizarán un total de 598,752 m<sup>2</sup>.

La distribución de la cantidad de paneles, se realiza de manera tal que se pueda aprovechar de mejor manera, el terreno disponible en el estacionamiento.

La distribución de los módulos fotovoltaicos, será separada por áreas (campos generadores), cada área tendrá una cantidad determinada de paneles solares, lo cual no quiere decir que cada campo generador, tendrá la misma cantidad de paneles.

Por otro lado, y en relación a la elección de los paneles solares para cada campo generador, además, conociendo las dimensiones de cada módulo solar, se determina el número de paneles para el techo del campo generador, de manera tal, que sea capaz de cubrir aproximadamente la misma superficie de suelo del estacionamiento (base).



La distribución de paneles queda de la siguiente manera:

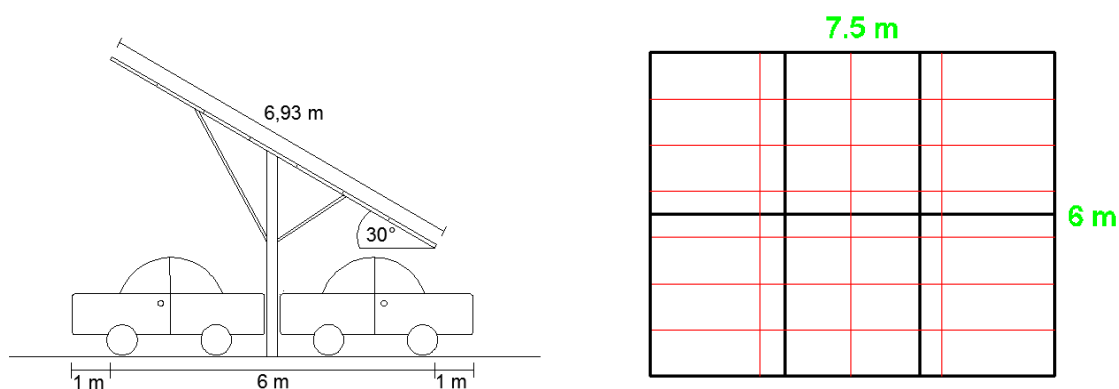
- Para el parking N°1: 28 paneles, distribuidos en 7 filas y 4 columnas de paneles.
- Para el parking N°2: 84 paneles, distribuidos en 7 filas y 12 columnas de paneles.
- Para el parking N°3: 112 paneles, distribuidos en 7 filas y 16 columnas de paneles.
- Para el parking N°4: 72 paneles, distribuidos en 4 filas y 18 columnas de paneles.
- Para el parking N°5: 32 paneles, distribuidos en 4 filas y 8 columnas de paneles.
- Para el parking N°6: 32 paneles, distribuidos en 4 filas y 8 columnas de paneles.

### 3.3.1 Campo generador N°1

Según lo descrito en la distribución de paneles, presentado en el punto 1.3, se tiene que, para el parking N°1, la cantidad de paneles que conformará la techumbre del estacionamiento, es de un total de 28 módulos. La techumbre del parking N°1, tiene las siguientes dimensiones:  $6,93\text{m} \times 6,72\text{m}$ , lo que equivale a una superficie efectiva de  $46,57(\text{m}^2)$ . Esta superficie, es la que actuará como techo del estacionamiento N°1.

Por otro lado, el área de la base del primer campo generador, tiene las siguientes dimensiones:  $7,5\text{m} \times 6,0\text{m}$ . Por lo tanto, el área de la base horizontal del generador N°1 es de:  $45(\text{m}^2)$ .

Por lo cual, y teniendo en cuenta que cada lugar para estacionar, tiene un área de  $10(\text{m}^2)$ , el parking N°1 queda con una capacidad para estacionar 6 vehículos (Ver figura 3.3).



**Fig.3.3** “Diseño parking solar 1”

Por otro lado, también se puede calcular la cantidad de paneles necesarios para una determinada superficie (edificio, vivienda), haciendo la relación entre el área disponible para la instalación de paneles, por el área de un solo módulo, se obtiene la cantidad de módulos que se pueden distribuir en dicho campo generador. Esto es válido, cuando se tiene el área disponible donde se van a instalar los módulos solares, como un techo de edificio o estacionamiento convencional.

$$Cantidad\ de\ paneles = \frac{AREA\ DISPONIBLE\ E1}{AREA\ MÓDULO} \quad (3.2)$$

Dónde:

- Cantidad de paneles: número de paneles que serán distribuidos en dicho campo generador.
- Área disponible: superficie disponible para la instalación de módulos (m<sup>2</sup>).
- Área modulo: es la superficie de cada módulo, (m<sup>2</sup>).

En la tabla 3.2, se detalla la cantidad total de módulos solares, para el campo N°1:

**Tabla 3.2** “Resumen campo generador 1”

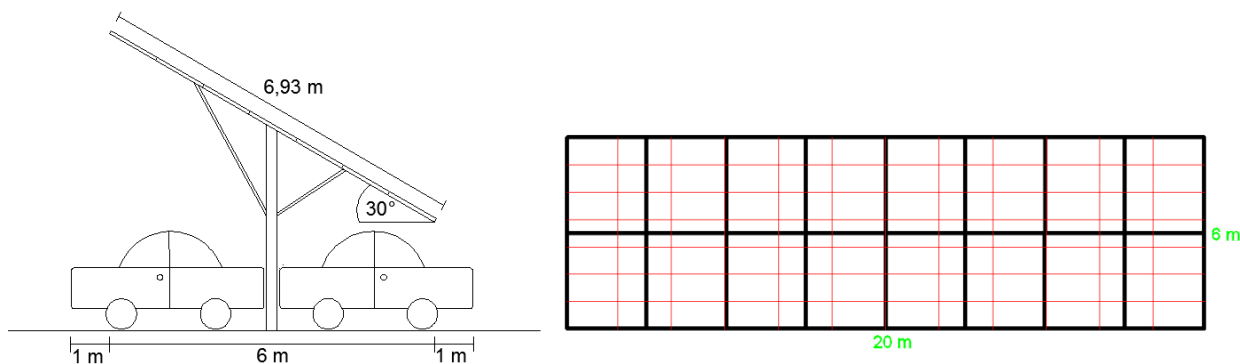
Cantidad de paneles solares	Potencia de cada módulo (Wp)	Potencia peak del campo generador (Wp)
28	265	7.420

### 3.3.2 Campo generador N°2

Según lo descrito en la distribución de paneles, presentado en el punto 1.3, se tiene que, para el parking N°2, la cantidad de paneles que conformará la techumbre del parking, es de un total de 84 paneles. La techumbre del parking N°2, tiene las siguientes dimensiones: 6,93m×20,16m., lo que equivale a una superficie efectiva de 139,7(m<sup>2</sup>). Esta superficie, es la que actuará como techo del estacionamiento N°2.

Por otro lado, el área de la base del segundo campo generador, tiene las siguientes dimensiones: 20,0m×6,0m. Por lo tanto, el área de la base horizontal del generador N°2 es de: 120 (m<sup>2</sup>).

Por lo cual, y teniendo en cuenta que cada lugar para estacionar, tiene un área de 10(m<sup>2</sup>), el parking N°2, queda con una capacidad para estacionar 16 vehículos (Ver figura 3.4).



**Fig.3.4** “Diseño parking solar 2.”

Por otro lado, también se puede calcular la cantidad de paneles necesarios para una determinada superficie (edificio, vivienda), haciendo la relación entre el área disponible para la instalación de paneles, por el área de un solo módulo, se obtiene la cantidad de módulos que se pueden distribuir en dicho campo generador. Esto es válido, cuando se tiene el área disponible donde se van a instalar los módulos solares, como un techo de edificio o estacionamiento convencional. El cálculo se realiza de la misma manera que en la ecuación (3.2) mostrada en 3.3.1

En la tabla 3.3, se detalla la cantidad total de módulos solares, para el campo N°3:

**Tabla 3.3:** “Resumen campo generador 2”

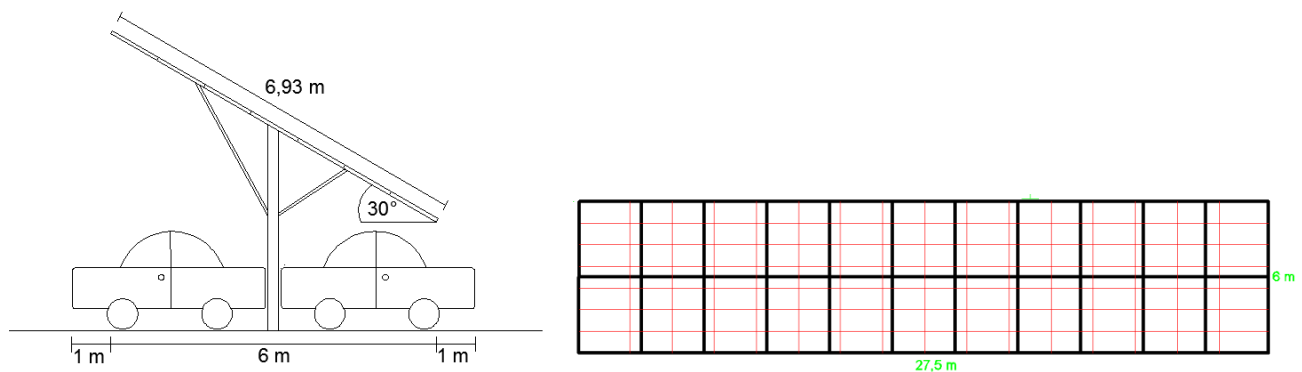
Cantidad de paneles solares	Potencia de cada módulo (W <sub>p</sub> )	Potencia pick del campo generador (W <sub>p</sub> )
84	265	22.260

### 3.3.3 Campo generador N°3

Según lo descrito en la distribución de paneles, presentado en el punto 1.3, se tiene que, para el parking N°3, la cantidad de paneles que conformará la techumbre del parking, es de un total de 112 paneles. La techumbre del parking N°3, tiene las siguientes dimensiones: 6,93m×26,88m., lo que equivale a una superficie efectiva de 190,58(m<sup>2</sup>). Esta superficie, es la que actuará como techo del estacionamiento N°3.

Por otro lado, el área de la base del tercer campo generador, tiene las siguientes dimensiones: 27,5m×6,0m. Por lo tanto, el área de la base horizontal del generador N°3 es de 165 (m<sup>2</sup>).

Por lo cual, y teniendo en cuenta que cada lugar para estacionar, tiene un área de 10(m<sup>2</sup>), el parking N°3 queda con una capacidad para estacionar 22 vehículos. (Ver figura 3.5).



**Fig. 3.5.** “Diseño parking solar 3”

Por otro lado, también se puede calcular la cantidad de paneles necesarios para una determinada superficie (edificio, vivienda), haciendo la relación entre el área disponible para la instalación de paneles, por el área de un solo módulo, se obtiene la cantidad de módulos que se pueden distribuir en dicho campo generador. Esto es válido, cuando se tiene el área disponible donde se van a instalar los módulos solares, como un techo de edificio o estacionamiento convencional. El cálculo se realiza de la misma manera que en la ecuación (3.2) mostrada en 3.3.1.

En la tabla 3.4, se detalla la cantidad total de módulos solares, para el campo N°3:

**Tabla 3.4** “Resumen campo generador 3”

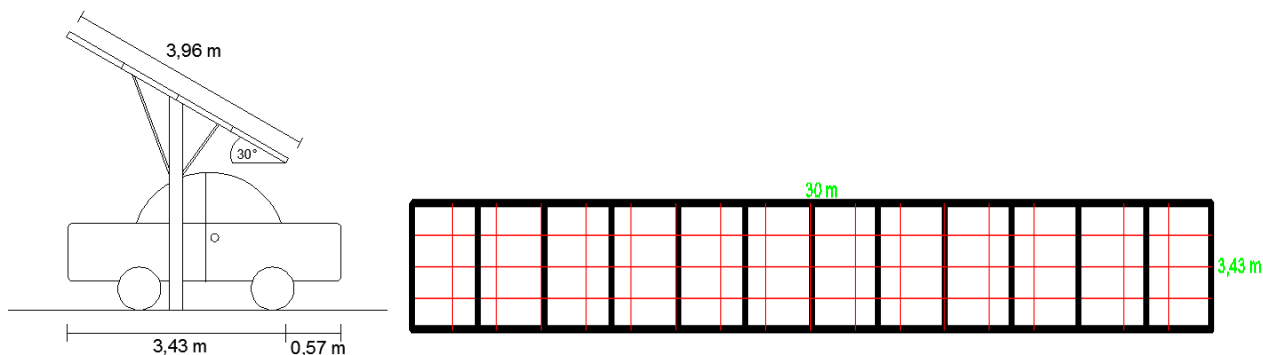
Cantidad de paneles solares	Potencia de cada módulo (Wp)	Potencia peak del campo generador (Wp)
112	265	29.680

### 3.3.4 Campo generador N°4

Según lo descrito en la distribución de paneles, presentado en el punto 1.3, se tiene que, para el parking N°4, la cantidad de paneles que conformará la techumbre del parking, es de un total de 72 paneles. La techumbre del parking N°4, tiene las siguientes dimensiones: 3,96m×30,24m., lo que equivale a una superficie efectiva de 118.8 (m<sup>2</sup>). Esta superficie, es la que actuará como techo del estacionamiento N°4.

Por otro lado, el área de la base del cuarto campo generador, tiene las siguientes dimensiones: 30,0m×3,43m. Por lo tanto, el área de la base horizontal del generador N°4 es de: 102,9 (m<sup>2</sup>).

Por lo cual, y teniendo en cuenta que cada lugar para estacionar, tiene un área de  $10(m^2)$ , el parking N°4 queda con una capacidad para estacionar 12 vehículos. (Ver figura 3.6).



**Fig. 3.6** “Diseño parking solar 4”

Por otro lado, también se puede calcular la cantidad de paneles necesarios para una determinada superficie (edificio, vivienda), haciendo la relación entre el área disponible para la instalación de paneles, por el área de un solo módulo, se obtiene la cantidad de módulos que se pueden distribuir en dicho campo generador. Esto es válido, cuando se tiene el área disponible donde se van a instalar los módulos solares, como un techo de edificio o estacionamiento convencional. El cálculo se realiza de la misma manera que en la ecuación (3.2) mostrada en 3.3.1.

En la tabla 3.5, se detalla la cantidad total de módulos solares, para el campo N°4:

**Tabla 3.5:** “Resumen campo generador 4”

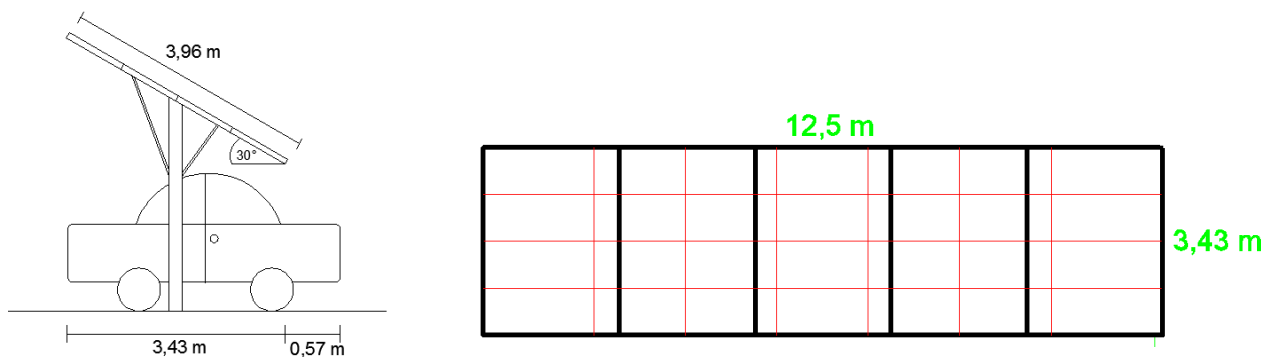
Cantidad de paneles solares	Potencia de cada módulo (Wp)	Potencia peak del campo generador (Wp)
72	265	19.080

### 3.3.5 Campo generador N°5

Según lo descrito en la distribución de paneles, presentado en el punto 1.3, se tiene que, para el parking N°5, la cantidad de paneles que conformará la techumbre del parking, es de un total de 32 paneles. La techumbre del parking N°5, tiene las siguientes dimensiones: 3,96m×13,44m., lo que equivale a una superficie efectiva de 49,13(m<sup>2</sup>). Esta superficie, es la que actuará como techo del estacionamiento N°5.

Por otro lado, el área de la base del quinto campo generador, tiene las siguientes dimensiones: 12,5m×3,43m. Por lo tanto, el área de la base horizontal del generador N°5 es de: 42,88 (m<sup>2</sup>).

Por lo cual, y teniendo en cuenta que cada lugar para estacionar, tiene un área de 10(m<sup>2</sup>), el parking N°5 queda con una capacidad para estacionar 5 vehículos. (Ver figura 3.7).



**Fig. 3.7.** “Diseño parking solar 5”

Por otro lado, también se puede calcular la cantidad de paneles necesarios para una determinada superficie (edificio, vivienda), haciendo la relación entre el área disponible para la instalación de paneles, por el área de un solo módulo, se obtiene la cantidad de módulos que se pueden distribuir en dicho campo generador. Esto es válido, cuando se tiene el área disponible donde se van a instalar los módulos solares, como un techo de edificio o estacionamiento convencional. El cálculo se realiza de la misma manera que en la ecuación (3.2) mostrada en 3.3.1.

En la tabla 3.6, se detalla la cantidad total de módulos solares, para el campo N°5:

**Tabla 3.6:** “Resumen campo generador 6”

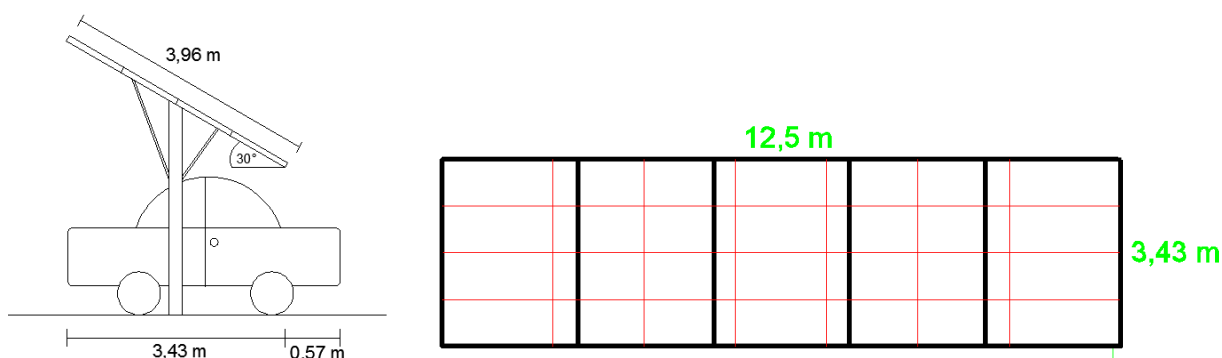
Cantidad de paneles solares	Potencia de cada módulo (Wp)	Potencia peak del campo generador (Wp)
32	265	8.480

### 3.3.6 Campo generador N°6

Según lo descrito en la distribución de paneles, presentado en el punto 1.3, se tiene que, para el parking N°6, la cantidad de paneles que conformará la techumbre del parking, es de un total de 32 paneles. La techumbre del parking N°6, tiene las siguientes dimensiones: 3,96m×13,44m., lo que equivale a una superficie efectiva de 49,13(m<sup>2</sup>). Esta superficie, es la que actuará como techo del estacionamiento N°6.

Por otro lado, el área de la base del sexto campo generador, tiene las siguientes dimensiones: 12,5m×3,43m. Por lo tanto, el área de la base horizontal del generador N°6 es de: 42,88 (m<sup>2</sup>).

Por lo cual, y teniendo en cuenta que cada lugar para estacionar, tiene un área de 10(m<sup>2</sup>), el parking N°6 queda con una capacidad para estacionar 5 vehículos. (Ver figura 3.8).



**Fig.3.8** “Diseño parking solar 6”

Por otro lado, también se puede calcular la cantidad de paneles necesarios para una determinada superficie (edificio, vivienda), haciendo la relación entre el área disponible para la



instalación de paneles, por el área de un solo módulo, se obtiene la cantidad de módulos que se pueden distribuir en dicho campo generador.

Esto es válido, cuando se tiene el área disponible donde se van a instalar los módulos solares, como un techo de edificio o estacionamiento convencional. El cálculo se realiza de la misma manera que en la ecuación (3.2) mostrada en 3.3.1.

