



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MANUAL DE DIMENSIONAMIENTO, CERTIFICACIÓN, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS Y CONECTADOS A LA RED

AUTORES: DIEGO BARROS CÁRDENAS
 RODRIGO CONSTANZO ZUÑIGA

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN CHILE
2017

Dedicatoria:

Eternas gracias a mi Madre y a mis Abuelos por entregarme todos los valores que necesitaba para concluir esta etapa de mi vida.

Dedicado a Viviana Cárdenas N., a Laura Novoa R. y a Sebastián Cárdenas T.

Diego Barros Cárdenas.

Gracias a cada una de las personas que con un granito de Fe en mí, han impulsado y motivado a lograr mi primer paso como adulto, especialmente a mis Padres, polola, hermanos, tíos y primos, de quienes conté con su apoyo incondicional.

Dedicado a Nelda Zúñiga R., a José Constanzo M., José Constanzo Z., Pablo Constanzo S y a Carolina Peña G

Rodrigo Constanzo Zuñiga.

RESUMEN

En la actualidad se dispone de diversos sistemas que permiten generar energía eléctrica. En Chile las centrales termoeléctricas son las que abastecen el mayor requerimiento energético del país, por otro lado, están las energías renovables no convencionales como las instalaciones solares, eólicas y de biomasa entre otras. Todas estas instalaciones tienen algo en común: se basan en normativa vigente tanto para su diseño como para su ejecución. Las instalaciones solares fotovoltaicas tienen una normativa clara y establecida en la ley 20.571 sin embargo no se dispone de un manual que indique de manera clara como dimensionar, certificar e instalar sistemas fotovoltaicos. La solución propuesta en este documento ha sido la de crear un manual que entregue los conocimientos necesarios para que cualquier instalador certificado pueda dimensionar sistemas fotovoltaicos que cumplan con la normativa vigente y a la vez puedan certificarlos ante la compañía eléctrica y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. El manual ha sido diseñado para entregar nociones básicas respecto a la radiación del sol y como ésta es captada y transformada por los paneles, proporciona información respecto a los tipos de instalaciones solares que se pueden realizar y a los elementos que componen cada una de ellas describiendo su dimensionamiento y conexionado, finalmente proporciona la lista de documentos que el instalador necesita para normalizar su instalación.

Índice

RESUMEN	IV
OBJETIVO.....	1
INTRODUCCIÓN.....	2
CAPÍTULO I: ENERGÍA SOLAR.....	3
1.1. El Sol	3
1.2. Energia solar.....	4
1.3. Intensidad de radiacion solar (I_s).....	4
1.4. Radiación solar (G_s)	4
1.5. Radiación en la superficie terrestre.	4
1.6. Interpretación gráfica.....	8
1.7. Medición de la radiación en la superficie terrestre	8
1.8. Programas de Chile para la obtención de datos	9
1.9. Radiaciones en superficies inclinadas	13
CAPÍTULO II: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	16
2.1. Sistemas Aislados	16
2.2. Sistemas conectados a la red	17
2.3. Celdas fotovoltaicas:	18
2.4. Consumo versus Generación.....	22
CAPÍTULO III: MANUAL DEL INSTALADOR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ONGRID	23
3.1. Obtención de datos físicos y geográficos.....	24
3.2. Análisis de consumo.....	30
3.3. Dimensionamiento de Paneles.....	33
3.4. Dimensionamiento del inversor	36
3.5. Dimensionamiento de conductores y canalización.....	39
3.6. Dimensionamiento de protecciones	48
3.7. Conexión de SFV.....	49
3.8. Normativa.....	56
CAPÍTULO IV: MANUAL DEL INSTALADOR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ONGRID.....	57
4.1. Obtención de datos físicos y geográficos.....	58

4.2.	Análisis de consumo	58
4.3.	Dimensionamiento de paneles.....	62
4.4.	Dimensionamiento del banco de baterías	64
4.5.	Dimensionamiento del regulador de carga.....	66
4.6.	Dimensionamiento del inversor off grid	67
4.7.	Dimensionamiento conductores y canalizaciones.	69
4.8.	Dimensionamiento de protecciones en corriente continua	73
4.9.	Conexión de SFV.....	75
CAPITULO V: INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO		81
5.1.	Seguridad y prevención	81
5.2.	¿Cómo prevenir riesgos de electrocución?.....	82
5.3.	Elementos de seguridad.....	83
5.4.	Recomendaciones:	84
5.5.	Sistema de montaje.....	85
5.6.	Sistemas de anclaje a techos.....	88
5.7.	Rieles	92
5.8.	Grampas	95
5.9.	Recomendación para la instalación	97
5.10.	Planificación de la obra	105
5.11.	Operación y Mantenimiento (O&M).....	106
Capítulo VI: Normativa		109
6.1.	Formulario 1. Solicitud de información.....	111
6.2.	Formulario 2. Respuesta a la solicitud de información.....	112
6.3.	Formulario 3. Solicitud de conexión.....	113
6.4.	Formulario 4. Respuesta a solicitud de conexión.	114
6.5.	Manifestación de conformidad	115
6.6.	Declaración de puesta en servicio.....	116
6.7.	Formulario 5. Notificación de conexión	126
6.8.	Formulario 6. Protocolo de conexión de un EG	127
6.9.	Normativas de seguridad	128
CAPÍTULO VII: COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.		133
Bibliografía.....		134

OBJETIVOS

MANUAL DE DIMENSIONAMIENTO, CERTIFICACIÓN, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS Y CONECTADOS A LA RED

Objetivo general:

Reunir información necesaria con respecto a la instalación de sistemas fotovoltaicos con la finalidad de capacitar a técnicos e ingenieros para la implementación de éstos.

Objetivos específicos:

- Exponer información general teórica de la energía solar y sus variaciones. Presentar las herramientas de medición de la energía proporcionada por el sol.
- Presentar las clases de sistemas fotovoltaicos y sus elementos básicos.
- Diseñar y confeccionar un manual de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos tanto para sistemas *on-grid* como para sistemas *off-grid*.
- Mostrar sistemas de montaje y cuidados necesarios para la implementación de los sistemas generadores junto con su mantenimiento.
- Exponer el proceso que se debe seguir con la Superintendencia de Electricidad y Combustible y la compañía de electricidad para ejecutar proyectos fotovoltaicos. Presentar la normativa de seguridad básica exigida para los sistemas de generación fotovoltaicos.

INTRODUCCIÓN

En todo el mundo la generación mediante energías renovables no convencionales está tomando un lugar muy importante, las potencias mundiales ya abastecen una buena parte de su consumo mediante ERNC particularmente energía solar fotovoltaica como es el caso de China con 43.530MW de potencia instalada en generación fotovoltaica, a finales de 2016 se estimó un total de 300.000MW de potencia instalada fotovoltaica en todo el mundo. En Chile a comienzos del año 2015 ya habían sido aprobados 15 parques fotovoltaicos con una potencia a instalar total de 4.360 MW.

Las instalaciones fotovoltaicas no se limitan a grandes potencias, tanto clientes residenciales como empresas, gracias a la ley 20.571, pueden generar su propia energía mediante sistemas solares. La ley 20.571 permite que los clientes vendan el excedente de energía a la red y entrega un conjunto de normas que establecen los requisitos y requerimientos de una instalación fotovoltaica conectada a la red. Por otro lado para clientes que no tengan acceso a la red eléctrica o quieran independizarse del sistema eléctrico público, las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red son la solución ideal.

El dimensionamiento de estos sistemas es complejo y sólo puede realizarlo un profesional acreditado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Un sistema fotovoltaico contiene diferentes elementos entre ellos los paneles, el inversor y la canalización correspondiente. Cada uno de estos elementos debe ser dimensionado de tal manera que cumpla con las condiciones mínimas de seguridad exigidas por la SEC. Sin embargo, no existe un manual que explique de forma clara el procedimiento correcto a seguir para la proyección de sistemas fotovoltaicos.

En vista de todo lo anterior este documento pretende exponer un método concreto para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados de la red y sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

CAPÍTULO I: ENERGÍA SOLAR

1.1. El Sol

El sol es la principal fuente de energía y sustento de vida para el planeta. La energía proveniente desde él, recibida por la Tierra, es la que permite que exista vida en nuestro planeta y es causante de distintos procesos ocurridos en ella (ver figuras 1.1 y 1.2.):

- Los fenómenos climatológicos.
- Las corrientes marinas.
- Diferentes ciclos de compuestos (H₂O, C, N, entre otros)
- La alimentación de la flora terrestre para su fotosíntesis.

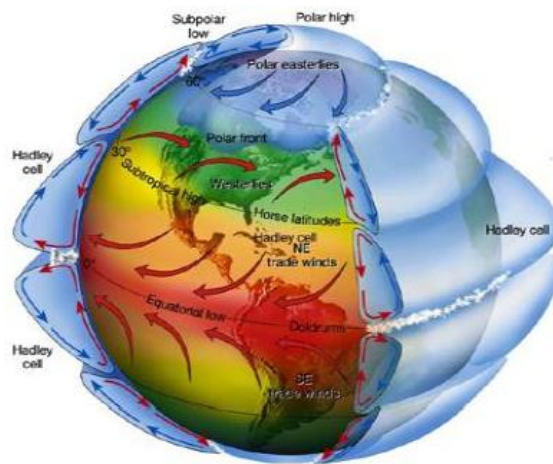


Figura 1.1 Efecto del sol sobre las masas del aire.

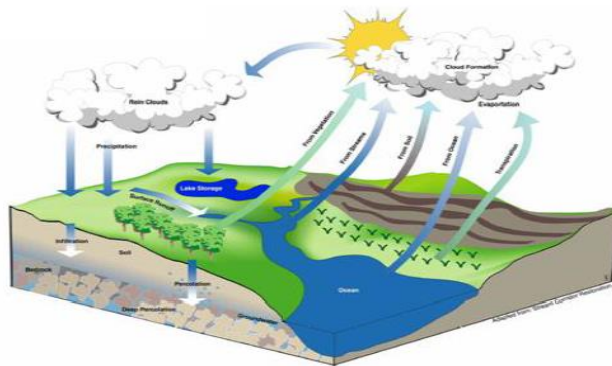


Figura 1.2 Ciclo del agua por efecto del sol.

1.2. Energía solar.

El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 5.500 °C, en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar (G_s).

La radiación en el sol es $63.450.720 \text{ W/m}^2$. Suponiendo que el sol emite en todas direcciones de su superficie y construimos una esfera que llegue hasta la atmósfera terrestre, es decir, que tenga un radio de la distancia de 149,6 millones de kilómetros se podrá determinar cuál es la radiación en este punto. Este valor de la radiación solar recibida fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar (1.353 W/m^2), variable durante el año un $\pm 3 \%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

La atmósfera es uno de los principales factores que repercuten en la cantidad de energía recibida, ya que ella actúa como un filtro al flujo energético incidente.

De esta energía entre un 11 y 30% es absorbida por las distintas capas de la atmósfera.

1.3. Intensidad de radiación solar (I_s)

Es la potencia de radiación que llega a una superficie determinada. Esta se designa con el signo I_s y se expresa:

$$I_s = \frac{\text{Watt}}{\text{m}^2} \quad [1]$$

1.4. Radiación solar (G_s)

Es la cantidad de irradiación recibida en un intervalo de tiempo. La radiación global es la suma de todos los valores de intensidad multiplicado por el tiempo (medida en horas). Por lo general se considera la radiación durante todo el día.

$$G_s = \frac{\text{Watt} \times \text{hora}}{\text{superficie}} = \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \quad [2]$$

1.5. Radiación en la superficie terrestre.

La energía solar que llega a la Tierra varía dependiendo de factores geográficos y a su vez también depende de los movimientos terrestres durante el año y el día.

1.5.1. Movimiento terrestre.

Movimiento de rotación: gira sobre si misma, alrededor de su eje. Este movimiento tiene una duración de 24 horas en hacer un ciclo completo lo cual origina el día y la noche.

Movimiento de traslación: este movimiento describe una órbita alrededor del sol, el cual determina la duración del año. El plano que contiene la órbita de la Tierra alrededor del sol se le denomina plano orbital como muestra la figura 1.3.

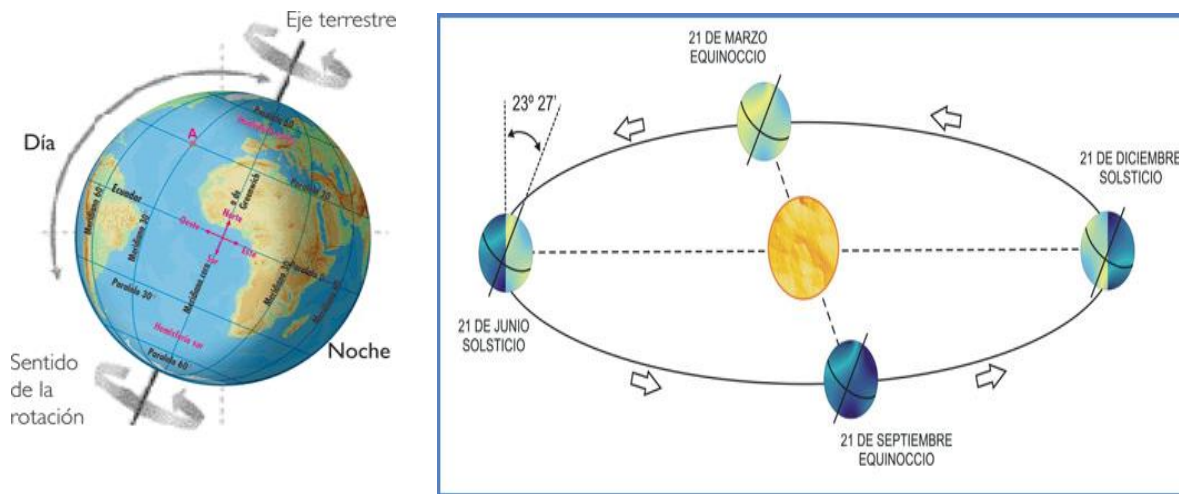
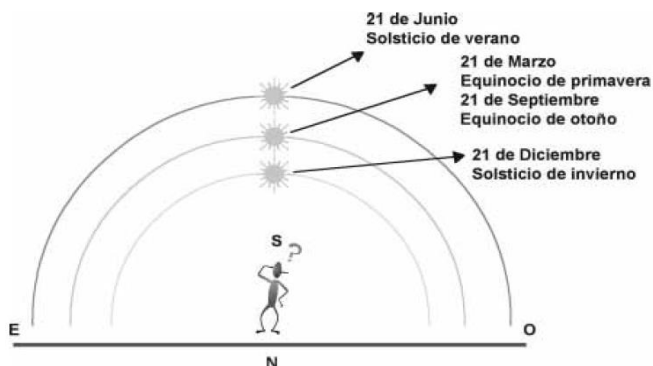


Figura 1.3 Movimiento de rotación y traslación.

Estos movimientos se traducen en distintos recorridos del sol en el día (visto desde nuestro planeta). Los puntos del horizonte por donde sale y se pone el Sol varían en el transcurso del año. En consecuencia, a esto, la altura del sol a medio día y la energía solar que recibe el panel, varía durante los meses del año.

El 21 de diciembre es el día con mayores horas de luz solar en el año, en este día el sol alcanza su máxima altura. En cambio, el 21 de junio es el día con menores horas de luz solar, en este día el sol alcanza su mínima altura al medio día (ver figura 1.4).

Este es el principal factor que afecta a la energía que recibe el panel fotovoltaico, pero gracias a esto también podemos predecir de mejor manera su ubicación en función del tiempo. Puesto a que los movimientos terrestres se han estudiado desde tiempos ancestrales.



Estos valores también dependen de la latitud geográfica en la cual nos encontramos:

Figura 1.4 Variación de altura del sol por movimientos terrestres.

Latitud: ángulo entre cualquier punto de la superficie terrestre en la línea del ecuador. En Chile desde norte a sur varía desde 18° hasta 54° respectivamente.

1.5.2. Posiciones del Sol relativas a nuestra ubicación.

La posición del sol en relación a nuestro punto de referencia se puede describir de manera trigonométrica.

Se puede definir: el ángulo Cenital (θ_z), Altura solar (α) y el azimut solar (ψ).

1.5.3. Ángulo Cenital (θ_z).

Es el ángulo subtendido entre la línea Cenit y la línea de vista del sol.

1.5.4. Altura solar (α).

La altura solar es el ángulo formado entre el sol respecto al plano horizontal. Cambia a lo largo del día y tiene su altura máxima cercana al medio día. Esta altura también varía durante todo el año. Por lo tanto este ángulo depende del movimiento de rotación y traslación terrestre (ver figura 1.5).

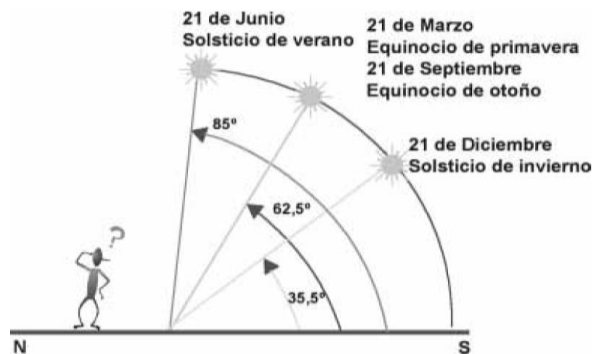


Figura 1.5 Altura solar respecto a movimientos de la Tierra.

1.5.5. Azimut solar (ψ)

Corresponde al ángulo medido sobre el horizonte, que forman el punto cardinal Norte y la proyección vertical del Sol sobre el horizonte. Para cuando el sol esta exactamente al norte geográfico toma valor de azimuth 0°, y va cambiando a lo largo del día como muestra la figura 1.6.

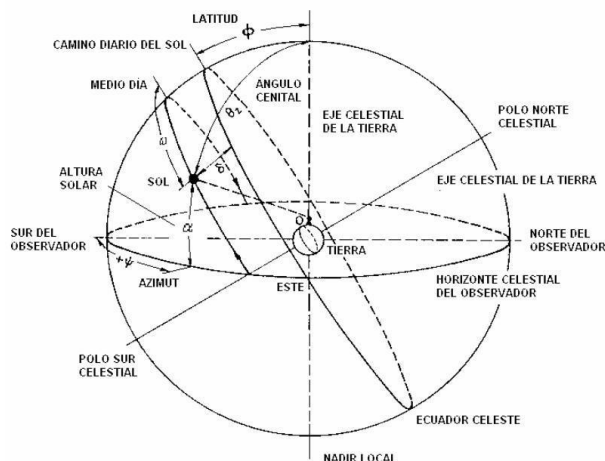


Figura 1.6 Angulo azimut solar.

Ecuaciones para la obtención de las siguientes posiciones:

- Ángulo Cenital (θ_z)

$$\cos(\theta_z) = \text{sen}(\delta) \times \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times \cos(\omega) = \text{sen}(\alpha) \quad [3]$$

- Azimut solar (ψ)

$$\cos(\psi) = \frac{\text{sen}(\alpha) \times \text{sen}(\phi) + \text{sen}(\delta)}{\cos(\alpha) \times \cos(\phi)} \quad [4]$$

1.5.6. Otro factor necesario a conocer es la declinación solar.

- Declinación solar (δ):
Es la posición angular del sol a mediodía con respecto al plano del ecuador (ver figura 1.7) y se determina con la denominada ecuación de Cooper (1969):

$$\delta = 23,45 \times \text{sen}\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad [5]$$

donde n es el número del día del año al momento de la medición (se cuenta desde el primero de enero).

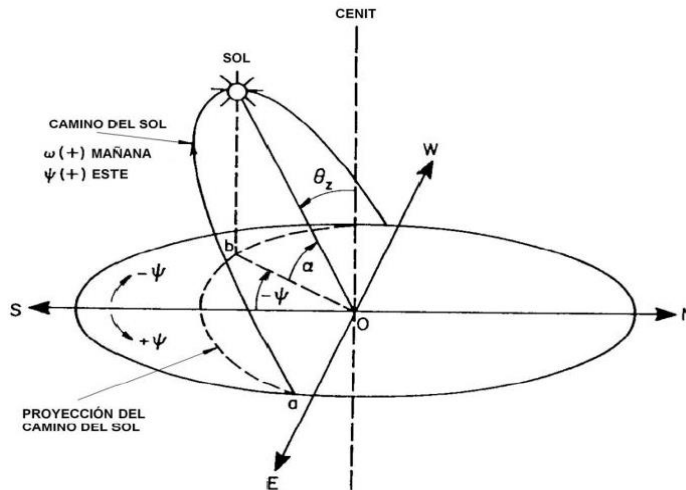


Figura 1.7 Identificación de posiciones del sol.

1.6. Interpretación gráfica

Toda esta información se puede resumir en cartas de radiación solar. Para el diseño de sistemas fotovoltaicos esto puede ser de suma utilidad, cuando alrededor del emplazamiento de la instalación existan objetos que entorpezcan la llegada de la radiación solar.

1.7. Medición de la radiación en la superficie terrestre

Con lo anteriormente mencionado es posible estimar de buena manera la radiación en cualquier zona geográfica del país. Esto se puede hacer a través de modelos matemáticos, entre los modelos que existen para esto están:

- Perrin de Brichambaut
- Burridge & Gadd
- Ashrae
- Spokas & Forcella

Para una optimización de tiempo y certeza existen también diversos instrumentos especializados para tales mediciones, como, por ejemplo:

- Pironómetro: Este instrumento permite medir la radiación solar global recibida desde todo el hemisferio celeste sobre una superficie horizontal terrestre. Su principio de funcionamiento es a través de termocuplas, las cuales, al calentarse producto de la radiación solar, emiten una pequeña fuerza electro motriz que es medida por otro instrumento. El valor indicado por el instrumento es proporcional a la radiación solar medida, obteniendo la irradiancia en unidades de $[W/m^2]$
- Pirheliómetro: El Pirheliómetro se utiliza para medir la radiación solar directa en unidades de $[W/m^2]$, siendo necesario que este constantemente perpendicular al sol, por lo que este debe tener un mecanismo para hacer un seguimiento a la trayectoria del Sol.

1.7.1. Radiación en la superficie terrestre.

Con lo mencionado anteriormente se obtiene información relevante para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. La radiación que llega a la superficie terrestre o aquella que recibe un panel solar posee 3 componentes como presenta la figura 1.8.

- La radiación directa (G_D): corresponde a los rayos solares que provienen directamente del Sol. Este tipo de radiación es reconocible por proyectar una sombra definida de los objetos que la interceptan.
- La radiación difusa (G_F): es la parte de la radiación solar que pierde su dirección original, a causa de los procesos de absorción, reflexión y refracción en la atmósfera.
- La radiación reflejada (G_R): es aquella radiación solar que es reflejada por la superficie terrestre, también conocida como albedo.
- La radiación Global (G_G): es la suma de las 3 radiaciones anteriores.

$$G_G = G_D + G_F + G_R \quad [6]$$

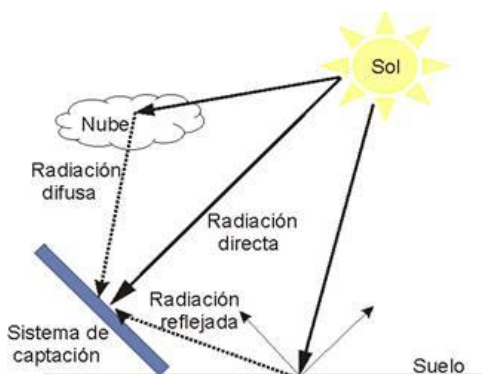


Figura 1.8 Radiación directa, difusa y reflejada.

Una ventaja de los módulos fotovoltaicos es que pueden absorber radiación incluso en días nublados.

1.8. Programas de Chile para la obtención de datos de información y radiación a lo largo del país.

- Red Inía: link: <http://agromet.inia.cl/estaciones.php>

La red Inía cuenta con más de 100 estaciones meteorológicas a lo largo de todo el país, el instituto de investigaciones agropecuaria tiene una aplicación web en la cual podemos consultar datos de todas estas estaciones. Además de conocer datos de radiación, nos entrega valores de temperatura y precipitaciones acumuladas (ver figura 1.9).

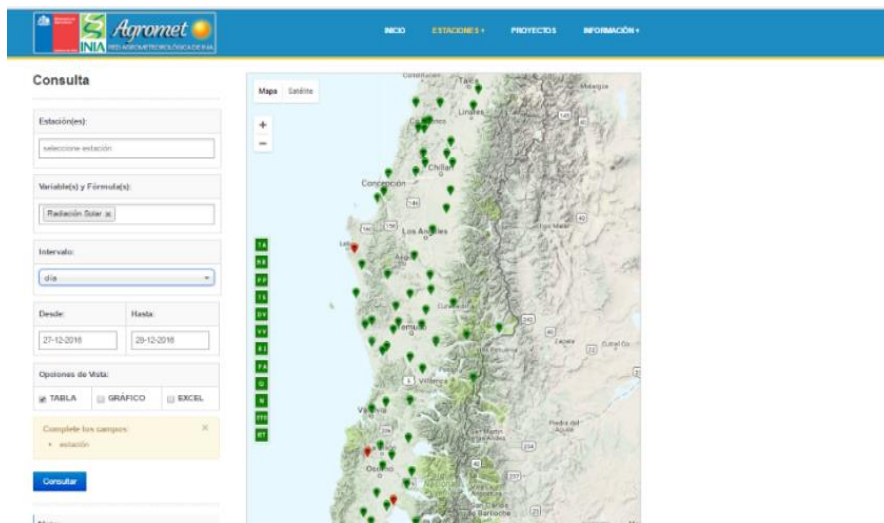


Figura 1.9 Página web red inia.

b. Explorador solar: link: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>

Esta es la aplicación web de la Universidad de Chile, en la cual se indica un punto específico en el mapa de Chile y nos entrega datos de radiación promedio para cada mes del año (ver figura 1.10).

En esta aplicación se puede ingresar directamente los datos de ubicación, ángulos de inclinación y azimut, para así obtener los datos reales que el panel instalado recibiría aproximadamente.

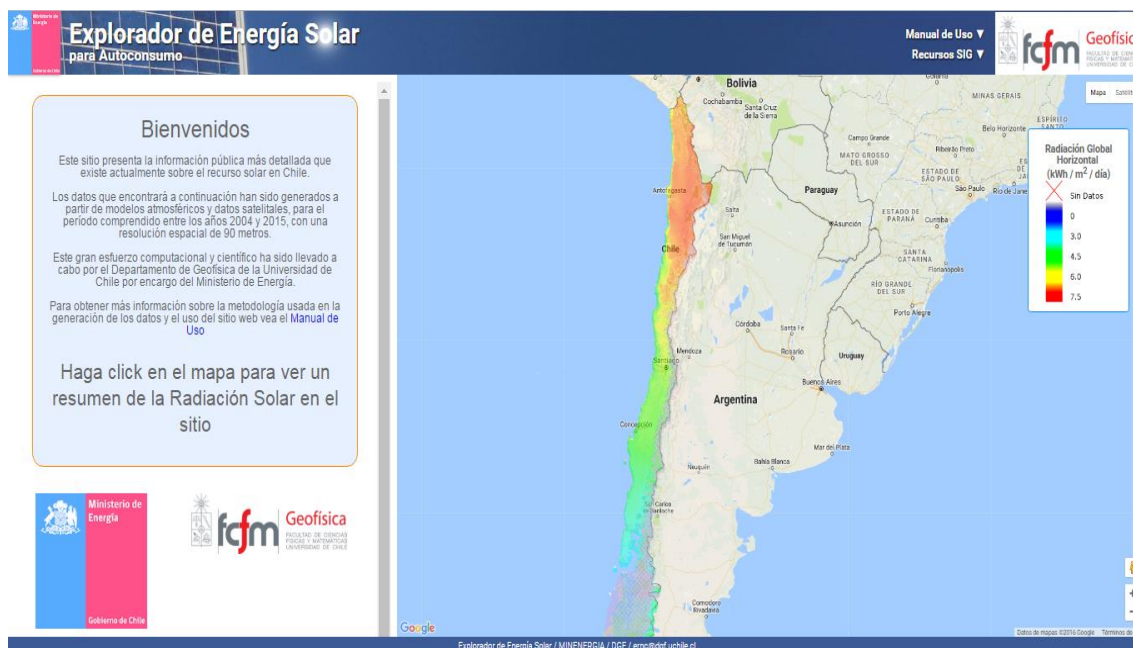


Figura 1.10 Página web Explorador solar.