En la tabla 3.7, se detalla la cantidad total de módulos solares, para el campo N°6:

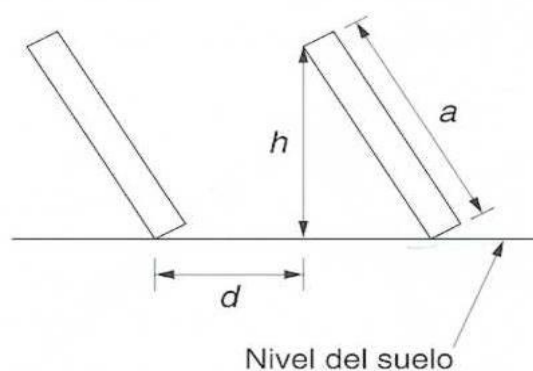
**Tabla 3.7:** “Resumen campo generador 6”

Cantidad de paneles solares	Potencia de cada módulo (Wp)	Potencia pick del campo generador (Wp)
32	265	8.480

### 3.4 Separación entre cada campo generador

Para lograr que cada campo generador, aproveche de la mejor manera posible la radiación solar, es decir, que cada panel pueda entregar la mayor cantidad de potencia de acorde a las condiciones específicas que se presenten en un día normal (radiación, temperatura, viento), se realiza un cálculo de separación mínima entre cada superficie fotovoltaica, con el fin de evitar que los campos generadores se hagan sombra entre sí.

En la figura 3.9, se muestra la separación de cada campo generador.



**Fig. 3.9** .Visualización de separación de placas.

Para efectos de cálculos, se realizan los mismos, tomando como referencia el suelo, ya que la altura mínima que tiene la techumbre, no influye de manera directa en los cálculos. Dicha altura, será agregada de manera directa, una vez que se tengan los resultados.

Mediante la expresión siguiente, se puede determinar dicha separación:

$$d = \frac{h}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud})} \text{ (m)} \quad (3.3)$$

Dónde:

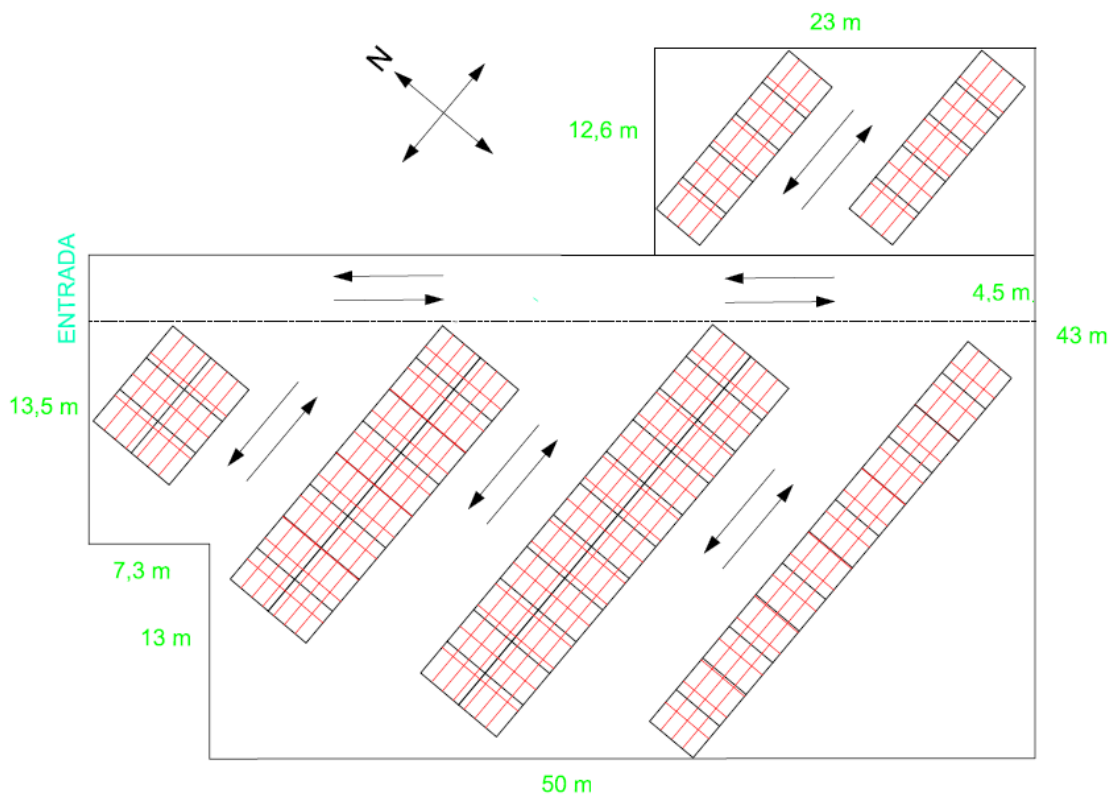
- “*d*”: distancia que separa cada campo generador, sin que exista sombra entre ellos, (m).
- “*h*”: altura entre el suelo y el extremo superior del techo del estacionamiento, (m).
- *latitud*: latitud del lugar donde será la instalación de los paneles, (grados).

A continuación, en la tabla 3.8, se presenta, con las respectivas separaciones calculadas entre parking, sin que existan problemas de generación de sombra entre cada campo generador. Además, la separación efectiva, es decir, el espacio que debe existir entre cada parking, para lograr que los vehículos no tengan problemas al estacionarse, para ello se excede en unos centímetros y/o metros, los valores obtenidos mediante el método matemático. Esto es necesario, para que los dos vehículos puedan estacionarse correctamente, ya que cada estacionamiento debe tener 4 metros de largo, siendo un total de 8 metros para los dos vehículos.

**Tabla 3.8:** “Distancia entre cada campo generador”

Campos generadores	Distancia mínima de separación entre campos (m)	Separación efectiva entre campos (m)
1-2	5.87	6.5
2-3	5.87	6.5
3-4	5.87	6.5
5-6	3.35	4.5

Al haber diseñado el estacionamiento de acuerdo a los cálculos realizados anteriormente, el estacionamiento quedara diseñado para 66 estacionamientos individuales, lo que aumenta la cantidad actual disponible, la cual es de 42. En la figura 3.10, se observa cómo será la disposición final del estacionamiento completo.



**Fig.3.10** “Vista superior estacionamiento fotovoltaico”

### 3.5 Selección de inversores (CC/CA).

El inversor es uno de los equipos principales en la instalación fotovoltaica, debido a que es el encargado de transformar la corriente para el posterior uso dentro de este tipo de instalaciones. Es por esto, que una mala elección de este equipo conllevará a un mal aprovechamiento de la energía generada por el campo fotovoltaico.

Para una correcta transformación de la corriente, se deben tener en cuenta varios factores eléctricos para la elección de un inversor, estos son, principalmente:

- Potencia nominal.
- Eficiencia.
- Corriente nominal.
- Seguidores de máxima potencia.

Dependiendo de la potencia generada y la distribución de los paneles en una instalación, la cantidad de inversores a utilizar puede variar. Esto es, porque existen equipos de distinta potencia, por lo que se puede decidir por usar solo un inversor de mayor potencia o varios de menor potencia. Otro punto a tener en cuenta, es que los inversores se pueden sub-dimensionar entre un 10-15 %, ya que, por lo general no se llega a la potencia peak en un panel solar.

**NOTA:** Al utilizar un solo inversor en una instalación, se tiene la desventaja, de que en caso de haber alguna falla en algún sector de la instalación, esta dejará de funcionar por completo. Por otro lado, al haber una falla y contar con varios inversores, permitirá que la instalación siga funcionando y sólo quede fuera de servicio parte de esta.

Para el caso del presente proyecto, se decidió utilizar varios inversores de menor potencia. Estos serán distribuidos por cada campo generador, de forma independiente y teniendo en cuenta la potencia peak de cada campo, para posteriormente llegar a un punto de conexión común.

Los inversores seleccionados son de origen español, perteneciendo a la marca Fronius. Esta marca abarca varios tipos de inversores dependiendo de la aplicación, por lo que en este caso se va a utilizar el modelo de inversor “Fronius Symo” (ver figura 3.11), el cual comprende un rango de potencia de 3 a 20 kW [6], lo cuales cumplen con los requerimientos de cada parking solar.



**Fig. 3.11** “Inversor Fronius Symo”

### 3.5.1 Inversor para campo generador N°1

Para el campo generador N°1, se utilizará un inversor para cubrir el total de potencia generada por los 28 paneles solares. Sus principales características se dan a conocer en la tabla 3.9:

**Tabla 3.9:** “Características inversor Fronius 7 kW”

<b>Parámetros eléctricos</b>	<b>Descripción</b>
-Modelo	Fronius Symo 7.0 – 3 - M
-Tipo	Conectado a la red.
<b>1. Datos de entrada</b>	
-Máxima tensión de entrada.	1000 V
-Mínima tensión de entrada ( $V_{dc_{min}}$ ).	150 V
-Tensión de entrada nominal ( $V_{dc_{nom}}$ ).	595 V
-Mínima tensión DC para arranque ( $V_{dc_{arran}}$ ).	200 V
-Seguidores de máxima potencia (Mpp).	2
-Rango de tensión Mpp ( $V_{mpp_{min}} - V_{mpp_{max}}$ ).	228 – 800 V
-Máxima corriente de entrada ( $I_{dc_{max1}}/I_{dc_{max2}}$ )	16 A / 16 A
-Máxima Isc. por serie FV. (Mpp 1/Mpp2).	24 A / 24 A
<b>2. Datos de salida</b>	
-Potencia nominal CA.	7.000 W
-Máxima potencia de salida.	7.000 VA
-Máxima corriente de salida ( $I_{ac_{max}}$ ).	10,1 A
-Frecuencia (Rango de frecuencia).	50 /60 Hz (45-65 Hz)
-Factor de potencia.	0,85-1 ind./cap.
<b>1. Rendimiento</b>	
-Máximo rendimiento	98 %

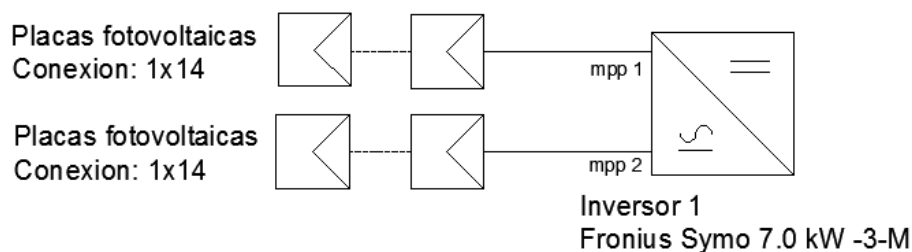
-Rendimiento con 5% de potencia nominal *	88,7 / 93,1 / 89 %
-Rendimiento con 25% de potencia nominal *	95,1 / 97,6 / 96,7 %
-Rendimiento con 50% de potencia nominal*	95,9 / 98 / 97,5 %
-Rendimiento con 75% de potencia nominal*	95,9 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento con 100% de potencia nominal*	95,8 / 97,6 / 97,5 %
-Rendimiento de adaptación Mpp	> 99,9 %
<b>2. Datos generales</b>	
-Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	645 x 431 x 204 mm
-Peso	21,9 kg

\*Rendimiento con  $V_{mpp_{min}}$  /  $V_{nom}$  /  $V_{mpp_{max}}$ .

### 3.5.1.1 Conexión de paneles

Al tener los valores de entrada del inversor anteriormente propuesto, se debe conocer la disposición y agrupación de las placas fotovoltaicas, ya sea, en serie y/o paralelo, para así, poder comprobar y cumplir con los valores establecidos por el inversor.

Es por esto, que la interconexión de los paneles será de forma equitativa, lo cual vendrá dado por 1 rama de 14 paneles cada una conectada a cada entrada DC del inversor, tal y como muestra la figura 3.12.



**Fig.3.12.** “Conexión del inversor en el campo generador 1”

Al tener tal disposición, se deben tener en cuenta los rangos de tensión y corriente para el punto de máxima potencia, considerando los valores establecidos por el equipo para cada seguidor Mpp, y así, obtener la máxima eficiencia energética.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador FV, a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, viene dada por:

$$V_{mpps_{total}} = V_{mpps} \cdot N_s = 30,7 V \cdot 14 = 429,8 V$$

Dónde:

- $V_{mpps}$  es la tensión de punto de máxima potencia.
- $N_s$  es el número de paneles en serie en cada rama del generador.

La corriente que suministra el campo generador cuando proporciona la máxima potencia, viene dada por:

$$I_{mpps_{total}} = I_{mpps} \cdot N_p = 8,63 A \cdot 1 = 8,63 A$$

Dónde:

- $I_{mpps}$  es la corriente de punto de máxima potencia.
- $N_p$  es el número de paneles en paralelo en cada rama del generador.

Por lo tanto, se cumple que:

- El valor del  $V_{mpps_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (228-800 V).
- El valor de  $I_{mpps_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (16 A).

### **3.5.2 Inversor para campo generador N°2.**

Para el campo generador N°2, al igual que el N°1, se utilizará un inversor para cubrir el total de potencia generada por los 84 paneles solares. Sus principales características se dan a conocer en la tabla 3.10:

**Tabla 3.10:** “Características inversor fronius 20 kW”

<b>Parámetros eléctrico</b>	<b>Descripción</b>
-Modelo	Fronius Symo 20.0 – 3 - M
-Tipo	Conectado a la red.
<b>1. Datos de entrada</b>	
-Máxima tensión de entrada	1000 V
-Mínima tensión de entrada ( $V_{dc_{min}}$ )	200 V
-Tensión de entrada nominal ( $V_{dc_{nom}}$ )	600 V
-Mínima tensión DC para arranque ( $V_{dc_{arran}}$ )	200 V
-Seguidores de máxima potencia (Mpp)	2
-Rango de tensión Mpp ( $V_{mpp_{min}} - V_{mpp_{max}}$ )	420 – 800 V
-Máxima corriente de entrada ( $I_{dc_{max1}}/I_{dc_{max2}}$ )	33 A / 27 A
-Máxima Isc. Por serie FV. ( Mpp 1/Mpp2)	49,5 A / 40,5 A
<b>2. Datos de salida</b>	
-Potencia nominal CA	20.000 W
-Máxima potencia de salida	20.000 VA
-Máxima corriente de salida ( $I_{ac_{max}}$ )	28,9 A
-Frecuencia (Rango de frecuencia)	50 /60 Hz (45-65 Hz)
-Factor de potencia	0 - 1 ind./cap.
<b>3. Rendimiento</b>	
-Máximo rendimiento	98,1 %
-Rendimiento con 5% de potencia nominal *	91,9 / 95,2/ 93 %
-Rendimiento con 25% de potencia nominal *	96,7 / 97,9 / 97,4 %
-Rendimiento con 50% de potencia nominal*	97 / 98,1 / 97,8 %
-Rendimiento con 75% de potencia nominal*	97 / 98,1 / 97,7 %
-Rendimiento con 100% de potencia nominal*	96,8 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento de adaptación Mpp	> 99,9 %
<b>4. Datos generales</b>	
-Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	725 x 510 x 225 mm
-Peso	43,4 kg

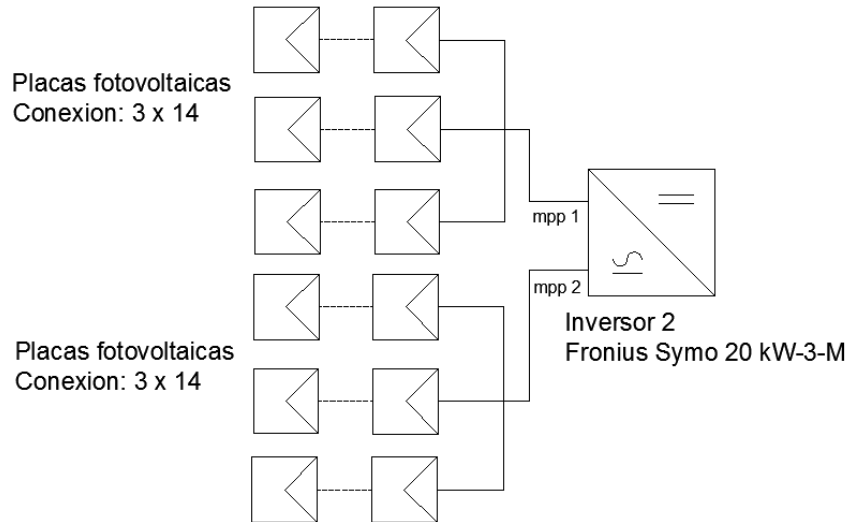
\*Rendimiento con  $V_{mpp_{min}}/ V_{nom}/ V_{mpp_{max}}$ .

### 3.5.2.1 Conexión de paneles

Al tener los valores de entrada del inversor anteriormente propuesto, se debe conocer la disposición y agrupación de las placas fotovoltaicas, ya sea, en serie y/o paralelo, para así, poder comprobar y cumplir con los valores establecidos por el inversor.

Es por esto, que la interconexión de los paneles será de forma equitativa, lo cual vendrá dado por 2 ramas de 21 paneles cada una, conectado a cada entrada DC del inversor, tal y como muestra la figura 3.13.





**Fig.3.13.** “Conexión del inversor en el campo generador 2”

Al tener tal disposición, se deben tener en cuenta los rangos de tensión y corriente para el punto de máxima potencia, considerando los valores establecidos por el equipo para cada seguidor Mpp, y así, obtener la máxima eficiencia energética.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador FV, a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, viene dada por:

$$V_{mpps\ total} = V_{mpp} \cdot N_s = 30,7\ V \cdot 14 = 429,8\ V$$

Dónde:

- $V_{mpp}$  es la tensión de punto de máxima potencia.
- $N_s$  es el número de paneles en serie en cada rama del generador.

La corriente que suministra el campo generador cuando proporciona la máxima potencia, viene dada por:

$$I_{mpps\ total} = I_{mpp} \cdot N_p = 8,63\ A \cdot 3 = 25,89\ A$$

Dónde:

- $I_{mpp}$  es la corriente de punto de máxima potencia.
- $N_p$  es el número de paneles en paralelo en cada rama del generador.

Por lo tanto, se cumple que:

- El valor del  $V_{mpp_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (420-800 V).
- El valor de  $I_{mpp_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (33 y/o 27 A).

### 3.5.3 Inversor para campo generador 3

Para el campo generador N°3, se utilizarán dos inversores iguales para cubrir el total de potencia generada por los 112 paneles solares. Sus principales características se dan a conocer en la tabla 3.11:

**Tabla 3.1:** “Características inversor fronius 15 kW”

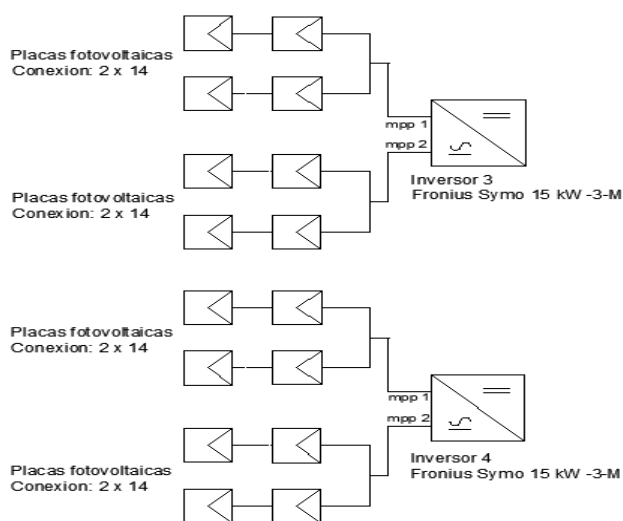
Parámetros eléctrico	Descripción
-Modelo	Fronius Symo 15.0 – 3 - M
-Tipo	Conectado a la red.
<b>1. Datos de entrada</b>	
-Máxima tensión de entrada	1000 V
-Mínima tensión de entrada ( $V_{dc_{min.}}$ )	200 V
-Tensión de entrada nominal ( $V_{dc_{nom.}}$ )	600 V
-Mínima tensión DC para arranque ( $V_{dc_{arran.}}$ )	200 V
-Seguidores de máxima potencia (Mpp)	2
-Rango de tensión Mpp ( $V_{mpp_{min}} - V_{mpp_{max}}$ )	320 – 800 V
-Máxima corriente de entrada ( $I_{dc_{max1}}/I_{dc_{max2}}$ )	33 A / 27 A
-Máxima Isc. Por serie FV. ( Mpp 1/Mpp2)	49,5 A / 40,5 A
<b>2. Datos de salida</b>	
-Potencia nominal CA	15.000 W
-Máxima potencia de salida	15.000 VA
-Máxima corriente de salida ( $I_{ac_{max}}$ )	21,7 A
-Frecuencia (Rango de frecuencia)	50 /60 Hz (45-65 Hz)
-Factor de potencia	0 - 1 ind./cap.
<b>3. Rendimiento</b>	
-Máximo rendimiento	98,1 %
-Rendimiento con 5% de potencia nominal *	92,1 / 94,8/ 92,3 %
-Rendimiento con 25% de potencia nominal *	96,2 / 97,6 / 97 %
-Rendimiento con 50% de potencia nominal*	96,9 / 98,1 / 97,7 %
-Rendimiento con 75% de potencia nominal*	97 / 98,1 / 97,8 %
-Rendimiento con 100% de potencia nominal*	97 / 98,1 / 97,7 %
-Rendimiento de adaptación Mpp	> 99,9 %
<b>4. Datos generales</b>	
-Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	725 x 510 x 225 mm
-Peso	43,4 kg

\*Rendimiento con  $V_{mpp_{min}}/ V_{nom}/ V_{mpp_{max}}$ .

### 3.5.3.1 Conexión de paneles

Al tener los valores de entrada del inversor anteriormente propuesto, se debe conocer la disposición y agrupación de las placas fotovoltaicas, ya sea, en serie y/o paralelo, para así, poder comprobar y cumplir con los valores establecidos por el inversor.