- c. Registro Solarimétrico: link: <http://documents.mx/documents/registro-solarimetrico-de-chile.html>

Aplicación web de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) la cual tiene un compendio de datos de radiación para diferentes ciudades de nuestro país. La principal característica de este compendio es que entrega datos para diferentes ángulos de inclinación y azimut (ver figura 1.11).

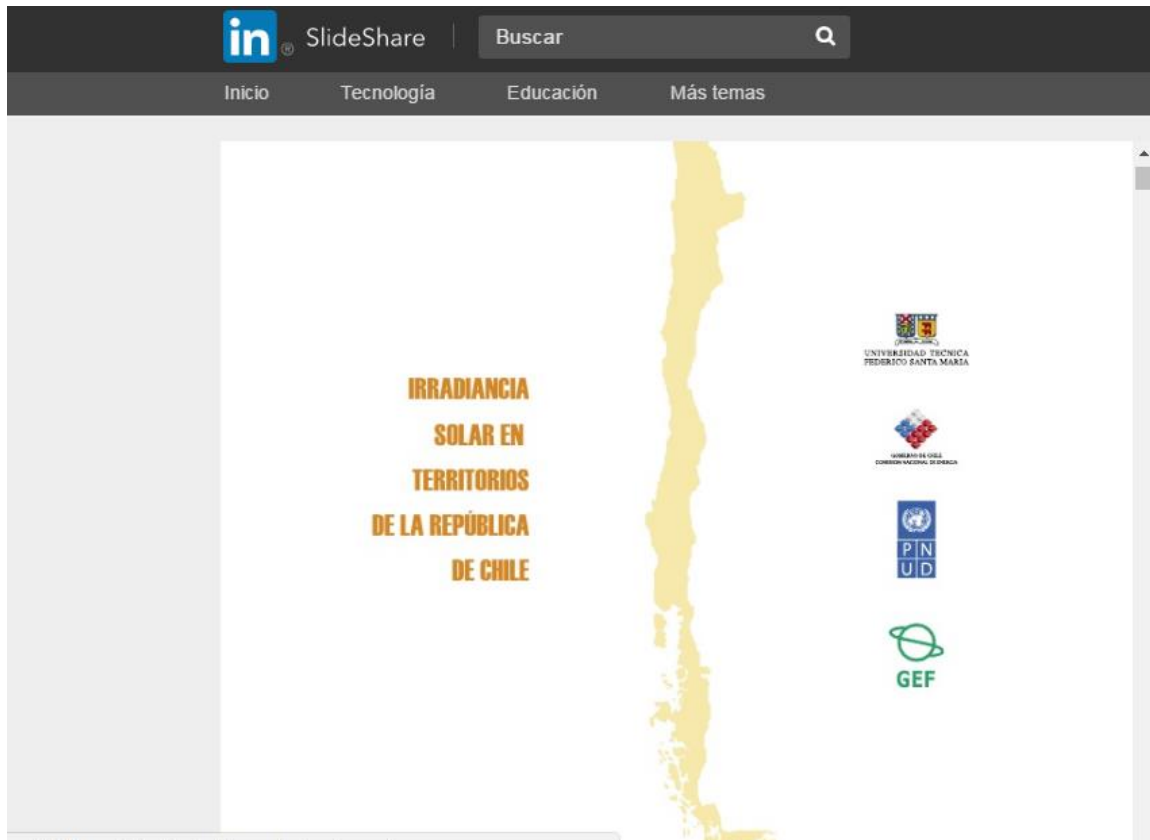


Figura 1.11 Página web Registro Solarimétrico.

1.8.1. Formato de datos

Por lo general, estos programas entregan sus datos de radiación global horizontal (GHI). Esta es la radiación que llega a una superficie paralela a la superficie terrestre.

Como se mencionaba anteriormente la mayor radiación incidente que llega a los paneles es la radiación directa, por lo tanto la radiación global horizontal no es la mayor radiación que pueden absorber los módulos (ver figura 1.12).

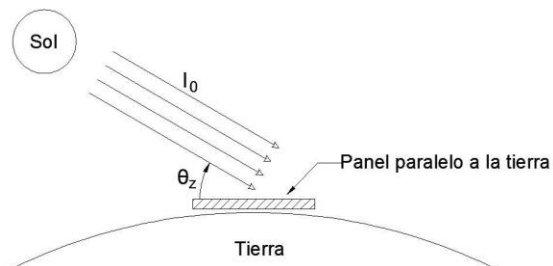


Figura 1.12 Radiación solar directa con panel paralelo a la tierra.

Fórmula para obtener la radiación directa en esta circunstancia:

$$I_D = I_0 \times \cos(\theta_z) \quad [7]$$

1.8.2. Aplicación real

Se tienen los datos de radiación global horizontal (GHI), pero en aplicaciones reales no es la condición más eficiente.

- El sol cambia su posición relativa en el horizonte en posiciones distintas a la línea del ecuador (meses)
- El sol cambia su posición relativa en el horizonte durante el día (horas)

Como ya se ha mencionado, la intensidad de radiación solar también varía en el día y según las estaciones del año. Es por esto que, para obtener un óptimo funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos es necesario la elección de un ángulo de inclinación que maximice la eficiencia de captación de energía, en función de las características de uso al requerimiento que se busque.

Un ejemplo como estos es un negocio encontrado en una playa que tiene un sistema fotovoltaico, el cual busca abastecerse durante los meses de verano, por lo que el sistema solo debe diseñarse para obtener la máxima energía en esos meses, no obstante, al estar en una zona costera, las mañanas se encuentran con niebla matinal, por lo tanto, se recomienda cambiar su azimut para no verse afectado por esta condición.

1.9. Radiaciones en superficies inclinadas

Una superficie correctamente inclinada recibe la radiación solar directa de mejor forma, esto significa una mayor captación de energía (ver figura 1.13).

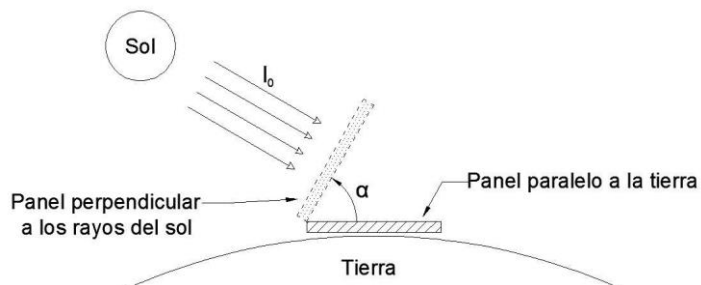


Figura 1.13 Radiación solar directa con panel perpendicular a la radiación solar.

Los datos obtenidos de radiación solar desde los sitios web corresponden a la Radiación Global Horizontal (GHI), por lo que se entiende que el panel está paralelo a la superficie terrestre, lo que se debe hacer es aplicar el factor de corrección (K), se adjunta tabla en el disco compacto, para conocer la radiación que llega al panel perpendicular a los rayos del sol.

Este factor tiene dos componentes:

- Factor de corrección para radiación difusa
- Factor de corrección para radiación directa

El factor de radiación difusa depende principalmente del ángulo de inclinación, en cambio el factor de corrección de radiación directa depende de los siguientes parámetros:

- Latitud geográfica del lugar
- El mes del año
- El ángulo de inclinación

Finalmente la radiación incidente en un plano inclinado con el dato de radiación global horizontal y el factor K de la latitud correspondiente equivale a:

$$G_{Inclinada} = K \times GHI \quad [8]$$

1.9.1. Radiación en superficies no orientadas directamente al norte geográfico

Otro gran factor a la hora de estimar los niveles de generación es el ángulo en el cual el panel se desvía del norte geográfico. En la figura 1.14 se muestran los distintos niveles de generación respecto al azimut (desviación del norte geográfico).

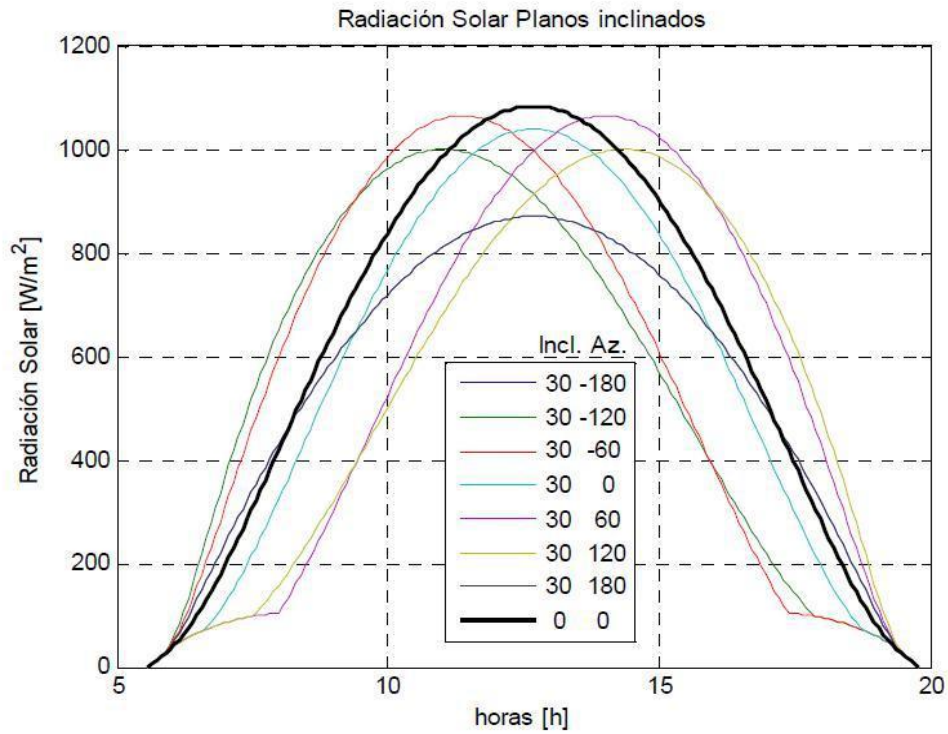


Figura 1.14 Radiación solar respecto al azimut.

Se observa que con una inclinación de 30° y un azimut de $\pm 45^\circ$ se obtiene una generación de energía óptima.

1.9.2. Condiciones climáticas

Dependiendo de estas condiciones el tipo de radiación (directa o difusa) se presenta en mayor o menor magnitud. En un día despejado, con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, cuando hay un día nublado casi no existe la radiación directa por lo que en casi su totalidad de la radiación que se incide es difusa.

Los efectos atmosféricos son el mayor influyente en la cantidad de radiación solar, por lo que para cada estudio de distintas instalaciones de sistemas fotovoltaicos se requiere hacer un estudio climatológico, puesto que podría darse el caso en que una sucesión de días nublados se traduzca en poca energía acumulada (ver figura 1.15).

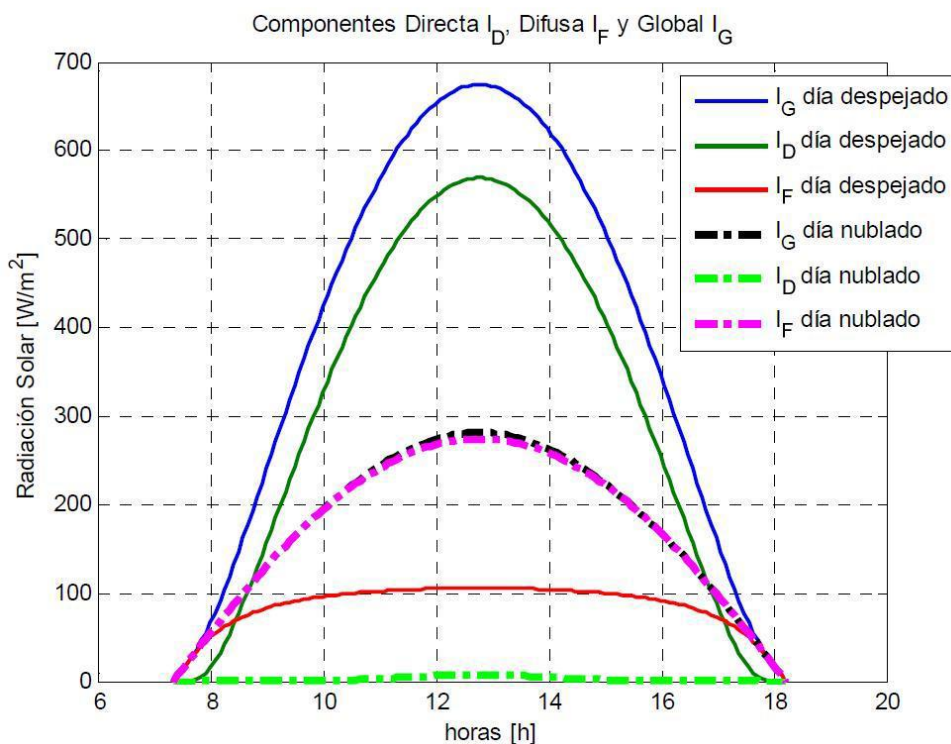


Figura 1.15 Componentes de radiación solar con cielo despejado y nublado (invierno).

CAPÍTULO II: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Diagrama general de sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de elementos eléctricos, electrónicos y mecánicos que permiten obtener la energía solar disponible y transformarla en energía eléctrica de consumo. Una instalación fotovoltaica se puede clasificar en dos grandes grupos

Tabla 2.1 Sistemas fotovoltaicos.

Sistemas fotovoltaicos	Aislados	(<i>off-grid</i>)
	Conectados a la red	(<i>on-grid</i>)

2.1. Sistemas Aislados

Son utilizados para abastecer el suministro eléctrico en locaciones donde no hay acceso a la red eléctrica, son apoyados generalmente por grupos electrógenos (ver figura 2.1).

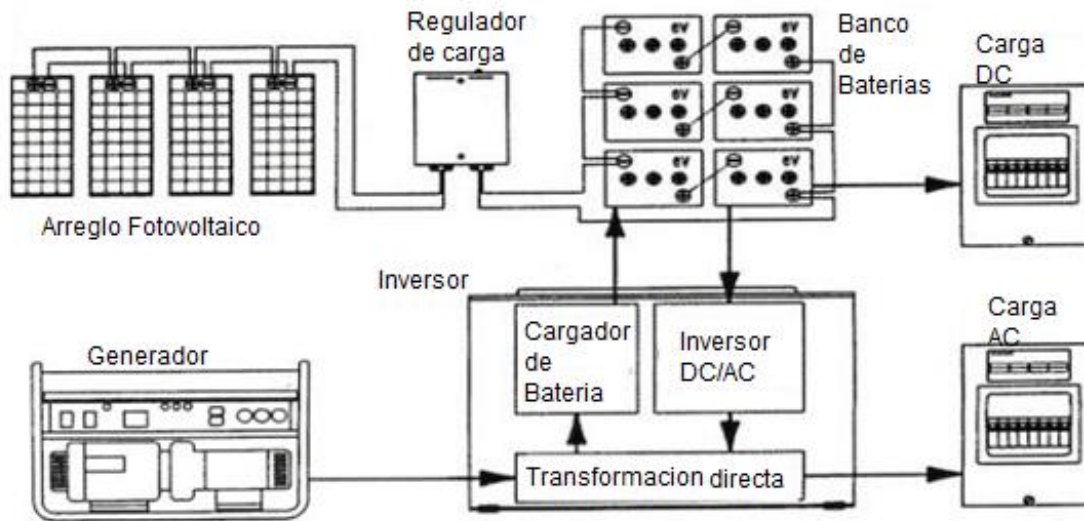


Figura 2.1 Esquema sistema fotovoltaico aislado.

Los sistemas aislados tienen como objetivo la acumulación de energía ya que no tienen la red de respaldo para el consumo nocturno. Por lo tanto, deben estar equipados con baterías capaces de cargarse y abastecer la demanda eléctrica.

Elementos Principales:

- Paneles Fotovoltaicos: Paneles fotovoltaicos encargados de captar la energía gracias a su tecnología semiconductor.
- Regulador de carga: A modo de protección para las baterías, el regulador cumple la función de regular la potencia de carga y descarga del banco de baterías
- Banco de baterías: Se encarga de almacenar la energía no utilizada.
- Inversor: Es un convertidor DC/AC que transforma la energía continua del banco de baterías en energía alterna para el consumo. También provee protecciones para el sistema DC.
- Sistema de protección: Protege la instalación ante fallas de cortocircuito y sobrecarga.

2.2. Sistemas conectados a la red

Un sistema conectado a la red no necesita un banco de baterías de acumulación ya que el excedente de energía es suministrado a la red eléctrica. Debido a que se prescinde de las baterías, una instalación conectada a la red es mucho más económica (ver figura 2.2).

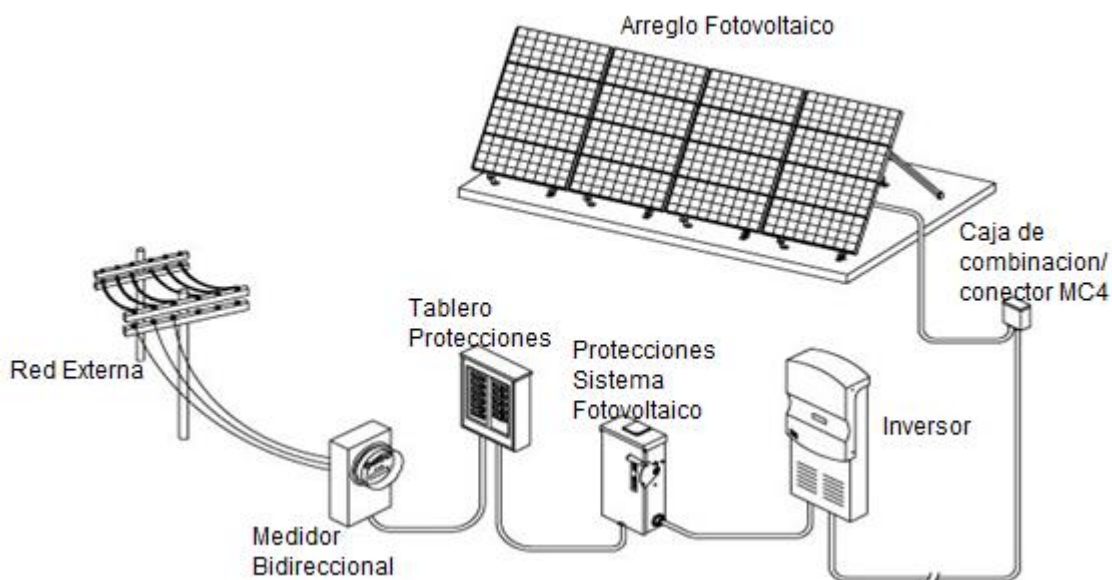


Figura 2.2 Esquema sistema fotovoltaico conectado a la red.

Elementos Principales:

- Paneles fotovoltaicos: Paneles fotovoltaicos encargados de captar la energía debido a su tecnología semiconductor.
- Inversor: Es un convertidor DC/AC que transforma la energía continua del banco de baterías en energía alterna para el consumo. También provee protecciones para el sistema DC.
- Sistema de protección: Protege la instalación ante fallas de cortocircuito y sobrecarga.
- Contador de energía: Registra la energía producida por el sistema fotovoltaico.

2.3. Celdas fotovoltaicas:

Las partes más importantes de una célula fotovoltaica son las capas del semiconductor, ya que es en ellas donde se liberan los electrones generando una diferencia de potencial. Para hacer las capas de las distintas células fotovoltaicas se utilizan diferentes materiales semiconductores, y cada uno de ellos tiene sus ventajas y sus desventajas, véase la tabla 2.2, tabla 2.3 y figura 2.3.

Tabla 2.2 Cualidades de celdas mono y poli cristalina.

	Células de silicio
Monocristalino	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta una estructura completamente ordenada • Su comportamiento uniforme lo hace buen conductor • Es de difícil fabricación • Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro • Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica • Su rendimiento oscila entre 14-18%
Policristalino	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta una estructura ordenada por regiones separadas • Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula • Se obtiene de igual forma que la de silicio mono cristalino pero con menos fases de cristalización. • Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos de azules y grises metálicos • Su rendimiento oscila entre 13-17%

Tabla 2.3 Cualidades de celdas de película delgada y Arseniuro de Galio.

	Otros Tipos de Células
Célula de película delgada	<ul style="list-style-type: none"> • Una de las células más desarrolladas de este tipo es la de sulfuro de cadmio y sulfuro cuproso • Están formadas por la unión de dos materiales • Se necesita poco material activo • Su proceso de fabricación es sencillo • Los materiales utilizados están poco estudiados • La tecnología para su obtención esta poco desarrollada • Tiene un rendimiento del 5% aproximadamente
Célula de Arseniuro de Galio	<ul style="list-style-type: none"> • Tienen buenos rendimiento con pequeños espesores • Mantiene sus características a elevadas temperatura • Presenta tolerancia a radiaciones ionizantes • Elevado coste de producción • Material raro y poco abundante • Tiene un rendimiento del 27%

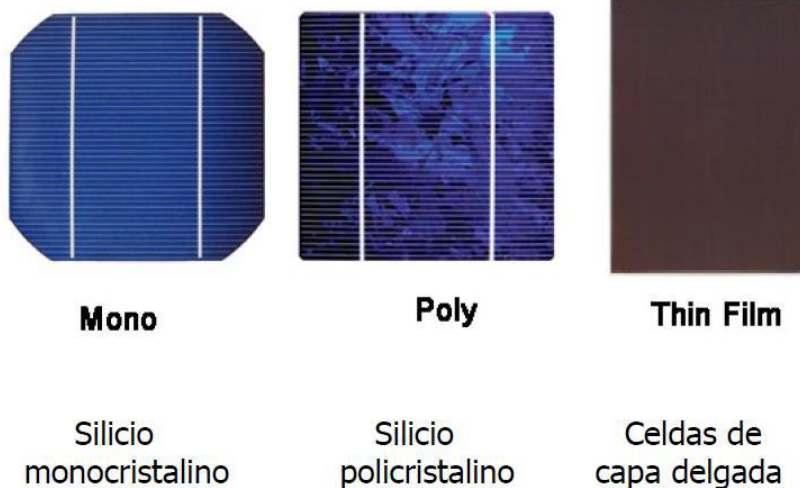


Figura 2.3 Celdas fotovoltaicas.

Panel fotovoltaico

Los paneles o módulos fotovoltaicos son un conjunto de células conectadas convenientemente de forma que reúnan unas condiciones determinadas que los hagan compatibles con las necesidades y equipos existentes en el mercado (ver figura 2.4). Los módulos proporcionan a las células:

- Resistencia Mecánica.
- Protección contra los agentes ambientales externos.
- Aislamiento eléctrico que garantiza su duración y la seguridad de las personas y animales que se encuentran en su entorno.

Uno de los objetivos principales de los módulos respecto a las células es favorecer la máxima captación solar evacuando el calor para mejorar el rendimiento.

Dependiendo de la forma en que estén agrupadas las celdas se establecen las características de los módulos. De la misma forma, un arreglo de módulos en serie o paralelo forman un generador fotovoltaico.

Sus principales características son:

- Generan corriente continua cuando están expuestos a la luz.
- No se pueden encender o apagar.
- No tienen piezas móviles.
- No generan emisiones o ruidos.
- Solo funcionan de día.
- Proporcionan resistencia mecánica.
- Protección contra los agentes externos sobre las celdas fotovoltaicas.
- Aíslan eléctricamente las celdas fotovoltaicas.

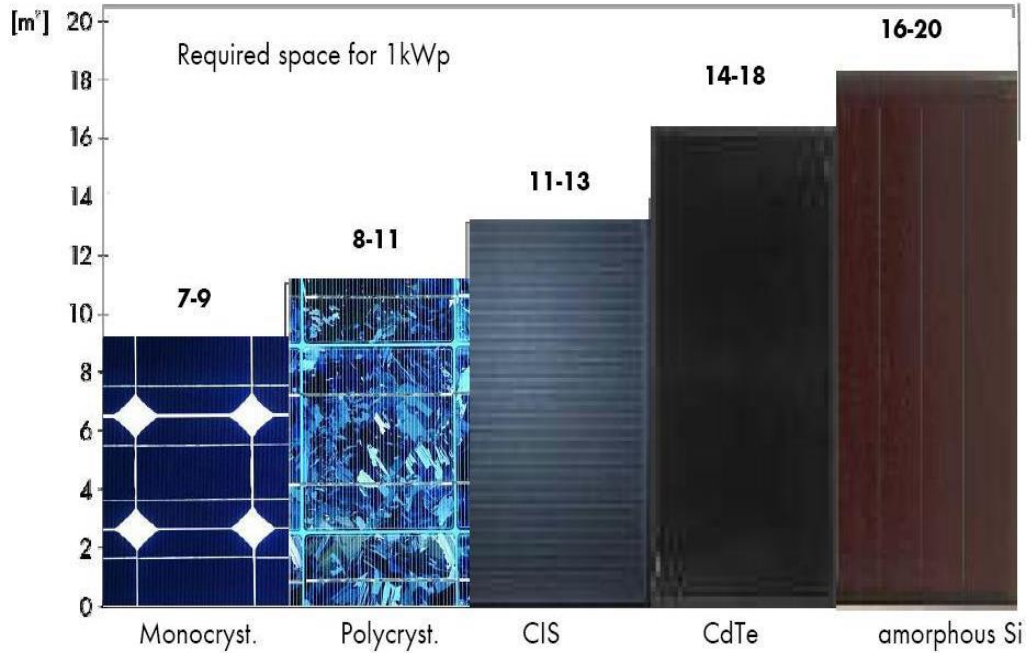


Figura 2.4 Comparación de área de Módulos fotovoltaicos que generan 1 kW cada uno.

2.3.1. Configuración eléctrica de paneles

Configuración serie:

El objetivo principal de una configuración serie es obtener altos niveles de voltaje en continua. Se aplica la configuración especialmente para las instalaciones conectadas a la red. La corriente en esta configuración siempre es constante (ver figura 2.5).