Es por esto, que la interconexión de los paneles será de forma equitativa, lo cual vendrá dado por 2 ramas de 14 paneles cada una, conectados a cada una de las entradas DC de ambos inversores, tal y como muestra la figura 3.14.



**Fig.3.14.**” Conexión de los inversores en el campo generador 3”

Al tener tal disposición, se deben tener en cuenta los rangos de tensión y corriente para el punto de máxima potencia, considerando los valores establecidos por el equipo para cada seguidor Mpp, y así, obtener la máxima eficiencia energética.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador FV, a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, viene dada por:

$$V_{mpttotal} = V_{mpp} \cdot N_s = 30,7 V \cdot 14 = 429,8 V$$

Dónde:

- $V_{mpp}$  es la tensión de punto de máxima potencia.
- $N_s$  es el número de paneles en serie en cada rama del generador.

La corriente que suministra el campo generador cuando proporciona la máxima potencia, viene dada por:

$$Impptotal = Impp \cdot Np = 8,63 A \cdot 2 = 17,26 A$$

Dónde:

- Impp es la corriente de punto de máxima potencia.
- Ns es el número de paneles en paralelo en cada rama del generador.

Por lo tanto, se cumple que:

- El valor del  $Vmpp_{total}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (320-800 V).
- El valor de  $Impp_{total}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (33 y/o 27 A).

### 3.5.4 Inversor para campo generador 4

Para el campo generador N°4, se utilizaran dos inversores iguales para cubrir el total de potencia generada por los 72 paneles solares. Sus principales características se dan a conocer en la tabla 3.12:

**Tabla 3.12:** “Características inversor fronius 8,2 kW”

Parámetros eléctrico	Descripción
-Modelo	Fronius Symo 8,2.0 – 3 - M
-Tipo	Conectado a la red.
<b>1. Datos de entrada</b>	
-Máxima tensión de entrada	1000 V
-Mínima tensión de entrada ( $V_{dc_{min.}}$ )	150 V
-Tensión de entrada nominal ( $V_{dc_{nom.}}$ )	595 V
-Mínima tensión DC para arranque ( $V_{dc_{arran.}}$ )	200 V
-Seguidores de máxima potencia (Mpp)	2
-Rango de tensión Mpp ( $V_{mpp_{min}} - V_{mpp_{max}}$ )	267 – 800 V
-Máxima corriente de entrada ( $I_{dc_{max1}}/I_{dc_{max2}}$ )	16 A / 16 A
-Máxima Isc. por serie FV. ( Mpp 1/Mpp2)	24 A / 24 A
<b>2. Datos de salida</b>	
-Potencia nominal CA	8.200 W
-Máxima potencia de salida	8.200 VA
-Máxima corriente de salida ( $I_{ac_{max}}$ )	11,8 A
-Frecuencia (Rango de frecuencia)	50 /60 Hz (45-65 Hz)
-Factor de potencia	0,85 - 1 ind./cap.

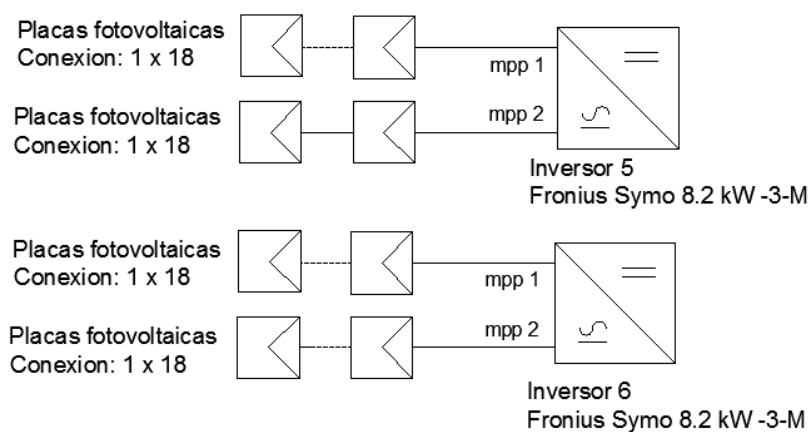
<b>3. Rendimiento</b>	
-Máximo rendimiento	98 %
-Rendimiento con 5% de potencia nominal *	89,8 / 93,8/ 90,6 %
-Rendimiento con 25% de potencia nominal *	95,5 / 97,7 / 97 %
-Rendimiento con 50% de potencia nominal*	96,2 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento con 75% de potencia nominal*	96,2 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento con 100% de potencia nominal*	96 / 97,8 / 97,6 %
-Rendimiento de adaptación Mpp	> 99,9 %
<b>4. Datos generales</b>	
-Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	645 x 431 x 204 mm
-Peso	21,9 kg

\*Rendimiento con  $V_{mpp_{min}}$ /  $V_{nom}$ /  $V_{mpp_{max}}$ .

### 3.5.4.1 Conexión de paneles

Al tener los valores de entrada del inversor anteriormente propuesto, se debe conocer la disposición y agrupación de las placas fotovoltaicas, ya sea, en serie y/o paralelo, para así, poder comprobar y cumplir con los valores establecidos por el inversor.

Es por esto, que la interconexión de los paneles será de forma equitativa, lo cual vendrá dado por 1 rama de 18 paneles cada una, conectados a cada entrada DC del inversor, tal y como muestra la figura 3.15.



**Fig.3.15.** “Conexión de los inversores en el campo generador 4”

Al tener tal disposición, se deben tener en cuenta los rangos de tensión y corriente para el punto de máxima potencia, considerando los valores establecidos por el equipo para cada seguidor Mpp, y así, obtener la máxima eficiencia energética.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador FV, a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, viene dada por:

$$V_{mpptotal} = V_{mpp} \times N_s = 30,7 \text{ V} \times 18 = 552,6 \text{ V}$$

Dónde:

- $V_{mpp}$  es la tensión de punto de máxima potencia.
- $N_s$  es el número de paneles en serie en cada rama del generador.

La corriente que suministra el campo generador cuando proporciona la máxima potencia, viene dada por:

$$I_{mpptotal} = I_{mpp} \times N_p = 8,63 \text{ A} \times 2 = 17,26 \text{ A}$$

Dónde:

- $I_{mpp}$  es la corriente de punto de máxima potencia.
- $N_p$  es el número de paneles en paralelo en cada rama del generador.

Por lo tanto, se cumple que:

- El valor del  $V_{mpptotal}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada  $M_{pp}$  (267-800 V).
- El valor de  $I_{mpptotal}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada  $M_{pp}$  (16 A).

### 3.5.5 Inversor para campo generador 5

Para el campo generador N°5, se utilizará un inversor para cubrir el total de potencia generada por los 32 paneles solares. Sus principales características se dan a conocer en la tabla 3.13:

**Tabla 3.13:** “Características inversor fronius 7 kW”

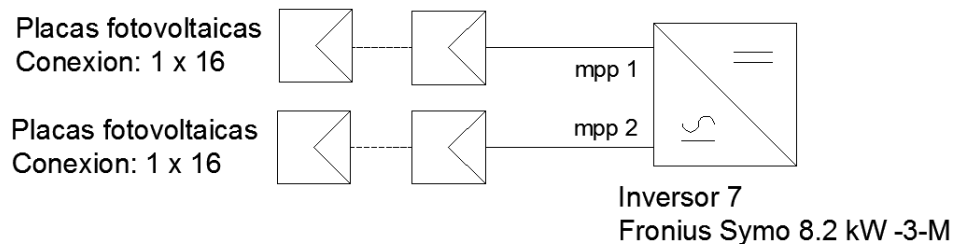
<b>Parámetros eléctrico</b>	<b>Descripción</b>
-Modelo	Fronius Symo 8,2.0 – 3 - M
-Tipo	Conectado a la red.
<b>1. Datos de entrada</b>	
-Máxima tensión de entrada	1000 V
-Mínima tensión de entrada ( $V_{dc_{min}}$ )	150 V
-Tensión de entrada nominal ( $V_{dc_{nom}}$ )	595 V
-Mínima tensión DC para arranque ( $V_{dc_{arran}}$ )	200 V
-Seguidores de máxima potencia (Mpp)	2
-Rango de tensión Mpp ( $V_{mpp_{min}} - V_{mpp_{max}}$ )	267 – 800 V
-Máxima corriente de entrada ( $I_{dc_{max1}}/I_{dc_{max2}}$ )	16 A / 16 A
-Máxima Isc. Por serie FV. ( Mpp 1/Mpp2)	24 A / 24 A
<b>2. Datos de salida</b>	
-Potencia nominal CA	8.200 W
-Máxima potencia de salida	8.200 VA
-Máxima corriente de salida ( $I_{ac_{max}}$ )	11,8 A
-Frecuencia (Rango de frecuencia)	50 /60 Hz (45-65 Hz)
-Factor de potencia	0,85 - 1 ind./cap.
<b>3. Rendimiento</b>	
-Máximo rendimiento	98 %
-Rendimiento con 5% de potencia nominal *	89,8 / 93,8/ 90,6 %
-Rendimiento con 25% de potencia nominal *	95,5 / 97,7 / 97 %
-Rendimiento con 50% de potencia nominal*	96,2 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento con 75% de potencia nominal*	96,2 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento con 100% de potencia nominal*	96 / 97,8 / 97,6 %
-Rendimiento de adaptación Mpp	> 99,9 %
<b>4. Datos generales</b>	
-Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	645 x 431 x 204 mm
-Peso	21,9 kg

\*Rendimiento con  $V_{mpp_{min}}/ V_{nom}/ V_{mpp_{max}}$ .

### 3.5.5.1 Conexión de paneles

Al tener los valores de entrada del inversor anteriormente propuesto, se debe conocer la disposición y agrupación de las placas fotovoltaicas, ya sea, en serie y/o paralelo, para así, poder comprobar y cumplir con los valores establecidos por el inversor.

Es por esto, que la interconexión de los paneles será de forma equitativa, lo cual vendrá dado por 1 rama de 16 paneles cada una, conectado a cada una de las entradas DC, tal y como muestra la figura 3.16.



**Fig. 3.16.**” Conexión del inversor en el campo generador 5.”

Al tener tal disposición, se deben tener en cuenta los rangos de tensión y corriente para el punto de máxima potencia, considerando los valores establecidos por el equipo para cada seguidor Mpp, y así, obtener la máxima eficiencia energética.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador FV, a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, viene dada por:

$$V_{mpptotal} = V_{mpp} \cdot N_s = 30,7 V \cdot 16 = 491,2 V$$

Dónde:

- $V_{mpp}$  es la tensión de punto de máxima potencia.
- $N_s$  es el número de paneles en serie en cada rama del generador.

La corriente que suministra el campo generador cuando proporciona la máxima potencia, viene dada por:

$$I_{mpptotal} = I_{mpp} \cdot N_p = 8,63 A \cdot 2 = 17,26 A$$

Dónde:

- $I_{mpp}$  es la corriente de punto de máxima potencia.
- $N_p$  es el número de paneles en paralelo en cada rama del generador.



Por lo tanto, se cumple que:

- El valor del  $V_{mpp_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (267-800 V).
- El valor de  $I_{mpp_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada Mpp (16 A).

### 3.5.6 Inversor para campo generador 6

Para el campo generador N°6, se utilizará un inversor para cubrir el total de potencia generada por los 32 paneles solares. Sus características se dan a conocer en la tabla 3.14:

**Tabla 3.14:** “Características inversor Fronius 7 kW”

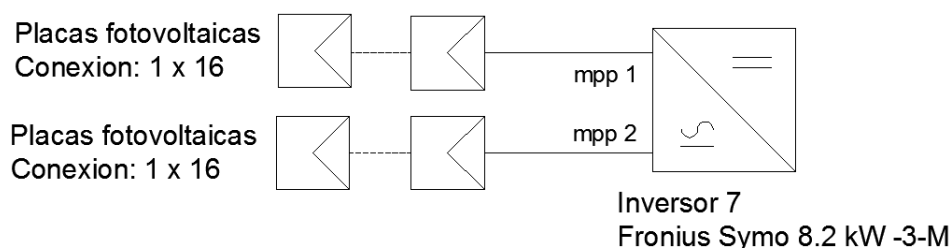
Parámetros eléctrico	Descripción
-Modelo	Fronius Symo 8,2.0 – 3 - M
-Tipo	Conectado a la red.
<b>4 Datos de entrada</b>	
-Máxima tensión de entrada	1000 V
-Mínima tensión de entrada ( $V_{dc_{min.}}$ )	150 V
-Tensión de entrada nominal ( $V_{dc_{nom.}}$ )	595 V
-Mínima tensión DC para arranque ( $V_{dc_{arran.}}$ )	200 V
-Seguidores de máxima potencia (Mpp)	2
-Rango de tensión Mpp ( $V_{mpp_{min}} - V_{mpp_{max}}$ )	267 – 800 V
-Máxima corriente de entrada ( $I_{dc_{max1}}/I_{dc_{max2}}$ )	16 A / 16 A
-Máxima Isc. por serie FV. ( Mpp 1/Mpp2)	24 A / 24 A
<b>1. Datos de salida</b>	
-Potencia nominal CA	8.200 W
-Máxima potencia de salida	8.200 VA
-Máxima corriente de salida ( $I_{ac_{max}}$ )	11,8 A
-Frecuencia (Rango de frecuencia)	50 /60 Hz (45-65 Hz)
-Factor de potencia	0,85 - 1 ind./cap.
<b>2. Rendimiento</b>	
-Máximo rendimiento	98 %
-Rendimiento con 5% de potencia nominal *	89,8 / 93,8/ 90,6 %
-Rendimiento con 25% de potencia nominal *	95,5 / 97,7 / 97 %
-Rendimiento con 50% de potencia nominal*	96,2 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento con 75% de potencia nominal*	96,2 / 98 / 97,6 %
-Rendimiento con 100% de potencia nominal*	96 / 97,8 / 97,6 %
-Rendimiento de adaptación Mpp	> 99,9 %
<b>3. Datos generales</b>	
-Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	645 x 431 x 204 mm
-Peso	21,9 kg

\*Rendimiento con  $V_{mpp_{min}}/ V_{nom}/ V_{mpp_{max}}$ .

### 4.5.1.1 Conexión de paneles

Al tener los valores de entrada del inversor anteriormente propuesto, se debe conocer la disposición y agrupación de las placas fotovoltaicas, ya sea, en serie y/o paralelo, para así, poder comprobar y cumplir con los valores establecidos por el inversor.

Es por esto, que la interconexión de los paneles será de forma equitativa, lo cual vendrá dado por 2 ramas de 16 paneles cada una, tal y como muestra la figura 3.17.



**Fig.3.17.** " Conexión del inversor en el campo generador 6."

Al tener tal disposición, se deben tener en cuenta los rangos de tensión y corriente para el punto de máxima potencia, considerando los valores establecidos por el equipo para cada seguidor Mpp, y así, obtener la máxima eficiencia energética.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador FV, a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, viene dada por:

$$V_{mpps\ total} = V_{mpp} \cdot N_s = 30,7\ V \cdot 16 = 491,2\ V$$

Dónde:

- $V_{mpp}$  es la tensión de punto de máxima potencia.
- $N_s$  es el número de paneles en serie en cada rama del generador.

La corriente que suministra el campo generador cuando proporciona la máxima potencia, viene dada por:

$$I_{mpps\ total} = I_{mpp} \cdot N_p = 8,63\ A \cdot 2 = 17,26\ A$$

Dónde:

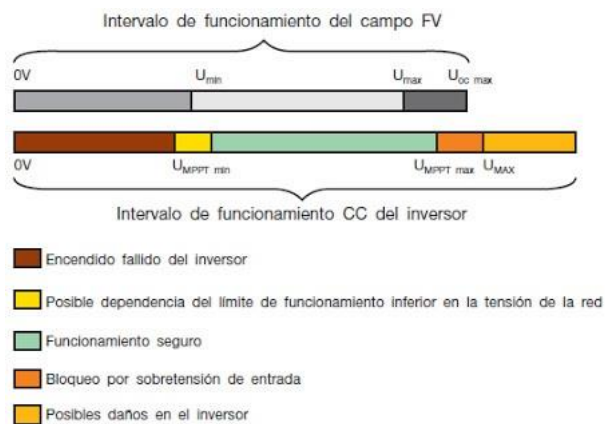
- $I_{mpp}$  es la corriente de punto de máxima potencia.
- $N_s$  es el número de paneles en paralelo en cada rama del generador.

Por lo tanto, se cumple que:

- El valor del  $V_{mpp_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada  $M_{pp}$  (267-800 V).
- El valor de  $I_{mpp_{total}}$  está dentro del rango establecido por el fabricante para cada  $M_{pp}$  (16 A).

### 3.5.7 Corrección de tensión y corriente debido a temperaturas

En el lugar destinado para la construcción del estacionamiento, la temperatura, pocas veces en el año alcanza el valor estándar ( $25^{\circ}\text{C}$ ), por lo que provoca que los valores estándares de la placa solar, varíen [7]. Es por esto, que se debe evaluar los rangos en que fluctuara dicha variación y así, poder comprobar si el inversor es capaz de soportar dichas variaciones. Para ello, se tendrá en cuenta el peor y el mejor caso, es decir, las temperaturas más extremas que se alcanzan en el lugar. En la figura 3.18 se puede observar el rango de tensiones de funcionamiento para un inversor.



**Fig.3.18** “intervalos de tensión de funcionamiento del inversor”

Se utilizara un valor de temperatura de  $-5^{\circ}\text{C}$  y  $35^{\circ}\text{C}$  respectivamente, teniendo en cuenta datos estadísticos tomados desde la Universidad de Concepción, sede Chillán, para dicha ciudad. (Las temperaturas en San Carlos y en Chillán son prácticamente iguales).

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de las placas fotovoltaicas, viene dada por:

$$T_c = T_a + \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) I \text{ (}^\circ\text{C)} \quad (3.4)$$

Dónde:

- $T_c$  es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.
- $T_a$  es la temperatura ambiente del lugar donde se encuentran ubicadas las células.
- $T_{ONC}$  es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanza la célula al someterse a una irradiancia de 800 w/m<sup>2</sup>, una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s. El valor de  $T_{ONC}$  es de 45°.
- $I$  es la irradiancia. Dependiendo del periodo que se encuentre, se tomará un valor constante para la mayor temperatura de 1000 w/m<sup>2</sup> y para la menor temperatura un valor de 100 w/m<sup>2</sup>.

Para obtener la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) cuando el panel se encuentra expuesto a una temperatura diferente de 25°C, se aplicará el coeficiente de temperatura dado por el fabricante del panel. Para esto se aplicará la siguiente ecuación.

$$V_{oc}(x^\circ\text{C}) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T x \Delta V_{oc}(T) \quad (3.5)$$

Dónde:

- $V_{oc}(x^\circ\text{C})$  es la tensión de circuito abierto a una temperatura determinada
- $V_{oc}(25^\circ\text{C})$  es la tensión de circuito abierto del panel a condiciones estándares (25°C). En este caso, es de 38,8 V.
- $\Delta T$  es la diferencia de temperatura de trabajo del panel con respecto a la de condiciones estándares.
- $\Delta V_{oc}(T)$  es el coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto, dado por el fabricante. En este caso, es de -121,21 V/°C.

En el caso de la corriente de cortocircuito, se aplica la misma relación, pero esta vez se aplicará el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito, para temperaturas distintas a 25° C. El resultado viene dado por la expresión:

$$I_{sc}(x^{\circ}C) = I_{sc}(25^{\circ}C) + \Delta T x \Delta I_{sc}(T) \quad (3.6)$$

Dónde:

- $I_{sc}(x^{\circ}c)$  es la corriente de cortocircuito a una temperatura determinada
- $I_{sc}(25^{\circ}c)$  es la corriente de cortocircuito del panel a condiciones estándares (25°C). En este caso, es de 8,93A.
- $\Delta T$  es la diferencia de temperatura de trabajo del panel con respecto a la de condiciones estándares.
- $\Delta I_{sc}(T)$  es el coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito, dado por el fabricante. En este caso, es de 4,58 mA/°C.

Por tanto, se procede a calcular la temperatura de la célula de los paneles solares, para una temperatura de -5°C.

$$T_c = -5 + \left(\frac{45 - 20}{800}\right) 100 = -1,875^{\circ}C$$

Ahora, se obtiene el valor de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  para el valor de temperatura anteriormente calculado.

$$V_{oc}(-1,875^{\circ}C) = 38,8 + (-1,875 - 25)x - 0,12121 = 42,06 V$$

$$I_{sc}(-1,875^{\circ}C) = 8,93 + (-1,875 - 25)x 0,0468 = 8,8 A$$

Luego, se calculará la temperatura de la célula de los paneles solares, para una temperatura de 35°C.

$$T_c = 35 + \left(\frac{45 - 20}{800}\right) x 1000 = 66,25^{\circ}C$$

Una vez obtenido el valor de la temperatura, se calcula el valor de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ .

$$V_{oc}(66,25^{\circ}C) = 38,8 + (66,25 - 25)x - 0,12121 = 33,8 V$$

$$I_{sc}(66,25^{\circ}C) = 8,93 + (66,25 - 25)x 0,0468 = 9,123 A$$

Por último, se debe tener en cuenta el valor de tensión de máxima potencia, ya que, este también varía con la temperatura. Para ello, se obtendrá un coeficiente de variación para tensión de máxima potencia respecto a la temperatura, aplicando la siguiente igualdad:

$$V_{mpp} = FF \cdot V_{oc} \quad (3.7)$$

Dónde:

- $V_{mpp}$  es el voltaje de máxima potencia
- F.F. es el factor de forma del panel solar. 0,77 para este modelo.
- $V_{oc}$  es el voltaje de circuito abierto

Debido a que la variación se cumple, tenemos:

$$\Delta V_{mpp}(T) = FF \cdot \Delta V_{oc}(T) \quad (3.8)$$

Dónde:

- $\Delta V_{mpp}(T)$  es el coeficiente de variación de voltaje de máxima potencia respecto a la temperatura.
- $\Delta V_{oc}(T)$  es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel (-0,320 V/°C).