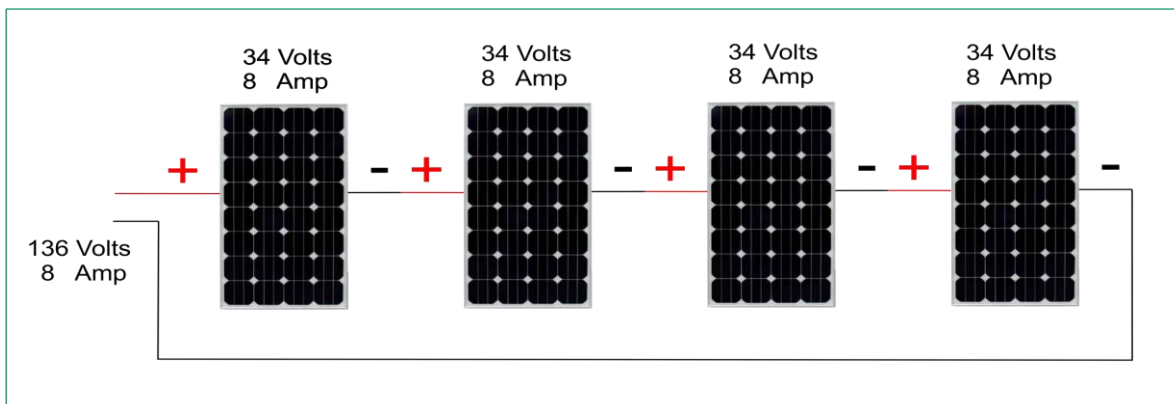


Figura 2.5 Conexión serie de paneles.

Configuración paralelo

El objetivo principal de una configuración paralelo es mantener un nivel de voltaje constante. Se aplica cuando se tiene una instalación aislada ya que se necesita alimentar el regulador de carga a un nivel de voltaje específico (ver figura 2.6).

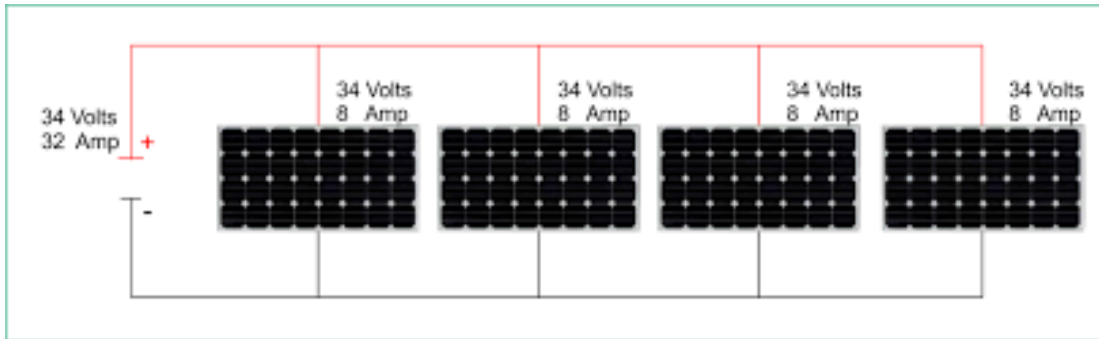


Figura 2.6 Conexión paralela de paneles.

2.4. Consumo versus Generación

Como se analiza en el primer capítulo la radiación solar depende en gran manera de la hora del día debido a la inclinación solar y los ángulos de posicionamiento azimut y cenital. Esto se ve directamente en la estimación de energía que entrega un sistema fotovoltaico frente al consumo de un cliente promedio en la figura 2.7.

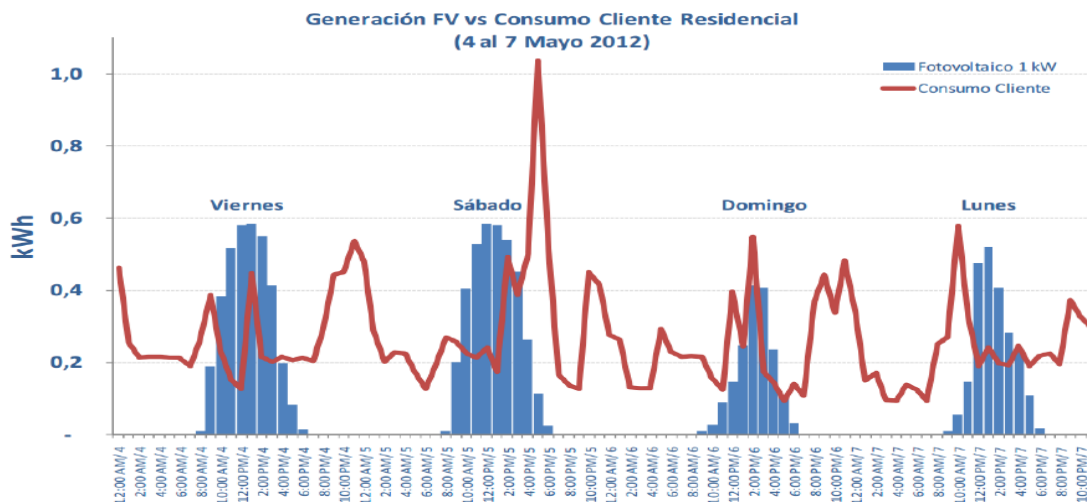


Figura 2.7 Diagrama de consumo y generación.

Es importante conocer la característica de generación de los sistemas fotovoltaicos ya que esto permite dimensionar de forma correcta el sistema a instalar y los hábitos de consumo más recomendados para obtener un funcionamiento óptimo del sistema.

CAPÍTULO III: MANUAL DEL INSTALADOR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID

Sistemas fotovoltaicos *on-grid*

Los sistemas fotovoltaicos *on-grid* están conectados en paralelo al suministro de energía eléctrica, y con sus respectivas normas de seguridad son aptos para generar energía eléctrica hacia los clientes. No obstante, los inversores y microinversores *on-grid* están diseñados y configurados a trabajar solo cuando la red eléctrica externa este en servicio, ya que, en caso de alguna falla en las líneas de la compañía eléctrica, nuestro sistema de generación podría aportar a dicha falla y causar accidentes.

Gracias a esta generación se puede disminuir los costos de consumo energético y a la vez aprovechar la estabilidad de la red (ver figura 3.1).

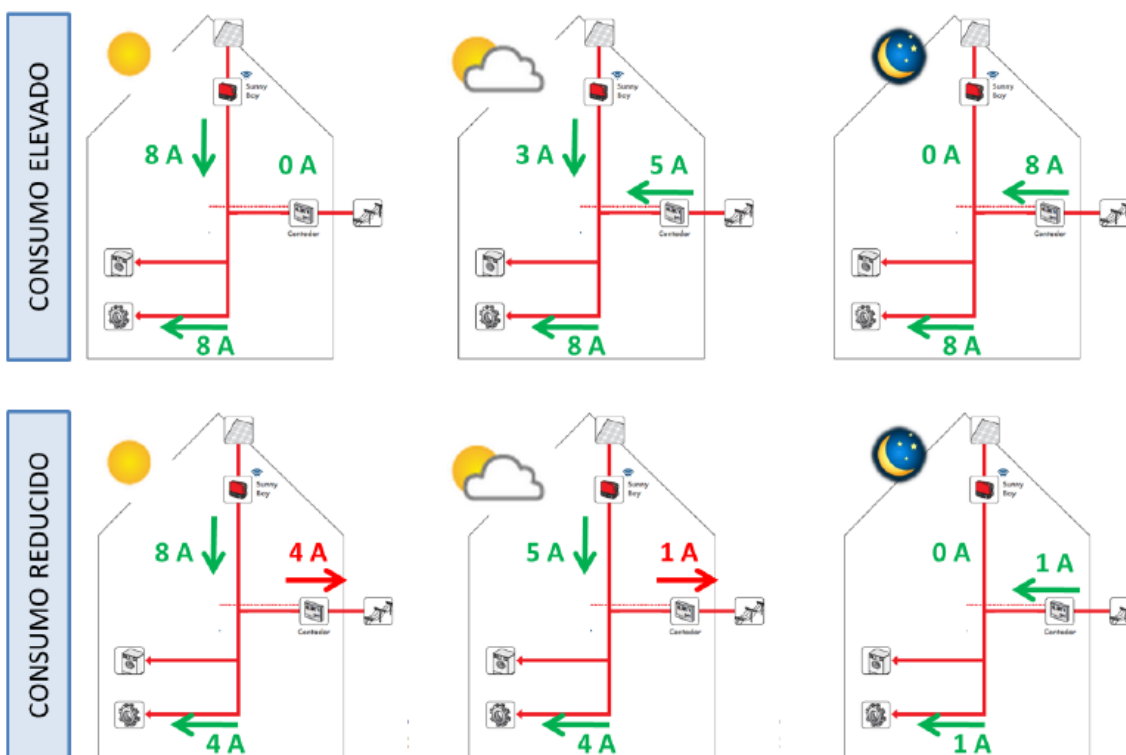


Figura 3.1 Funcionamiento de sistema *on-grid*.

A continuación, se explicará cómo dimensionar, ejecutar y normalizar una instalación fotovoltaica on-grid:

3.1. Obtención de datos físicos y geográficos

Para comenzar con cualquier proyecto fotovoltaico es de vital importancia conocer la ubicación geográfica, orientación y condiciones estructurales del recinto. Con esta información se podrá obtener de manera exacta los valores de radiación solar y la viabilidad del proyecto.

Obtención de radiación según ubicación geográfica

La ubicación geográfica se puede obtener de diversas aplicaciones web como:

- Estudio solar : <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>
- Red inía : <http://agromet.inia.cl/>
- Estudio solarimetrico: <http://es.slideshare.net/foroenergias/registro-solarimetrico-2862262>

Por Ejemplo:

Ingresar a la aplicación web “estudio solar” y siga estos pasos:

- I. Hacer clic en la ubicación exacta donde se ejecutará el proyecto (ver figura 3.2).

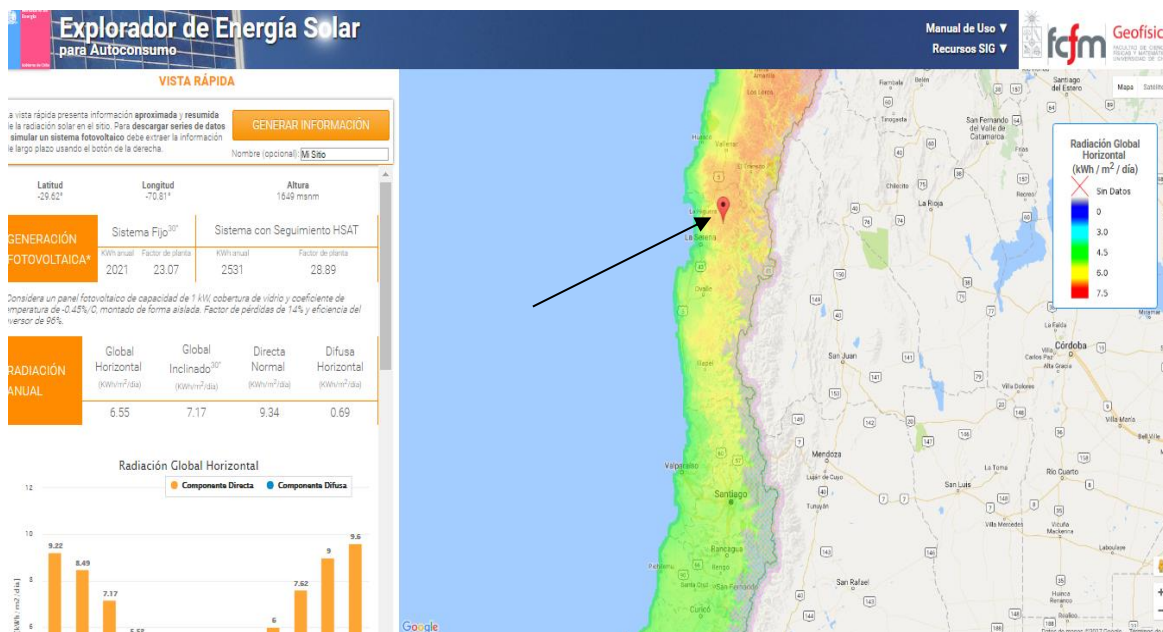


Figura 3.2 Identificación de localidad mediante explorador solar.

II. Hacer clic sobre generar información (ver figura 3.3).

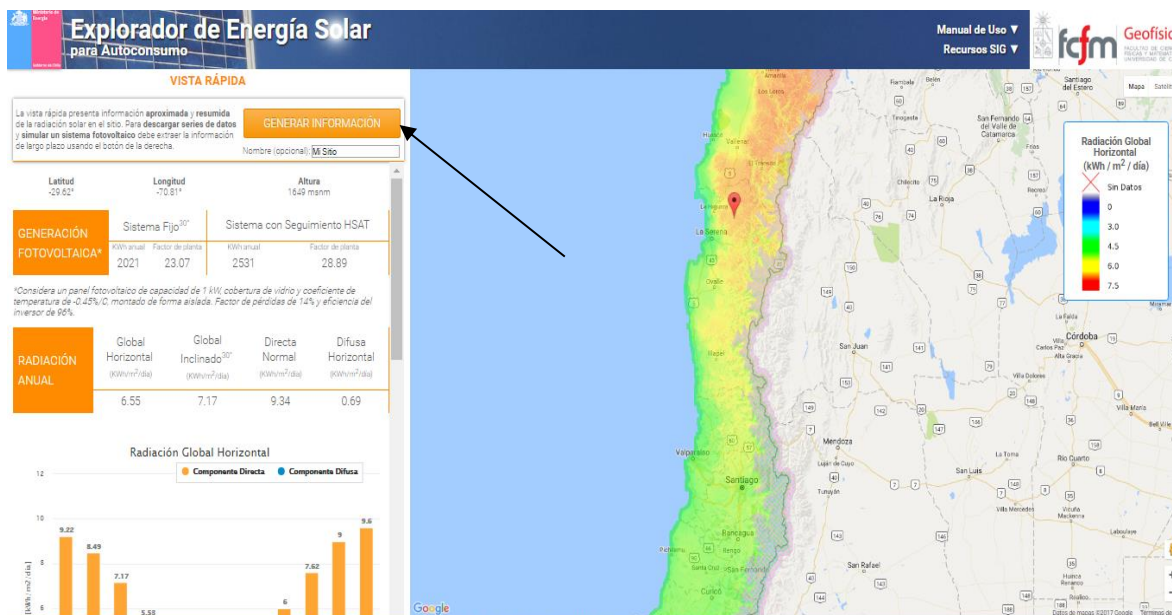


Figura 3.3 Generación de datos mediante explorador solar.

III. Los valores de radiación por metro cuadrado se pueden obtener principalmente de dos formas como lo muestra el diagrama en la figura 3.4:

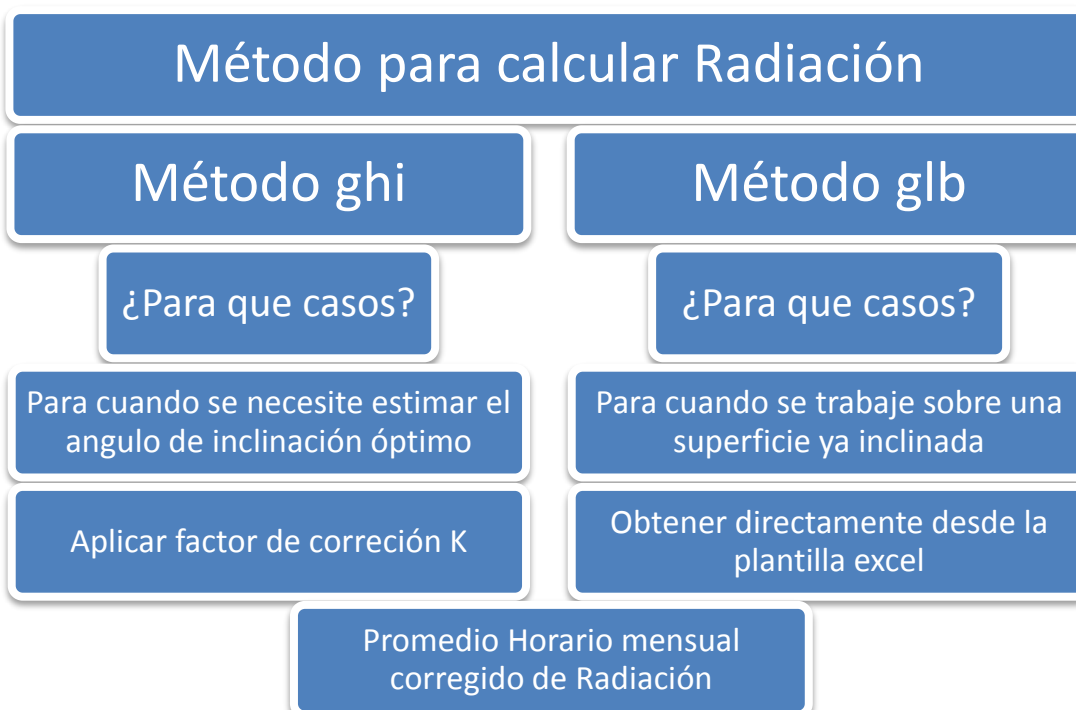


Figura 3.4 Métodos para corregir radiación.

3.1.1. Método glb (radiación global incidente en el panel)

El primer método se utilizará cuando la instalación a ejecutar se implemente sobre una superficie con una inclinación ya dada, por ejemplo, cuando el cliente quiera utilizar la inclinación de su techo para ajustar la inclinación del panel.

- Obtener la inclinación de la superficie a trabajar. Para obtener este ángulo de inclinación se puede acceder a distintas aplicaciones de celular que entregan la inclinación exacta, una de ellas es “clinometer”.
- Ingresar la información de inclinación en la página web de estudio solar. Acceder a la opción *Personalizar sistema fotovoltaico* (ver figura 3.5).

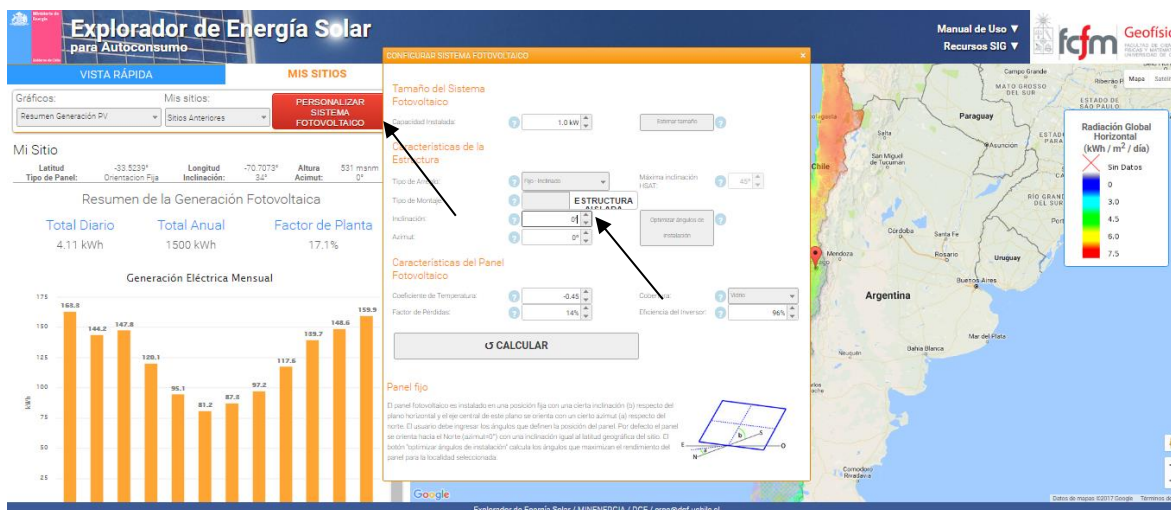


Figura 3.5 Edición de inclinación del panel.

- Hacer clic en calcular y dirigirse a resumen generación pv > descargas > promedio horario mensual. De aquí proceder a descargar el archivo Excel de radiación (ver figura 3.6).

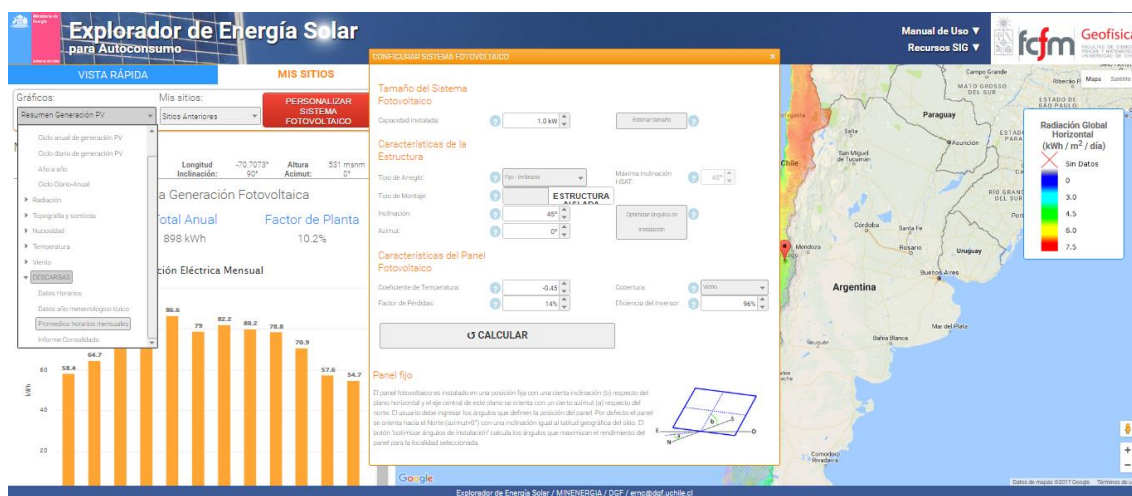


Figura 3.6 Cálculo con inclinación modificada.

- d. Para el método glb se debe acceder a la plantilla glb del archivo Excel, aquí se encuentra el promedio horario mensual de radiación dada su ubicación e inclinación.
- e. Calcular los valores promedios diarios de radiación de la plantilla Excel. Esto se puede realizar ya sea mediante las herramientas Excel ó mediante sumar la radiación entregada por hora hasta obtener el total diario de cada mes (ver tabla 3.1).

Tabla 3.1 Promedios de radiación hacia el panel mediante Excel.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z		
1	Radiación Global Incidente en Panel																											
2	V/m ²																											
3																												
4		00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00	prom		
5	Enero	0	0	0	0	0	0,81	27,16	87,45	256,68	447,73	610,53	741,53	828,78	845,47	783,27	685,21	492,94	292	101,49	31,44	0,58	0	0	0	0	6212,9	
6	Febrero	0	0	0	0	0	0	9,98	70,48	236,51	431,31	600,15	739,87	829,79	859,26	810,94	686,07	512,74	305,26	107,23	16,48	0	0	0	0	0	6275,0	
7	Marzo	0	0	0	0	0	0	0,58	63,83	244,65	448,62	625,17	772,47	851,88	869,71	806,97	675,71	500,16	280,35	77,01	1,45	0	0	0	0	0	6220,6	
8	Abril	0	0	0	0	0	0	0	35,28	208,47	394,1	552,4	675,2	743,83	741,87	676,14	564,27	392,42	186,04	15,77	0	0	0	0	0	0	5983,9	
9	Mayo	0	0	0	0	0	0	0	5,14	134,95	280,56	415,01	521,39	578,47	581,52	517,19	408,87	262,16	83,68	0	0	0	0	0	0	0	3788,9	
10	Junio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	82,7	237,71	368,66	474,83	538,87	527,82	490,23	403,83	265,01	55,13	0	0	0	0	0	0	3448,9	
11	Julio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94,25	249,88	372,75	490,32	536,35	525,21	494,26	410,83	272,07	96,38	0	0	0	0	0	0	3512,3	
12	Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,25	159,22	294,51	419,76	529,58	607,67	616,72	556,8	458,13	319,39	146,49	6,72	0	0	0	0	4127,2	
13	Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	1,46	74,01	242,59	425,73	675,34	839,55	782,38	759,7	682,94	556,38	385,99	188,95	29,76	0	0	0	0	0	5394,8	
14	Octubre	0	0	0	0	0	0,02	19,34	123,45	295,87	491,2	624,99	749,26	820,09	793,49	706,37	567,93	390,87	193,14	43,08	0,96	0	0	0	0	0	5009,1	
15	Noviembre	0	0	0	0	0	3,62	39,19	143,52	321,9	507,73	671,05	789,33	836,28	819,59	735,41	582,33	407,94	205,71	56,76	1,25	0	0	0	0	0	5144,5	
16	Diciembre	0	0	0	0	0	5,2	40,03	114,69	286,67	465,71	626,49	744,42	816,26	816,99	744,44	614,94	434,8	237,04	75,38	27,46	0,23	0	0	0	0	6050,6	

- f. En la flecha número 1 está marcada la fila que contiene la radiación promedio por hora de cada mes. El cuadro indicado por la flecha número 2 muestra la radiación promedio diaria en el mes de enero. Finalmente, la tercera flecha indica la radiación promedio diaria de todos los meses.

3.1.2. Método ghi (radiación global horizontal)

El segundo método se utiliza cuando existe la opción de decidir el ajuste adecuado de inclinación del panel, por ejemplo, en un techo sin inclinación o en un patio. Para estos casos se aplica el factor de corrección K.

- a. Determinar la inclinación del panel de acuerdo a las necesidades del cliente. Para esto se dispone de dos criterios:
 - Criterio 1: Se busca obtener la mayor energía promedio anual. Se determina la inclinación del panel mediante la determinación del ángulo de inclinación más cercano al ángulo de latitud en el cual se encuentra la instalación.
 - Criterio 2: Se busca obtener mayor energía en invierno o en verano según las necesidades del cliente. Se determina la inclinación óptima basándose en el primer criterio. Se aumenta inclinación para que se genere más energía en invierno y menos en verano o se disminuye inclinación que se genere más en verano y menos en invierno.
- b. Ingresar a la página web de estudio solar. Generar información.
- c. Hacer clic en calcular y dirigirse a resumen generación pv > descargas > promedio horario mensual. De aquí proceder a descargar el archivo Excel de radiación.

- d. Para el método ghi se debe acceder a la plantilla ghi del archivo Excel, aquí se encuentra el promedio horario mensual de radiación dada su ubicación e inclinación.
- e. Calcular los valores promedios diarios de radiación de la plantilla Excel. Esto se puede realizar ya sea mediante las herramientas Excel o mediante sumar la radiación entregada por hora hasta obtener el total diario de cada mes (ver tabla 3.2).