Ahora obtenemos el resultado de la relación.

$$\Delta V_{mpp}(T) = 0,77 \cdot (-0,12121) = -0,093332 \text{ V/}^\circ\text{C}$$

El valor de tensión que alcanzará el panel solar para cada una de las temperaturas ambiente utilizadas anteriormente, será:

$$V_{mpp}(-1,875^\circ\text{C}) = 38,8 + (-1,875 - 25) \cdot (-0,093332) = 34,208 \text{ V}$$

$$V_{mpp}(66,25^\circ\text{C}) = 38,8 + (66,25 - 25) \cdot (-0,093332) = 27,85 \text{ V}$$

A continuación se presenta la tabla 3.15, la cual resume las variables dependiendo de las conexiones para cada uno de los inversores en los parkings solares.

**Tabla 3.15:** “Resumen de variables de acuerdo a condiciones climáticas”

Inversor (*)	Tensión de máxima potencia		Tensión de circuito abierto		Corriente de cortocircuito	
	Invierno (-5°C)	Verano (35°C)	Invierno (-5°C)	Verano (35°C)	Invierno (-5°C)	Verano (35°C)
	Tc=-1,875°C	Tc=66,25°C	Tc=-1,875°C	Tc=66,25°C	Tc=-1,875°C	Tc=66,25°C
1	478,91V	389,9 V	588,8 V	473,2 V	8,8 A	9,12 A
2	478,91V	389,9 V	588,8 V	473,2 V	26,41 A	27,37 A
3	478,91V	389,9 V	588,8 V	473,2 V	17,61 A	18,25 A
4	478,91V	389,9 V	588,8 V	473,2 V	17,61 A	18,25 A
5	615,74 V	501,3 V	757,03 V	608,4 V	8,8 A	9,12 A
6	615,74 V	501,3 V	757,03 V	608,4 V	8,8 A	9,12 A
7	547,33 V	445,6 V	672,92 V	540,8 V	8,8 A	9,12 A
8	547,33 V	445,6 V	672,92 V	540,8 V	8,8 A	9,12 A

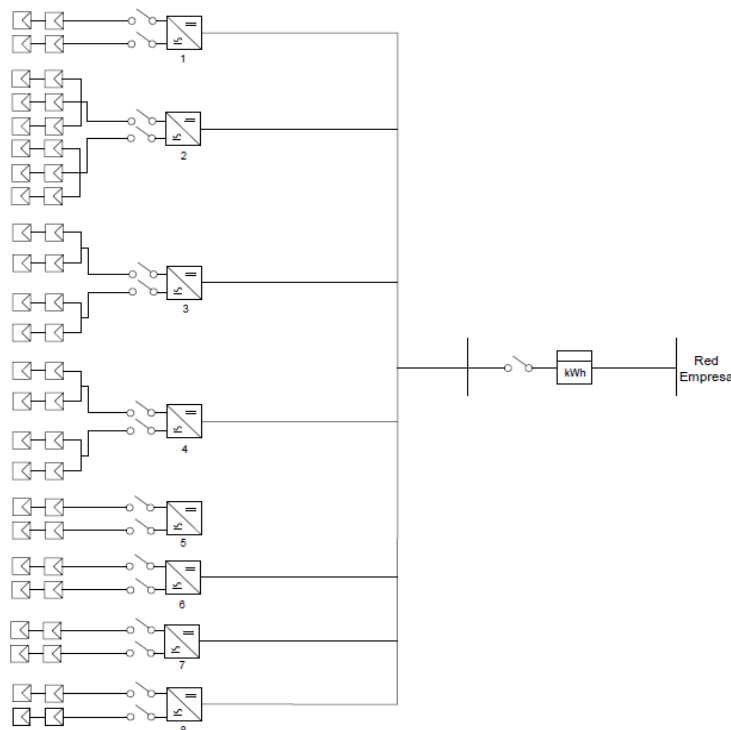
\* Se toma en cuenta los valores para cada entrada DC y de cada seguidor Mpp para cada uno de los inversores.

Teniendo en cuenta los resultados de las tensiones y corrientes de la tabla anterior, para ambas condiciones de temperatura, se cumple que:

- Los valores de  $V_{oc}$ , para cada uno de los inversores, están dentro del rango de tensión dados por el fabricante, para los seguidores de máxima potencia.
- Los valores de  $I_{sc}$ , para cada uno de los inversores, están por debajo de los valores máximos admisibles en cada entrada dc.
- Los valores de  $V_{mpp}$ , a excepción del inversor 2, para cada uno de los inversores, están dentro del rango de tensión dados por el fabricante, para los seguidores de máxima potencia.

- Como se menciona anteriormente, en el inversor 2, el valor de  $V_{mpp}$  para la condición de  $35^\circ$  en verano, queda fuera del rango establecido por el fabricante (420-800). A pesar de esto, el valor está por sobre la mínima tensión de entrada y de arranque, por lo que no genera mayor problema, teniendo en cuenta, además, que dicha temperatura se alcanza pocos días en el año.

Finalmente, la conexión de todas las ramas quedara como se muestra en la figura 3.19.



**Fig. 3.19** “Conexión del campo generador”

### 3.6 Sistema de montaje

Como toda instalación fotovoltaica, se debe disponer de una base que sea capaz de resistir el peso de los paneles fotovoltaicos y de los soportes para su fijación, como también, ser capaz de soportar los factores ambientales, principalmente el viento.

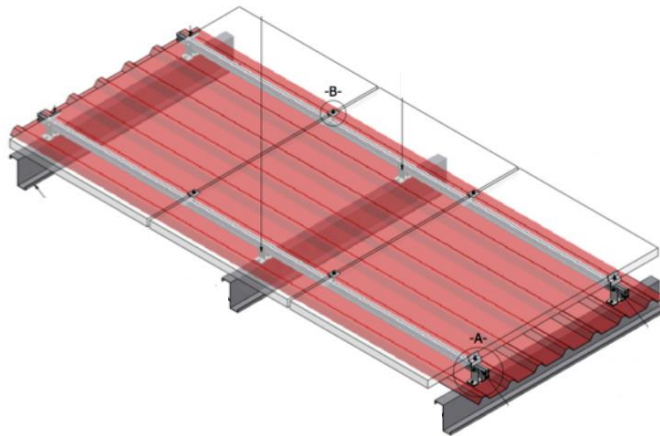
Es por esto, que para cada parking solar, se utilizará una estructura que sea capaz de soportar el peso equivalente a la cantidad de paneles que componen dicha estructura, además del peso de los soportes, teniendo en cuenta una velocidad máxima del viento de 30 km/h(\*).



**\*Nota:** Si bien no se tienen datos exactos de la velocidad del viento en la comuna de San Carlos, se tomaron datos de la ciudad de Chillan, debido a que presentan similares características, en donde se registra una velocidad del viento de hasta 26 km/h en el mes de Agosto.

Los paneles fotovoltaicos serán instalados sobre un soporte individual [8], los cuales serán fijados de manera que queden anclados a la malla construida por las vigas. Estos serán instalados con 1 cm de separación entre ellos, debido a la fuerza del viento. El soporte a utilizar se presenta en la imagen 3.20, y tiene las siguientes características.

- Marca: Alusin Solar.
- Material: Acero inoxidable
- Peso: para panel vertical, 1,69 kg/m<sup>2</sup> y para panel horizontal, 2,62 kg/m<sup>2</sup>
- Dimensiones: estándar 1700 x 1000 mm.
- Resistencia al viento: hasta 250 km/h.
- Resistencia a la nieve: Hasta 2 kN/m<sup>2</sup>.



**Fig.3.20** “Soporte para panel Alusin Solar”

El tipo de estructura que se utilizará para cada estacionamiento es la mostrada en la figura 3.21.



**Fig.3.21.** “Estructura para fijación de placas solares.”

Tal estructura completa está compuesta por:

- Vigas verticales cuadradas, de 100x100x2 mm, en el centro de cada estacionamiento, las cuales se extienden y se distribuyen dependiendo del largo de este.
- Una malla de vigas rectangulares, de 100x50x2mm, dispuestas de forma vertical y horizontal en las cuales se engancharán los soportes para cada panel.
- Tiras de ángulo, de 30x30x2 mm, para sujeción y estabilidad del techo.
- Estructuras de soporte para cada placa solar de forma independiente.

Como se señaló anteriormente, cada parking solar tendrá un determinado peso el cual deberá ser soportado por la estructura, estos serán detallados en la tabla 3.16

**Tabla 3.16:** “Peso aproximado para cálculo de vigas de soporte”

Estacionamiento	Cantidad de paneles solares	Cantidad de soportes	Peso
1	28	28	654 kg
2	84	84	2328 kg
3	112	112	2.616 kg
4	72	72	1681 kg
5	32	32	747,5 kg
6	32	32	747,5 kg

Teniendo en cuenta lo señalado anteriormente, cada Parking Solar quedará compuesto de la siguiente manera, detallado en la tabla 3.17.

**Tabla 3.17:** “Detalle de estructuras para cada estacionamiento”

Estacionamiento	Vigas Rectangulares 100x100x2 mm	Vigas rectangulares 100x50x2 mm	Tiras angulares 30x30x2 mm
1	6	10	5
2	10	20	15
3	17	30	20
4	10	19	10
5	5	9	4
6	5	9	4

### 3.7 Conductores

En cualquier instalación, la conducción de la corriente se debe realizar de manera segura y eficiente, por lo que se debe seleccionar un adecuado conductor para el transporte de esta, teniendo presente que debe resistir la máxima corriente y que no se produzcan daños al elevarse la temperatura del conductor.

En la instalación F.V, la selección de los conductores depende mucho de la conexión de las placas, ya que, de acuerdo a esto la corriente suele aumentar.

El proyecto consta de dos tramos de conductores claramente definidos. El primero, es un tramo de corriente continua que va desde los paneles al inversor correspondiente, teniendo en cuenta el tipo de agrupación de las placas. El segundo tramo, lo conforman los conductores que transportan corriente alterna, los cuales van desde cada inversor, hasta el tablero de conexión ubicado en la sala de maquinas

#### 3.7.1 Conductores de CC.

Para los conductores de cc, la sección mínima que debe tener el conductor, viene dada por:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{sc}}{u \times C} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (3.9)$$

Dónde:

- S es la sección teórica del conductor, en  $\text{mm}^2$ .
- L es el largo del conductor, en metros.
- $I_{sc}$  es la corriente máxima de cortocircuito que va a circular por el conductor y es la del módulo en condiciones estándares de medida.
- U es la caída de tensión (V) que deben tener como máximo los conductores. De acuerdo a la instrucción técnica RGR N° 02/2014 [9], el máximo permitido es 1,5%.
- C es la conductividad del material que forma el conductor. En este caso se utiliza del cobre y su conductividad es de  $56 \text{ m}/\Omega\text{xmm}^2$ .

En la instrucción técnica de instalaciones F.V, obliga a utilizar conductores del tipo fotovoltaicos que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos, en conformidad a la norma TUV 2 pfg 1169/08.2007. Estos pueden ser: PV, PV1-F, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), Energyflex, XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente.

La tipo de conductor a utilizar, se especificara en la tabla 3.18 y se puede apreciar en la figura 3.22:

**Tabla 3.18:** “Principales características del conductor2

Marca	Energyflex [10]
Tensión	0,6/1kV
Rango de temperatura de funcionamiento	-40° a 90° C



**Fig.3.22** “Conductor Energyflex para instalaciones FV.”

Las secciones serán de acuerdo al tipo de agrupación que va conectada a cada uno de los inversores., ver tabla 3.19.

**Tabla 3.19:** “Secciones de conductores para cada grupo de paneles”

Inversor	Sección teórica	Sección Real	Longitud	Capacidad de corriente nominal máxima admisible
1	0,498 mm <sup>2</sup>	2,5 mm <sup>2</sup>	8 m	29 A
2	2,8 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>	15 m	39 A
3	2,988 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>	20 m	39 A
4	2,988 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>	20 m	39 A
5	0,968 mm <sup>2</sup>	2,5 mm <sup>2</sup>	20 m	29 A
6	0,968 mm <sup>2</sup>	2,5 mm <sup>2</sup>	20 m	29 A
7	0,4357 mm <sup>2</sup>	2,5 mm <sup>2</sup>	8 m	29 A
8	0,4357 mm <sup>2</sup>	2,5 mm <sup>2</sup>	8 m	29 A

**NOTA:** A excepción de los conductores que van conectados a los inversores del campo generador 3, la sección mínima, por norma, que se utilizará para la conducción de corriente continua será de 2,5 mm<sup>2</sup>.

### 3.7.2 Conductores de CA.

En tanto, para los conductores de CA, el cálculo es distinto. Teniendo en cuenta que la salida de cada uno de los inversores es trifásica, los conductores del mismo, son a su vez, trifásicos.

Para obtener la sección teórica para este tipo de conductores, se aplica la siguiente ecuación.

$$I_{CA} = \frac{1.25 \cdot I_{max.}}{N \cdot F_n \cdot F_t} (A) \quad (3.10)$$

Dónde:

- Ica es la corriente con la cual se dimensionará el conductor.
- $I_{max}$ . es la corriente máxima de salida del inversor.
- N es el número de conductores por fase.
- $F_n$  es el factor de corrección de acuerdo al número de conductores por ducto, según NCh.4-2003 [11] (tabla 8.8). En este caso  $F_n$  es 1.
- $F_t$  es el factor de corrección por temperatura ambiente, según Nch.4-2003 (tabla 8.9<sup>a</sup>). Rango de temperatura a considerar 31-35 °, por tanto  $F_t = 0,96$ .

Luego de obtener el valor de corriente una vez aplicado todos los factores, se selecciona el tipo de conductor, el cual debe cumplir con las exigencias de la instalación, de acuerdo a la NCh.4-2003.

En la tabla 3.20 y en la figura 3.18 se dan a conocer las características del conductor seleccionado.

**Tabla 3.20:** “Característica del conductor para corriente alterna”

Modelo del conductor	XTU
Tipo de aislamiento	PVC
Condiciones de uso	Ambientes húmedos o secos, instalados al interior o exterior. Se pueden instalar expuestos al sol, en canaletas, ductos, instalaciones aéreas o directamente enterrados.
Tensión	600 V



**Fig.3.23** “Conductor XTU”

La sección del conductor vendrá determinada de acuerdo a los valores de corriente de salida de cada inversor., mostrados en la tabla 3.21.

**Tabla 3.21** “Conductores a utilizar de acuerdo a la corriente de cada inversor”

Numero de inversor	Sección conductor por fase *
1	2,08 mm <sup>2</sup> - 14 AWG
2	8,37 mm <sup>2</sup> - 8 AWG
3	5,26 mm <sup>2</sup> - 10 AWG
4	5,26 mm <sup>2</sup> - 10 AWG
5	2,08 mm <sup>2</sup> - 14 AWG
6	2,08 mm <sup>2</sup> - 14 AWG
7	2,08 mm <sup>2</sup> - 14 AWG
8	2,08 mm <sup>2</sup> - 14 AWG

\*La sección puede cambiar si no cumple la regulación de tensión.

Al tener la sección de cada conductor, se debe comprobar si cumple con la caída de tensión máxima que deben tener los conductores de corriente alterna. Por norma, se debe cumplir que la caída de tensión no debe exceder el 3%.

Para comprobar si los conductores cumplen con la norma, se debe calcular la impedancia del conductor, a través de la tabla Cutler Hammer (Anexo II), teniendo en cuenta que los valores de aquella tabla están hechos para una frecuencia de 60 Hz y su unidad de distancia está en Pies, por lo que se debe realizar la transformación a 50 Hz y a metros, respectivamente. Por lo tanto:

$$Z_L = R + jX \cdot \left(\frac{f}{60}\right) \cdot \frac{L}{30,48} (\Omega) \quad (3.11)$$

Dónde:

- $Z_L$  es la impedancia del conductor
- $R$  es la parte real del conductor.
- $jX$  es la parte imaginaria del conductor.
- “ $f$ ” es la frecuencia de la red (50 Hz).
- $L$  es el largo del conductor, en metros.

Luego, el punto en el cual ocurre la mayor caída de tensión, viene dado por las corrientes de salida de cada inversor, por lo tanto:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot Z_L \cdot I_{max, salida\ inversor} (V) \quad (3.12)$$

Dónde:

- $\Delta V$  es la caída de tensión del conductor (V).
- $Z_L$  es la impedancia del conductor ( $\Omega$ ).
- $I_{max, salida\ inversor}$  es la corriente máxima de salida del inversor correspondiente (A).

Teniendo en cuenta que:

$$V_1 = V_{nom.} - \Delta V (V) \quad (3.13)$$

Dónde:

- $V_1$  es la tensión en el extremo del conductor
- $V_{nom.}$  es la tensión nominal del inversor.

Se calcula la regulación de tensión, mediante:

$$Reg. (\%) = \frac{V_{nom.} - V_1}{V_{nom.}} \cdot 100\% \quad (3.14)$$

Dónde:

- Regulación de tensión, en %.

En la tabla 3.22, se dan a conocer, para cada conductor de salida de cada inversor, por fase, los resultados



**Tabla 3.22:** "Sección final para cada uno de los conductores CA".

Inversor	Conductor	Sección	Largo	Impedancia	Regulación de tensión
1	XTU	2,08 mm <sup>2</sup> - 14 AWG	26 m	0,267∠0,951°	1,22 %
2	XTU	8,37 mm <sup>2</sup> - 8 AWG	43 m	0,111∠3,34°	1,46 %
3	XTU	5,26 mm <sup>2</sup> - 10 AWG	58 m	0,234∠2,188°	2,31 %
4	XTU	5,26 mm <sup>2</sup> - 10 AWG	58 m	0,234∠2,188°	2,31 %
5	XTU	3,31 mm <sup>2</sup> - 12 AWG (*)	73 m	0,471∠1,416°	2,53%
6	XTU	3,31 mm <sup>2</sup> - 12 AWG (*)	73 m	0,471∠1,416°	2,53%
7	XTU	2,08 mm <sup>2</sup> - 14 AWG	53 m	0,544∠0,9517°	2,92%
8	XTU	3,31 mm <sup>2</sup> - 12 AWG (*)	64 m	0,413∠1,416°	2,22%

\*Se aumentó la sección inicial del conductor, debido a que no cumplían la regulación necesaria.

Una vez que llegan los conductores al tablero principal de la instalación, se debe hacer la posterior conexión con el tablero general de la empresa. Para ello se utilizará un conductor por fase, que sea capaz de soportar la corriente máxima de cada una de estas.

La suma de las corrientes máximas por fase de cada inversor, viene dada por:

$$I_{total} = I_{inv.1} + I_{inv.2} + \dots + I_{inv.8}$$

$$I_{total} = 129,6 A$$

Teniendo en cuenta el valor de corriente, se dimensiona el conductor, de igual manera que los conductores anteriores.

- Tipo XTU
- Sección: 85 mm<sup>2</sup> – 3/0 AWG
- Capacidad de corriente: 225 A.

### 3.8 Canalizaciones.

Con el fin de realizar de manera segura la conducción de la corriente, se debe asegurar que los conductores no sufran daños al quedar expuestos a las condiciones del lugar en donde están instalados.

Para ello se tomarán en cuenta los 2 tramos que abarcan los conductores de corriente alterna, estos son:

- Tramo 1: Desde la salida de cada inversor hasta el tablero de conexión de la instalación.
- Tramo 2: Desde el tablero de conexión de la instalación hasta el tablero general de la empresa.

El primer tramo viajara bajo tierra, teniendo en cuenta la cantidad de conductores y debido a que circulan vehículos. Para ello, se utilizará un tramo recto, constituido por cámaras en el cual se llevarán los conductores de todos los inversores, hasta llegar a la sala de máquinas.

El segundo tramo, permite unir el tablero de la instalación FV, con el tablero general de la empresa, para así poder inyectar la energía generada en la red.

### 3.9 Protecciones

Toda instalación se debe proteger ante posibles fallas o fugas de corrientes y proteger a las personas, se instalarán, una vez llegados los conductores de C.A a cada barra, un disyuntor y un diferencial, ambos trifásicos.

#### A) Disyuntor trifásico

La elección correcta de la protección de sobre corriente, viene dada por:

$$I_{disyuntor} = 1,25 \cdot I_{nom.} \quad (3.15)$$

$$I_{disyuntor} = 1,25 \cdot 129,6 = 162 \text{ A}$$

Dónde:

- $I_{Disyuntor}$  es la corriente de referencia con la cual se dimensionará la protección. Dicho elemento, se debe seleccionar con una corriente mayor a esta.
- $I_{nom.}$  Corriente nominal de cada conductor, por fase.