Tabla 3.2 Promedios de radiación a superficie terrestre mediante Excel.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z		
1	Radiacion Global Horizontal																											
2	W/m ²																											
3																												
4		00:00-01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00			
5	Enero	0	0	0	0	0	0,82	62,81	212,17	399,87	581,01	726,58	843,72	924,55	942,33	889,01	788,47	637,22	452,15	249,55	78,15	0,66	0	0	0	0	7793,1	
6	Febrero	0	0	0	0	0	0	16,44	131,67	304,36	493,85	631,37	753,06	832,45	859,65	819,26	712,45	562,97	376,44	182,68	34,58	0	0	0	0	0	6701,0	
7	Marzo	0	0	0	0	0	0	0,79	68,18	227,73	399,55	545,84	666,12	731,88	745,41	694,47	585	440,11	256,73	81,65	2,32	0	0	0	0	0	5445,8	
8	Abril	0	0	0	0	0	0	0	19,98	132,99	274,9	397,35	493,09	544,76	542,65	489,11	397,17	264,1	102,95	9,22	0	0	0	0	0	0	3677,9	
9	Mayo	0	0	0	0	0	0	0	2,06	62,95	163,47	259,37	335,36	374,27	374,06	325,28	245,67	159,17	34,53	0	0	0	0	0	0	0	2310,4	
10	Junio	0	0	0	0	0	0	0	0	31,89	193,07	299,82	293,31	326,35	338,93	270,05	211	180,63	19,33	0	0	0	0	0	0	0	0	1916,8
11	Julio	0	0	0	0	0	0	0	0	38,33	100,87	221,76	298,59	331,89	331,33	296,44	236,93	137,92	37,36	0	0	0	0	0	0	0	0	2063,3
12	Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0	7,47	89,8	195,58	294,43	378,03	435,32	436,7	392,08	314,95	205,58	81,44	3,49	0	0	0	0	0	0	2836,8
13	Septiembre	0	0	0	0	0	0	1,74	63,59	202,35	353,2	477,13	579,04	631,38	627,07	563,37	498,88	388,22	195,73	25,87	0	0	0	0	0	0	0	4467,6
14	Octubre	0	0	0	0	0	0,03	36,1	161,36	325,35	491,91	617,17	723,89	786,15	763,99	689,62	571,26	416,66	236,14	75,72	1,3	0	0	0	0	0	0	5896,7
15	Noviembre	0	0	0	0	0	5,48	96,23	255,45	432,75	607,57	766,51	863,44	908,32	893,11	821,1	697,73	531,2	339,16	194,29	21,48	0	0	0	0	0	0	7383,9
16	Diciembre	0	0	0	0	0	8,23	103,7	260,96	443,24	614,67	763,43	870,52	939,35	943,75	882,15	770,11	607,91	421,05	227,3	64,84	0,26	0	0	0	0	0	7921,9
17																											56398,6	
18																												

- f. En la flecha número 1 está marcada la fila que contiene la radiación promedio por hora de cada mes. El cuadro indicado por la flecha número 2 le muestra la radiación promedio diaria en el mes de enero. Finalmente, la tercera flecha indica la radiación promedio diaria de todos los meses.
- g. Tabla de factor K (ver tabla 3.3). Esta tabla se aplica de acuerdo a la latitud geográfica en que se encuentre la instalación indicada por la flecha 1. La flecha 2 indica la columna con los ángulos que podemos inclinar el panel para la evaluación de captación de energía solar durante el año, promediado mensualmente.

Tabla 3.3 Factor de corrección K en latitud 36° Sur.

	36° S												
	Mes												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
5	1,01	1,02	1,04	1,08	1,11	1,12	1,11	1,09	1,05	1,03	1,01	1,00	
10	1,00	1,04	1,08	1,14	1,21	1,24	1,22	1,17	1,10	1,05	1,01	1,00	
15	1,00	1,04	1,12	1,21	1,30	1,35	1,32	1,24	1,14	1,06	1,01	0,98	
20	0,99	1,05	1,14	1,27	1,39	1,45	1,42	1,31	1,17	1,07	1,00	0,97	
25	0,97	1,04	1,16	1,32	1,47	1,55	1,51	1,37	1,20	1,07	0,98	0,95	
30	0,95	1,04	1,17	1,36	1,54	1,64	1,59	1,42	1,22	1,07	0,96	0,92	
35	0,92	1,02	1,18	1,39	1,61	1,72	1,66	1,46	1,24	1,06	0,94	0,89	
40	0,89	1,00	1,18	1,42	1,66	1,79	1,73	1,50	1,25	1,04	0,91	0,85	
45	0,85	0,97	1,17	1,44	1,71	1,86	1,78	1,53	1,24	1,02	0,87	0,81	
50	0,81	0,94	1,16	1,45	1,75	1,91	1,82	1,55	1,24	0,99	0,83	0,77	
55	0,76	0,90	1,14	1,45	1,77	1,95	1,86	1,56	1,22	0,95	0,78	0,72	
60	0,71	0,86	1,11	1,45	1,79	1,98	1,88	1,56	1,20	0,91	0,73	0,67	
65	0,65	0,81	1,07	1,43	1,80	2,00	1,89	1,55	1,17	0,87	0,68	0,61	
70	0,60	0,76	1,03	1,40	1,79	2,01	1,89	1,53	1,13	0,82	0,62	0,55	
75	0,54	0,70	0,98	1,37	1,78	2,00	1,88	1,50	1,08	0,76	0,56	0,49	
80	0,47	0,63	0,92	1,33	1,75	1,98	1,86	1,46	1,03	0,70	0,50	0,43	
85	0,41	0,57	0,86	1,27	1,70	1,95	1,82	1,41	0,97	0,63	0,43	0,37	
90	0,34	0,50	0,79	1,21	1,65	1,90	1,77	1,35	0,90	0,56	0,37	0,31	

- h. Aplicar el factor de corrección K de acuerdo al criterio escogido. Para esto se deben multiplicar los factores de corrección mensuales de la inclinación escogida con la radiación global horizontal promedio de cada mes. A continuación, se presenta un ejemplo de este cálculo mediante la plantilla Excel en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Corrección K aplicada a ghi en Excel.

	Y	Z	AA	AB
1				
2		promedio ghi	corrección K	promedio ghi
3			latitud 36°	corregido
4	meses	Wh/m2	inclinación 35°	Wh/m2
5	Enero	7789,1	0,92	7165,9
6	Febrero	6701,2	1,02	6835,3
7	Marzo	5445,8	1,18	6426,0
8	Abril	3677,9	1,39	5112,2
9	Mayo	2313,4	1,61	3724,6
10	Junio	1911,6	1,72	3287,9
11	Julio	2063,3	1,66	3425,1
12	Agosto	2836,8	1,46	4141,7
13	Septiembre	4457,6	1,24	5527,4
14	Octubre	5896,7	1,06	6250,4
15	Noviembre	7383,9	0,94	6940,9
16	Diciembre	7921,5	0,89	7050,1
17				

- i. De esta manera se puede obtener la radiación promedio diaria mensual corregida al ángulo de inclinación de panel que se determine.

3.1.3. Consideraciones geográficas y físicas:

- El panel debe estar orientado hacia el norte geográfico o bien en un desajuste máximo de $\pm 45^\circ$ para no alterar la cantidad de energía generada diaria.
- Dependiendo de la ubicación geográfica se debe escoger el azimut correcto para no alterar la generación debido a las condiciones externas o meteorológicas. Es necesario realizar el cambio del azimut frente a fenómenos meteorológicos o físicos que obstaculicen la absorción de radiación directa del panel al estar orientado hacia el norte geográfico, por ejemplo: al realizar una instalación en una zona costera en la cual el mar esté ubicado hacia el norte geográfico; al realizar una instalación cerca de una industria que emita gases hacia el norte geográfico; al realizar una instalación que se encuentre obstaculizada en el norte geográfico por árboles o edificios, entre otras.
- Se debe evaluar la viabilidad del proyecto cuando exista:
 - Bloqueo directo, permanente e inevitable de la radiación directa.
 - Componentes corrosivos en el ambiente.
 - Un techo no apto para la instalación.

3.2. Análisis de consumo

Un sistema fotovoltaico permite generar energía propia. ¿En qué sentido es beneficioso? Mientras se genera y se consume energía propia no se necesita comprar energía a la empresa eléctrica lo que se ve traducido en un ahorro monetario considerable. Para que esto sea efectivo se deben tener consideraciones en cuanto a cómo se distribuye el consumo durante el día.

3.2.1. Identificar el consumo de energía del cliente en el cual se va a ejecutar el proyecto. Para identificar el consumo se deben solicitar las boletas eléctricas (ver figura 3.7).

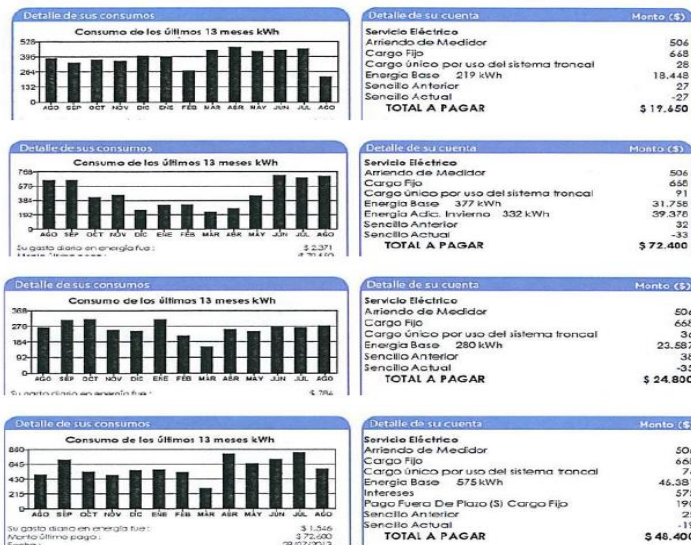


Figura 3.7 Consumos anuales de energía.

El consumo del cliente permitirá posteriormente dimensionar bien el sistema fotovoltaico ya que se sabrá cuanta energía debe generar durante todo el año. Se presentan dos gráficas de consumo promedio de un cliente residencial en la figura 3.8 y figura 3.9.

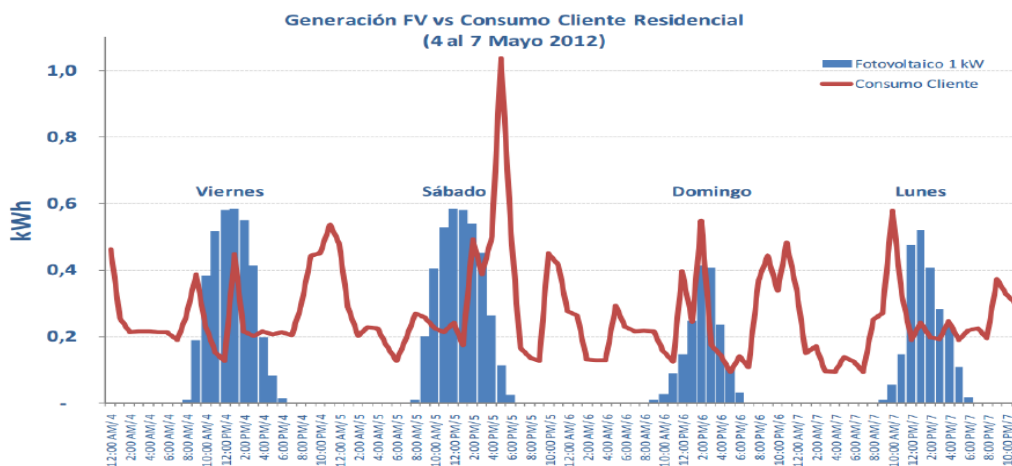


Figura 3.8 Generación fotovoltaica y consumo diario de cliente.

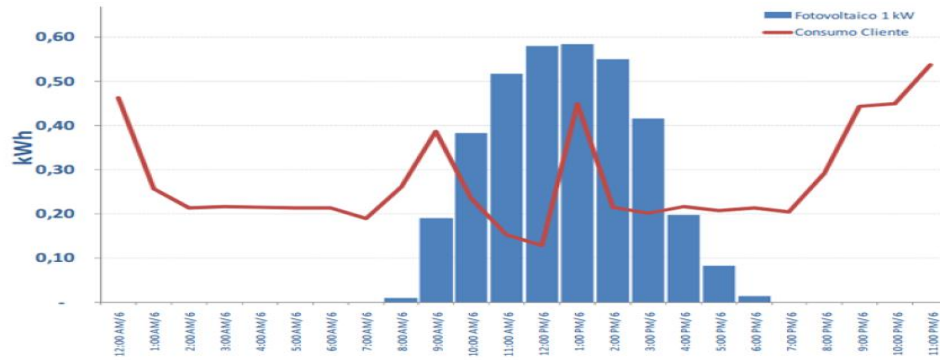


Figura 3.9 Generación fotovoltaica y consumo.

Se puede observar que el consumo no necesariamente va de acuerdo a la generación por lo que es necesario trasladar dentro de lo posible los consumos a la generación.

3.2.2. Maneras de disminuir Consumo: Para hacer óptima la instalación de un sistema generador fotovoltaico primero sería conveniente analizar las maneras de disminuir consumo. Se debe conocer la demanda máxima de potencia del sistema. La potencia máxima de la instalación se estima en base a la ocurrencia de consumos coincidentes. Un ejemplo de estimación de potencia peak se presenta en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Obtención de potencia peak.

	Potencia (W)	Cantidad	Sub total (W)
refrigerador	266	1	266
ampolletas de eficiencia	17	6	102
televisores	81	3	243
computadores	200	2	400
hervidor	1500	1	1500
Calefactor	1200	1	1200
Otros equipos	10% del total	1	400
	Total (W)		4111

Para disminuir consumos es muy amplia la gama de cambios que pueden realizarse, por ahora se recomiendan dos (ver tabla 3.6).

Tabla 3.6 Análisis de ahorro de energía en equipos.

Tecnología	Incandescentes	Ahorro
Potencia (W)	100	20
Cantidad de luz (Lum)	1370	1370
Horas de uso diario (hr)	4	4
Costo anual (\$)	16498	3299

Tecnología	Refrigerador Clase A	Refrigerador Clase D
Consumo diaria (kWh)	0,98	1,76
Costo anual (\$)	38403	69125

Para que el funcionamiento del sistema sea óptimo se deben realizar sugerencias de renovación al cliente. También se debe hacer notar la importancia de llevar dentro de lo posible los consumos a horas de sol (ver figura 3.10).

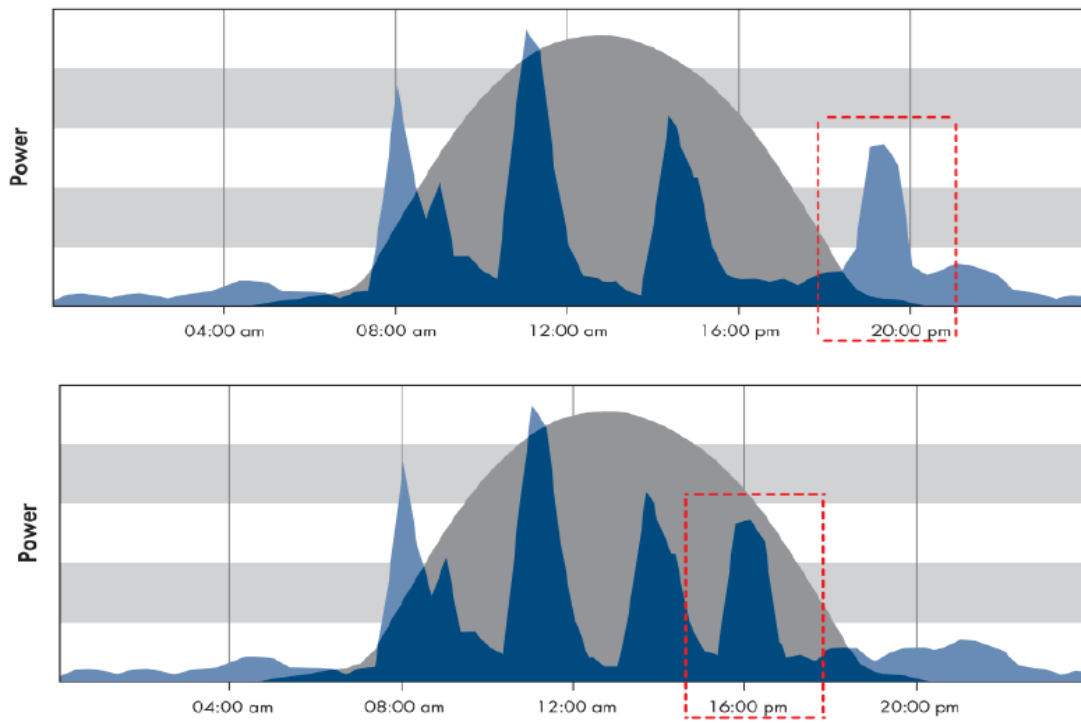


Figura 3.10 Traslado de consumo a curva de generación fotovoltaica.

3.3. Dimensionamiento de Paneles

Una vez obtenido el consumo del cliente, se debe comenzar con la elección del tipo de panel y su cantidad. Seguido por la elección del inversor o microinversores, continuando con el dimensionamiento de conductores, canalización y finalmente con sus respectivas protecciones en corriente alterna.

3.3.1. Elección del panel fotovoltaico.

Actualmente, los paneles son los equipos más robustos dentro de una instalación fotovoltaica. La elección de estos ya no depende ni de las marcas o países de procedencia. La recomendación es elegir panel fotovoltaico de acuerdo a:

- Precio
- Características constructivas
- Años de garantía

El mercado mundial de paneles se rige por las denominadas “Marcas Bancables”. Es un elemento clave para los fabricantes de paneles y guarda relación con la garantía que estos puedan entregar. Este concepto hace alusión a que los Bancos entregan financiamiento a proyectos realizados con determinadas marcas de paneles.

Principalmente lo que analizan los bancos es:

- Que la marca desarrolle productos de alta calidad
- La estabilidad financiera de la marca
- Factores de responsabilidad empresarial (Imagen)
- Capacidad de las fábricas de producción (economía de escala)
- Cantidad de proyectos realizados

Por lo general, el fabricante entrega una garantía de 20 años, y a los desarrolladores, lo único que les puede dar certeza de que el fabricante siga existiendo dentro de los próximos 20 años es que sea una marca “Bancable”.

A continuación, se encuentran las marcas de paneles fotovoltaicos con mayor número de ventas a nivel mundial.

- | | |
|--|--|
| 1. Yingli (China) – 13 millones | 6. First Solar (USA) - 7 millones |
| 2. Trina Solar (China) – 10 millones | 7. ReneSolar (China) - 7 millones |
| 3. Canadian Solar (China) – 8 millones | 8. Kyocera (Japan) - 5 millones |
| 4. Sharp (Japan) - 8 millones | 9. JA Solar (China) - 5 millones |
| 5. Jinko Solar (China) - 7 millones | 10. Hanwha SolarOne (China) - 5 millones |

3.3.2. Para determinar el número de paneles en la instalación se debe conocer la energía consumida por el cliente y a la vez la energía generada por cada panel. La energía generada por panel se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Energía_{panel} = Superficie_{panel} \times Eficiencia_{panel} \times Radiación \quad [9]$$

Nota: La superficie y la eficiencia son datos que el fabricante del panel debe entregar en su producto.

- a. Para el cálculo de energía generada se debe haber determinado ya el panel a utilizar, para fines prácticos se presenta como hacer el cálculo con un panel JA Solar (ver figura 3.11).

ELECTRICAL PARAMETERS		MECHANICAL PARAMETERS	
TYPE	JAM6 72-310/SI	Cell (mm)	Mono 156x156
Rated Maximum Power at STC (W)	310	Weight (kg)	22,5 (approx)
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45,57	Dimensions (LxWxH) (mm)	1956x991x45
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	37,04	Cable Cross Section Size (mm ²)	4
Short Circuit Current (Isc/A)	8,85	No. of Cells and Connections	72 (6x12)
Maximum Power Current (Imp/A)	8,37	Junction Box	IP67, 3 diodes
Module Efficiency [%]	15,99	Connector	MC4 Compatible

Figura 3.11 Parámetros de panel fotovoltaico.

- b. En la tabla 3.7 se puede observar como calcular la energía promedio diaria de cada mes producida por un panel.

Tabla 3.7 Potencia generada por un panel mediante Excel.

	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF
2		promedio ghi	corrección K	promedio ghi			potencia generada	
3			latitud 36°	corregido	Área panel	eficiencia	1 panel	
4	Meses	Wh/m2	inclinación 35°	kWh/m²	m²	%	kWh dia	
5	Enero	7789,1	0,92	7,166	1,938	15,990	2,221	
6	Febrero	6701,2	1,02	6,835	1,938	15,990	2,118	
7	Marzo	5445,8	1,18	6,426	1,938	15,990	1,991	
8	Abril	3677,9	1,39	5,112	1,938	15,990	1,584	
9	Mayo	2313,4	1,61	3,725	1,938	15,990	1,154	
10	Junio	1911,6	1,72	3,288	1,938	15,990	1,019	
11	Julio	2063,3	1,66	3,425	1,938	15,990	1,061	
12	Agosto	2836,8	1,46	4,142	1,938	15,990	1,283	
13	Septiembre	4457,6	1,24	5,527	1,938	15,990	1,713	
14	Octubre	5896,7	1,06	6,250	1,938	15,990	1,937	
15	Noviembre	7383,9	0,94	6,941	1,938	15,990	2,151	
16	Diciembre	7921,5	0,89	7,050	1,938	15,990	2,185	
17								
18								

- c. Luego de obtener la energía generada por el panel, se debe establecer claramente el consumo energético promedio mensual (ver tabla 3.8) y compararlo gráficamente con la energía promedio mensual generada por un panel.

Tabla 3.8 Ejemplo de consumo de energía anual.

Consumo Energético promedio mensual (kWh)											
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
210	196	215	220	257	260	285	293	235	210	204	240

- d. El criterio de selección de número de paneles será abastecer la mayor cantidad de consumo sin inyectar, en lo posible, energía a la red. En caso que el cliente desee algo distinto, adecuarse a los requerimientos del cliente.
- e. Para aplicar el criterio, mediante herramientas de Excel o en papel se debe variar la cantidad de paneles (ver tabla 3.9), en un gráfico de energía generada mensual y consumo mensual, hasta obtener la condición de abastecer el mayor consumo evitando inyectar energía a la red (ver figura 3.12).

Tabla 3.9 Energía generada de 4 paneles vs consumo mensual.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Potencia Generada						
2		1 Panel	1 Panel	2 Paneles	3 Paneles	4 Paneles	Consumo mensual
3	Meses	kWh día	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh
4	Enero	2.221	66,63	133,26	199,89	266,52	210
5	Febrero	2.118	63,54	127,08	190,62	254,16	196
6	Marzo	1.991	59,73	119,46	179,19	238,92	215
7	Abril	1.584	47,52	95,04	142,56	190,08	220
8	Mayo	1.154	34,62	69,24	103,86	138,48	257
9	Junio	1.019	30,57	61,14	91,71	122,28	260
10	Julio	1.061	31,83	63,66	95,49	127,32	285
11	Agosto	1.283	38,49	76,98	115,47	153,96	293
12	Septiembre	1.713	51,39	102,78	154,17	205,56	235
13	Octubre	1.937	58,11	116,22	174,33	232,44	210
14	Noviembre	2.151	64,53	129,06	193,59	258,12	204
15	Diciembre	2.185	65,55	131,1	196,65	262,2	240

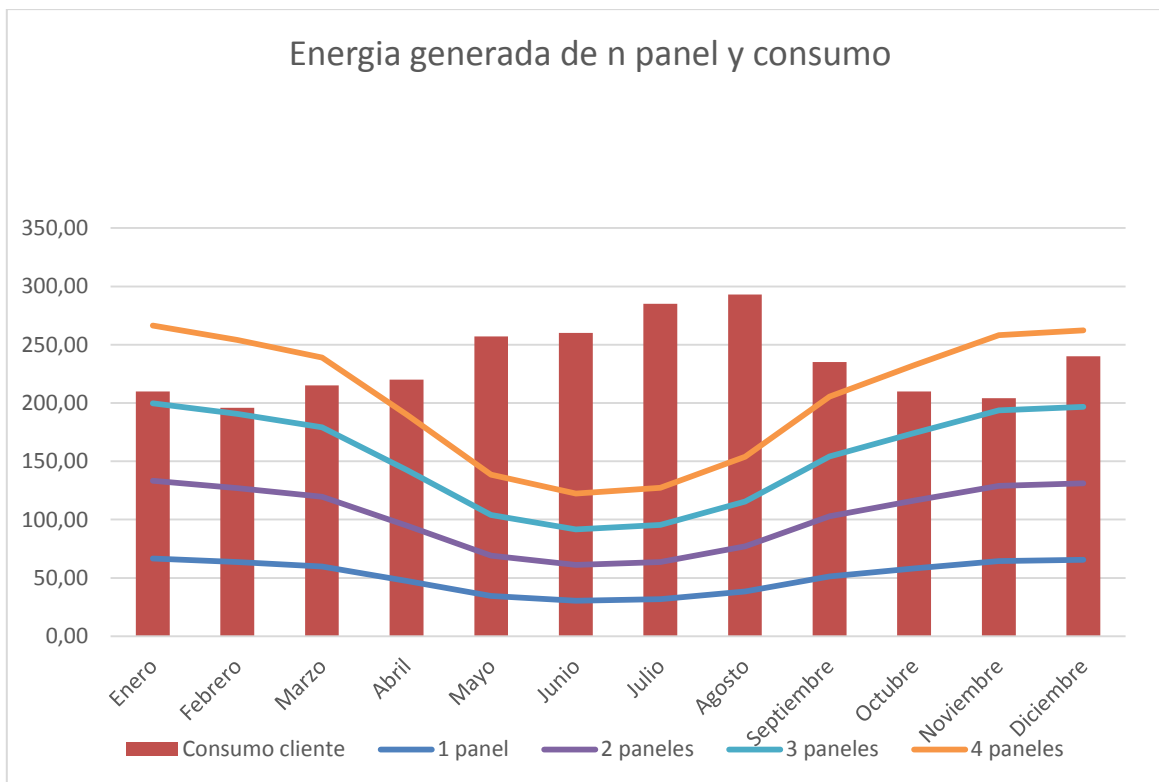


Figura 3.12 Gráfica de energía generada (kWh) de 4 paneles y consumo mensual.

- f. Obtenida la gráfica se debe aplicar el criterio que determinado. Para términos del manual, se escogen 3 paneles en este caso ficticio ya que se abastece el consumo en los meses de verano sin inyectar a la red.

3.4. Dimensionamiento del inversor

Para sistemas ongrid existen dos tipos sistemas de inversión: mediante microinversores o inversores string. Estos convierten corriente continua inyectada desde el panel, en corriente alterna acoplándose a la red. Los inversores y micro inversores copian la forma de onda de la red eléctrica pública, de manera que no genera distorsión ni interferencias en esta.

Para la compra de un micro inversor o inversor se debe tener en consideración lo siguiente:

- Perfil de Red nacional.
- Sus condiciones de entrada en corriente continua, voltaje máximo, corriente máxima y potencia máxima CC.
- Su condición de salida CA.
- Estar aprobados por la SEC.
- Su eficiencia.

3.4.1. Dimensionamiento sistema con Inversor String

- a. Luego de realizar la selección de paneles, de la placa de datos se determina la potencia máxima del panel en condiciones nominales “*rated maximum power*”, se multiplica esta potencia por la cantidad de paneles. De esta manera se obtendrá la potencia nominal del grupo de paneles.
- b. Una vez obtenida la potencia nominal del sistema se debe seleccionar el Inversor String. Para seleccionar el inversor se debe determinar la potencia nominal del convertidor, ésta debe ser ligeramente superior a la potencia nominal del grupo de paneles. A continuación se observa el cálculo (ver figura 3.13):

ELECTRICAL PARAMETERS		¿Número de paneles?
TYPE	JAM6 72-310/SI	4 paneles
Rated Maximum Power at STC (W)	310	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45,57	¿Potencia del grupo de paneles?
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	37,04	$4 \times 310W = 1240W$
Short Circuit Current (Isc/A)	8,85	
Maximum Power Current (Imp/A)	8,37	¿Inversor a utilizar?
Module Efficiency [%]	15,99	

Figura 3.13 Parámetros eléctricos del panel.