Teniendo en cuenta dicha corriente, se seleccionó el siguiente interruptor (figura 3.24), descrito en la tabla 3.23

**Tabla 3.23:** “Protección general tetra polar”

Marca	Legrand [12]
Corriente nominal	250 (A) ajustable
Rango de ajuste	0.8-1
Capacidad de ruptura	25 kA
Curva	C



**Fig.24** “Disyuntor Legrand tetrapolar”

#### B) Protección diferencial

Para la protección diferencial, se utilizará un relé diferencial Vigerex RH tipo A. Este tipo de relé ocupa una conexión “toroide relé” [13], debido a que la corriente de cada conductor sobrepasa los 125 A, la cual es la corriente máxima de los interruptores diferenciales más utilizados.

Las características se presentan en la tabla 3.24.

**Tabla 3.24:** “Protección diferencial”

Marca	Schneider Electric
Clase	A
Sensibilidad	300 mA
Tensión	400 V
Corriente nominal	150 A
Modelo	RH328A

En el lado de corriente continua, también se debe proteger la instalación, ya sea, contra personas o fallas internas producida por los paneles [14]. Para esto, se debe seleccionar un interruptor automático DC de uso instalaciones FV para cada una de las ramas de la instalación, teniendo en cuenta la máxima corriente de entrada de cada entrada DC.

La protección a utilizar es marca Chana, curva “c”, detallados en la tabla 3.25 y se seleccionaron de acuerdo a:

- Proteger cada una de las ramas de forma independiente, ya que, en caso de falla, corte el suministro del lugar en donde ocurrió y no afecte a la totalidad del campo.
- Para de inversores de 7 kW y de 8,2kW, la protección debe ser calibrada para las corrientes de coci, teniendo en cuenta que estas son de 24 A.
- Para los inversores de 15 kW y 20 kW, la protección debe ser calibrada para las corrientes de coci, teniendo en cuenta que para una entrada esta es de 49,5 A y para otra es de 40 A.

**Tabla 3.25:** “Protecciones de corriente continua”

Inversor	Imax. Isc DC 1	Imax. Isc DC 2	Inom. protección DC1	Inom. protección DC2	Capacidad de ruptura	Tensión
7 kW	24 A	24 A	32 A	32 A	6 kA	1000 V
8,2 kW	24 A	24 A	32 A	32 A	6 kA	1000 V
15 kW	49,5 A	40 A	63 A	50 A	6 kA	1000 V
20 kW	49,5 A	40 A	63 A	50 A	6 kA	1000 V

A su vez, en cada rama se utilizará un fusible, exclusivo para instalaciones fotovoltaicas, para acompañar a cada interruptor. Para la selección de estos se debe tener en cuenta la corriente máxima de coci que circula por dicha rama, el cual viene dado por 1,2 veces de aquel valor. En la tabla 3.26 se detalla el fusible seleccionado [15], marca Schurter (figura 3.25) para cada tipo de agrupación de paneles.

**Tabla 3.26:** “Fusible para las ramas de la instalación FV”

Conexión	Corriente nominal del fusible	Capacidad de ruptura	Tensión de funcionamiento 1000Vdc	Curva
1 rama	15 A	20 kA	1000Vdc	gPV
2 ramas	25 A	20 kA	1000Vdc	gPV
3 ramas	35 A	20 kA	1000Vdc	gPV



**Fig. 3.25** “Fusible Schurter para instalaciones FV”.

Otro medio de protección que se debe incluir en cada rama o agrupación de paneles, es un diodo de bloqueo Schottky. Esto, con motivo de evitar que circulen corrientes inversas producto de grandes sombras que afecten a una rama determinada.

Para ello, se utilizará un diodo en cada rama, el cual sea capaz de soportar 2 veces la corriente de cortocircuito y 2 veces el voltaje de circuito abierto de la misma rama en donde se instalará.

Finalmente, cada estructura estará conectada a tierra, para así, cuidar a las personas que circularan por el lugar.

### 3.10 Medidor de energía, set de barras y tablero

Con el fin de llevar un registro de la potencia generada por la instalación, se debe instalar un medidor trifásico entre el tablero general FV y el tablero general de la empresa.

Para ello, se seleccionó un medidor trifásico (Figura 3.26), marca Schneider.



**Fig. 3.26.** “Medidor de energía Schneider”

Sus principales características, son:

- Rango de tensión 230-400 V
- Rango de corriente ajustable 40 -6000 A
- Frecuencia 50-60 Hz

Una vez que los conductores llegan a la sala de máquinas, se deben conectar a un tablero general de la instalación F.V, en cual tendrá en su interior el set de barras para cada una de las fases, el medidor de potencia y las respectivas protecciones.

Para poder realizar las conexiones correspondientes, en cada una de las fases se dispondrá de una barra de cobre de sección rectangular, seleccionada de acuerdo a la corriente máxima de cada una de las fases.

$$I_{total} = 129,6 (A)$$

Según la NCh. 4/2003, tabla 6.4 “Capacidad de corriente para barras de cobre de sección rectangular”, las dimensión de la barra, para cada una de las fases, es de 15x2 mm<sup>2</sup>, aceptando una corriente máxima de 155 A.

## 4 ESTUDIO ENERGÉTICO

En este capítulo, se dará a conocer el estudio energético de la planta fotovoltaica, como también, para la empresa en cuestión (Minuto Verde), con el fin de lograr determinar, a través de información otorgada por la empresa, el promedio mensual, los máximos y mínimos consumos, esto es, en temporada de alta o baja producción.

Además de señalar la mejor opción para realizar el consumo energético, que se va a generar a través de este proyecto fotovoltaico.

### 4.1 Generación peak de cada campo generador.

Como ya se conoce la cantidad de paneles solares que conforman cada parking, es posible determinar la potencia máxima (peak Wp) que genera cada uno de estos. Esto se hace, suponiendo que se encuentran las condiciones estándar de laboratorio, esto es a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a una temperatura de  $25^\circ\text{C}$  y a una  $AM=1,5$ .

- Para el parking N°1, que está compuesto por 28 módulos solares, con una potencia peak de  $265 \text{ Wp}$  cada panel, en condiciones óptimas, genera una potencia de  $7.420(\text{Wp})$ .
- Para el parking N°2, que está compuesto por 84 módulos solares, con una potencia peak de  $265 \text{ Wp}$  cada panel, en condiciones óptimas, genera una potencia de  $22.260 (\text{Wp})$ .
- Para el parking N°3, que está compuesto por 112 módulos solares, con una potencia peak de  $265 \text{ Wp}$  cada panel, en condiciones óptimas, genera una potencia de  $29.680(\text{Wp})$ .
- Para el parking N°4, que está compuesto por 72 módulos solares, con una potencia peak de  $265 \text{ Wp}$  cada panel, en condiciones óptimas, genera una potencia de  $19.080(\text{Wp})$ .
- Para el parking N°5, que está compuesto por 32 módulos solares, con una potencia peak de  $265 \text{ Wp}$  cada panel, en condiciones óptimas, genera una potencia de  $8.480 (\text{Wp})$ .
- Para el parking N°6, que está compuesto por 32 módulos solares, con una potencia peak de  $265 \text{ Wp}$  cada panel, en condiciones óptimas, genera una potencia de  $8.480 (\text{Wp})$ .

Con esto, la generación de potencia del parking completo, es decir, la suma de los 6 campos generadores, posee una capacidad de  $95,4 (\text{kWp})$ , sin embargo, esta capacidad de generación es asumiendo que en un día cualquiera, se dan las condiciones climáticas indicadas por el fabricante, (descritas al inicio de este capítulo) lo cual en la práctica, no es así, por lo que esta potencia del campo completo debe ser inferior.



## 4.2 Balance energético de la empresa.

Pese a que se tiene la capacidad instalada del campo fotovoltaico de 95,4 kWp, en un instante determinado y con plena generación, es necesario realizar un balance de la energía (A.C) que será suministrada a la empresa en cuestión. Esta energía viene dada por diversos factores que influyen en la capacidad final que tiene el campo fotovoltaico, factores como las pérdidas propias de cada equipo, eficiencia del módulo, las perdidas por suciedad, perdidas por sombras (si es que existiesen) , radiación para una superficie inclinada, reflexión en el módulo, etc. Todos estos factores tienen directa relación en la energía final del campo FV.

Con el fin de obtener resultados más exactos y reales de acuerdo a las características de la instalación, como también teniendo en cuenta los factores que afectan la energía final que se va a generar, se pidió asesoría a una empresa experta en el rubro, Grammer Solar [17]. Aquella empresa es de origen alemán, con sede en Santiago de Chile, con más de 30 años en el rubro. Para ello, se utilizó el software PV SOL, en el cual se detalla la cantidad de pérdidas y consumos internos de cada elemento de la instalación (inversores y paneles solares), los cuales no se pueden calcular de manera directa.

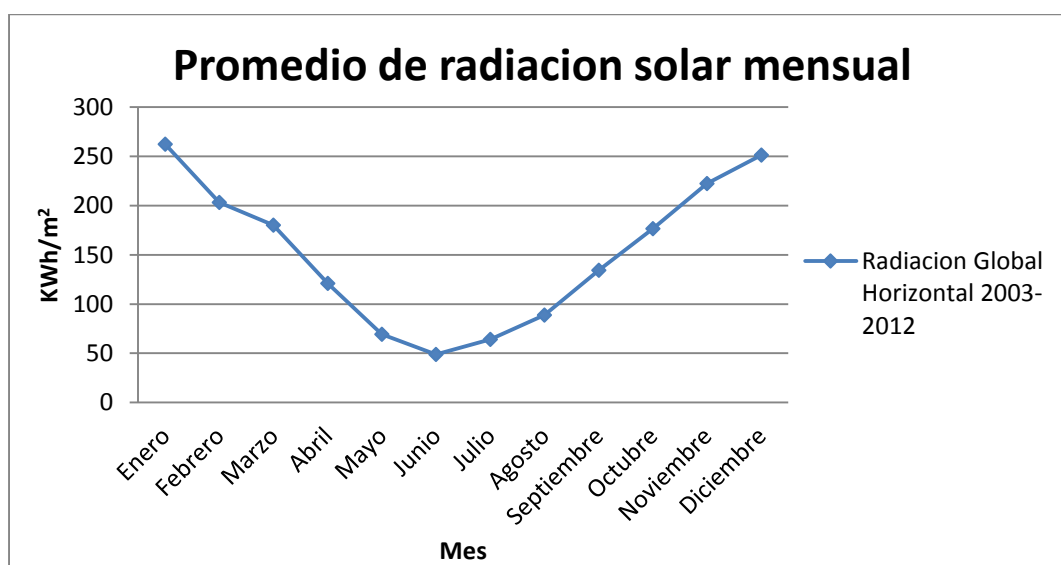
**Nota:** Si bien existe una versión demo, El programa PV Sol, es un software pagado, el cual tiene un alto valor, por lo que no pudimos acceder a él para obtener los datos y realizar el cálculo personalmente.

Para hacer el análisis, se utilizaron datos climáticos de la facultad de ciencias físicas y matemáticas de la Universidad de Chile (ver anexo III), tomando los valores promedios tanto mensuales como anuales, en el periodo 2003-2012. Según estos datos, la radiación global horizontal, por mes, viene dada en la tabla 4.1

**Tabla 4.1:** “Promedio de radiación global horizontal diaria y mensual”

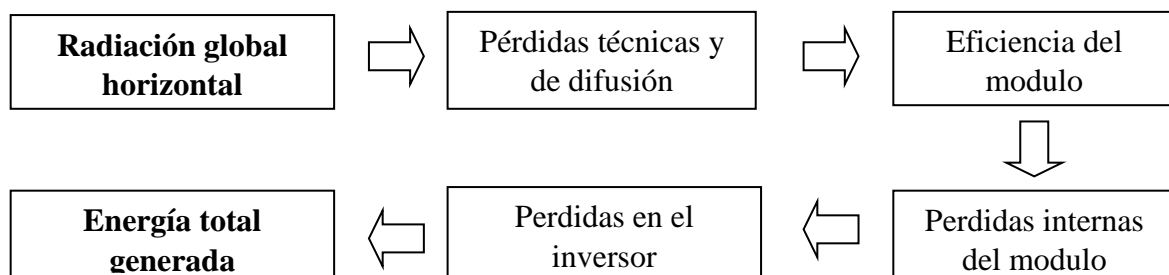
Mes	Radiación global promedio diario en kWh/m <sup>2</sup>	Radiación global mensual kWh/m <sup>2</sup>
Enero	8,46	262,26
Febrero	7.46	208,88
Marzo	5.81	180,11
Abril	4.03	120,9
Mayo	2.24	69,44
Junio	1.63	48,9
Julio	2.07	64,17
Agosto	2.86	88,66
Septiembre	4.48	134,4
Octubre	5.70	176,7
Noviembre	7.41	222,3
Diciembre	8.11	251,41
Total	5,02 kWh/m <sup>2</sup> al año	1828,13 kWh/m <sup>2</sup> al año

En la figura 4.1, se muestra la curva de producción mensual en el periodo 2003-2012.



**Fig. 4.1.** “Producción mensual de la planta FV”

La energía total producida en el año, es de 1.828 kWh/m<sup>2</sup>, dicha radiación se ve afectada por diversos factores, los cuales hacen que la energía que se inyecta en la red de la empresa, disminuya.



La energía que llega sobre la superficie, se ve afectada por la inclinación de las placas, la reflexión sobre la superficie de estos y la desviación del espectro estándar.

Para determinar la energía total que genera el campo completo, se debe aplicar a la totalidad la superficie generadora (360 paneles), teniendo un total de 598,752(m<sup>2</sup>), multiplicando este valor por la radiación global sobre un módulo, se obtiene la radiación global fotovoltaica.

Al tomar en cuenta la eficiencia nominal del módulo (valor dado por el fabricante) y siendo aplicado al valor de la radiación global fotovoltaica, se obtiene la energía fotovoltaica nominal. Sin embargo, factores como al rendimiento con luz débil, diodos, desviación de la temperatura nominal del módulo, etc. Hacen que la energía FV nominal disminuya.

Esta baja en la energía FV nominal, se denomina energía FV (CC) sin limitación de corriente por inversor, la que a su vez se ve afectada por la regulación por: rango de tensión MPP, regulación por corriente CC máx., regulación por potencia máx., regulación por potencia CA máx. /coseno ( $\varphi$ ) y por último, adaptación MMP.

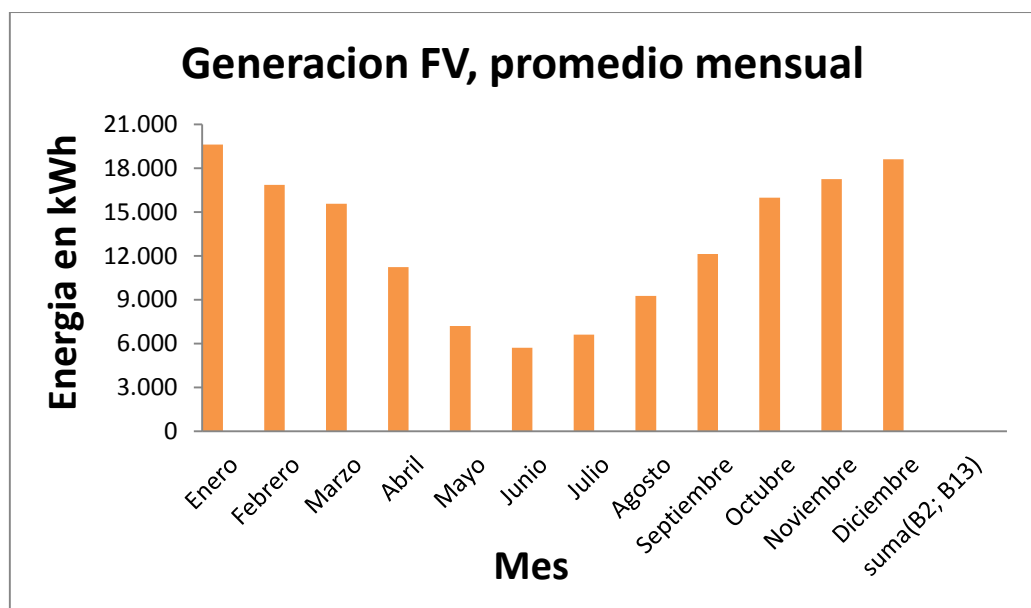
Finalmente, la energía que se inyecta a la entrada (D.C) del inversor (incluyendo los 8 inversores), se ve levemente disminuida por consumos internos del inversor, los cuales son: conversión DC/AC, consumo en stand-by, pérdida de cables y desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal. Todo lo anterior, determina la energía promedio anual, que se encuentra disponible en la salida del inversor, para ser consumida por la empresa.

A continuación, en la tabla 4.2, se presenta un detalle con los valores parámetros mencionados.

**Tabla 4.2:** “Energía disponible para consumo, promedio anual.”

Radiación global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	100%	1.828,13
Desviación del espectro estándar (kWh/m <sup>2</sup> )	-1%	-18,2813
Orientación e inclinación módulos (kWh/m <sup>2</sup> )	6,47%	118,28
Efecto sombra (kWh/m <sup>2</sup> )	0%	0,0
Reflexión superficie del módulo (kWh/m <sup>2</sup> )	-2,64%	-48,2626
Radiación global sobre un m <sup>2</sup> (kWh/m <sup>2</sup> )	-----	1.879,87
Radiación global fotovoltaica (kWh)	360 módulos	1.125.580
Eficiencia del modulo	16,1 %	181.218
Perdidas internas del módulo (Rendimiento a luz débil, diodos, desviación de la temperatura nominal del módulo)	-10,6%	-19.209,1
Perdidas en el inversor (Regulación de potencia CA, regulación de corriente y potencia CC, regulación por rango de tensión MPP, Conversión CC/AC, desviación de tensión de entrada nominal)	-3,79%	-5.924,9
Energía disponible para inyección (kWh)	-----	156.084

La distribución total de la energía generada en un año, viene dada por la figura 4.2.



**Fig.4.2** “Generación promedio por mes de la planta FV”

Otra manera realizar el balance energético del campo generador, es a través de la siguiente expresión, (tomada como referencia Seminario Diseño de sistema de bombeo y filtrado para piscina, empleando una alimentación híbrida en granja educativa, ubicada en la Comuna de Tomé, Capítulo 6.5.2) en la cual se calcula la energía promedio anual.

$$EP = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{CEM}} \quad (4,1)$$

Dónde:

“E<sub>p</sub>”: Energía promedio producida anualmente [kWh/año].

“G<sub>dm</sub>” (α, β): Valor medio anual de la irradiación sobre el campo fotovoltaico a una determina condición de orientación e inclinación. [KWh/ (m<sup>2</sup> día)].

“P<sub>mp</sub>”: Potencia peak del parque FV.

“PR”: Coeficiente de rendimiento energético de la instalación anual.

“G<sub>CEM</sub>”: Constante de irradiancia solar a la que el fabricante expone el módulo [1 kW/m<sup>2</sup>]

Calculo de PR: coeficiente de rendimiento energético

PR, se define como la eficiencia del total de una instalación FV, en condiciones ambientales diarias, es decir, en operación normal e incluyendo las pérdidas que existen en un día cualquiera

$$PR(\%) = (100 - S_t - P_t) \times I \times M \times P_{CC} \times P_{CA} \quad (4,2)$$

Dónde:

$$S_T = S_1 + S_2 + S_3 \quad (4,3)$$

S<sub>1</sub> = Dispersión de los parámetros entre los módulos. (Rango entre 1%-10%, siendo un valor aceptable un 5%)

S<sub>2</sub> = Efecto del polvo y suciedad. (Rango entre un 1%-2%, dependiendo del lugar de la instalación modular).

S<sub>3</sub> = Pérdidas por reflectancia angular y espectral. (Entre un 2%-6%, se considera un rango normal.)

P<sub>t</sub> = Pérdidas por temperatura.

I = Eficiencia del inversor. (Rango del 0,9-0-98%, dependiendo de modelo y marca)

M = Pérdidas en MPPT. (Un valor aceptable se encuentra entre 0,92-0,95)

$P_{CC}$  = Pérdidas en los conductores CC. (Por norma, estas pérdidas deben ser menores al 1,5%).

$P_{CA}$  = Pérdidas en los conductores CA. (Por norma, estas pérdidas deben ser menores al 3%).

Por otra parte, una manera de realizar el cálculo de la temperatura de una célula, es a través de la siguiente ecuación:

$$P_t [\%] = \delta(T_c - 25) \quad (4,4)$$

Dónde:

- $P_t$ : Pérdidas por temperatura [%].
- $\delta$ : Coeficiente de variación de la potencia máxima del generador FV por efecto de la temperatura ([% / °C]).
- $T_c$ : Temperatura de operación del módulo fotovoltaico.

Para el cálculo de la temperatura de operación celular en un panel fotovoltaico ( $T_c$ ), se determina, a través, de la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \times \frac{E}{800} \quad (4,5)$$

Siendo:

- $T_{amb}$ : Temperatura ambiente del lugar [°C].
- TONC: Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico (en este caso 45[°C]).
- E: Irradiancia solar [W/m<sup>2</sup>].