Se observan en figura 3.14 las diferentes opciones que ofrece la marca Sunny Boy:

Technical data	Sunny Boy 1200	Sunny Boy 1300TL	Sunny Boy 1600TL	Sunny Boy 2100TL
Input (DC)				
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	1320 W	1400 W	1700 W	2200 W
Max. input voltage	400 V	600 V	600 V	600 V
MPP voltage range	100 V - 320 V	115 V ¹ - 480 V	155 V - 480 V	200 V - 480 V
Rated input voltage	120 V	400 V	400 V	400 V
Min. input voltage / initial input voltage	100 V / 120 V	100 V ¹ / 120 V ¹	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current / max. input current per string	12,6 A / 12,6 A	12 A ¹ / 12 A ¹	12 A ¹ / 12 A ¹	12 A ¹ / 12 A ¹
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 2	1 / 1	1 / 1	1 / 2
Output (AC)				
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	1200 W	1300 W	1600 W	1950 W
Max. apparent AC power	1200 VA	1300 VA	1600 VA	2100 VA
Nominal AC voltage / range			220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 260 V	
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz ¹ / $\pm 4,5$ Hz	50 Hz, 60 Hz ¹ / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz ¹ / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz ¹ / -6 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	6,1 A	7,2 A	8,9 A	11 A
Power factor at rated power	1	1	1	1
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1

Figura 3.14 Ficha técnica de inversores Sunny Boy.

- c. Debido a que la potencia generada por el grupo de paneles es de 1240W se escogería un inversor Sunny Boy 1200 con una potencia máxima dc de 1320W. Por lo tanto según la potencia generada por los paneles escoger el inversor.

3.4.2. Dimensionamiento de sistema con microinversores.

Para dimensionar y seleccionar adecuadamente el micro inversor se escoge de acuerdo a los datos de salida del panel fotovoltaico (potencia, tensión y corriente). Además, debe tener en cuenta que en Chile se exige 1 micro inversor por panel. Por lo tanto, de acuerdo al número de paneles se escoge el número de microinversores.

- A continuación se presenta el cálculo donde se muestra el dimensionamiento de los microinversores. Se tiene como ejemplo una serie de paneles fotovoltaicos poli cristalinos marca Baseline CHSM6610P Series (ver figura 3.15).

	245	250	255	260	265
ELECTRICAL SPECIFICATIONS					
STC rated output (P _{mpp})*	245 Wp	250 Wp	255 Wp	260 Wp	265 Wp
PTC rated output (P _{mpp} **)	223.2 Wp	227.9 Wp	232.5 Wp	237.2 Wp	241.8 Wp
Standard sorted output	0/+5 Wp				
Warranted power output STC (P _{nominal})	245 Wp	250 Wp	255 Wp	260 Wp	265 Wp
Rated voltage (V _{mpp}) at STC	29.92 V	30.30 V	30.68 V	31.05 V	31.43 V
Rated current (I _{mpp}) at STC	8.20 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.46 A
Open circuit voltage (V _{oc}) at STC	37.98 V	38.19 V	38.40 V	38.53 V	38.72 V
Short circuit current (I _{sc}) at STC	8.62 A	8.65 A	8.69 A	8.72 A	8.75 A
Module efficiency	14.9%	15.2%	15.5%	15.8%	16.1%
Rated output (P _{mpp}) at NOCT	183.8 Wp	187.5 Wp	191.3 Wp	195.0 Wp	198.8 Wp
Rated voltage (V _{mpp}) at NOCT	27.06 V	27.37 V	27.73 V	28.08 V	28.38 V
Rated current (I _{mpp}) at NOCT	6.79 A	6.85 A	6.90 A	6.95 A	7.00 A
Open circuit voltage (V _{oc}) at NOCT	34.70 V	34.89 V	35.08 V	35.20 V	35.37 V
Short circuit current (I _{sc}) at NOCT	7.26 A	7.28 A	7.32 A	7.34 A	7.37 A

Figura 3.15 Ficha técnica de paneles Marca Baseline.

Escogemos el panel con potencia de 245 W, ¿Qué Micro inversor se debe ocupar?

Se observa la opción que ofrece la marca Sunny Boy en la figura 3.16

Technical Data	Sunny Boy 240	Sunny Multigate
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ = 1)	245 W	–
Max. input voltage	45 V	–
MPP voltage range / rated input voltage	23 V - 32 V / 29 V	–
Min. input voltage / max. initial input voltage	23 V / 40 V	–
Max. input current	8.5 A	–
Max. input current per string	8.5 A	–
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1	–
Max. number of micro inverters	–	12 x SB 240-10
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	230 W	2760 W
Max. apparent AC power	230 VA	2760 VA
Nominal AC voltage / range	230 V / 184 V - 270 V	230 V / 184 V - 270 V
AC power frequency / range	50 Hz / 45.5 Hz ... 63 Hz	50 Hz / 45.5 Hz ... 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	1 A	12 A
Power factor at rated power	1	1
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		

Figura 3.16 Ficha técnica micro inversores Sunny Boy.

Se escoge el microinversor Sunny Boy 240 ya que la potencia DC de entrada máxima corresponde a la de cada panel Baseline.

- b. Conociendo la potencia del panel a instalar, dimensionar el microinversor.
- c. Dimensionar el programador y lector de energía generada Sunny multigate en el caso que se requiera con el fin de obtener un estudio del comportamiento del sistema de generación fotovoltaica. Generalmente las empresas que ofrecen microinversores ofrecerán junto a ellos el correspondiente dispositivo Sunny Multigate. En caso que no sea así el dispositivo Sunny Multigate debe tener la misma potencia del panel como se puede observar en el ejemplo anterior.

3.5. Dimensionamiento de conductores y canalización

Se dimensionan los conductores y la canalización del sistema según el método de inversión escogido. El método que se presenta a continuación está basado en las normas NCh4/2003 y RGR_02 de la ley 20571, y en las tablas de datos de conductores para instalaciones solares. La sección mínima de conductores activos será de 2.5 mm^2 y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm^2 .

3.5.1. Canalización con Inversores String:

Se presenta el diagrama en la figura 3.17:

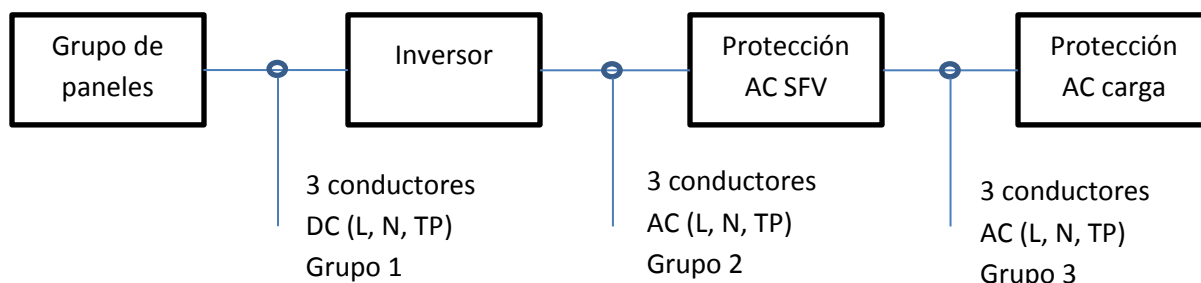


Figura 3.17 Diagrama de conexión con inversor string.

3.5.1.1. Conductores grupo 1

- a. Calcular la corriente máxima nominal del grupo de paneles según el arreglo y la corriente de referencia mediante las siguientes expresiones:

$$I_{eg} = \frac{P_{tot} (W)}{V_{dc} (V)} \quad [10]$$

I_{eg} : Corriente generada por el grupo de paneles fotovoltaicos

P_{tot} : Potencia resultante de sumar la potencia máxima nominal de cada panel

V dc: Tensión de salida del arreglo fotovoltaico

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot I_{eg}}{f_t} \quad [11]$$

I ref: Corriente de referencia a buscar en tablas

I eg: Corriente generada por el grupo de paneles fotovoltaicos

f_t :Factor de corrección por temperatura

- b. Con el cálculo de la corriente de referencia escoger el tipo de conductor solar, el anexo RGR_02 de la ley 20571 permite conductores tipo fotovoltaicos PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente.
- c. Con el conductor escogido dirigirse a la tabla de datos que entrega el fabricante y determinar el conductor de sección que soporte la corriente inmediatamente superior a la de referencia luego de haber aplicado el factor de corrección por temperatura de la tabla n°1 del anexo A RGR_02 de la ley 20571 (ver figura 3.10). La sección del conductor de tierra será de $4mm^2$ o si la sección de la línea es mayor a $4 mm^2$ el conductor de tierra tendrá la misma sección.

Tabla 3.10 Factor de corrección por temperatura.

Temperatura Ambiente °C	Temperatura nominal de los conductores			
	60°C	75°C	90°C	105°C
30	1	1	1	1
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,058	0,75	0,82	0,86
51-55	0,041	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Se presenta el siguiente cálculo, a modo de ejemplo se utiliza un conductor PV1-F.

¿Cuál es la corriente generada por el grupo fotovoltaico?

Con 4 paneles de 37V y 310W en disposición serie

$$I_{eg} = \frac{1240 (W)}{148(V)} = 8,39 (A)$$

¿Cuál es la corriente de referencia?

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot 8,39(W)}{f_t}$$

¿Cuál es el factor de corrección ft?

Véase la tabla facilitada por el fabricante (ver figura 3.18).

Thermal Parameters	Ambient Temperature	From -40° C up to +90° C (-40° F up to +194° F) for fixed and flexible installation							
	Maximum permissible conductor operating temperature •UL 4703 rating •TÜV 2 PFG 1169/08.2007	+105° C (+221° F) Dry Operation +120° C (+248° F) per IEC 60216 permanent temperature for 20.000 h (= 2.3 years) at max. 90° C permanent temperature (= 30 years)							
	Short-Circuit Temperature •TÜV 2 PFG 1169/08.2007 •PRYSMIAN Internal Testing	+200° C (+392° F) for 5s +250° C (+482° F) for 5s							
	Resistance to Cold •UL 4703 •TÜV 2 PFG 1169/08.2007	Cold Bend Test at -40° C temperature (per UL 2556 Section 7.5) Flexibility at -40° C temperature per UL 1581 Section 583 Cold Bend Test at -40° C temperature per DIN EN 60811-1-4 Impact Test at -40° C temperature similar to DIN EN 50305							
	Damp-Heat Test	Meets TÜV 2 PFG 1169/08.2007 1000 h at 90° C and 85% humidity per EN 60068-2-78							

Selection and ordering data											
Nominal cross-section	Order No.	Conductor diameter cable		Overall diameter cable		Overall net weight radius load ambient temperature (free in air)	Approx. bending tensile 60° C (1s)	Minimum permissible capacity at	Maximum carrying current	Current short circuit	Permissible
		Min.value	Max.value	[kg/km]	[mm]						
	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	[mm]	[N]	[A]	[kA]		
1.5 mm ² /16 AWG	20025133	1.6	5.3	5.7	43	21.2	23	30	0.19		
2.5 mm ² /14 AWG	20025135	1.9	5.6	6.0	54	22.4	38	41	0.32		
4.0 mm ² /12 AWG	20025134	2.4	6.1	6.5	71	24.4	60	55	0.50		
6.0 mm ² /10 AWG	20025136	2.9	6.6	7.0	91	29.6	90	70	0.76		
10.0 mm ² /8 AWG	20025137	4.0	8.3	9.0	150	33.6	150	98	1.26		
16.0 mm ² /6 AWG	20025458	5.5	10.0	10.7	223	39.6	240	132	2.01		
25.0 mm ² /4 AWG	20025459	6.4	11.3	12.0	315	44.8	375	176	3.15		
35.0 mm ² /2 AWG	20025460	7.5	12.3	13.0	413	48.4	525	218	4.41		
50.0 mm ² /1 AWG	20025461	9.0	14.8	15.5	593	59.2	750	276	6.30		
70.0 mm ² /2/0 AWG	20025462	10.8	16.6	17.3	794	66.4	1050	347	8.82		
95.0 mm ² /3/0 AWG	20025463	12.6	18.4	19.1	989	73.6	1425	416	12.0		
1.5 mm ² /16 AWG	20025133	1.6	5.3	5.7	43	21.2	23	30	0.19		

Figura 3.18 Ficha técnica conductor PV1-F.

Considerando temperatura ambiente de 31-35 °C para una temperatura máxima del conductor de 105 °C se aplica ft: 0,97

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot 8,39(W)}{0,97} = 10,81 (A)$$

Un conductor de sección 1,5 mm² cumple, pero por norma se selecciona uno de 2,5 mm²

El conductor de tierra será un NYA de 4 mm²

Por lo tanto los conductores serán:

2x PV1-F 2,5 mm² (L,N) y distancia en metros
1x NYA 4mm² (TP) y distancia en metros

- d. Determinar las canalizaciones del grupo de conductores 1 usando la tabla 8.18 de la NCh 4/2003. Para canalización en el exterior usar tuberías metálicas flexibles pesadas.
- e. Habiendo determinado el número de conductores dirigirse a la tabla 8.18 y determinar el diámetro de la canalización (ver la tabla 3.11):

Tabla 3.11 Tabla N° 8.18 de norma Nch4/2003.

Tabla N° 8.18
Cantidad Máxima de Conductores en Tubos de Acero Galvanizado de Pared Guesa (Cañerías), Tuberías No Metálicas y Tuberías Metálicas Flexibles

Tipo de Ducto		t.p.p.	t.p.r.	c.a.g.	t.p.p. - t.p.r. - c.a.g.									t.p.p.	t.p.r.	c.a.g.
Diámetro nominal		1/2"	16 mm	1/2"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	3 1/2"	4"	110 mm	4"	
Conductor		Cantidad de Conductores														
Tipo y Sección Nominal [mm ²]																
NSYA	THW – THWN															
1,5	-	4	5	7	12	20	36	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	2,08	3	3	5	8	13	23	32	-	-	-	-	-	-	-	
2,5	-	3	4	6	10	16	28	39	-	-	-	-	-	-	-	
-	3,31	2	3	4	7	11	19	26	42	-	-	-	-	-	-	
4	-	2	3	4	8	13	22	30	50	-	-	-	-	-	-	
-	5,26	1	2	3	5	8	14	20	33	-	-	-	-	-	-	
6	-	2	2	3	6	10	18	24	40	-	-	-	-	-	-	
-	8,37	1	1	1	3	5	9	12	20	31	-	-	-	-	-	
10	-	1	1	2	4	6	11	16	26	37	-	-	-	-	-	
-	13,3	1	1	1	2	4	7	10	16	23	38	-	-	-	-	
16	-	1	1	1	2	4	7	10	16	23	36	-	-	-	-	
-	21,2	1	1	1	1	3	5	7	11	16	25	-	-	-	-	
25	-	1	1	1	1	3	5	6	9	15	24	32	-	-	-	
-	26,7	1	1	1	1	2	4	6	10	14	20	29	-	-	-	
35	-	1	1	1	1	2	4	5	8	12	14	24	29	30	31	
-	33,6	1	1	1	1	2	4	5	8	13	19	26	30	31	33	
50	-	1	1	1	1	1	2	4	6	9	13	18	21	22	23	
-	42,4	1	1	1	1	1	2	4	6	9	13	18	21	22	23	
50	-	1	1	1	1	1	2	3	5	7	11	15	18	19	20	
-	53,5	1	1	1	1	1	2	4	6	9	12	15	15	15	16	
70	-	1	1	1	1	1	2	3	4	6	10	14	16	17	18	
-	67,4	1	1	1	1	1	2	3	5	8	11	13	13	13	14	
85,0	-	1	1	1	1	1	2	3	5	8	11	13	13	13	14	
95	-	1	1	1	1	1	2	3	5	8	10	12	13	13	13	
-	107,2	1	1	1	1	1	3	4	7	9	11	11	11	11	12	
120	-	1	1	1	1	1	3	4	6	8	10	10	10	11	11	
-	126,7	1	1	1	1	1	2	3	5	7	8	8	8	8	9	
150	-	1	1	1	1	1	2	3	4	6	7	7	7	7	7	
-	152	1	1	1	1	1	2	3	4	6	7	7	7	7	7	
185	-	1	1	1	1	1	3	4	5	6	7	7	7	7	7	
-	177,3	1	1	1	1	1	3	4	5	6	7	7	7	7	7	
240	-	1	1	1	1	1	3	4	5	6	7	7	7	7	7	
-	202	1	1	1	1	1	2	4	5	6	6	6	6	6	6	
300	-	1	1	1	1	1	2	3	4	5	5	5	5	5	5	
-	253	1	1	1	1	1	2	3	4	5	5	5	5	5	5	
400	-	1	1	1	1	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	
-	304,0	1	1	1	1	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	
-	380,0	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	
400	-	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	
-	506,7	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

- f. Siguiendo el ejemplo anterior debe escoger una tubería metálica flexible (homologada con c.a.g.) para 1 conductor de 4 mm² y 2 de 2 mm². Esta tubería tendría 1/2" pulgada de diámetro. (máximo 4 conductores de 4mm²).
- g. El dimensionamiento final del conductor y canalización se debe presentar de la siguiente forma:

2x PV1-F 2,5 mm² (L, N) y distancia en metros
 1x NYA 4 mm² (TP) y distancia en metros
 1x t.m.F. 1/2" (20mm) y distancia en metros

3.5.1.2. Conductores grupo 2 y grupo 3

- a. Calcular la corriente de salida máxima del inversor y la corriente de referencia mediante las siguientes expresiones:

$$I_{\text{máx inv}} = \frac{P_{\text{max inv}} (W)}{V_{\text{out inv}} (V)} \quad [12]$$

I max inv: Corriente máxima proporcionada por el inversor

P max inv: Potencia nominal de salida del inversor

V out inv: Tensión de salida del inversor

$$I_{\text{ref}} = \frac{1,25 \cdot I_{\text{max inv}}}{f_t} \quad [13]$$

I ref: Corriente de referencia a buscar en tablas

I max inv: Corriente máxima proporcionada por el inversor

f_t :Factor de corrección por temperatura

- b. El factor de corrección por temperatura para estos conductores se obtiene de la tabla n°8.9 de la NCh 4/2003 (ver tabla 3.12).

Tabla 3.12 Tabla N° 8.9 de norma Nch4/2003.

Tabla N° 8.9
Factor de Corrección de la Capacidad de Transporte de Corriente
por Variación de Temperatura Ambiente. Secciones Métricas.

Temperatura ambiente [°C]	Factor de corrección f _t
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,07
30	1,00
35	0,93
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50
65	-

- c. Con el cálculo de la corriente de referencia escoger el tipo de conductor, se recomienda utilizar NYA.

- d. Con el conductor escogido y la corriente de referencia calculada dirigirse a la tabla n°8.7 de la NCh 4/2003 y determinar la sección del conductor (ver tabla 3.13).

Tabla 3.13 Tabla N° 8.7 de norma Nch4/2003.

Tabla N° 8.7
Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados
Fabricados según Normas Europeas. Secciones Milimétricas.
Temperatura de Servicio: 70° C; Temperatura Ambiente: 30° C.

Sección nominal [mm ²]	Corriente admisible Amperes [A]		
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
0,75	-	12	15
1	11	15	19
1,5	15	19	23
2,5	20	25	32
4	25	34	42
6	33	44	54
10	45	61	73
16	61	82	98
25	83	108	129
35	103	134	158
50	132	167	197
70	164	207	244
95	197	249	291
120	235	291	343
150	-	327	382
185	-	374	436
240	-	442	516
300	-	510	595
400	-	-	708
500	-	-	809

Grupo 1: *Conductores monopolares en tuberías.*

Grupo 2: *Conductores multipolares con cubierta común; cables planos, cables móviles, portátiles y similares.*

Grupo 3: *Conductores monopolares tendidos libremente al aire con un espacio mínimo entre ellos igual al diámetro del conductor.*

- e. La salida del inversor son 3 conductores: fase, neutro y tierra. Para estos conductores se recomienda canalizar mediante tubos plásticos rígidos. Dirigirse a la tabla n°8.17 (ver tabla 3. y determinar el diámetro del t.p.r. para los 3 conductores de sección determinada en el paso anterior.

Tabla 3.14 Tabla N° 8.17 de norma Nch4/2003.

Tabla N° 8.17
Cantidad Máxima de Conductores en Tubos de Acero Barnizado,
Tubos Galvanizados Livianos y Tubos Plásticos Flexibles

Tipo de ducto	t.p.r.	t.a.	t.a.g.	t.p.f.	t.a.	t.a.g.
Diámetro nominal	1/2"	5/8"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"
Conductor						2"
Tipo y sección nominal [mm ²]	Cantidad de conductores					
NYA – THHN						
1	7	10	16	30	-	-
1,5	6	7	13	25	-	-
2,5	3	6	7	16	26	-
4	3	4	6	10	18	26
6	1	3	5	7	14	22
10	1	1	3	5	9	13
						40
						25

Se presenta el siguiente cálculo. Para efectos de ejemplo se escoge un conductor NYA.

¿Cuál es la corriente máxima de salida del inversor?

Con un inversor de 1300 (W)

$$I_{eg} = \frac{1300 (W)}{220(V)} = 5,9 (A)$$

¿Cuál es la corriente de referencia a 30 °C?

$$I_{ref} = \frac{1,25 * 5,9(W)}{1} = 7,39 (A)$$

Un conductor de sección 1 mm^2 cumple, pero por norma RGR_02/2014 se selecciona uno de $2,5 \text{ mm}^2$

El conductor de tierra será un NYA de 4 mm^2

Por lo tanto, los conductores serán:

2x NYA $2,5 \text{ mm}^2$ (F, N)

1x NYA 4 mm^2 (TP)

¿Qué canalización se ocupa?

Según la tabla n° 8.17 se canaliza en un t.p.r de 1/2"

El dimensionamiento final sería:

2x NYA $2,5 \text{ mm}^2$ (F, N)	y distancia en metros
1x NYA 4 mm^2 (TP)	y distancia en metros
1x t.p.r. 1/2" (20mm)	y distancia en metros

3.5.2. Micro inversor:

Se presenta el diagrama en la figura 3.19:

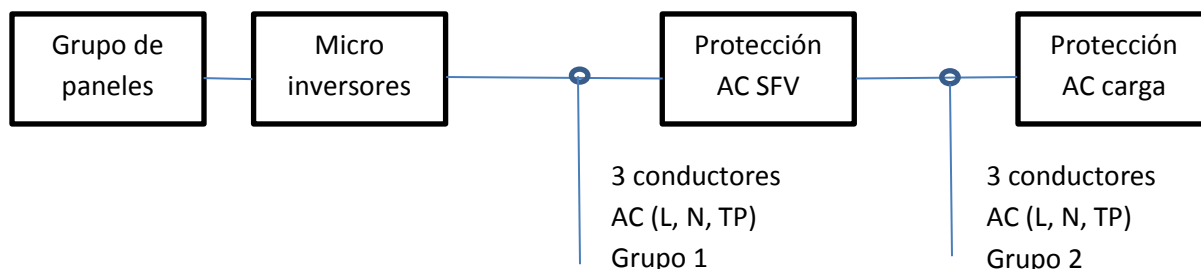


Figura 3.19 Diagrama de conexión con micro inversor.

3.5.2.1. Conductores grupo 1 y grupo 2

- a. Calcular la corriente de salida máxima de cada micro inversor y multiplicar por el número total de micro inversores y luego calcular la corriente de referencia mediante las siguientes expresiones:

$$I_{eg} = \frac{P_{tot\ mi} (W)}{V_{out\ mi}(V)} \quad [14]$$

I_{eg} : Corriente generada por el grupo de paneles fotovoltaicos

$P_{tot\ mi}$: Potencia resultante de sumar las potencias máximas de cada micro inversor

$V_{out\ mi}$: Tensión de salida del micro inversor

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot I_{eg}}{f_t} \quad [15]$$

I_{ref} : Corriente de referencia a buscar en tablas

I_{eg} : Corriente generada por el grupo de microinversores

f_t : Factor de corrección por temperatura

- b. El factor de corrección por temperatura para estos conductores se obtiene de la tabla n°8.9 de la NCh 4/2003.
- c. Con el cálculo de la corriente de referencia escoger el tipo de conductor, se recomienda utilizar NYA.
- d. Con el conductor escogido y la corriente de referencia calculada dirigirse a la tabla n°8.7 de la NCh 4/2003 y determinar la sección del conductor.
- e. Para grupo 1 La salida de los micro inversores conectados en paralelo son 3 conductores: fase, neutro y tierra. Para estos conductores, se recomienda canalizar mediante tubería metálica flexible. Dirigirse a la tabla n°8.18 y determinar el diámetro de la tubería metálica flexible para los 3 conductores de sección determinada en el paso anterior.

- f. Para el grupo 2 la salida del tablero eléctrico de protecciones del sistema fotovoltaico son 3 conductores: fase, neutro y tierra. Para estos conductores se recomienda canalizar mediante tubos plásticos rígidos. Dirigirse a la tabla n°8.17a y determinar el diámetro del conduit para los 3 conductores de sección determinada en el paso anterior.

Ejemplo de sistema fotovoltaico con 4 paneles fotovoltaicos y 4 microinversores de 240 W cada uno.

¿Cuál es la corriente máxima de salida del conjunto de microinversores?

Con 4 micro inversores de 240 (W)

$$I_{eg} = \frac{960 (W)}{220(V)} = 4,7 (A)$$

¿Cuál es la corriente de referencia a 30°C?

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot 4,7(W)}{1} = 5,5 (A)$$

Un conductor de sección 1 mm^2 cumple, pero por norma RGR_02/2014 se selecciona uno de $2,5 \text{ mm}^2$

El conductor de tierra será un NYA de 4 mm^2

Por lo tanto los conductores serán:

2x NYA $2,5 \text{ mm}^2$ (F, N) y Distancia en metros
 1x NYA 4 mm^2 (TP) y Distancia en metros

¿Qué canalización se ocupa para grupo 1 y grupo 2?

Según la tabla n° 8.18 (para grupo 1 y tabla 8.17 (para grupo 2) se canaliza en un c.a.g de $1/2''$ y un t.p.r de $1/2''$ respectivamente.

El dimensionamiento final sería:

2x NYA $2,5 \text{ mm}^2$ (F, N)	y distancia en metros
1x NYA 4 mm^2 (TP)	y distancia en metros
1x t.p.r. $1/2''$ (20mm)	y distancia en metros
1x c.a.g. $1/2''$ (20mm)	y distancia en metros

3.6. Dimensionamiento de protecciones

Las protecciones que forman parte del sistema fotovoltaico en el lado de corriente alterna deberán contar con protección diferencial y protección magnetotérmica. La protección magnetotérmica será bipolar para instalaciones monofásicas y tetrapolar instalaciones trifásicas. La intensidad de cortocircuito del magnetotérmico debe superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

3.6.1. Para el dimensionamiento del disyuntor bipolar :

- a) Considerar un 25% de sobrecarga para dimensionar el interruptor
- b) La corriente nominal del interruptor debe ser mayor a la corriente nominal aplicada la sobrecarga y a la vez debe ser menor a la corriente admisible del conductor que alimenta la carga.

$$I_{nominal} \times 1,25 < I_{interruptor} < I_{admisible}$$

- $I_{nominal}$: es la corriente nominal que el inversor entrega en corriente alterna, hacia las protecciones.
- $I_{admisible}$: es la corriente del conductor entre el inversor y las protecciones en corriente alterna.

De la norma RGR_02 se tiene: “Si el inversor no puede, por construcción, inyectar corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica, no se requiere un dispositivo diferencial del tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755, en estos casos se podrá utilizar un diferencial tipo A.”

Para instalaciones fotovoltaicas con potencia instalada inferior a 10 kW deberá ser una corriente diferencial no mayor a 30 mA. En sistemas fotovoltaicos con potencia instalada mayor a 10 kW deberá ser una corriente diferencial no superior a 300 mA.

3.6.2. Dimensionar el Interruptor diferencial con las mismas consideraciones que el disyuntor bipolar

- a) Considerar un 25% de sobrecarga para dimensionar el interruptor
- b) La corriente nominal del interruptor debe ser mayor a la corriente nominal aplicada la sobrecarga y a la vez debe ser menor a la corriente admisible del conductor que alimenta la carga.

$$I_{nominal} \times 1,25 < I_{interruptor} < I_{admisible}$$

- $I_{nominal}$: es la corriente nominal que el inversor entrega en corriente alterna, hacia las protecciones.
- $I_{admisible}$: es la corriente del conductor entre el inversor y las protecciones en corriente alterna.

3.7. Conexión de SFV

La instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico puede ser realizada por cualquier técnico electricista con licencia A, B, C o D, para D hasta 5 kW de potencia instalada. El trabajo de conexión debe ser supervisado por un profesional con licencia A o B. El montaje mecánico de los elementos del sistema puede encontrarlo en el capítulo V de instalación y mantenimiento.

3.7.1. Conexión de sistemas con Inversor String

Se observa el diagrama del sistema fotovoltaico con inversor String (ver figura 3.20):

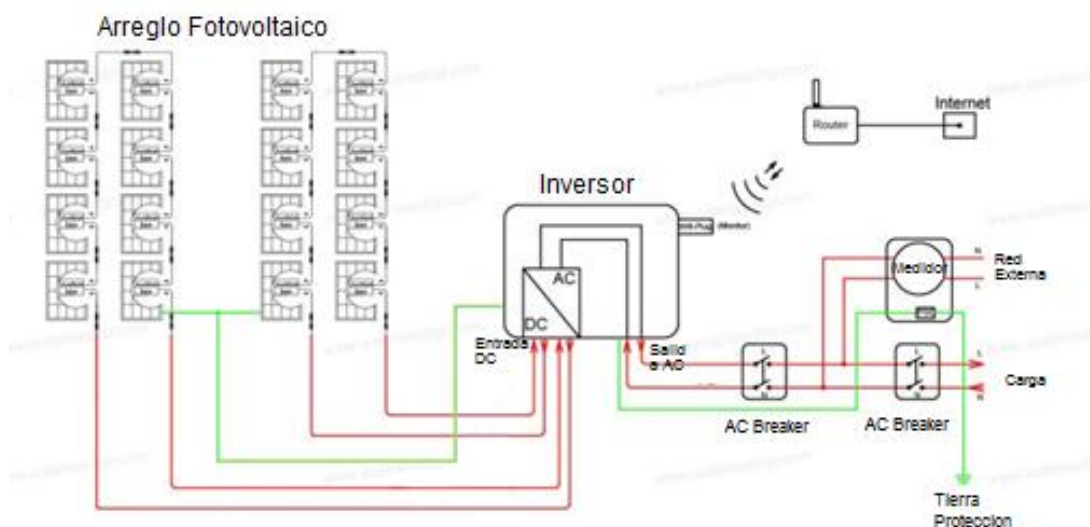


Figura 3.20 Esquema de sistema fotovoltaico con inversor string.

- Determinar la configuración de los paneles de tal manera que la tensión de salida no sea mayor a la tensión máxima de entrada de su inversor. La tensión de salida final del conjunto de paneles tampoco debe ser mayor a la máxima tensión de salida del conjunto de paneles informada en los datos de placa. La configuración puede ser serie, paralelo o mixta (ver figura 3.21).

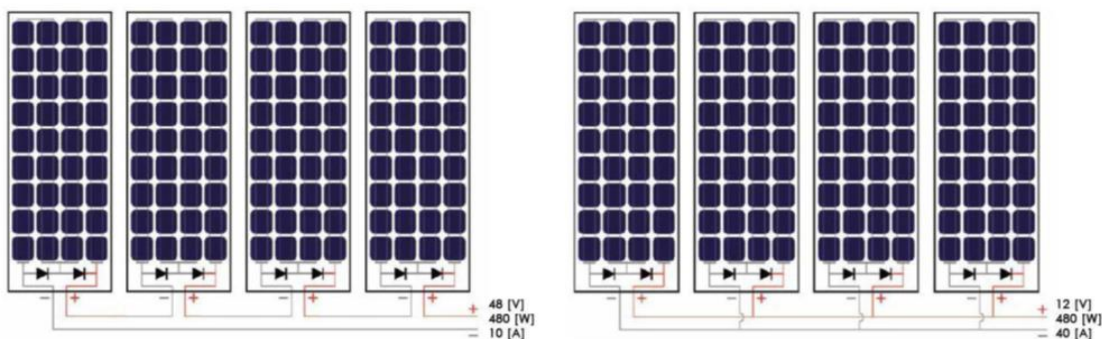


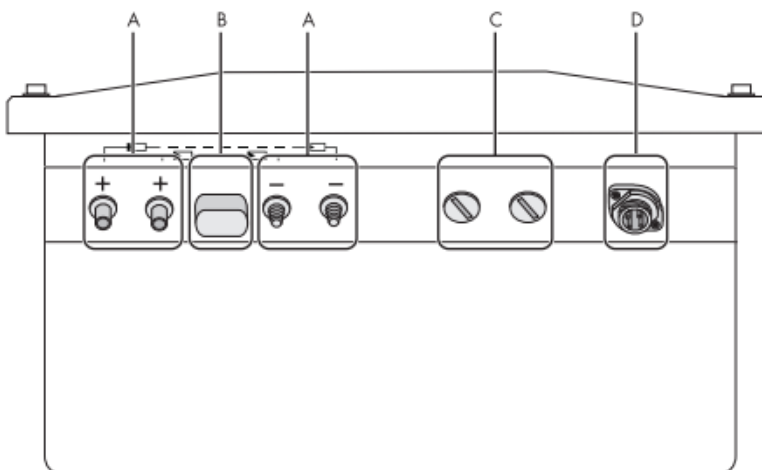
Figura 3.21 Conexión serie y paralelo de módulos fotovoltaicos.

- b. Durante la conexión del SFV mantener abierto el circuito de paneles para prevenir posibles accidentes.
- c. Conectar el cable dimensionado a los conductores positivo y negativo de los paneles mediante conectores MC4, utilizar conectores MC4 de unión cuando se requiera hacer alguna conexión paralelo en el conjunto de paneles (ver figura 3.22).



Figura 3.22 Conectores MC4 paralelos y simples macho y hembra.

- d. Desde la unión de los conectores MC4 llegar mediante el conductor solar hasta el inversor. Llegarán 3 cables al inversor: línea, neutro y tierra. Dependiendo del inversor escogido habrá distintas opciones de conexión. Para la línea de inversores SMA SUNNY BOY se muestra el esquema básico de conexión en la figura 3.23.



Objeto	Descripción
A	Conectores para la conexión de los strings fotovoltaicos
B	Conector hembra para la conexión del seccionador de carga de CC Electronic Solar Switch (ESS)
C	Boquilla de paso (con tapa) para la comunicación
D	Conector para la conexión CA

Figura 3.23 Esquema básico de conexión de inversor SMA Sunny Boy.

- e. Para Inversores SUNNY BOY , llegar con el cable de tierra y acoplarlo a la carcasa metálica del Inversor. Dependiendo de la marca el inversor puede tener una entrada de tierra o no tenerla.
- f. El inversor incluye las correspondientes protecciones en corriente continua y alterna, así como una función anti-isla para cortar la operación al no haber conexión con la red eléctrica pública, también debe poseer la configuración de red nacional para evitar fallas en las conexión (protección RI) y la tecnología MPPT de máximo punto de potencia.
- g. Para mayor explicación en cuanto a la conexión del equipo dirigirse al manual del inversor que escogido.
- h. Desde el inversor, mediante el cable escogido, llegar hasta las protecciones de AC del lado de generación antes de conectarse a la red.

3.7.2. Conexión de sistemas con Microinversores.

Consideraciones y precauciones antes de instalar el Sistema fotovoltaico con microinversores.

Antes de proceder a instalar los microinversores, asegurarse que la tensión producida por cada panel fotovoltaico es la adecuada. Verificar que durante el montaje estos no sufrieron daños.

Un Micro inversor debe incluir dentro de sus características: Tecnología MPPT, protecciones en corriente continua y perfil de red nacional.

Se presenta el diagrama del sistema fotovoltaico con inversor String (ver figura 3.24).

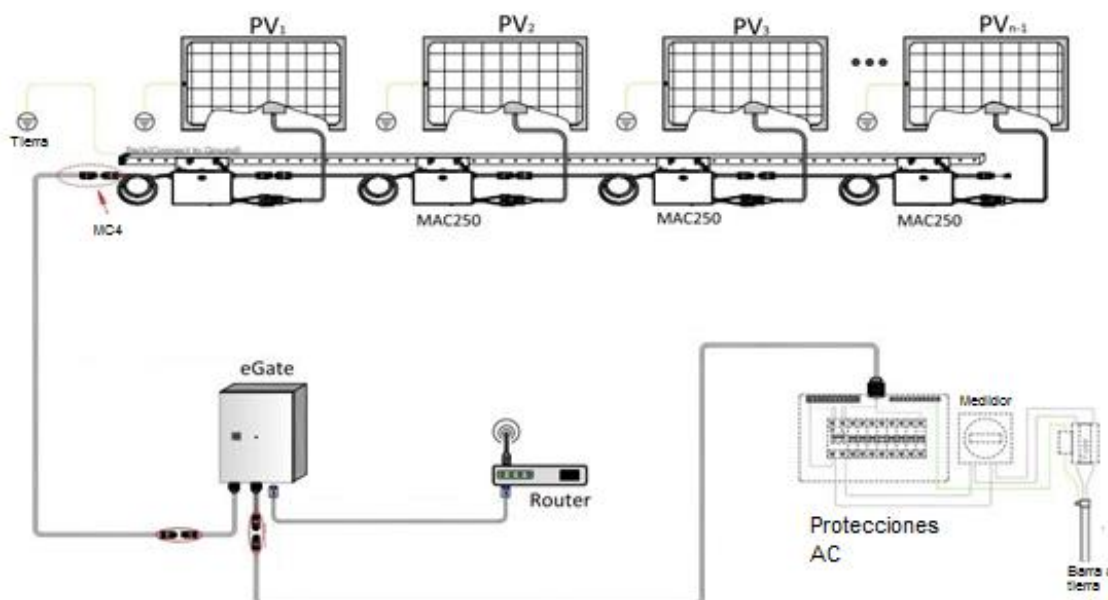


Figura 3.24 Esquema de sistema fotovoltaico con inversor string.

El panel fotovoltaico consta en su parte posterior una caja de conexión en donde cada una de las celdas conectadas en serie derivan en esta caja. La salida de esta caja tiene dos conductores y en cada uno de ellos un terminal macho y hembra (ver figura 3.25).



Figura 3.25 Módulo fotovoltaico por ambos lados.

- a. Conectar el terminal mc4 hembra (corriente continua polo negativo) al conector mc4 macho del micro inversor.
- b. No conectar terminal mc4 macho del panel al terminal mc4 hembra del micro inversor hasta que el sistema eléctrico fotovoltaico este completamente conectado, ya que automáticamente el panel al recibir energía solar generaría y podría ocasionar arcos eléctricos.
- c. Si el sistema dispone de más de un micro inversor conectar la salida de corriente alterna a la entrada de corriente alterna del siguiente micro inversor (internamente conectados en paralelo) hasta tener todos los microinversores conectados entre sí (ver figura 3.26).



Figura 3.26 micro inversor con sus terminales.

- d. Acoplar el conector de salida del micro inversor al cable de corriente alterna dirigida al tablero eléctrico.
- e. El tablero debe cumplir con la norma NCh 4/2003, en cuanto a su ubicación, dimensiones de acuerdo a espacio que será ocupado, índice de protección IP entre otros.

Tener la precaución, antes de conectar tanto inversores string como microinversores, de verificar mediante ensayo de aislación con un megóhmetro los conductores cerciorándose que cumplan con la resistencia de aislamiento en conformidad con el instructivo técnico RGR_02/2014, debido al esfuerzo mecánico que se produjo al momento de canalizar.

3.7.3. Conexión de protección en corriente alterna del lado de generación.

Conectar las protecciones dimensionadas tanto el disyuntor bipolar como el diferencial en un tablero cercano al inversor.

- Conectar el cable de Tierra a la barra de tierra del tablero de protecciones
- Conectar la fase y el neutro primero a la protección diferencial y luego al disyuntor bipolar
- En el caso del sistema de inversión mediante microinversores con un dispositivo SUNNY MULTIGATE asociado se debe instalar y conectar este dispositivo en el tablero de protección AC del lado de generación. El conjunto de microinversores se conectan primero dispositivo SUNNY MULTIGATE y luego a las protecciones (ver figuras 3.27 y 3.28).

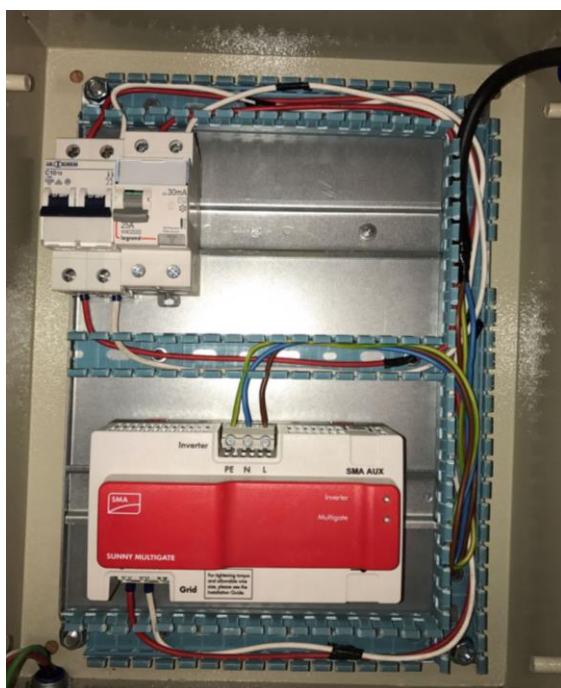


Figura 3.27 Tablero de protección en CA.

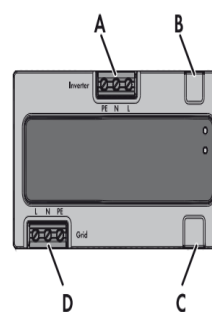


Figure 11: Connection areas on the Sunny Multigate

Item	Designation
A	Connecting terminal plate for the connection of the AC cable of the inverter, labeling: Inverter
B	Pin connector for connecting the optional communication
C	Pin connector for connecting the network cable (RJ45)
D	Connecting terminal plate for the connection of the AC cable of the utility grid, labeling: Grid

Figura 3.28 Ficha técnica de multigate SMA.

- Desde las protecciones del lado de generación conectarse a la red mediante repartidores. Configurar una conexión en paralelo entre la generación, la red y el consumo.
- Para registrar el flujo de energía desde la red al recinto o del recinto a la red es necesario la conexión de un sistema de medida bidireccional.

El equipo de medida se debe conectar en forma paralela a los terminales de salida del sistema fotovoltaico. Este equipo de medida con registro bidireccional permite diferenciar claramente las inyecciones y los consumos de energía en forma independiente.

Existen dos maneras de obtener este equipo de medición

- a) Mediante solicitud a la compañía eléctrica de un equipo bidireccional el cual el cliente deberá encargarse de los costos.
- b) Hacer parte del proyecto el agregar un medidor bidireccional homologado por la SEC que cuente con un certificado de respaldo.

Algunos alcances específicos:

3.7.4. Tecnología MPPT

La tecnología MPPT permite que el punto de operación del inversor se ajuste en todo momento al punto de operación óptimo del generador fotovoltaico con precisión. El inversor detecta además la presencia de varias potencias máximas en el rango de funcionamiento disponible, como puede suceder sobre todo en los strings fotovoltaicos que están parcialmente a la sombra. En cuanto a los microinversores cada uno cuenta con esta tecnología.

3.7.5. Perfil de red

Se entiende por perfil de red al conjunto de configuraciones que deben tener los inversores con respecto a los tiempos de conexión y desconexión antes fallas y a las características de la red en cuanto a la frecuencia y rangos de tensión. Los inversores homologados por la SEC vienen con el perfil de red nacional predeterminado. En el caso que no sea así, debe configurarse al perfil de red nacional. Las protecciones que definen el perfil de red del inversor reciben el nombre de protecciones RI. La superintendencia de electricidad y combustibles exige a las empresas importadoras de inversores que se informe la pre-configuración de las protecciones RI de éstos para operar en instalaciones de generación conectadas a la red de acuerdo a la Norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

La Protección RI actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento para la desconexión del EG de la red, cuando se presentan valores inadmisibles de las tensiones o la frecuencia. Con ello se pretende evitar que el EG realice inyecciones no deseadas en una parte de la red que puede estar separada del SD. Los sistemas con inversores deberán contar con una Protección RI en conformidad a la norma IEC 62116. Las especificaciones que se presentan no se refieren a la seguridad del usuario como la protección contra cortocircuitos, contra sobrecargas y contra golpes eléctricos. Las protecciones para evitar peligro a las personas o daño en las cosas son responsabilidad del Instalador eléctrico o Cliente final y deben respetar la normativa vigente.

3.7.5.1. Funciones de protección:

La Protección RI debe realizar las siguientes funciones de protección:

- Protección contra caídas de tensión $V >$
- Protección contra sobretensiones (media 10 minutos) $V >$
- Protección contra sobretensiones $V >>$
- Protección contra caída de la frecuencia $f <$
- Protección contra subidas de la frecuencia $f >$
- Reconocimiento de la formación de islas

3.7.5.2. Reconocimientos de islas:

En caso de presentarse una operación en isla debido a una falla en la red o una desconexión programada, el EG deberá detectar esta situación y desconectarse de la red en un tiempo máximo de 2 segundos. El reconocimiento de islas se realiza en la Protección RI centralizada o en la Protección RI integrada.

Si el reconocimiento de islas ocurre en cada EG y opera sobre el Interruptor de Acoplamiento integrado, entonces es posible prescindir del reconocimiento de islas en la Protección RI centralizada. Esto aplica para toda potencia instalada.

3.7.5.3. Exigencias para la conexión y sincronización

La conexión de un EG al SD sólo puede ocurrir si el EG establece que la tensión y la frecuencia de la red están dentro del rango de tolerancia $0,85 V_n$ hasta $1,1 V_n$, y $47,5 \text{ Hz}$ hasta $50,2 \text{ Hz}$, respectivamente, durante al menos 60 segundos.

Los importadores deberán rellenar un documento que detalle los ajustes del perfil de red (configuración de protecciones de red e instalación, según lo establecido en los Títulos 4-4 y 4-5 de la norma señalada). El documento se presenta a continuación en la tabla 3.16:

Tabla 3.16 Requerimientos de la SEC para inversores *on-grid*, en oficio circular 9373 SEC.

Marca:				
Modelo				
Tipo de Inversor:				
Nombre del perfil:				
Ajustes				
Desconexión: Monitorización de tensión y frecuencia	Valor límite	Tiempo máx. hasta la desconexión	Ajuste	
Protección contra caídas de tensión V<	176 V	100 ms	V	ms
Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) V>	242 V	100 ms	V	ms
Protección contra sobretensiones breves V>>	253 V	100 ms	V	ms
Protección contra caída de la frecuencia F<	47,5 Hz	100 ms	Hz	ms
Protección contra subidas de la frecuencia F>	51,5 Hz	100 ms	Hz	ms
Reconexión: Monitorización de tensión y frecuencia	Valor límite	Tiempo mínimo de reconexión	Ajuste	
Margen inferior de la tensión CA	187 V	60 s	V	s
Margen superior de la tensión CA	242 V		V	
Margen inferior de la frecuencia CA	47,5 Hz		Hz	
Margen superior de la frecuencia CA	50,2 Hz		Hz	
Tiempo de reconexión (interrupciones breves ≤ 3s)	-	5 s	s	
Sistema de reconexión gradual	Rampa	Tiempo de espera	Ajuste	
	?	?	1<	<10 m
Reconocimiento de red aislada	Activa	Tiempo máx. hasta la desconexión	Ajuste	
	?	2 s	s	
Capacidad de inyectar potencia reactiva	No	Si	Rango de ajuste cost	
	?	?		

3.8. Normativa

Antes de ejecutar el proyecto se debe seguir el protocolo determinado por la superintendencia de electricidad y combustibles. Este protocolo consta de una serie de solicitudes y respuestas entre el encargado del proyecto con la SEC y la compañía de electricidad. Para detalles de la normalización dirigirse al capítulo de normativa donde se explican claramente los pasos a dar para poder ejecutar el sistema de generación cumpliendo con los requerimientos establecidos.

CAPÍTULO IV: MANUAL DEL INSTALADOR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFF-GRID

Sistemas fotovoltaicos *off-grid*

Los sistemas fotovoltaicos *off-grid* están diseñados principalmente para lugares que no cuenten con acceso a la red eléctrica pública o bien el costo de solicitar un empalme hacia su propiedad es muy elevado y no pueden costearlo. El sistema *off-grid* es un método de generación eléctrica aislado de la red que permite abastecer nuestro consumo de una manera limpia y eficiente (ver figura 4.1).

Los costos de una instalación *off-grid* son considerablemente mayores a los de una instalación *on-grid* por lo que antes de proyectar este tipo de instalación se deben considerar bien todas las alternativas posibles.

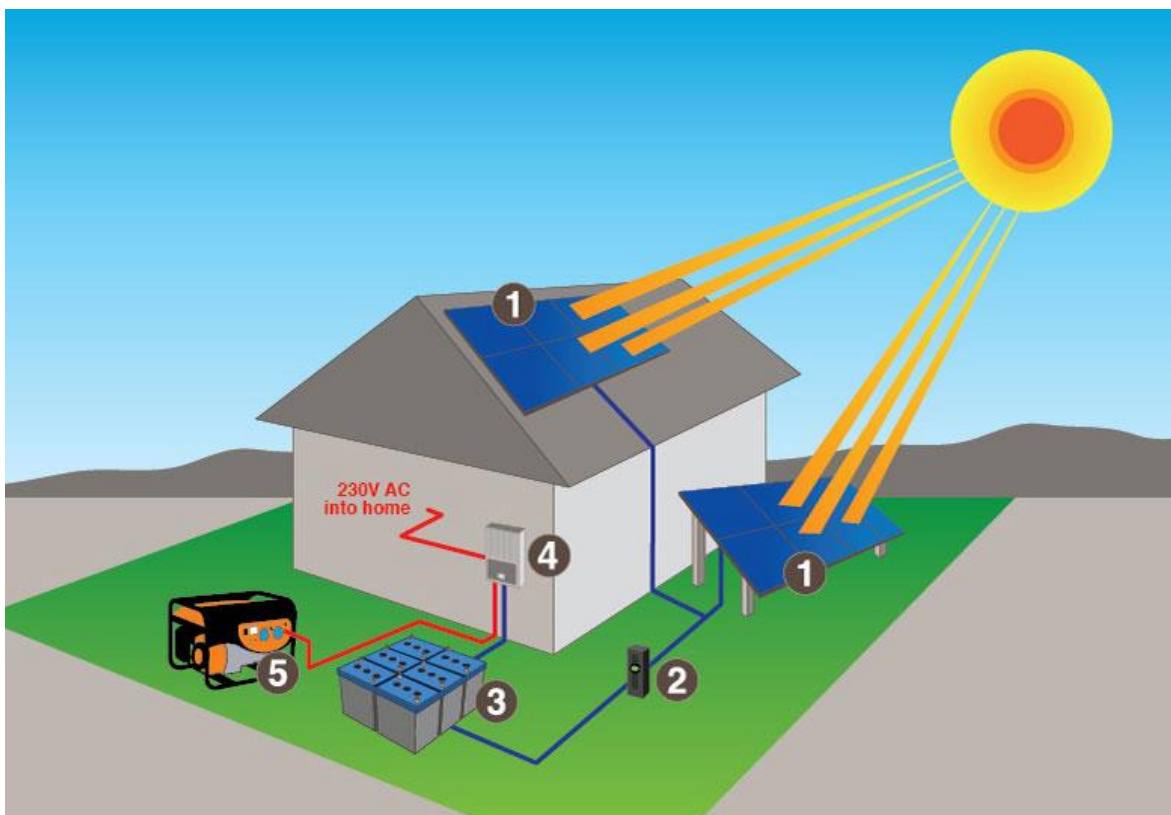


Figura 4.1 Esquema de sistema Fotovoltaico *off-grid*.

4.1. Obtención de datos físicos y geográficos

La obtención de los datos geográficos y físicos que rigen para una instalación *ongrid* son los mismos que rigen para una instalación *off-grid*. Utilizar dos métodos para el cálculo de la radiación:

- Método glb (radiación incidente al panel)
- Método ghi (radiación global horizontal)

Para mayores detalles respecto a la implementación de los métodos dirigirse al apartado uno del manual de instalación *ongrid*.

Las consideraciones geográficas y físicas cumplen tanto para *ongrid* como para *offgrid* con respecto al ángulo azimut y a la viabilidad del proyecto. Para mayores detalles dirigirse al apartado uno del manual de instalación *ongrid*.

4.2. Análisis de consumo

Un sistema fotovoltaico *off-grid* permite abastecerse de energía sin necesidad de estar conectados a la red de la empresa eléctrica. Para este tipo de instalación se debe conocer claramente la energía que el cliente consumirá.

4.2.1. Identificar artefactos eléctricos. Se debe identificar todos los artefactos eléctricos, además del tiempo en el cual estos serán utilizados. Un método simple y eficaz es hacer un listado con todos los artefactos y sus horas respectivas de uso diario, obteniendo los niveles de potencia máxima y la energía diaria consumida.

A continuación, en la tabla 4.1, se muestran diversos artefactos eléctricos con sus respectivas potencias

Tabla 4.1 Potencias de diversos artefactos eléctricos.

Artefacto eléctrico	Potencia (W)
Refrigerador hasta 350 L	165
Refrigerador entre 350 y 550 L	266
Refrigerador mayor a 500 L	363
Horno hasta 15 L	600
Horno entre 15 y 25 L	900
Horno empotrado	1300
Microondas hasta 20 L	800
Microondas mayor a 20 L	1000
Ampolleta incandescente	100
Dicroico	50
Ampolleta de ahorro	25
Ampolleta LED	10
Televisor CRT hasta 14"	75
Televisor CRT desde 14" a 23"	100

Televisor CRT más de 23"	135
Televisor LCD/LED hasta 26"	45
Televisor LCD/LED desde 26" a 40"	80
Televisor LCD/LED mayor a 40"	200
Secadora de ropa	2500
Aire acondicionado (10 000 BTU - 220 V)	1800
Hervidor de agua	1500
Aspiradora	1300
Lavaplatos	1200
Secador de cabello	1200
Plancha eléctrica	1000
Tostadora	1000
Bomba de piscina	375
Bomba de recirculación SST	90
Lavadora	500
Campana extractora de aire	300
Licuadora	300
Computadora (cpu y monitor)	200
Batidora	200
DVD (Video Digital)	100
Impresora	150
Equipo de sonido (estéreo)	250

Se presenta una estimación de consumo en la tabla 4.2:

Tabla 4.2 Estimación de consumos según artefactos eléctricos.