### 4.3 Consumo energético de la empresa

A través de información entregada por la empresa, mediante boleta del mes de marzo (Ver anexo IV), el consumo de la empresa viene dado en la figura 4.3, el cual da a conocer los periodos de mayor y menos demanda.

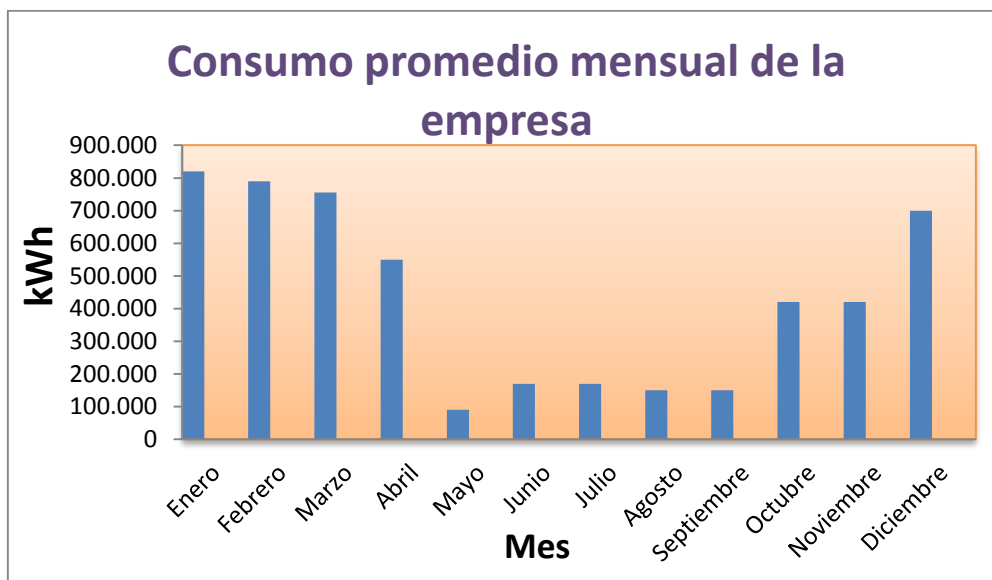


Fig.4.3 “Promedio mensual de consumo en la empresa”

Al realizar una comparación entre el consumo interno de la empresa y la energía entregada por la planta FV, se puede apreciar una gran diferencia (ver figura 4.4), por lo que cubrir gran parte del consumo de esta, trae como consecuencia crear un campo generador de gran dimensión.

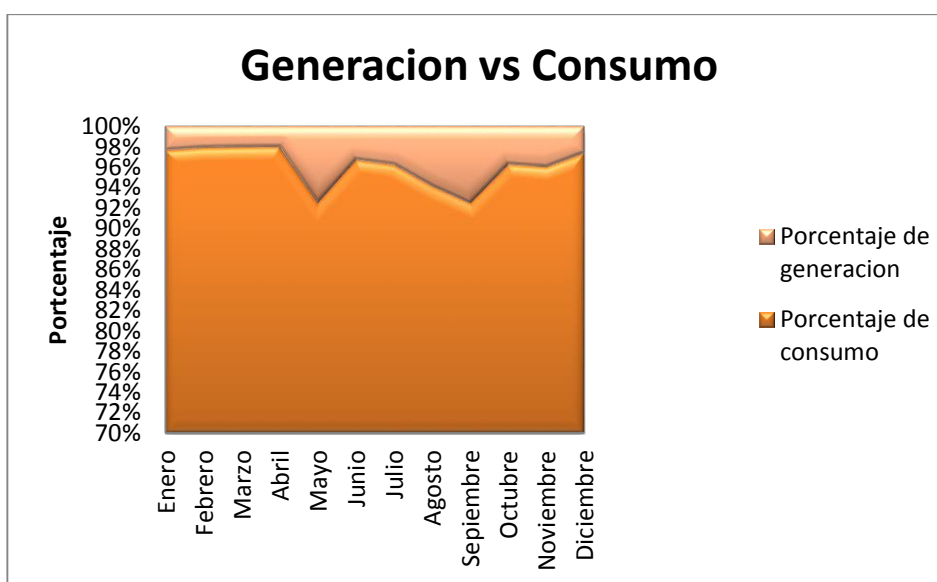


Fig.4.4 “Porcentaje de ahorro de consumo mensual”

Del gráfico, se tiene que:

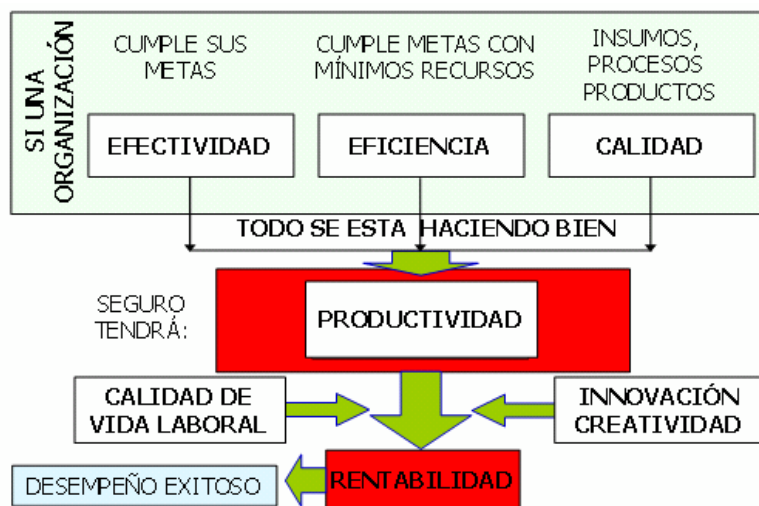
- La generación es mayor en los meses de mayor demanda energética (periodo de alta demanda en la empresa octubre-abril).
- Como promedio anual, la planta cubre solo el 3 % del consumo promedio de la empresa en el año.



## 5 ESTUDIO ECONÓMICO

En todo proyecto, independiente del ámbito que sea, se debe realizar una evaluación económica para obtener la rentabilidad y ganancias que se generen, ya sea, en un corto, mediano o largo plazo. En los proyectos fotovoltaicos, la inversión inicial es alta y viene dada tanto por el tipo de instalación y la magnitud de la misma.

Para poder evaluar el proyecto, se debe cumplir con varios aspectos, tal como se muestra en la figura 5.1.



*Fig.5.1* “Factores que influyen en la factibilidad de un proyecto”

### 5.1 Costos iniciales de la instalación

De acuerdo al rubro del proyecto y a las diversas competencias, se decidió por realizar parte de la cotización de a través de la empresa Grammer Solar, esto debido a que ellos pueden considerar los valores de envío y de costos al comprar los productos al por mayor.

En las instalaciones fotovoltaicas, gran parte de la inversión inicial viene dada por las placas solares, los soportes para el montaje y los respectivos inversores. En la tabla 5.1, se dan a conocer las cantidades de cada uno de los elementos para la posterior evaluación de Grammer Solar.

**Tabla 5.1:** “Cantidad de elementos para la cotización”

<b>Elemento</b>	<b>Marca</b>	<b>Cantidad</b>
Paneles fotovoltaicos	Solar Watt 60M	360
Estructura de montaje	Alusin Solar	360
Inversores	Fronius Symo	8

El costo total de los elementos anteriormente mencionados, es de \$122.730.600.

El valor total de dichos elementos, se cotiza de acuerdo a cada kWp instalado y no de acuerdo al precio unitario., teniendo en cuenta que se mandan a pedir a proveedores extranjeros, al por mayor. También incluye el IVA respectivo.

Por otro lado, las estructuras de la base de cada uno de los estacionamientos, se cotizaron a través de la empresa Mer-Car ingeniería y servicios integrales, la cual tiene su oficina en la comuna de San Carlos. El costo total de estas, tiene un monto de \$9.745.720, el cual incluye instalación, construcción y pintura.

Para el resto de los componentes de la instalación, se realiza la cotización en el mercado nacional. En la tabla 5.2, se da a conocer el detalle por unidad de cada elemento y/o equipo de la instalación

**Tabla 5.2:** “Detalle de costos de la instalación”

<b>Equipo y/o elemento</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Costo total</b>
Conductor XTU 2,08 mm <sup>2</sup>	790 metros	319 \$/m.	\$252.010
Conductor XTU 3,31 mm <sup>2</sup>	2100 metros	470 \$/m	\$987.000
Conductor XTU 5,26 mm <sup>2</sup>	1.160 metros	625 \$/m	\$756.250
Conductor XTU 8,37 mm <sup>2</sup>	430 metros	853 \$/m	\$366.790
Conductor XTU 85 mm <sup>2</sup>	40 metros	6.733 \$/m	\$269.320
Conductor EnergyFlex (Negro, azul y verde) 2,5 mm <sup>2</sup>	128 metros	2.657 \$/m	\$340.166
Conductor EnergyFlex 4 mm <sup>2</sup>	110 metros	5.288 \$/m	\$581.690

Disyuntor tetra polar	1 unidad	\$300.000	\$250.000
Protección diferencial	1 unidad	\$425.000	\$375.000
Medidor de Energía	1 unidad	\$80.000	\$80.000
Tablero general Schneider	1 unidad	\$ 353.000	\$353.000
Barras de distribución	1 set ( 4 barras)	\$40.000	\$40.000
PVC conduit 1 ¼”	3 metros	\$661 \$/m	\$1983
PVC conduit. 16mm	3 metros	\$173,3 \$/m	\$520
PVC conduit. ¾”	9 metros	\$341 \$/m	\$3.069
PVC conduit 2 ¼”	6 metros	\$1.664 \$/m	\$9.985
Protección de CC 32 A	10 unidades	\$2.100	\$21.000
Protección de CC 50 A	3 unidades	\$2.450	\$7.350
Protección de CC 63 A	3 unidades	\$2.800	\$8.400
Fusible 15 A	10 unidades	\$955,4	\$9.554
Fusible 25 A	4 unidades	\$970	\$3.880
Fusible 35 A	2 unidades	\$1.150	\$2.300
Diodos	14 unidades	\$1.500	\$21.000
Mano de obra	-----	----	\$3.000.000
		Total	\$7.712.280

Una vez realizada la cotización de toda la instalación, el valor de la inversión inicial tiene un costo total de \$140.188.600.

En el capítulo anterior, se dio a conocer el respectivo balance energético y su generación anual. Dicha cantidad de energía, se debe traducir en dinero para poder estimar el ahorro en un determinado tiempo.

De acuerdo a las tarifas de la compañía distribuidora [17] a la cual está conectada la empresa, los costos asociados a cada kWh generado viene dado por el cargo de energía y el cargo único por uso del sistema troncal, ambos cobrados como \$/kWh.

En la tabla 5.3, se dan a conocer lo valores de la energía en los últimos 12 meses.

**Tabla 5.3:** “Tarifas eléctricas por mes”

Mes	Cargo Energía en \$/kWh	Cargo único por uso del sistema troncal en \$/kWh
Enero	66,131	0,696
Febrero	74,074	0,696
Marzo	74,074	0,696
Abril	74,074	0,696
Mayo	74,074	0,696
Junio	77,858	0,696
Julio	81,966	0,696
Agosto	81,966	0,869
Septiembre	81,395	0,869
Octubre	81,395	0,869
Noviembre	81,395	0,869
Diciembre	81,395	0,869
<b>Promedio</b>	<b>77,4863</b>	<b>0,76808</b>

Considerando la energía generada un año, en la tabla 5.4 se muestran los costos traducidos en dinero, quedando de la siguiente manera:

**Tabla 5.4:** “Costos de producción de energía”

Periodo	Cargo Energía en \$/kWh	Cargo único por uso del sistema troncal en \$/kWh	Cargo energía en \$	Cargo único por uso del sistema troncal en \$	Ahorro anual en \$
Anual	77,4863	0,76808	\$12.094.400	\$119.885	\$12.214.300

- Un factor a tener en cuenta en el tema económico de la instalación, es la mantención de esta, para así, tener un óptimo rendimiento durante todo el año. Esto incluye limpieza de placas e inspección visual una vez año. Para ello, se estimaran \$400.000 pesos anuales.
- Por otro lado, el rendimiento de las placas fotovoltaicas va disminuyendo año a año, para ello se utilizara una disminución de un 0.5% al año.

Una vez teniendo el valor aproximado que se deberá invertir en la instalación, debe calcular los parámetros económicos para saber si la instalación es rentable en el tiempo. Para ello, se deben calcular los siguientes parámetros:

- A) TIR
- B) VAN
- C) PAY BACK

A) El TIR, es un método de valoración de las inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en términos de porcentaje. Mientras mayor es el valor del porcentaje, mayor es la rentabilidad.

$$TIR = \frac{-I_0 + \sum_{i=1}^n f_i}{\sum_{i=1}^n n \cdot f_i} \quad (5.1)$$

Dónde:

- $I_0$  es la inversión inicial.
- “n” ese el número de periodos
- “ $f_i$ ” es el flujo de caja en un año determinado.

$$TIR = 6,29\%$$

B) El VAN, conocido como el valor actual neto, es un factor financiero el cual permite medir los flujos de caja de los futuros ingresos y egresos de un determinado proyecto, para luego, poder determinar si una vez recuperada el inversión inicial, este dejara ganancias. Para que el proyecto sea rentable, el valor del VAN debe ser positivo, en caso contrario se concluye que el proyecto no es viable.

El VAN viene dado por la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (5.2)$$

Dónde:

- n es el número de periodos considerados.
- $V_t$  es el flujo de caja en cada periodo t
- K es el tipo de interés. Viene dado por el TIR.
- $I_0$  es la inversión inicial.

Para que el valor del VAN resulte positivo, la rentabilidad debe ser menor que el valor del TIR.

- C) El Pay-Back, es la valoración de las inversiones que permite seleccionar un proyecto sobre la base de cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial. Resultando muy útil para inversiones elevadas. La forma de calcularlo es mediante la suma acumulada de flujos de caja, hasta igual la inversión inicial, tal como muestra la tabla 5.5

Teniendo en cuenta lo anterior, el flujo de cada resulta de la siguiente manera.

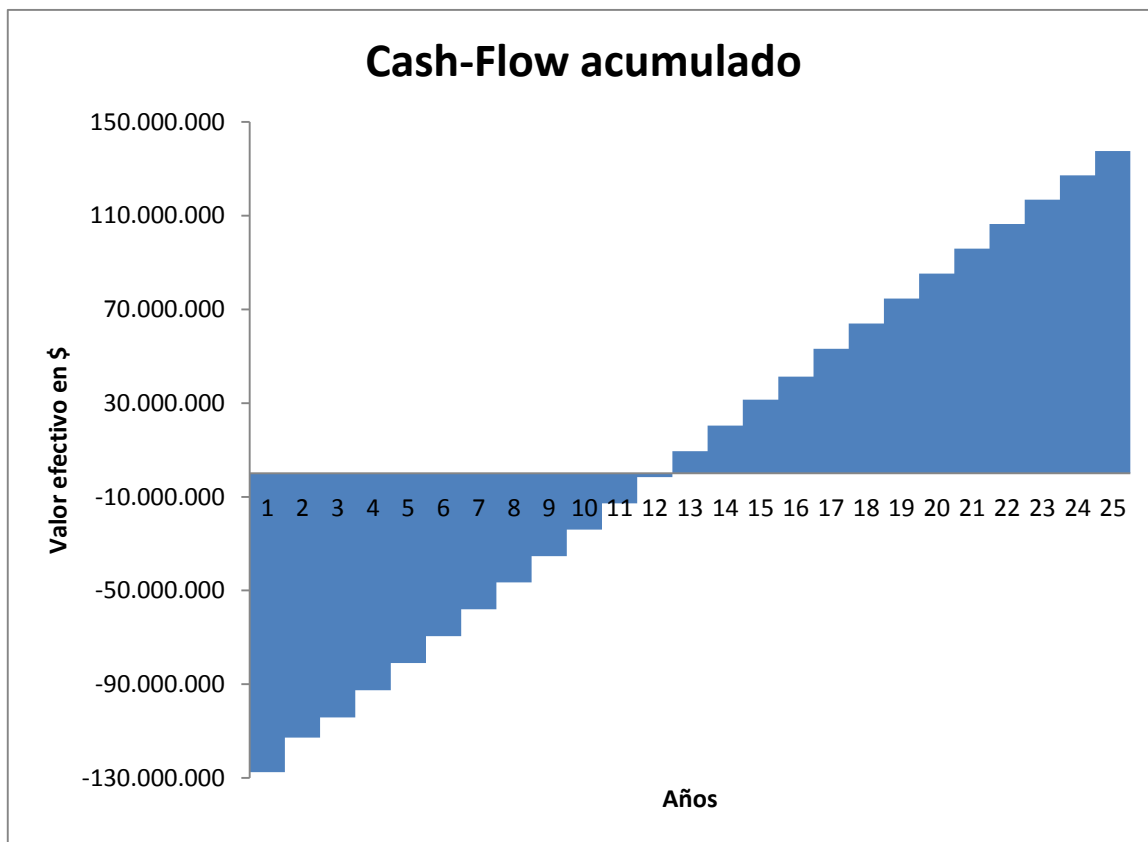
**Tabla 5.5:** “Flujo de caja y cash-flow acumulado”

Paramentos	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Inversiones	\$-140.188.600	0	0	0
Costos de operación	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000
Remuneración por inyección de energía	\$12.214.300	\$12.153.200	\$12.092.100	\$12.031.000
Flujo de caja anual	\$-127.574.000	\$11.753.200	\$11.692.100	\$11.631.000
Cash-flow acumulado	\$-127.574.000	\$-115.821.000	\$-104.129.000	\$-92.497.700
Paramentos	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Inversiones	0	0	0	0
Costos de operación	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000
Remuneración por inyección de energía	\$11.970.000	\$11.908.900	\$11.847.800	\$11.786.800
Flujo de caja anual	\$11.570.000	\$11.508.900	\$11.447.800	\$11.386.800
Cash-flow acumulado	\$-80.927.700	\$-69.418.800	\$-57.971.000	\$-46.584.200
Paramentos	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Inversiones	0	0	0	0
Costos de operación	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000
Remuneración por inyección de energía	\$11.725.700	\$11.664.600	\$11.603.500	\$11.542.500
Flujo de caja anual	\$11.325.700	\$11.264.600	\$11.203.500	\$11.142.500
Cash-flow acumulado	-\$35.258.500	-\$23.993.900	-\$12.790.400	-\$1.647.900
Paramentos	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16
Inversiones	0	0	0	0
Costos de operación	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000
Remuneración por inyección de energía	\$11.481.400	\$11.420.300	\$11.359.300	\$11.298.200
Flujo de caja anual	\$11.081.400	\$11.020.300	\$10.959.300	\$10.898.200

Cash-flow acumulado	\$9.433.500	\$20.453.800	\$31.413.100	\$42.311.300
<b>Paramentos</b>	<b>Año 17</b>	<b>Año 18</b>	<b>Año 19</b>	<b>Año 20</b>
Inversiones	0	0	0	0
Costos de operación	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000
Remuneración por inyección de energía	\$11.237.100	\$11.176.000	\$11.115.000	\$11.053.900
Flujo de caja anual	\$10.837.100	\$10.776.700	\$10.715.000	\$10.653.900
Cash-flow acumulado	\$53.148.400	\$63.925.100	\$74.640.100	\$85.294.000
<b>Paramentos</b>	<b>Año 21</b>	<b>Año 22</b>	<b>Año 23</b>	<b>Año 24</b>
Inversiones	0	0	0	0
Costos de operación	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000	-\$400.000
Remuneración por inyección de energía	\$10.992.800	\$10.931.800	\$10.870.700	\$10.809.600
Flujo de caja anual	\$10.592.800	\$10.531.800	\$10.470.700	\$10.409.600
Cash-flow acumulado	\$95.886.800	\$106.419.000	\$116.889.000	\$127.299.000
<b>Parámetros</b>	<b>Año 25</b>			
Inversiones	0			
Costos de operación	-\$400.000			
Remuneración por inyección de energía	\$10.748.500			
Flujo de caja anual	\$10.378.500			
Cash-flow acumulado	\$137.677.000			



En la figura 5.2, se muestra de manera gráfica flujo de caja en el periodo de 25 años



**Fig. 5.2** “Cash-flow del proyecto fotovoltaico”

De acuerdo al gráfico presentado anteriormente, se aprecia que a lo largo de 25 años, la empresa logra una recaudación total de \$137.677.000, logrando recuperar la inversión inicial en un periodo de 12,2 años ( 12 años y 3 meses aproximadamente).

Si bien es cierto, que el cálculo económico se realizó para una vida útil de los módulos de 25 años, esto no quiere decir que una vez concluido este periodo, los módulos solares dejen de generar energía, al contrario, siguen su proceso de generación, pero se forma menos eficiente. Para ello hay dos opciones: Seguir un periodo de tiempo determinado con los mismos paneles solares o realizar una nueva inversión el cual solo incluya las placas fotovoltaicas.