Equipo eléctrico	Cantidad	Potencia del equipo (W)	Potencia total (kW)	Horas de uso diario (h)	Energía diaria (kWh)
Refrigerador entre 350 y 550 L	1	266	0,266	8	2,128
Horno entre 15 y 25 L	1	900	0,9	1	0,9
Ampolleta incandescente	4	100	0,4	3	1,2
Ampolleta de ahorro	8	25	0,2	4	0,8
Televisor LCD/LED desde 26" a 40"	3	80	0,24	2	0,48
Aire acondicionado (10 000 BTU - 220 V)	1	1800	1,8	1	1,8
Hervidor de agua	1	1500	1,5	0,2	0,3
Plancha eléctrica	1	1000	1	0,4	0,4

Bomba de piscina	1	375	0,375	2	0,75
Lavadora	1	500	0,5	1	0,5
Campana extractora de aire	1	300	0,3	0,5	0,25
Computadora (cpu y monitor)	2	200	0,4	2	0,8
Energía total diaria (kWh)					8,18

Para la obtención mensual de energía (E) consumida se tiene:

$$E_{mensual} = E_{diaria} \times 30$$

Del ejemplo anterior de consumo diario para el consumo mensual de energía:

$$E_{mensual} = 8,18 \times 30 = 245.4 kWh$$

Este es un valor promedio mensual, por lo tanto, se debe hacer una estimación anual de consumo. Los meses de mayor consumo energético se considerarán en invierno (Julio, agosto y septiembre) y los meses que existan eventos donde el consumo aumente (navidad, fiestas patrias, entre otras)

Consumo estimado a lo largo del año (ver tabla 4.3):

Tabla 4.3 Ejemplo de consumo de energía anual.

Consumo Energético promedio mensual (kWh)											
ene	feb	mar	abr	may	jun	Jul	ago	sep	oct	nov	dic
245	235	230	240	250	270	285	290	280	265	230	250

Gráfica de consumo estimado (ver figura 4.2):

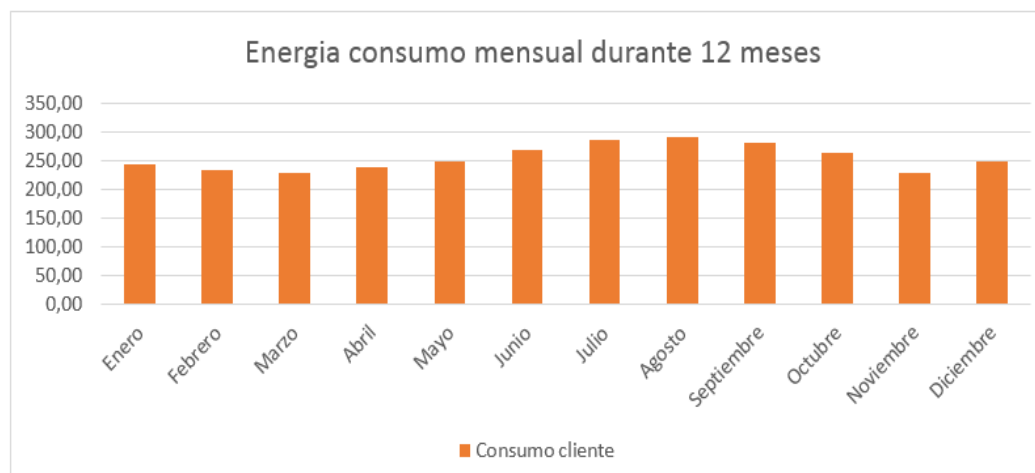


Figura 4.2 Gráfica de consumo (kWh) a lo largo del año mediante Excel.

Para sistemas *off-grid* se deben abastecer todos los consumos realizados durante el año, por lo tanto se tiene que estimar la energía generada por panel hasta cubrir por completo el consumo del cliente

Por lo tanto es fundamental para un correcto dimensionamiento que se haga una estimación lo más exacta posible del consumo siguiente los siguientes pasos

- Determinar artefactos eléctricos de uso frecuente
- Estimar energía de consumo diaria
- Estimar energía de consumo mensual considerando factores como las estaciones (invierno, verano) a la hora de determinar aumentos o disminución de consumo.
- Graficar los valores obtenidos

Todo lo referente a educación de consumo lo puede encontrar en el manual de instalación *on-grid*.

4.3. Dimensionamiento de paneles

Para la elección del panel se debe basar en los mismos conceptos del sistema fotovoltaico ongrid en aspectos de calidad y precio. Por lo tanto, para más detalles dirigirse al manual de dimensionamiento *ongrid*.

- a. Para determinar el número de paneles en la instalación se debe conocer la energía estimada que consumirá el cliente y a la vez la energía generada por cada panel. La energía generada por panel se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Energia_{panel} = Superficie_{panel} \times Eficiencia_{panel} \times Radiacion$$

- b. Para el cálculo mediante la plantilla Excel dirigirse al manual de instalación *on-grid*
- c. Determinar el consumo del cliente. Para efectos de ejemplo ver el siguiente consumo en la tabla 4.4:

Tabla 4.4 Ejemplo de consumo de energía anual.

Consumo Energético promedio mensual (kWh)											
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
245	235	230	240	250	270	285	290	280	265	230	250

- d. El criterio de selección del número de paneles será abastecer todo el consumo del cliente de tal manera que no deba utilizar algún método de generación auxiliar como generadores diésel.
- e. En la figura 4.3 se tiene el consumo citado frente a la generación de uno a ocho paneles sin inclinación.

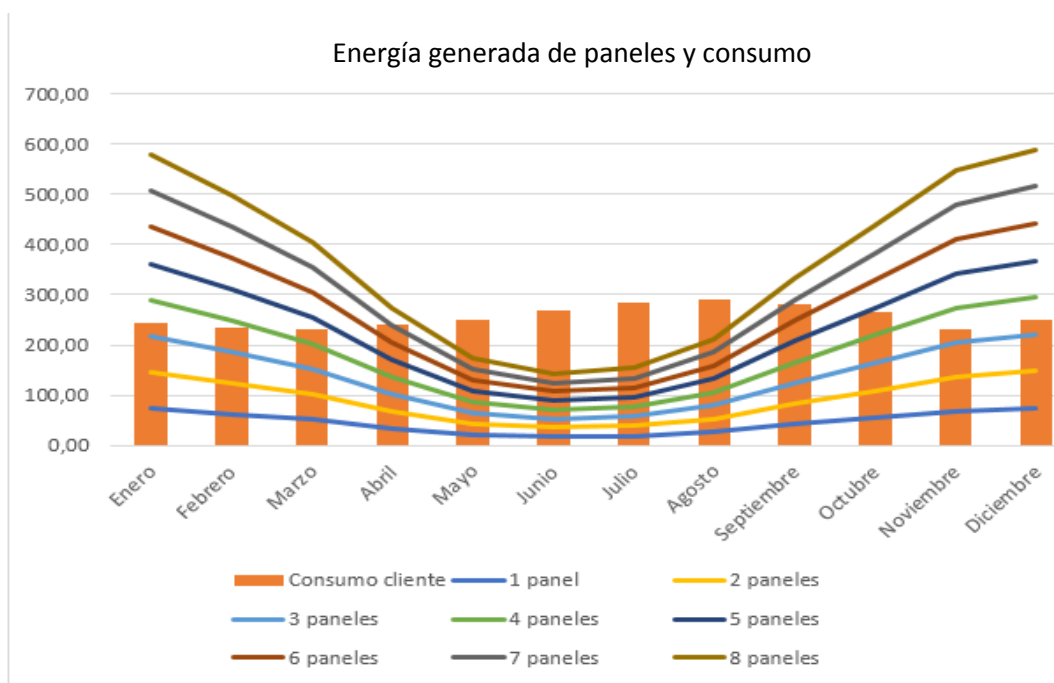


Figura 4.3 Gráfica de consumo y generación (kWh) de 8 paneles sin inclinación.

Tabla 4.5 Generación de 8 paneles sin inclinación vs consumo de cliente.

potencia generada										Consumo mensual	
1 panel	1 panel	2 paneles	3 paneles	4 paneles	5 paneles	6 paneles	7 paneles	8 paneles			
kWh dia	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kwh	Meses
2,414	72,41	144,82	217,24	289,65	362,06	434,47	506,88	579,29		245,00	enero
2,077	62,30	124,60	186,90	249,19	311,49	373,79	436,09	498,39		235,00	febrero
1,688	50,63	101,25	151,88	202,51	253,14	303,76	354,39	405,02		230,00	marzo
1,140	34,19	68,38	102,57	136,77	170,96	205,15	239,34	273,53		240,00	abril
0,717	21,51	43,01	64,52	86,03	107,53	129,04	150,55	172,05		250,00	mayo
0,592	17,77	35,54	53,31	71,08	88,86	106,63	124,40	142,17		270,00	junio
0,639	19,18	38,36	57,55	76,73	95,91	115,09	134,27	153,45		285,00	julio
0,879	26,37	52,74	79,12	105,49	131,86	158,23	184,61	210,98		290,00	agosto
1,381	41,44	82,88	124,32	165,76	207,20	248,64	290,08	331,52		280,00	septiembre
1,827	54,82	109,64	164,46	219,27	274,09	328,91	383,73	438,55		265,00	octubre
2,288	68,65	137,29	205,94	274,58	343,23	411,87	480,52	549,16		230,00	noviembre
2,455	73,64	147,29	220,93	294,57	368,21	441,86	515,50	589,14		250,00	diciembre

Se ve claramente que el aumento de paneles fotovoltaicos no lograra suplir la demanda de los meses de invierno. Se deberá aplicar el factor de corrección K con los índices que aumenten mayoritariamente los meses de invierno.

- f. Se establece ahora un nuevo criterio (en caso de poder variar la inclinación del panel). Para atenuar la curva de radiación de los paneles de tal manera que se obtenga una generación más pareja de los meses de invierno respecto a los de verano se aumenta el ángulo de inclinación de los paneles. Se escoge una inclinación donde el factor de K de los meses de invierno sea mayor lo que implica también una disminución de la energía generada en verano. Así se logra cubrir el consumo total del cliente. Continuando con el ejemplo. El ángulo de inclinación el cual tiene mayores índices de generación los meses de invierno es 70° de inclinación. Observar la gráfica, en la figura 4.4, de los mismos paneles pero con inclinación de 70° (ver tabla 4.6).

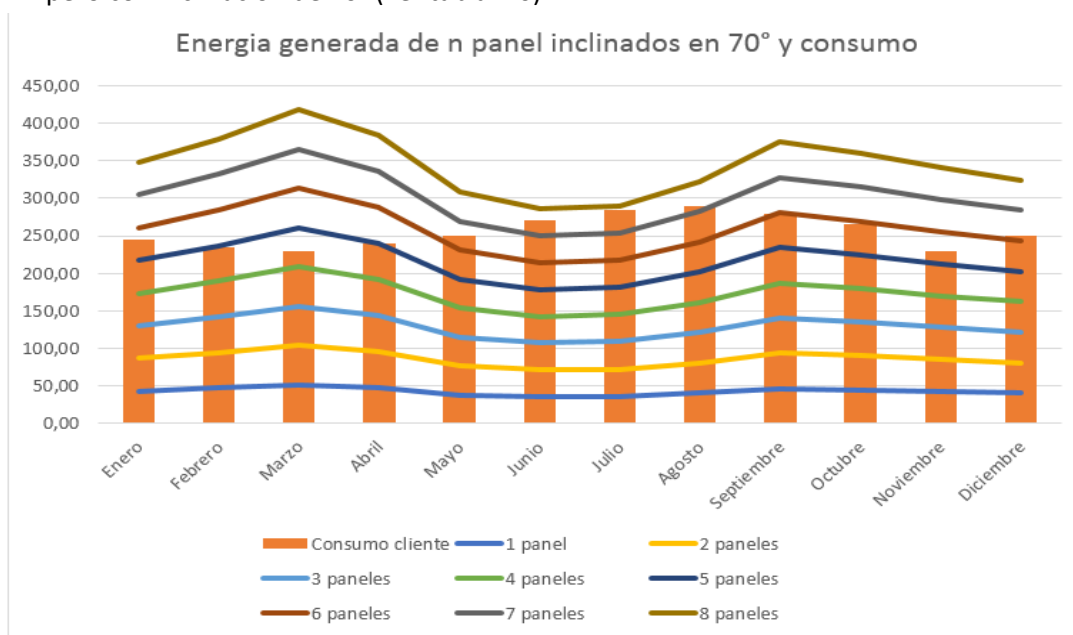


Figura 4.4 Gráfica de consumo y generación (kWh) de 8 paneles inclinados 70°.

Tabla 4.6 Generación de 8 paneles inclinados 70° vs consumo de cliente.

potencia generada										Consumo mensual	Meses
1 panel	1 panel	2 paneles	3 paneles	4 paneles	5 paneles	6 paneles	7 paneles	8 paneles	kWh		
kWh día	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh mes	kWh		
1,448	43,45	86,89	130,34	173,79	217,24	260,68	304,13	347,58	245,00	enero	
1,578	47,35	94,69	142,04	189,39	236,73	284,08	331,43	378,78	235,00	febrero	
1,738	52,15	104,29	156,44	208,58	260,73	312,88	365,02	417,17	230,00	marzo	
1,596	47,87	95,74	143,60	191,47	239,34	287,21	335,08	382,95	240,00	abril	
1,283	38,50	76,99	115,49	153,99	192,48	230,98	269,48	307,97	250,00	mayo	
1,191	35,72	71,44	107,16	142,88	178,60	214,32	250,04	285,76	270,00	junio	
1,208	36,25	72,51	108,76	145,01	181,27	217,52	253,78	290,03	285,00	julio	
1,345	40,35	80,70	121,05	161,40	201,75	242,10	282,45	322,80	290,00	agosto	
1,561	46,83	93,65	140,48	187,31	234,14	280,96	327,79	374,62	280,00	septiembre	
1,498	44,95	89,90	134,85	179,81	224,76	269,71	314,66	359,61	265,00	octubre	
1,419	42,56	85,12	127,68	170,24	212,80	255,36	297,92	340,48	230,00	noviembre	
1,350	40,50	81,01	121,51	162,01	202,52	243,02	283,52	324,03	250,00	diciembre	

Al escoger 8 paneles se lograría abastecer el consumo de todos los meses del año dada esa inclinación.

- g. La elección del número de paneles se basa en el criterio de abastecer todo el consumo del cliente a menos que se pida algo distinto.

4.4. Dimensionamiento del banco de baterías

Teniendo claro ya las características del cliente se debe proceder a determinar la cantidad de baterías de las cuáles dispondrá el sistema fotovoltaico. Las baterías son el elemento más frágil de un sistema fotovoltaico, es necesario cuidar la cantidad de energía que es descargada de estas de prologando así su vida útil. La vida útil de las baterías se mide en ciclos de carga y el número de ciclos de carga depende de cuan profunda sea la descarga de estas. Es decir, hasta qué punto se permite descargar la batería.

Un punto de equilibrio entre costo y vida útil de la batería, son descargas de hasta 70%. Lo que, según tablas, indica una vida útil aproximada de 4 años (ver figura 4.5).

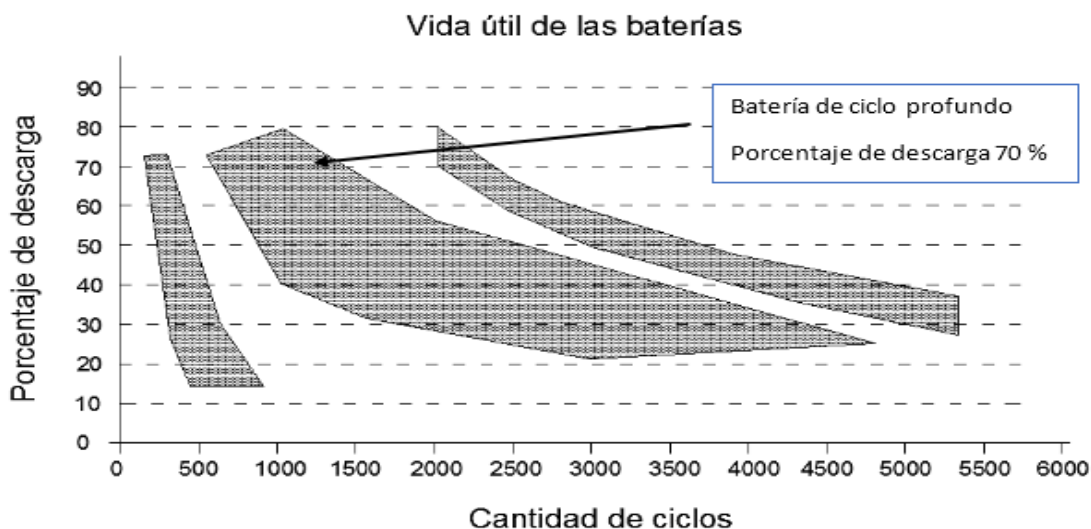


Figura 4.5 Gráfica vida útil de baterías.

- a. Para determinar el número de baterías se debe conocer la capacidad de las baterías con las que se trabajará, su tensión de trabajo y el consumo máximo diario que se desea abastecer. Para determinar la energía útil de las baterías usar las siguientes expresiones:

$$Energia_{Bateria} = capacidad \times Tension \quad [15]$$

$$Energia_{Util} = Energia_{Bateria} \times 0,7 \quad [16]$$

- b. Ahora se debe determinar la demanda máxima o el mes con mayor consumo energético, luego dividirlo por 30 para transformarlo a demanda energética diaria promedio. Con esto ya se puede dimensionar la cantidad de baterías como:

$$Cantidad_{Baterias} = \frac{Demanda_{Maxima}}{Energia_{Util}} \quad [17]$$

- c. El regulador de carga que controlará el uso de las baterías tiene una entrada de 12, 24, 48V por lo que el número de baterías debe ser 1, 2, 4 o múltiplos de 4.
d. Observar el cálculo. Para términos de ejemplo se escogen baterías de 12V y 100 A/h

$$Energia_{Bateria} = 100 \times 12 = 1200 \text{ Wh}$$

Aplicando un porcentaje de descarga del 70%

$$Energia_{Util} = 1200 \times 0,7 = 840 \text{ Wh}$$

Para una demanda máxima de 9,67 kWh se determina el número de baterías

$$Cantidad_{Baterias} = \frac{9,67}{0,84} = 11,5 \text{ Baterias}$$

Se determina instalar 12 baterías de 12V y 100 Ah

- e. Por lo tanto conociendo el consumo se puede realizar el dimensionamiento de las baterías del sistema *offgrid*. Se recomiendan baterías libres de mantención del tipo AGM o GEL

4.5. Dimensionamiento del regulador de carga

El regulador de carga es un convertidor que baja la tensión del generador fotovoltaico al nivel del voltaje del banco de baterías para cargarlo. Durante el funcionamiento, la tensión del generador fotovoltaico deberá ser siempre como mínimo 5 V superior a la tensión de la batería.

El regulador además integra: Protecciones, control de consumo y tecnología MPPT

- Determinar el regulador de carga en base a las variables de entrada. Estas variables (corriente y tensión) deben escogerse en base a la tensión máxima de circuito abierto y la corriente máxima que pueda proporcionar el grupo de paneles.
- Observar la placa de datos de un panel (ver figura 4.6):

ELECTRICAL PARAMETERS		
TYPE	JAM6 72-310/SI	¿Tensión máxima de circuito abierto?
Rated Maximum Power at STC (W)	310	45,57 V
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.57	
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	37.04	¿Corriente máxima de trabajo?
Short Circuit Current (Isc/A)	8.85	8,37 A
Maximum Power Current (Imp/A)	8.37	
Module Efficiency [%]	15.99	

Figura 4.6 Parámetros eléctricos del panel.

Ahora observar la placa de datos del regulador de carga SMA SUNNY CHARGER 50 en la figura 4.7:

SIC50-MPT	
Entrada (generador fotovoltaico)	
Potencia fotovoltaica máxima (12 V / 24 V / 48 V)	630 W / 1 250 W / 2 400 W
Tensión máx. de CC	140 V _{CC}
Rango de tensión óptimo del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) (12 V / 24 V / 48 V)	25 V ... 60 V / 40 V ... 80 V / 70 V ... 100 V
Número de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT)	1
Corriente fotovoltaica máxima para sistemas de 12 V / 24 V / 48 V	40 A / 40 A / 40 A
Control fotovoltaico	Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) (control aproximativo a intervalos de minutos, control minucioso cada dos segundos)
Punto de conexión	Bornes roscados
Sección de cable recomendada	10 mm ²
Sección de cable máxima utilizable	16 mm ²
Par de apriete (tornillos y bornes roscados)	0,5 Nm ... 0,6 Nm
Salida (batería)	
Potencia nominal de CC hasta 40 °C (12 V / 24 V / 48 V)	600 W / 1 200 W / 2 400 W

Figura 4.7 Ficha técnica regulador de carga SMA Sunny Charger 50.

- c. Para seleccionar el regulador de carga determinar el posible conexionado de los paneles con las características vistas cerciorandose de que no se superen las características del regulador de carga (ver tabla 4.7).

Tabla 4.7 Disposición de conexión de paneles fotovoltaicos.

Conexión serie	1	2	3	4
	45,57 V	91,14 V	136,71 V	182,28 V
Conexión paralelo	1	2	3	4
	8,37 A	16,74 A	25,11 A	33,48 A

Se observa que para el regulador de carga citado el grupo de paneles cumple hasta 3 conexiones en serie o 3 conexiones en paralelo, para 4 conexiones en serie o paralelo se supera la capacidad del regulador y se requeriría escoger uno con mayor capacidad. Aunque por lo general el SUNY CHARGER 50 es suficiente para la mayoría de las instalaciones, también se puede utilizar más de un regulador de carga conectándolos en paralelo, cada uno con su banco de baterías correspondientes respetando los niveles de tensión y corriente.

4.6. Dimensionamiento del inversor *off-grid*

La superintendencia de electricidad y combustible ha homologado hasta el momento solo dos marcas de inversores off grid que cumplen con las características de calidad y seguridad. Estas líneas de inversores son los Inversores Victron Energy y SMA (ver figura 4.8).



Figura 4.8 Inversores Victron Energy y SMA.

- a. Para el dimensionamiento del inversor se debe considerar la máxima potencia que el cliente puede llegar a obtener en su consumo en el mismo instante de tiempo. Para efectos prácticos se continúa con el ejemplo anterior. Se estima el máximo punto de potencia que puede obtenerse (ver tabla 4.8).

Tabla 4.8 Determinación de máximo peak de potencia.

Equipo eléctrico	Cantidad en funcionamiento	Potencia del equipo (W)	Potencia total (kW)
Refrigerador entre 350 y 550 Lts	1	266	0,266
Ampolleta incandescente	4	100	0,4
Ampolleta de ahorro	4	25	0,1
Televisor LCD/LED desde 26" a 40"	2	80	0,16
Aire acondicionado (10 000 BTU - 220 V)	1	1800	1,8
Hervidor de agua	1	1500	1,5
Bomba de piscina	1	375	0,375
Lavadora	1	500	0,5
Computadora (cpu y monitor)	1	200	0,4

De la tabla anterior, se suma la potencia de cada uno de los equipos que se encontraran en funcionamiento al mismo instante y así se obtiene la máxima potencia momentánea.

$$Potencia\ máxima\ en\ un\ instante\ de\ tiempo = 5,5kW$$

El inversor es además capaz de superar la potencia nominal bajo ciertas condiciones como su temperatura y tiempo en el que se someta esta carga.

- b. Observar las opciones que nos proporciona la línea de inversores SMA SUNNY ISLAND (ver figura 4.9):

Datos técnicos	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Salida de CA (equipo consumidor / red aislada)		
Tensión asignada de red / rango de tensión de CA	230 V / 202 V - 253 V	230 V / 202 V - 253 V
Frecuencia nominal / rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Potencia asignada ($\alpha U_{nom} f_{max} / 25\ ^\circ C / \cos \phi = 1$)	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 5 min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Intensidad asignada / corriente de salida máxima (pico)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Coefficiente de distorsión no lineal de tensión de salida / factor de potencia para la potencia asignada	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
Entrada de CA (generador, red o MC-Box)		
Tensión asignada de entrada / rango de la tensión de entrada de CA	230 V / 172,5 V - 264,5 V	230 V / 172,5 V - 264,5 V
Frecuencia asignada de entrada / rango de frecuencia de entrada permitida	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11,5 kW	11,5 kW
Batería de entrada de CC		
Tensión asignada de entrada / rango de tensión de CC	48 V / 41 V - 63 V	48 V / 41 V - 63 V
Corriente de carga máxima de la batería / corriente de carga asignada	110 A / 100 A	140 A / 115 A
Tipo de batería / capacidad de la batería (rango)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10000 Ah
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automática	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automática

Figura 4.9 Ficha técnica de inversores Sunny Island.

- c. Determinar el Inversor de potencia que permita abastecer el consumo general y el consumo peak en un instante de tiempo.

Para el ejemplo citado el inversor SUNNY ISLAND 6.0 permite entregar 6000 W durante 30 minutos lo cual cumple con la potencia peak, por otro lado la potencia nominal del inversor permite abastecer al cliente su potencia nominal de consumo.

4.7. Dimensionamiento conductores y canalizaciones.

Dimensionar los conductores y la canalización del sistema (ver figura 4.10) . El método que presentamos a continuación está basado en las normas NCh4/2003 y RGR_02 de la ley 20571, y en las tablas de datos de conductores para instalaciones solares. La sección mínima de conductores activos será de 2.5 mm^2 y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm^2 .

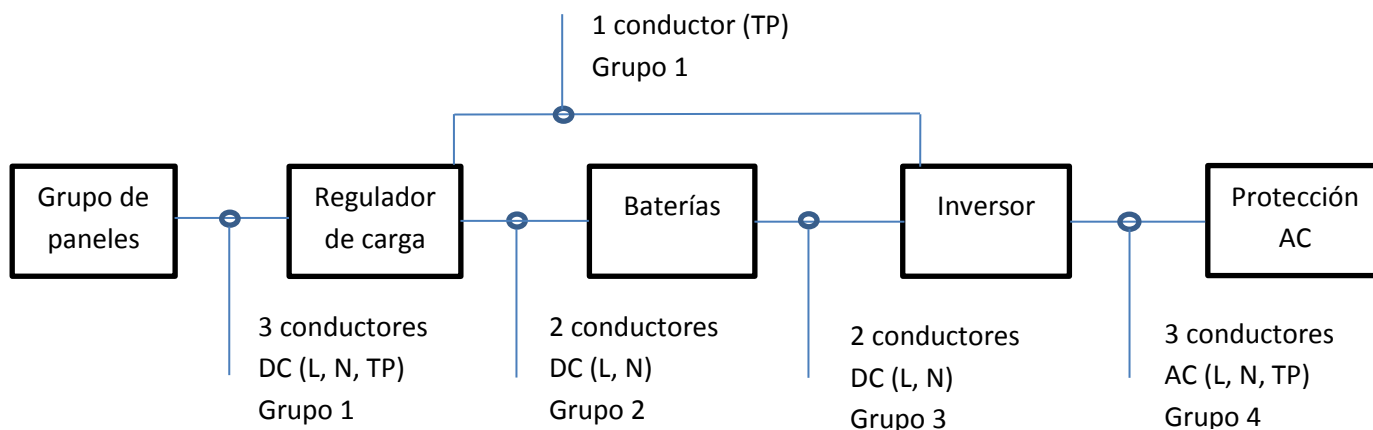


Figura 4.10 Diagrama de sistema fotovoltaico *off-grid*.