## CONCLUSIONES

El proyecto realizado fue diseñado para cubrir un porcentaje de consumo energético de la empresa Minuto Verde, aprovechando al máximo las condiciones de terreno que ofrece el lugar. Como resultado de esto, se puede concluir lo siguiente:

- Se logró aumentar la capacidad del actual estacionamiento en 24 ubicaciones, pasando de 42 a 66, lo cual es beneficioso para la empresa, teniendo en cuenta que en los periodos de mayor producción, aumenta significativamente la cantidad de trabajadores.
- Generalmente, este tipo de proyectos, resulta ser menos viable en las zonas ubicadas más al sur de nuestro país, debido a que existe una disminución de la radiación. Específicamente, en la zona de San Carlos (8° Región), existe una radiación favorable durante varios meses del año, lo cual hace posible la realización de este proyecto.
- Si bien, existen desventajas a la hora de realizar un proyecto fotovoltaico de estas características, como lo son; el alto costo inicial que se debe desembolsar, la cantidad de superficie que se debe disponer para suplir una misma cantidad de potencia (principalmente en las industrias), depender de la radiación de la zona en que se encuentra ubicada la instalación, y que esta radiación sólo se encuentra presente durante el día; las ventajas que existen tanto al corto como a largo plazo, son variadas, como en este caso, se logra aprovechar un espacio “muerto”, y se le da un doble uso (estacionamiento, y al mismo tiempo generación de electricidad), otra de las ventajas, es que estos equipos requieren de una mínima mantención, por lo que el riesgo de que fallen es bajo, implicando así, una generación de energía constante, es decir, sin que afecte a la producción de la empresa. También existen las ventajas económicas, que pese a ser a largo plazo, se logra recuperar el monto de la inversión inicial, además, la cantidad que se ahorra durante un periodo de 25 años es bastante significativa. Por otro lado, una vez que se cumple el tiempo de vida útil de los equipos (paneles, inversores, equipos de protección), existe la posibilidad de cambiarlos solamente, lo cual no requiere un cambio estructural nuevo.
- Al realizar el estudio energético, se logra apreciar que el porcentaje de generación de la planta es bajo en comparación con el consumo total de la empresa (3% aproximadamente).

- En el tema económico, se aprecia que el alto valor de la inversión inicial, lo cual en este caso es de \$140.188.600, resulta ser una gran cantidad de dinero a la hora de invertir, por ende, un cierto grado de inseguridad para los propietarios, ya que, lo principal es recuperar la inversión lo más rápido posible. Por otro lado, al considerar todo el periodo de evaluación del proyecto (25 años) se tiene un beneficio que resulta ser significativo con el paso de los años.

Esperemos, que para un futuro, los costos de las instalaciones fotovoltaicas disminuyan a medida que avanza la tecnológica, con el fin de poder tener instalaciones de mayor envergadura, para suplir la generación de energía a través de combustibles fósiles, pudiendo así, aprovechar los recursos naturales de la mejor manera y no dañar el medio ambiente. Por otro lado, incentivar a las personas y/o empresas a utilizar este tipo de energías.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Pareja Aparicio, Miguel (2000). *Radiación Solar y su aprovechamiento energético*.
- [2] Pareja Aparicio, Miguel (2000). *Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada* (2da edición),
- [3] Creadess. (2012). *Países que más utilizar energía solar en el mundo*. Junio 10, 2015, de *Cooperación de red Euroamericana para el desarrollo sostenible* Sitio web: <http://www.creadess.org/index.php/informate/sostenibilidad-socio-ambiental/energias-renovables/16330-los-10-paises-que-mas-usan-la-energia-solar>
- [4] Gobierno de Chile. (2015). *Reporte CIFES*. Julio 2, 2015, de CIFES Sitio web: <http://cifes.gob.cl/sobre-las-ernc/datos-y-estadistic>
- [5] PARMAR. (2014). *Parkings y marquesinas*. Agosto 5, 2015, de PARMAR Sitio web: [http://parkingsymarquesinas.com/630002\\_es/Marquesinas-para-veh%C3%ADculos-falsos-techos-metalicos./](http://parkingsymarquesinas.com/630002_es/Marquesinas-para-veh%C3%ADculos-falsos-techos-metalicos/)
- [6] Fronius España. (2006-2015). *Inversores Fronius Symo*. septiembre 10, de Fronius internacional GmbH Sitio web: [http://www.fronius.es/cps/rde/xchg/SID-6AE4DF16-E1B2FD6C/fronius\\_espana/hs.xsl/27\\_12531.htm](http://www.fronius.es/cps/rde/xchg/SID-6AE4DF16-E1B2FD6C/fronius_espana/hs.xsl/27_12531.htm)
- [7] Blanco Sardinero, Israel (2009) *Instalación solar fotovoltaica conectada a la red sobre la azotea de una nave industrial*. Seminario de título, Universidad Carlos III, Madrid. [http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6063/PFC\\_Israel\\_Blanco\\_Sardinero.pdf?sequence=1](http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6063/PFC_Israel_Blanco_Sardinero.pdf?sequence=1)
- [8] Alusin Solar. (2013). *Sistema de montaje*. octubre 12, 2015, de Alusin Solar Sitio web: <http://www.alusinsolar.es/index.php/id/40/claves/solar-fotovoltaica-sistema-montaje-estructuras-aluminio>
- [9] Norma técnica de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. <http://www.minenergia.cl/ley20571/wp-content/uploads/2015/03/InstruccionTecDisEjecucionInstalacionesFotovoltaicasConectadasRed.pdf>
- [10] NEXANS. (2014). *Cables ENERGYFLEX*. Noviembre 3, 2015, de NEXANS Sitio web: [http://www.nexans.be/eservice/Belgium-en/navigate\\_-14/Electrical\\_cable\\_power\\_and\\_fiber\\_optic\\_cable\\_manufacturer\\_www\\_nexans\\_be.html](http://www.nexans.be/eservice/Belgium-en/navigate_-14/Electrical_cable_power_and_fiber_optic_cable_manufacturer_www_nexans_be.html)
- [11] Norma Eléctrica Chilena, 4/2003, capítulo 8. [http://www.sec.cl/portal/page?\\_pageid=33,3435548&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3435548&_dad=portal&_schema=PORTAL)
- [12] *Productos y sistemas para instalaciones eléctricas, y redes informáticas*. Catálogo Legrand 2014-2015.

- [13] Schneider Electric. (2014). *Guía de protección diferencial baja tensión*. Noviembre 5, 2015, de Schneider Electric Sitio web: [http://automata.cps.unizar.es/bibliotecaschneider/BT/Proteccion/Proteccion\\_Diferencial\\_BT.pdf](http://automata.cps.unizar.es/bibliotecaschneider/BT/Proteccion/Proteccion_Diferencial_BT.pdf)
- [14] Alonso García, María del C. (2007). *Protecciones de generadores fotovoltaicos. El Generador Fotovoltaico* (21-28). España: EOI.
- [15] Schurter. (2013). *Fusibles para sistemas fotovoltaicos*. Noviembre 15, 2015, de Schurter Sitio web: <http://www.schurter.com/en/New-Products/Fuses-Fuseholders>
- [16] CGE Distribución. (2015). *Tarifas y opciones tarifarias*. Noviembre 2, 2015, de CGE Distribución Sitio web: <http://www.cgedistribucion.cl/Clientehogar/Paginas/tarifasempresas.aspx#2>
- [17] Oscar Perpiñán Lamiguiro. (2014). *Energía Solar Fotovoltaica*. España: Creative commons.
- [18] Cornejo Aguilera, R.- Ortiz Moyano, J. (2015). *Diseño de un sistema de bombeo y filtrado para una piscina, empleando una alimentación híbrida, en granja educativa, ubicada en la Comuna de Tomé*. Seminario de título, Universidad del Bio-Bío, Concepción, Chile.



# **ANEXOS**

# **Anexo 1**

## **“Detalles de placa solar Solar-watt blue 60M”**



SOLARWATT Solar Modules

# Glass-Foil-Module: SOLARWATT BLUE 60M

new



SOLARWATT GmbH | Maria-Reiche-Str. 2a | 01109 Dresden | Germany  
 Tel. +49 351 8895-0 | Fax +49 351 8895-111 | [www.solarwatt.de](http://www.solarwatt.de)  
 Certified acc. to DIN EN 150 9001 und 14001 | BS OHSAS 18001:2007

## SOLARWATT Service



**SOLARWATT Total Protection**  
 optional (up to 1.000 kWh)



**Take-back service**  
 as per Delivery Terms for SOLARWATT Solar Modules



**Country of origin**  
 Quality made in Germany



**Product-warranty**  
 as per Special Warranty Conditions for SOLARWATT Solar Modules



**Performance-warranty**  
 as per Special Warranty Conditions for SOLARWATT Solar Modules

## Made in Dresden

- SOLARWATT solar modules are exclusively produced in Germany.
- 100% protection against PID
- 265 Whp – 275 Whp (100% plus sorting)

## Standard Warranty

- 10 year product warranty
- Linear performance warranty covering 25 years

## Extended warranty by purchasing SOLARWATT Full Coverage insurance

- 12 year product warranty
- All risk insurance

According to the „Special warranty conditions for SOLARWATT solar modules“



\*Test requirements: see rear of data sheet

## Product Quality



long-lasting



resilient



high-yield



innovative



low-glare



safe



resistant against ammonia



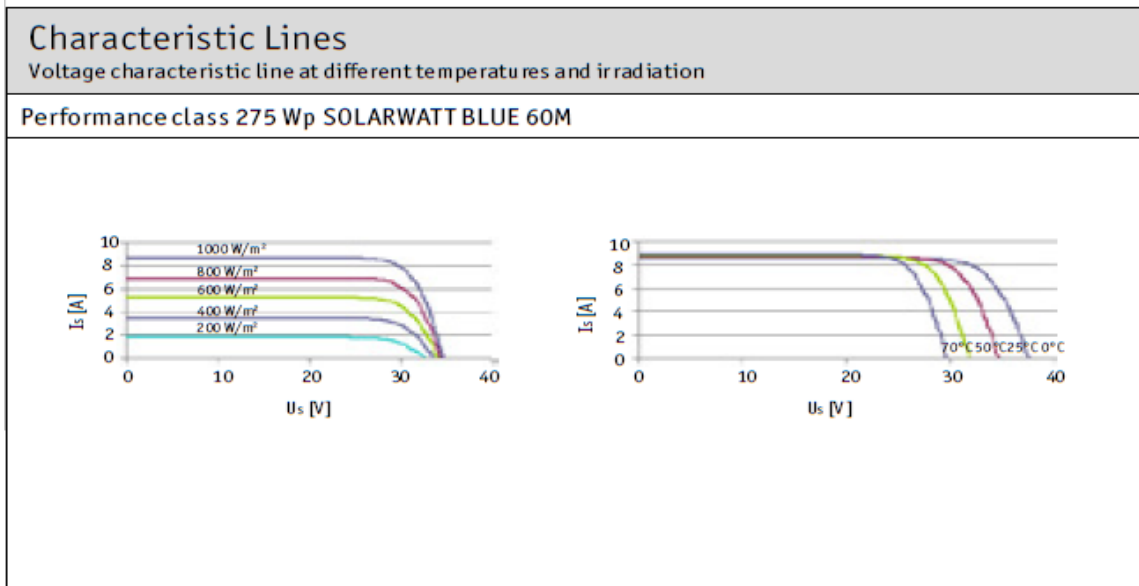
resistant against hail



resistant against salt mist

SOLARWATT Expert Installer

General Data	
<b>Module technology</b>	Glass-foil-laminate; aluminium frame
<b>Covering material</b> <b>Encapsulation</b> <b>Backing material</b>	Tempered solar glass with anti-reflective finish, 3.2 mm EVA-solar cells-EVA, white Multi-layer composite film
<b>Solar cells</b>	60 monocrystalline solar cells
<b>Cell dimensions</b>	156 x 156 mm
<b>Bypass diodes</b>	3
<b>Application class</b>	Application class A (acc. to IEC 61730)
<b>Max. system voltage</b>	1000 V
<b>Mechanical Ratings</b> as per IEC 61215 Ed.	Suction load up to 2,400 Pa Applied load up to 5,400 Pa
<b>Approved stress load</b> as per SOLARWATT Installation Instructions	Applied load up to 3.500 Pa (when installed crosswise <sup>1)</sup> ) Test condition: sliding load of 5,400 Pa (conditions take into account safety factors for snow overhang and ice load per Eurocode1.) <sup>1</sup> Please refer to these specifications in the installation instructions.
<b>Qualifications</b>	IEC 61215 Ed.2   IEC 61730 (including Protection Class II)



Thermal Features	
	SOLARWATT BLUE 60 M
<b>Operating temperature range</b>	-40 ... +85 °C
<b>Ambient temperature range</b>	-40 ... +45 °C
<b>Temperature coefficient <math>P_M</math></b>	-0,40 %/K
<b>Temperature coefficient <math>U_{oc}</math></b>	-0,32 %/K
<b>Temperature coefficient <math>I_{sc}</math></b>	0,05 %/K
<b>NOCT</b>	45 °C

### Electrical Data (STC)

STC: Standard test | Conditions: Irradiation intensity 1000W/m<sup>2</sup>, spectral distribution AM 1.5 | temperatur 25±2 °C, in accordance EN 60904-3

SOLARWATT BLUE 60 M			
Nominal power P <sub>N</sub>	265 Wp	270 Wp	275 Wp
Nominal voltage U <sub>mp</sub>	31,7 V	31,9 V	32,1 V
Nominal current I <sub>mp</sub>	8,37 A	8,47 A	8,58 A
Open circuit voltage U <sub>oc</sub>	38,8 V	39,1 V	39,3 V
Short circuit current I <sub>sc</sub>	8,93 A	9,01 A	9,11 A
IR*	20 A		

Measurement tolerance in reference to P<sub>max</sub> ±5 %;

Reduction of module efficiency when irradiance is reduced from 1000W/m<sup>2</sup> to 200W/m<sup>2</sup> (at 25 °C): 4±2% (relative) / -0,6±0,3% (absolute).

\* Reverse- current power rating: Operating modules with an external power source is only permissible if using a phase fuse with a tripping current of < 20 A.

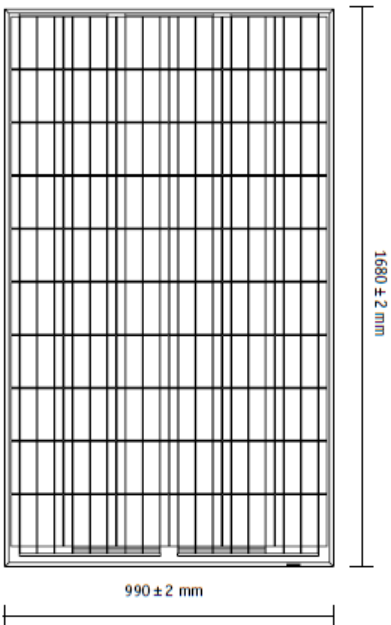
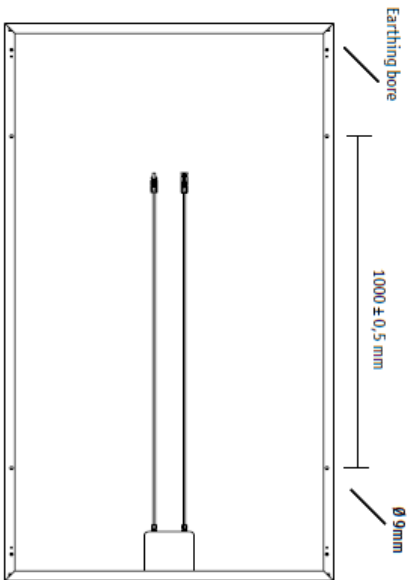
### Electrical Data (NOCT)

NOCT: Normal Operation Cell Temperature: Irradiation intensity 800W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 | temperatur 20 °C, Wind speed 1m/s, open circuit operation

SOLARWATT BLUE 60 M			
Nominal power P <sub>N</sub>	195 W	199 W	202 W
Nominal voltage U <sub>mp</sub>	29,3 V	29,4 V	29,6 V
Nominal circuit voltage U <sub>oc</sub>	36,4 V	36,6 V	36,8 V
Short circuit current I <sub>sc</sub>	7,21 A	7,28 A	7,36 A

**Technical Data Glass-Foil-Module: SOLARWATT BLUE 60M**

**Dimensions**



<b>L x B x D</b>	1680 x 990 x 40 mm (+/-2 mm)
<b>Connection technology</b>	Cabels 2 x 1,0 m/4 mm <sup>2</sup> , PV4 - Connector, Plug in arrangement analog MC4
<b>Weight</b>	ca. 19 kg

## **Anexo 2**

### **“Tabla Cutler Hammer”**

**A**

The tables below are average characteristics based on data from several manufacturers of copper and aluminum conductors and cable, and also NEC Table 9. Values from different sources vary because of operating temperatures, wire stranding, insulation materials and thicknesses, overall diameters, random

lay of multiple conductors in conduit, conductor spacing, and other divergences in materials, test conditions and calculation methods. These tables are for 600-volt conductors, at an average temperature of 75°C. Other parameters are listed in the notes. For medium-voltage cables, differences among

manufacturers are considerably greater because of the wider variations in insulation materials and thicknesses, shielding, jacketing, overall diameters, and the like. Therefore, data for medium-voltage cables should be obtained from the manufacturer of the cable to be used.

**Reference Data — Conductor Resistance, Reactance, Impedance**

**Average Characteristics of 600-Volt Conductors (Ohms per 100 Feet)**

**Table A-45: Two or Three Single Conductors**

Wire Size, AWG or kcmil	Copper Conductors				Aluminum Conductors			
	Magnetic Conduct	X	Z	R	Magnetic Conduct	X	Z	R
14	.3130	.00780	.3131	.3130	.00624	.3131	—	—
12	.1968	.00730	.1969	.1968	.00584	.1969	—	—
10	.1230	.00705	.1232	.1230	.00564	.1231	—	—
8	.0789	.00691	.0792	.0789	.00553	.0791	—	—
6	.0490	.00640	.0494	.0490	.00512	.0493	—	—
4	.0318	.00591	.0323	.0318	.00473	.0321	.0833	.0833
2	.0203	.00548	.0210	.0203	.00438	.0208	.0530	.0530
1	.0162	.00533	.0171	.0162	.00426	.0168	.0335	.0335
1/0	.0130	.00519	.01340	.0129	.00415	.01360	.0271	.0271
2/0	.0104	.00511	.01159	.0103	.00409	.01108	.0212	.0212
3/0	.00843	.00502	.00981	.00803	.00402	.00898	.0170	.0170
4/0	.00696	.00489	.00851	.00686	.00391	.00772	.01380	.01380
250	.00588	.00487	.00763	.00578	.00390	.00697	.01103	.01103
300	.00512	.00484	.00705	.00501	.00387	.00633	.00936	.00936
350	.00391	.00480	.00619	.00380	.00384	.00540	.00810	.00810
400	.00389	.00476	.00602	.00386	.00381	.00521	.00694	.00694
450	.00330	.00467	.00595	.00330	.00374	.00486	.00360	.00360
500	.00297	.00458	.00546	.00275	.00366	.00458	.00355	.00355
600	.00261	.00455	.00525	.00241	.00364	.00437	.00340	.00340
700	.00247	.00448	.00512	.00247	.00358	.00435	.00331	.00331
750	.00220	.00441	.00493	.00198	.00353	.00405	.00330	.00330
1000	—	—	—	—	—	—	.00250	.00250

## **Anexo 3**

# **“Informe evaluación del recurso solar”**



Ministerio de  
Energía

Gobierno de Chile

# Evaluación del Recurso Solar

21 de agosto de 2015

*Informe creado por:*



**fcfm**

**Geofísica**

FACULTAD DE CIENCIAS  
FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
UNIVERSIDAD DE CHILE





## Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
<b>2. Sitio</b>	<b>3</b>
2.1. Mapa del Terreno . . . . .	3
<b>3. Radiación Global Horizontal</b>	<b>5</b>
3.1. Radiación Global Horizontal Mensual . . . . .	6
3.2. Graficos de GHI . . . . .	7
<b>4. Nubosidad</b>	<b>9</b>



**Geofísica**  
FACULTAD DE CIENCIAS



## 1. Introducción

En el presente informe se detalla información sobre el recurso solar basado en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución. El efecto de la nubosidad en la radiación es modelado de forma empírica relacionando las características de la nubosidad identificadas a partir de imágenes satelitales con datos observados de radiación global horizontal. El producto obtenido ha sido validado con observaciones, sin embargo, no debe ser considerado como definitivo antes de ser corroborado con mediciones in situ.

El modelo utilizado para la transferencia radiativa es el el modelo CLIRAD-SW. Este código de transferencia radiativa se caracteriza por su eficiencia computacional y fue diseñado originalmente para modelos de circulación general de la atmósfera, que requieren realizar muchos cálculos radiativos a bajo costo computacional. El modelo separa la radiación del sol en 11 bandas espectrales y considera las interacciones de cada banda de manera independiente.

La información satelital es la proveniente del satélite GOES EAST para los años 2003 a 2012. Esta base de datos fue utilizada para identificar la nubosidad y sus características radiativas, que permiten modificar el resultado del modelo radiativo obtenido para una atmósfera con cielo despejado y adaptarlo a una condición de cielo nublado.

En este informe encontrará valores estimados por mes, año y hora del día de la irradiancia global horizontal (por conveniencia nos referiremos a esta cantidad simplemente como radiación). También, en base a los productos intermedios requeridos para elaborar el mapa de radiación, mostraremos resultados para la frecuencia de la nubosidad.

Para conocer información detallada acerca del modelo utilizado en la construcción de esta base de datos, puede descargar la documentación completa del Explorador Solar en la sección de información del sitio web.





## 2. Sitio

La información detallada referente a las características del sitio solicitado son presentadas a continuación.

---

Latitud 36.44 °S

Longitud 71.95 °O

---

Elevación 187 metros

Cuadro 1: Características principales del sitio seleccionado

### 2.1. Mapa del Terreno

Se incluye un mapa donde se identifica la ubicación del sitio de interés. La figura es sólo una referencia para indicar su ubicación. La posición del sitio en la latitud y longitud correspondientes, se indica por medio de un triángulo de color rojo. La imagen sombreada del terreno se basa en el modelo de terreno digital SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) de 90 metros de resolución.



**Geofísica**  
FACULTAD DE CIENCIAS

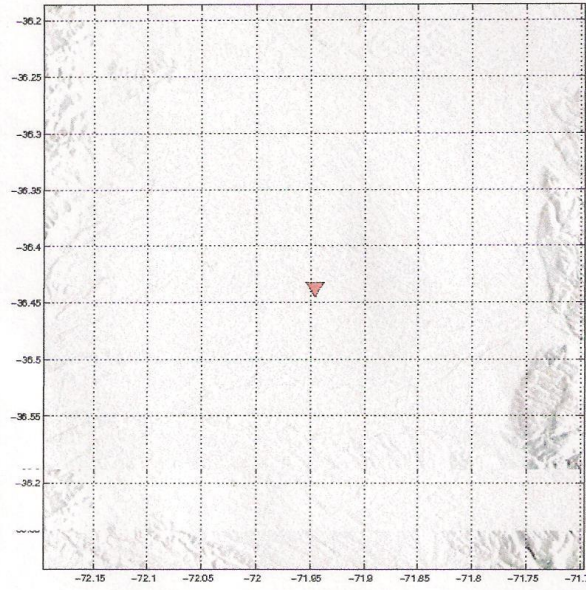


Figura 1: Ubicación del sitio seleccionado



fcfm

Geofísica  
FACULTAD DE CIENCIAS



### 3. Radiación Global Horizontal

La cantidad de radiación que se recibe en un punto depende del ángulo de incidencia de los rayos con respecto a la superficie receptora. La irradiancia global horizontal (GHI) es la radiación que se recibe en una superficie perpendicular al campo de gravedad de la Tierra y por lo tanto va recibiendo con distinto ángulo la radiación directa del sol a través del día. La GHI es la suma de las componentes directa y difusa de la radiación.

Año	$MJ/m^2$	$KWh/m^2$ día
2003	18.66	5.18
2004	17.58	4.88
2005	17.92	4.98
2006	17.92	4.98
2007	18.30	5.08
2008	18.46	5.13
2009	18.02	5.01
2010	17.72	4.92
2011	18.25	5.07
2012	17.94	4.98
Promedio	18.08	5.02

Cuadro 2: Energía solar diaria sobre sitio seleccionado

El valor de radiación presentado en la tabla es el valor promediado durante un año de la energía sumada sobre todas las horas del día. Este valor puede ser una sobreestimación en lugares de topografía abrupta que se encuentren encajonados y donde la duración del día sea menor a la duración del día en un sitio llano, a la latitud, longitud y elevación correspondientes.





### 3.1. Radiación Global Horizontal Mensual

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	8.83	8.48	8.60	8.33	8.15	8.54	8.74	8.51	8.24	8.13	8.46
Febrero	7.86	7.69	7.40	7.45	7.24	7.54	7.68	7.27	7.20	7.28	7.46
Marzo	6.27	5.35	5.49	6.01	5.72	5.93	6.16	5.60	5.66	5.90	5.81
Abril	4.11	3.43	4.36	4.20	3.76	4.12	4.16	3.96	4.15	4.06	4.03
Mayo	2.43	2.39	2.10	2.03	2.28	2.31	2.26	2.20	2.21	2.12	2.24
Junio	1.52	1.69	1.54	1.58	1.79	1.70	1.66	1.48	1.74	1.64	1.63
Julio	2.23	2.02	1.96	1.89	2.10	1.64	2.30	2.07	2.10	2.41	2.07
Agosto	3.12	3.12	2.57	2.88	3.19	2.75	2.51	2.97	2.85	2.65	2.86
Septiembre	4.17	4.59	4.51	4.29	4.39	4.67	4.68	4.60	4.41	4.49	4.48
Octubre	6.19	4.94	5.95	5.36	5.84	6.16	5.30	5.28	6.10	5.83	5.70
Noviembre	7.23	6.74	7.47	7.78	8.05	7.93	6.58	7.30	7.26	7.72	7.41
Diciembre	8.22	8.14	7.77	7.92	8.49	8.22	8.06	7.85	8.90	7.55	8.11

Cuadro 3: El valor de radiación presentado en la tabla es el valor del promedio mensual de la energía sumada sobre todas las horas del día.



## **Anexo 4**

# **“Cotizaciones de paneles, soportes e inversores”**



**Minuto Verde**  
**Planta procesadora de alimentos San Carlos**  
**San Carlos, VIII Región**  
**Att: Gabriel Solar Stuardo**

Estimado Gabriel,

Junto con saludarle, le mando la propuesta para un sistema fotovoltaico para sustituir una buena parte del consumo eléctrico de la Planta procesadora de alimentos San Carlos de Minuto Verde, San Carlos, VIII Región.

La presente oferta tiene por objeto exponer las condiciones técnicas y económicas que Grammer Solar propone para la realización del suministro llave en mano de una instalación fotovoltaica como techo de los 6 parkings tipo marquesina. En lo siguiente le detallaremos nuestra propuesta para una instalación fotovoltaica conectada a la red de distribución con una potencia acumulada de 95,14 kWp. Los equipos y la instalación cumplen con las exigencias de la ley 20.571 y de la normativa vigente en Chile.

Con su experiencia profesional de más de 35 años, Grammer Solar buscará en todo momento de la realización de la instalación fotovoltaica la optimización energética de la misma, para lo cual se utilizarán equipos y materiales de la más alta calidad que además permitirán garantizar en todo momento la seguridad tanto de las personas como de la propia red y los restantes sistemas que están conectados a ella.

No dude en contactarnos ante cualquier pregunta que tenga.

A la espera de su conformidad, le saluda atentamente,

**Timo Jurado**  
**Gestor de Proyectos**  
**Grammer Solar Chile SpA**  
**Santiago, 20/10/15**





## Propuesta para un sistema fotovoltaico de 95 kWp para Planta procesadora de alimentos San Carlos



**Nombre del Proyecto:** Proyecto Fotovoltaico para Planta procesadora de alimentos San Carlos

**Destinatario:** Minuto Verde  
Planta procesadora de alimentos San Carlos  
Att: Gabriel Solar Stuardo  
[gsolar@alumnos.ubiobio.cl](mailto:gsolar@alumnos.ubiobio.cl)

**Análisis Técnico:** Timo Jurado Ramírez  
Ingeniero de Proyectos  
Grammer Solar Chile SpA  
Fono: +56 2 289 50 771  
[t.jurado@grammer-solar.cl](mailto:t.jurado@grammer-solar.cl)

Santiago de Chile, 20/10/15



## 1 Resumen del Proyecto

Tabla de resumen de la instalación	
Proyecto	Proyecto FV Planta procesadora de alimentos San Carlos
Ubicación	San Carlos, VIII Región (Latitud: -36,4353987; Longitud: -71,9473194)
Datos técnicos	
Superficie necesaria para una instalación fotovoltaica en cubierta	Aprox. 600 m <sup>2</sup> en total
Orientación de la instalación fotovoltaica	Norte
Inclinación de la instalación fotovoltaica	30°
Potencia máxima de la instalación fotovoltaica	95,14 kWp
Tipo de módulos fotovoltaicos y su potencia*	360 módulos Solarwatt Blue 60P, con 265 Wp c/u
Número y tipo de inversores*	8 inversores tipo Fronius Symo, 95 kW en total
Estructura*	Sistema de montaje de Grammer Solar para techo plano coplanar
Datos económicos	
Precio de la instalación fotovoltaica	<b>122.730.600 CLP + IVA</b>
Precio por kWp instalado	1.290.000 CLP/kWp
Emisiones de CO2 evitadas	79.017 kg/año

\* Nos reservamos el derecho de reponer partes del sistema por otros equipos equivalentes.

Nota: El costo de kWh solar calculado a 20 años de funcionamiento es para dar una idea de la rentabilidad de la instalación fotovoltaica. En ningún caso significa que el equipo deje de funcionar a los 20 años. Usted como cliente obtiene beneficios por un precio económico de kWh solar que no está expuesto a futuros aumentos. El sol no manda factura.

## **Anexo 5**

# **“Cotización de estructuras de soporte”**

## MER-CAR Ingeniería



Ingeniería y servicios integrales-fono- 074965811

Roble#1128 San Carlos / [mercarsancarlos@gmail.com](mailto:mercarsancarlos@gmail.com) Rut:9.337.819-9

---

Señores:

San Carlos 26 de noviembre del 2015  
RM15-486

Atención : Don Edson Lara Sepúlveda

Ref. : Estructura so portación paneles

---

Don Edson la cotización se ha realizado según antecedentes aportados, de acuerdo a medidas de cubicación de paneles en suportación, se evalúa por Área como lo muestra el detalle de instalación.

### Área N°1

#### Considera

- 10 tiras de rectangular 100x50x2mm
- 6 tiras de cuadrado de 100x100x2mm
- 5 tiras de Angulo de 30x30x2mm
- Instalación de 6 pilares con hormigón
- Construcción de estructura
- Pintura tipo anti oxido
- Pintura de terminación
- Montaje de estructura
- Otros

El valor por todo o antes señalado es de \$872.325 más iva

### Área N°2

#### Considera

- 20 tiras de rectangular 100x50x2mm
- 11 tiras de cuadrado de 100x100x2mm
- 15 tiras de Angulo de 30x30x2mm
- Instalación de 14 pilares con hormigón
- Construcción de estructura
- Pintura tipo anti oxido
- Pintura de terminación
- Montaje de estructura
- Otros

El valor por todo o antes señalado es de \$ 1.953.654 más iva

## MER-CAR Ingeniería



Ingeniería y servicios integrales-fono- 074965811

Roble#1128 San Carlos / [mercarsancarlos@gmail.com](mailto:mercarsancarlos@gmail.com) Rut:9.337.819-9

---

### Área N°3

#### Considera

- 30 tiras de rectangular 100x50x2mm
- 17 tiras de cuadrado de 100x100x2mm
- 20 tiras de Angulo de 30x30x2mm
- Instalación de 20 pilares con hormigón
- Construcción de estructura
- Pintura tipo anti oxido
- Pintura de terminación
- Montaje de estructura
- Otros

El valor por todo o antes señalado es de \$ 2.877.217 más iva

### Área N°4

#### Considera

- 19 tiras de rectangular 100x50x2mm
- 10 tiras de cuadrado de 100x100x2mm
- 10 tiras de Angulo de 30x30x2mm
- Instalación de 12 pilares con hormigón
- Construcción de estructura
- Pintura tipo anti oxido
- Pintura de terminación
- Montaje de estructura
- Otros

El valor por todo o antes señalado es de \$ 1.815.866 más iva

## MER-CAR Ingeniería

Ingeniería y servicios integrales-fono- 074965811

Roble#1128 San Carlos / [mercarsancarlos@gmail.com](mailto:mercarsancarlos@gmail.com) Rut:9.337.819-9

---



### Área N°5

#### Considera

- 9 tiras de rectangular 100x50x2mm
- 5 tiras de cuadrado de 100x100x2mm
- 4 tiras de Angulo de 30x30x2mm
- Instalación de 6 pilares con hormigón
- Construcción de estructura
- Pintura tipo anti oxido
- Pintura de terminación
- Montaje de estructura
- Otros

El valor por todo o antes señalado es de \$ 1.113.329 más iva

### Área N°6

#### Considera

- 9 tiras de rectangular 100x50x2mm
- 5 tiras de cuadrado de 100x100x2mm
- 4 tiras de Angulo de 30x30x2mm
- Instalación de 6 pilares con hormigón
- Construcción de estructura
- Pintura tipo anti oxido
- Pintura de terminación
- Montaje de estructura
- Otros

El valor por todo o antes señalado es de \$ 1.113.329 más iva

## MER-CAR Ingeniería



Ingeniería y servicios integrales-fono- 074965811

Roble#1128 San Carlos / [mercarsancarlos@gmail.com](mailto:mercarsancarlos@gmail.com) [Rut:9.337.819-9](http://Rut:9.337.819-9)

---

El valor total de todo lo antes señalado es de \$9.745.720 más iva

### Condiciones generales

Condiciones de pago : 30 días  
Tiempo de ejecución : 45 días  
Valides de la oferta : 5 días

Estaremos atentos a sus consultas y comentarios:

**Roberto Mercado Caro**  
**Técnico electromecánico**

## **Anexo 6**

### **“Cotizaciones de conductores, protecciones y otros”**



## Carro de Compras

A continuación el listado de productos seleccionados:

	Código Rhona	Nombre del Producto	Actualizar Cantidad	Subtotal
✘	294201	Cable	<input type="text" value="790"/>	252.010
✘	294202	Cable	<input type="text" value="2100"/>	987.000
✘	294203	Cable	<input type="text" value="1160"/>	726.160
✘	294204	Cable	<input type="text" value="430"/>	366.790
✘	294211	Cable	<input type="text" value="40"/>	269.320
✘	633100	Conduit Pvc	<input type="text" value="1"/>	520
✘	633109	Conduit Pvc	<input type="text" value="1"/>	1.983
✘	633104	Conduit Pvc	<input type="text" value="1"/>	2.044
✘	633105	Conduit Pvc	<input type="text" value="1"/>	1.028
✘	633114	Conduit Pvc	<input type="text" value="1"/>	9.985
			TOTAL	2.616.840

### Características generales:

- Armarios metálicos disponible en 39 tamaños, con laterales fabricados de una pieza plegada. La pieza trasera se une a los laterales formando una zona estanca protegida IP66, NEMA4. Pintados por dentro y por fuera con resina epoxi-poliéster texturizada, color gris RAL 7035.
- Robustez certificada, según IEC 62262 (IK10)
- Instalación en exterior: conforme a la IEC 62208 (resistente a los rayos ultravioletas (UV), resistentes a la corrosión).
- Apertura de la puerta superior a 120°, posibilidad de cambiar de lado de apertura.
- Certificados IEC 62208, UL, CUL, NEMA 4, NEMA 12, 12K Y 13, cumple con la directiva RoHS.

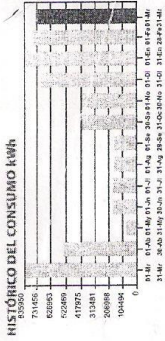


Alto	Dimensiones		Peso (Kg)	Referencia	Precio S/.	Cantidad Indivisible
	Ancho	Profundidad				
300	250	200	4.9	NSYCRN325200	184.00	1
400	300	200	6.8	NSYCRN43200	234.00	1
500	400	200	9.8	NSYCRN54200	281.00	1
600	400	200	10.8	NSYCRN64200	286.00	1
600	600	250	18.2	<b>NSYCRN66250</b>	<b>353.00</b>	<b>1</b>
700	500	250	19.3	NSYCRN75250	447.00	1
800	600	200	21.8	NSYCRN86200	464.00	1
800	600	300	26.3	NSYCRN86300	557.00	1
1000	600	250	28.4	NSYCRN106250	617.00	1
1000	600	300	30.6	NSYCRN106300	672.00	1
1000	800	300	37.4	NSYCRN108300	732.00	1
1200	800	300	45.0	NSYCRNG128300	1,341.00	1

## **Anexo 7**

### **“Facturación del mes de marzo”**

**FACTURA ELECTRONICA**  
N° 7054072  
S.I.I.-SANTIAGO ORIENTE



Ultimo Pago: \$ 70.504.800, el 31-MAR-2015 en CAJA 3 CHILLAN.  
Gasto diario de energia: \$ 1.631.505 = 24.364,03 kWh

Periodo: 01-MAR-2015 - 31-MAR-2015  
Fecha estimada próxima lectura: 30-ABR-2015

N° MEDIDOR	PROPIEDAD	PERIODO DE LECTURA	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL	CTE	CONSUMO	UN.
36071882	Cilente	01/03/2015 - 31/03/2015	0	503.623	1500	755.284,875	kWh
36071882	Cilente	01/03/2015 - 31/03/2015	0	118.456	1500	177.683,25	kVAh

Demanda leída Horas Punta: 0 kW  
Demanda máxima leída: 1.033,2 kW

**DATOS DEL SERVICIO / DIRECCIÓN DE SUMINISTRO**  
SECTOR CAMINO MTE BLANCO SIN L-2 SAN CARLOS SAN CARLOS

Asignado a SIE:	TAP SAN CARLOS
Tarifa:	AT 4.3
Sector Tarifario:	EMELECTRIC SIC4
Potencia Conectada:	592,34
Fecha término de tarifa:	30/03/2016
Fecha límite modificación de tarifa:	29/02/2016
Grupo de consumo:	GC EMELECTRIC
Consumo referencia (*):	0 kWh
Convenio vigente	Art.38° RE164; NO

(\*) Estimado para 30 días  
Reliquitades 1 y 2 de acuerdo a los artículos 112 y 171 del DFL 472/006 (LGSE), del Ministerio de Economía.  
Debido a Reliq. 1, Instaura por SEC el 09.12.14, se aplica cargo por \$2.021.220,00 IVA, cobrado en 5 cuotas.  
El presente documento es una copia de la factura electrónica N°7054072, publicada en diario oficial el 02-04-2013

**COMPENSACIÓN SEC POR INTERRUPCIONES**  
INTERRAS Y EXTERNAS

Periodo:	MAR2014 A FEB2015
Total Interrupciones no autorizadas:	seg
Tiempo Total de Interrupciones no autorizadas:	seg
Consumo Promedio:	kWh
Energía no Suministrada:	kWh
Costo de Falla:	\$/kWh
Monto a Compensar:	\$

DIRECCIÓN 1002 CASILLA 1002 SIN CHILLAN

RUT: 98.557.910-9

EMISOR:  
ELABORACION DE OTROS PRODUCTOS ALIMENTICIOS NO CLASIFICADOS

DIRECCIÓN COMERCIAL:

CO A COIHUECO KM 4,5 CHILLAN

N° Cliente: 4203465

N° de documento interno: 711235016  
Fecha de emisión: 06-ABR-2015  
N° Instalación: E624230540  
N° Medidor: 36071882  
Var. Corresp.: PCER

Servicio Eléctrico	\$ 57.306.625
Otros:	\$ 316
Otros Cargos	\$ 316

Total neto:	\$ 57.306.625
19% IVA:	\$ 10.888.259
Total factura:	\$ 68.194.884
Otros:	\$ 316
Total a pagar:	\$ 68.195.200
Fecha de vencimiento:	23 ABR 2015

**DETALLE DE CUENTA**

Servicio Eléctrico	\$ 57.306.625
Cargo Fijo	\$ 1.854
Energía (755.284,875 kWh)	\$ 47.014.216
Cargo Único Sistema Troncal	\$ 441.842
Demanda Suministrada (1.449,75 kW)	\$ 3.385.166
Demanda Hp (24,75 kW)	\$ 130.623
Pago Fuera de Plazo	\$ 187
Cuota N° 2 de Cargo, de 5, Reliq. DII 4/2006	\$ 6.098.156
Cargo Fijo Envío Postal	\$ 187
Arriendo Otros Equipos	\$ 46.634
Intereses por Mora	\$ 40.527
Servicio Arriendo Equipos	\$ 147.231
Otros Cargos	\$ 316
Costo de Correos Envío Postal	\$ 297
Ajuste Sencillo Anterior	\$ 79
Menos Ajuste Sencillo	\$ -60

Nombre: \_\_\_\_\_  
RUT: \_\_\_\_\_  
Recinto: \_\_\_\_\_  
Firma: \_\_\_\_\_  
Fecha: \_\_\_\_\_



SDA S.A. DISTRIBUCION  
RUT: 98.557.910-9  
Calle Mañá, N.º, Las Cañas, Chile  
Oficinas: Distribución de energía eléctrica, comparación de precios, servicios adicionales y atención al cliente, instalación y reparación de cables, medición y verificación de otros servicios.  
600 777 777  
WWW.EMELECTRIC.CL



FONO CLIENTE  
600 777 777

EMELECTRIC  
N° Factura: 7054072  
N° Documento Interno: 711235016  
Fecha de emisión: 06-ABR-2015  
N° Instalación: E624230540  
Ruta: E323004-0019  
N° Cliente: 4203465  
Var. Corresp.: PCER

Total a pagar: \$ 68.195.200

Fecha de vencimiento: 23-ABR-2015



04010711235016420346500681952002



Tiempo de Emisión: 02:11:00 - 14 de Abril 2015  
Sistema de Emisión: www.sii.cl