4.7.1. Conductores grupo 1

- a. Calcular la corriente máxima nominal del grupo de paneles según el arreglo y la corriente de referencia mediante las siguientes expresiones:

$$I_{eg} = \frac{P_{tot} (W)}{V_{dc} (V)}$$

I_{eg} : Corriente generada por el grupo de paneles fotovoltaicos

P_{tot} : Potencia resultante de sumar la potencia máxima nominal de cada panel

V_{dc} : Tensión de salida del arreglo fotovoltaico

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot I_{eg}}{f_t}$$

I_{ref} : Corriente de referencia a buscar en tablas
 I_{eg} : Corriente generada por el grupo de paneles fotovoltaicos
 f_t : Factor de corrección por temperatura

- b. Con el cálculo de la corriente de referencia escoger el tipo de conductor solar, el anexo RGR_02 de la ley 20571 permite conductores tipo fotovoltaicos PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente.
- c. Con el conductor escogido dirigirse a la tabla de datos que entrega el fabricante y determinar el conductor de sección que soporte la corriente inmediatamente superior a la de referencia luego de haber aplicado el factor de corrección por temperatura de la tabla n°1 del anexo A RGR_02 de la ley 20571. La sección del conductor de tierra será de $4mm^2$ o si la sección de la línea es mayor a $4 mm^2$ el conductor de tierra tendrá la misma sección preferentemente dimensione el conductor de tierra con un cable NYA.
- d. Se debe determinar las canalizaciones del grupo de conductores 1 usando la tabla 8.18 de la NCh 4/2003. Para la canalización en el exterior usar tuberías metálicas flexibles pesadas.
- e. Habiendo determinado el número de conductores dirigirse a la tabla 8.18 y determinar el diámetro de la canalización.

Para mas detalles en cuanto a la forma de calcular el conductor solar y su canalización dirigirse al apartado de conductores y canalización de sistemas ongrid.

4.7.2. Conductores grupo 2

- a. La corriente máxima que circulará por estos conductores esta definida por la corriente máxima que puede proporcionar el regulador de carga. Para un regulador de carga SMA SUNNY CHARGER 50 la corriente máxima corresponde a 50 A. Calcular la corriente de referencia como:

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot I_{reg}}{f_t}$$

I_{ref} : Corriente de referencia a buscar en tablas.
 I_{reg} : máxima corriente que proporciona el regulador de carga.
 f_t : Factor de corrección por temperatura.

- b. El factor de corrección por temperatura para estos conductores se obtiene de la tabla n°8.9 de la NCh 4/2003.
- c. Con el cálculo de la corriente de referencia escoger el tipo de conductor, se recomienda utilizar NYA.

- d. Con el conductor escogido y la corriente de referencia calculada dirigirse a la tabla n°8.7 de la NCh 4/2003 y determinar la sección del conductor.
- e. La salida del regulador de carga son 2 conductores: fase y neutro. Para estos conductores se recomienda canalizar mediante tubos plásticos rígidos. Dirigirse a la tabla n°8.17 y determinar el diámetro del t.p.r. para los 2 conductores de sección determinada en el paso anterior.

Para mas detalles en cuanto a la forma de calcular el conductor y su canalización dirigirse al apartado de conductores y canalización de sistemas *on-grid*.

4.7.3. Conductores grupo 3

- a. La corriente máxima que circulará por estos conductores esta definida por la corriente de descarga asignada por el inversor. Para un Inversor SUNNY ISLAND 6.0 H la corriente de descarga asignada conrespode a 100 A. Calcular la corriente de referencia como:

$$I_{ref} = \frac{1,25 \cdot I_{desc}}{ft}$$

I ref: Corriente de referencia a buscar en tablas.

I desc: Corriente de descarga asignada por el inversor.

ft :Factor de corrección por temperatura.

- b. El factor de corrección por temperatura para estos conductores se obtiene de la tabla n°8.9 de la NCh 4/2003.
- c. Con el cálculo de la corriente de referencia escoger el tipo de conductor, se recomienda utilizar NYA.
- d. Con el conductor escogido y la corriente de referencia calculada dirigirse a la tabla n°8.7 de la NCh 4/2003 y determinar la sección del conductor.
- e. La salida del banco de baterías son 2 conductores: fase y neutro. Para estos conductores se recomienda canalizar mediante tubos plásticos rígidos. Dirigirse a la tabla n°8.17 y determinar el diámetro del t.p.r. para los 2 conductores de sección determinada en el paso anterior.

Para mas detalles en cuanto a la forma de calcular el conductor y su canalización dirigirse al apartado de conductores y canalización de sistemas *on-grid*.

4.7.4. Conductores grupo 4

- a. Calcular la corriente de salida máxima del inversor durante 30 min a 25°C y la corriente de referencia mediante las siguientes expresiones:

$$I_{\text{máx inv}} = \frac{P_{\text{max inv}} (W)}{V_{\text{out inv}} (V)}$$

$I_{\text{max inv}}$: Corriente máxima proporcionada por el inversor

$P_{\text{max inv}}$: Potencia máxima de salida del inversor durante 30 min a 25°C

$V_{\text{out inv}}$: Tensión de salida del inversor

$$I_{\text{ref}} = \frac{1,25 \cdot I_{\text{max inv}}}{f_t}$$

I_{ref} : Corriente de referencia a buscar en tablas

$I_{\text{max inv}}$: Corriente máxima proporcionada por el inversor

f_t : Factor de corrección por temperatura

- b. El factor de corrección por temperatura para estos conductores se obtiene de la tabla n°8.9 de la NCh 4/2003.
- c. Con el cálculo de la corriente de referencia escoger el tipo de conductor, se recomienda utilizar NYA.
- d. Con el conductor escogido y la corriente de referencia calculada dirigirse a la tabla n°8.7 de la NCh 4/2003 y determinar la sección del conductor.
- e. La salida del Inversor son 3 conductores: fase, neutro y tierra. Para estos conductores se recomienda canalizar mediante tubos plásticos rígidos. Dirigirse a la tabla n°8.17 y determinar el diámetro del t.p.r. para los 3 conductores de sección determinada en el paso anterior.

Para mas detalles en cuanto a la forma de calcular el conductor y su canalización dirigirse al apartado de conductores y canalización de sistemas *on-grid*.

4.7.5. Conductor por Batería.

Independiente de la corriente que circule entre las baterías, es siempre recomendable utilizar un cable estándar para esto AWG 2 (33,6 mm²). De esta manera existirá la menor resistencia posible entre batería y batería y así no se producirán caídas de tensión entre ellas.

4.8. Dimensionamiento de protecciones en corriente continua

4.8.1. Paralelo MC4. Cuando el generador fotovoltaico supere la corriente admisible del conector paralelo MC4 se debe utilizar la caja de combinación DC ubicada entre las series de los paneles y el regulador de carga con el fin de formar los paralelos de las series de paneles.

Características de la caja de combinación DC

- Ofrece amplio rango de tensión de entrada DC y tiene un máximo de tensión de circuito-abierto de hasta 1000V.
- Incorpora fusibles DC para PV con tensión máxima no menor a 1000V.
- Incluye dispositivo de protección contra rayos de alta tensión PV.
- La caja de combinación DC está diseñada con terminales a prueba de agua, y es de fácil mantenimiento.

Para dimensionar la corriente nominal de cada fusible se debe conocer la corriente nominal de cada serie de paneles, luego multiplicarla por 1,6 y el valor más cercano superior será la elección del fusible (ver figura 4.11).

Información técnica de modelo	EAPVCB-8	EAPVCB-16
Tensión DC máx.	1000Vdc	1000Vdc
Número de entradas	8	16
Corriente nominal de cada fusible (reemplazables)	12A/15A/20A	12A/15A/20A
Tipo de terminal de Salida	PG 21	PG 21
Grado de protección IP	IP65	IP65
Temperatura de operación	-25~+60 °C	-25~+60 °C
Humedad relativa	0~99%	0~99%
Dimensiones(W x H x D)	650x535x190mm	650x535x190mm
Peso neto	20kg	25kg
Componentes estándar		
Interruptor de circuito DC	Si	Si
SPD	Si	Si
Componentes opcionales		
Monitor de corriente para cada cadena	Si	Si
Detección de fallos SPD	Si	Si
Conectividad	RS485	RS485

Figura 4.11 Ficha técnica de Caja de combinación.

4.8.2. Dimensionamiento de protecciones en corriente alterna.

Los inversores *off-grid* poseen las protecciones adecuadas en el lado de corriente alterna, por lo tanto, no es necesario el dimensionamiento de estas.

Para mayor seguridad y comodidad del cliente utilizar las mismas protecciones en corriente alterna de un sistema *on-grid*. Dimensionándolas de la misma manera.

4.8.2.1. Para el dimensionamiento del disyuntor bipolar se debe:

- a) Considerar un 25% de sobrecarga para dimensionar el interruptor
- b) La corriente nominal del interruptor debe ser mayor a la corriente nominal aplicada la sobrecarga y a la vez debe ser menor a la corriente admisible del conductor que alimenta la carga.

$$I_{nominal} \times 1,25 < I_{interruptor} < I_{admisible}$$

- $I_{nominal}$: es la corriente nominal que el inversor entrega en corriente alterna, hacia las protecciones.
- $I_{admisible}$: es la corriente del conductor entre el inversor y las protecciones en corriente alterna.

Para instalaciones fotovoltaicas con potencia instalada inferior a 10 kW deberá ser una corriente diferencial no mayor a 30 mA. En sistemas fotovoltaicos con potencia instalada mayor a 10 kW deberá ser una corriente diferencial no superior a 300 mA.

4.8.2.2. Dimensionar el Interruptor diferencial con las mismas consideraciones que el disyuntor bipolar

- a) Considerar un 25% de sobrecarga para dimensionar el interruptor
- b) La corriente nominal del interruptor debe ser mayor a la corriente nominal aplicada la sobrecarga y a la vez debe ser menor a la corriente admisible del conductor que alimenta la carga.

$$I_{nominal} \times 1,25 < I_{interruptor} < I_{admisible}$$

- $I_{nominal}$: es la corriente nominal que el inversor entrega en corriente alterna, hacia las protecciones.
- $I_{admisible}$: es la corriente del conductor entre el inversor y las protecciones en corriente alterna.

4.9. Conexión de SFV

La instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico se recomienda ser realizada por cualquier técnico electricista con licencia A, B, C o D, para D hasta 5 kW de potencia instalada. El trabajo de conexión debe ser supervisado por un profesional con licencia A o B. El montaje mecánico de los elementos del sistema se puede encontrar en el capítulo V de mantenimiento e instalación.

Observar el diagrama de conexiones de un sistema *off-grid* en la figura 4.12:

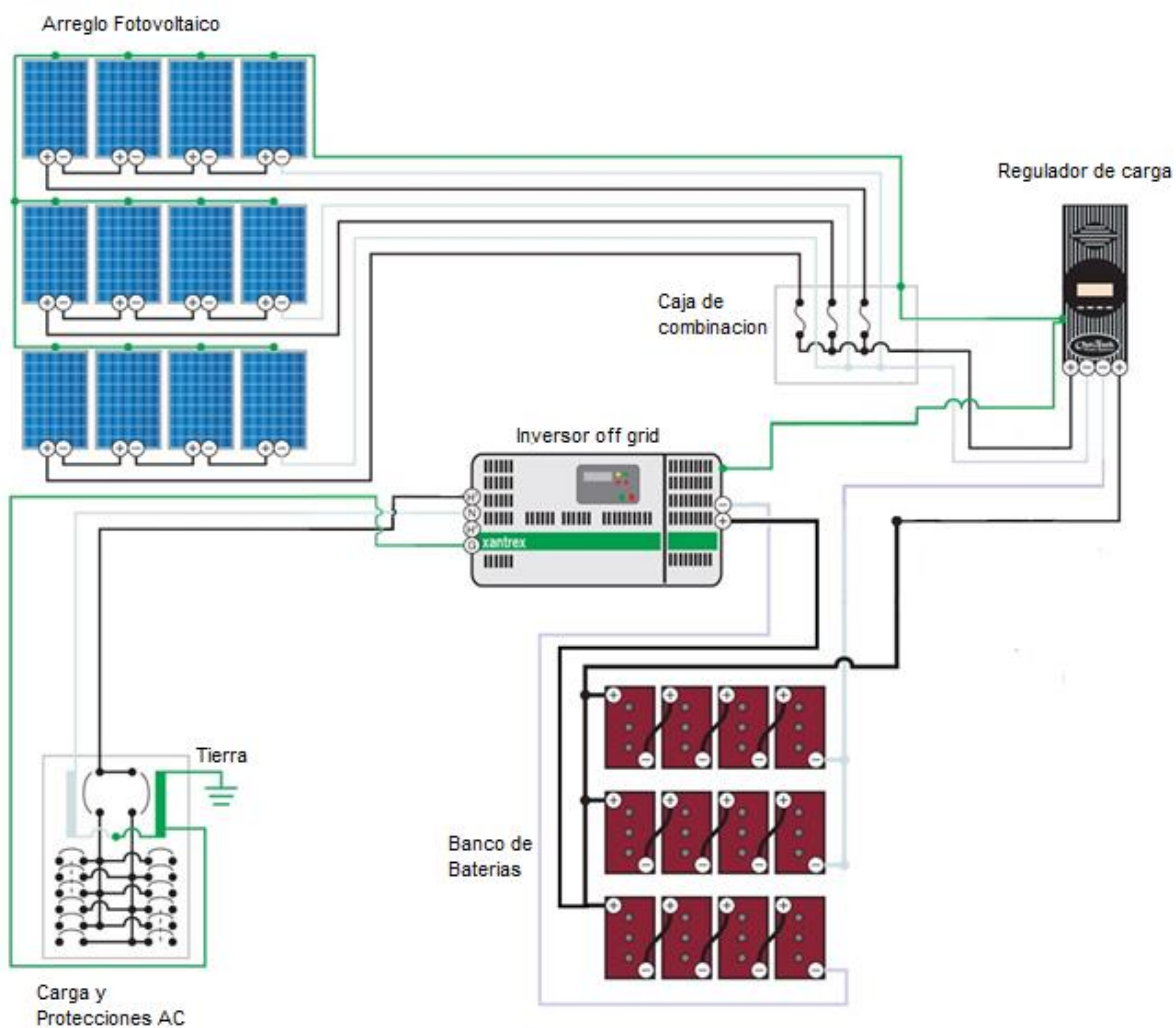


Figura 4.12 Esquema sistema fotovoltaico *off-grid*.

4.9.1. Determinar la configuración de las baterías de tal manera que la tensión del banco sea de 12, 24 o 48 V (ver figura 4.13).

- a. Conectar los bornes mediante los conductores del positivo hacia el negativo formando las series hasta la tensión requerida.
- b. Conectar los paralelos de las series positivo al positivo, negativo al negativo, hasta cerrar el banco de baterías.
- c. Para conectar los conductores en el lado positivo en corriente continua se debe ocupar color rojo.
- d. Para conectar los conductores en el lado negativo en corriente continua se debe utilizar color negro.
- e. En caso de no contar con los conductores definidos por color, se deben identificar en sus terminales señalando su polaridad.

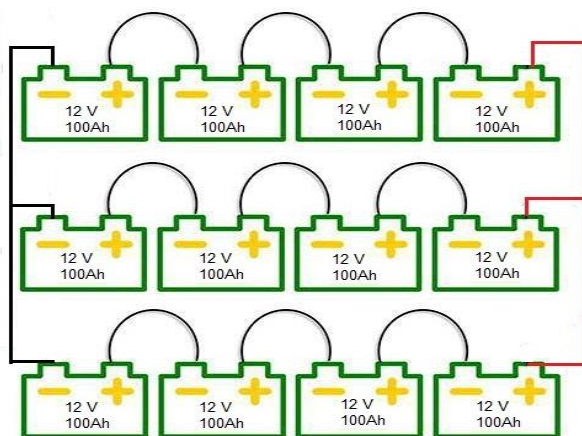


Figura 4.13 Conexión serie paralelo de baterías ciclo profundo.

- f. Conectar los terminales del banco de baterías (sin conectar aun al banco) al regulador de carga que indica la salida claramente al banco. También conectar los 3 terminales (positivo, negativo y tierra) del grupo de paneles fotovoltaicos teniendo las series de los paneles abiertas (ver figura 4.14).

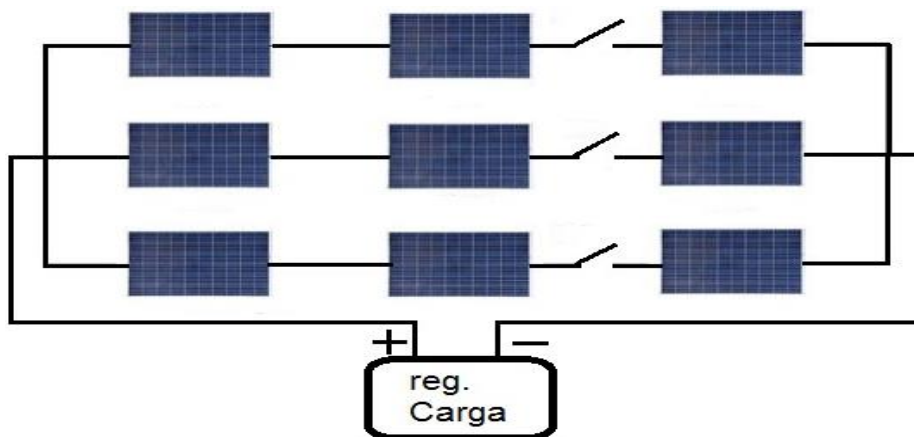
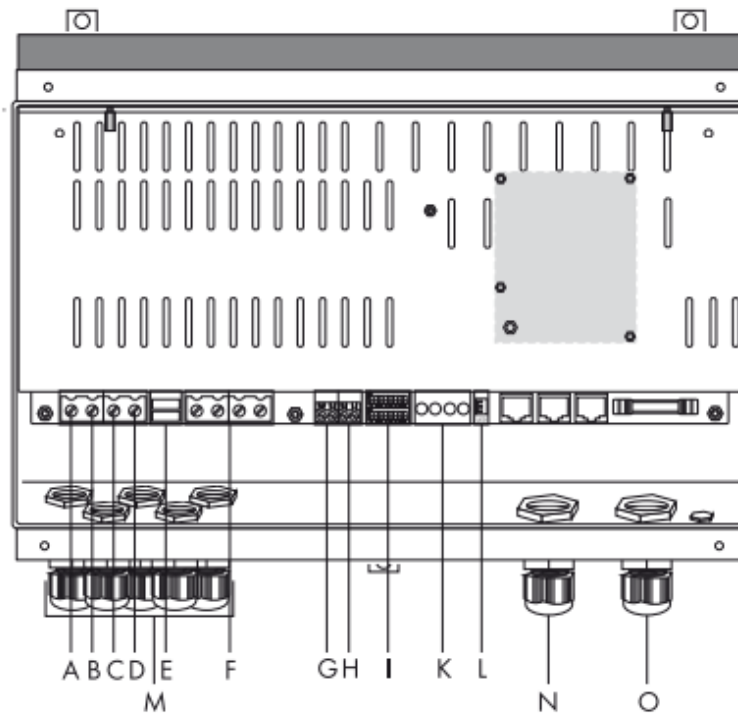


Figura 4.14 Conexión de paneles fotovoltaicos manteniendo series.

- 4.9.2. Observar el diagrama de conexionado de un regulador de carga SMA SUNNY CHARGER50 (ver figura 4.15). Dependiendo del regulador que se escoja se tendrán diferentes conexionados.

Overview of the Connection Area



Object	Description
A	"PV+" connection terminal for "PV+" cable of the PV array
B	"PV-" connection terminal for "PV-" cable of the PV array
C	"BAT-" connection terminal for "BAT-" cable of the battery
D	"BAT+" connection terminal for "BAT+" cable of the battery
E	Thermal fuses
F	"EARTH" connection terminal for grounding
G	Connection terminal for the battery temperature sensor cables
H	Connection terminal for the signaling contact cables
I	DIL switch for configuration
K	Internal LEDs (only visible to the installer)
L	LED connection of the multicolored LED in the lid
M	M20 metric-thread cable glands for the battery, PV array and PE cables
N	M25 metric-thread cable gland for the signaling contact and the battery temperature sensor cables
O	M25 metric-thread cable gland for communication cable

Figura 4.15 Esquema de conexionado regulador de carga.

- a. Conectar los terminales del arreglo fotovoltaico a las entradas A y B. Conectar los terminales del banco a las entradas C y D. También se debe llegar con la tierra desde el arreglo fotovoltaico hasta el punto F
 - b. Un regulador de carga incluye protecciones en corriente continua y tecnología MPPT que permite obtener el punto óptimo de potencia del grupo de paneles.
 - c. Para mayor explicación en cuanto a la conexión del equipo dirigirse al manual del regulador que haya escogido.
- 4.9.3. Determinar la configuración de los paneles de tal manera que la tensión de salida no sea mayor a la tensión máxima de entrada del regulador de carga. La tensión de salida final del conjunto de paneles tampoco debe ser mayor a la máxima tensión de salida del conjunto de paneles informada en los datos de placa. La configuración puede ser serie, paralelo o mixta.
- a. Durante la conexión del SFV mantener abierto el circuito de paneles para prevenir accidentes.
 - b. Conectar el cable dimensionado a los conductores positivo y negativo de los paneles mediante conectores MC4, también utilizar conectores MC4 de unión cuando se requiera hacer alguna conexión paralelo en el conjunto de paneles (ver figura 4.16).

// Datos Técnicos

CARACTERÍSTICAS	MODELO CN40-CM-12
Voltaje Máximo	1.000V
Corriente Máxima	30A
Temperatura Ambiente	-40°C~+85°C
Clase Protección	CLASE II
Grado Protección	IP67
Capacidad Conexión Nominal	1x4 mm ²
Sección de la Conexión	III
Grado de Polución	2
Estándar de Referencia	IEC 60352-6 IEC 60998-2-3

Figura 4.16 Ficha técnica conector MC4.

- c. Cuando la corriente generada por el arreglo fotovoltaico supere a la capacidad de los conectores MC4 se requerirá utilizar una caja de combinación *combination box* para conectar los paralelos correspondientes (ver figura 4.17).

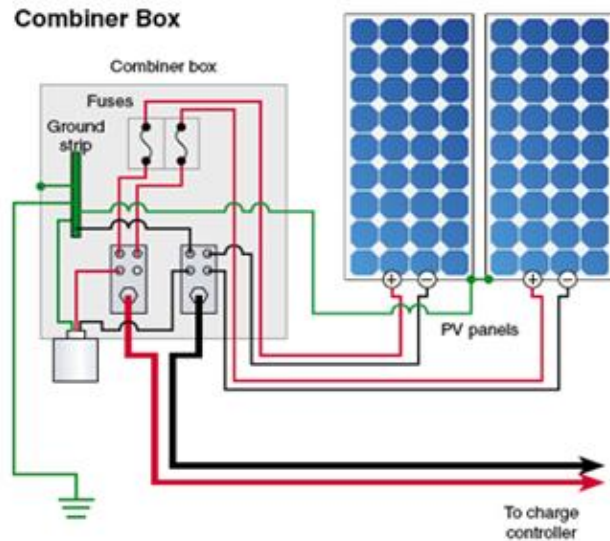


Figura 4.17 Conexión de caja de combinación.

- 4.9.4. Conexión baterías. Desde las baterías dirigirse con el conductor positivo y negativo al inversor respetando el diagrama de conexión (ver figura 4.18)

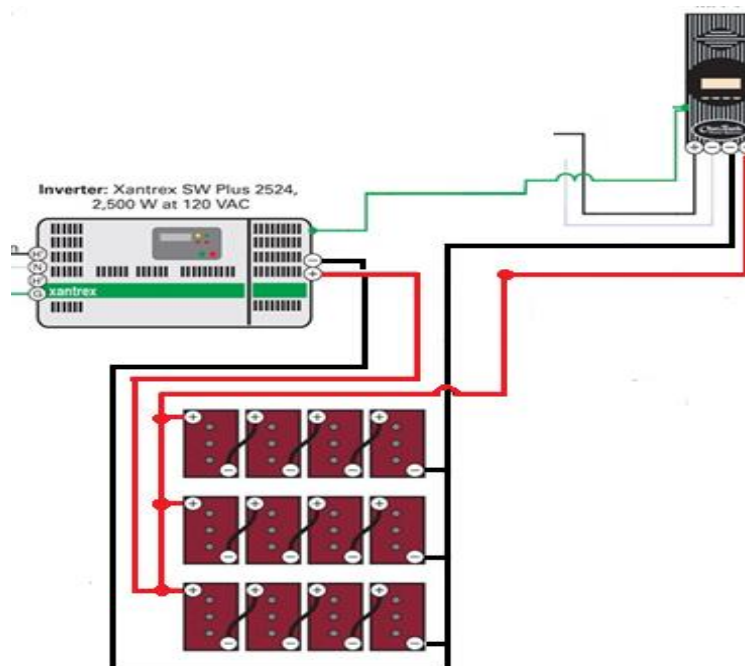


Figura 4.18 Conexión desde regulador de carga al banco de baterías y del banco de baterías al inversor.

- a. Dependiendo del inversor escogido existirán distintas opciones de conexión. Para la línea de inversores SMA SUNNY ISLAND se muestra el esquema básico de conexión (ver figura 4.19):

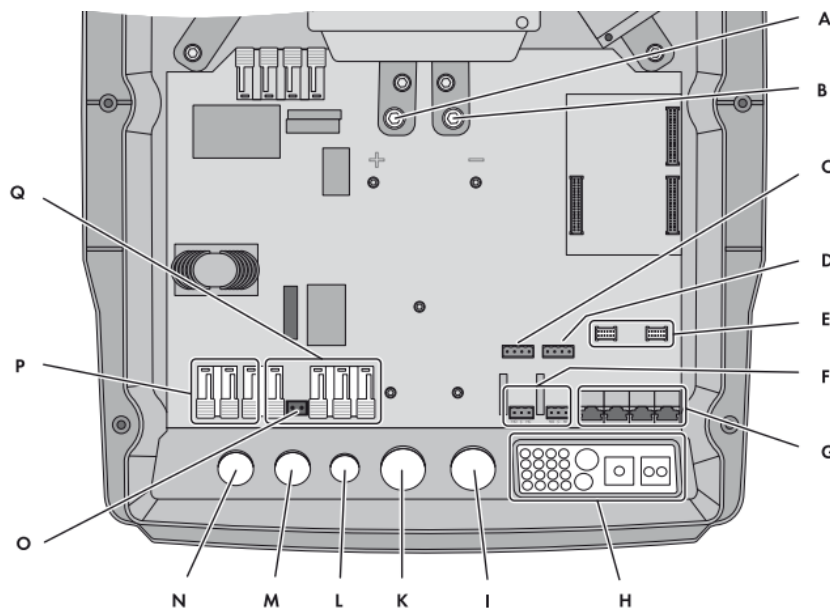


Figure 8: Connection area of the Sunny Island

Position	Designation	Position	Designation
A	DC+ terminal	I	Enclosure opening for DC -
B	DC- terminal	K	Enclosure opening for DC+
C	BatImp and BatCur terminals	L	Enclosure opening for PE/ExtVtg
D	BatVtg and DigIn terminals	M	Enclosure opening for AC2
E	2 interface slots	N	Enclosure opening for AC1
F	Relay1 and Relay2 terminals	O	ExtVtg terminal
G	Communication terminal	P	AC1 terminal
H	Cable feed-through plate	Q	AC2 terminal

Figura 4.19 Esquema de conexionado de inversor SMA sunny island.

- b. Como se puede observar, los terminales A y B corresponden a las entradas de las baterías y los puntos P y Q a los terminales de corriente alterna (ya sea para el consumo o para generación auxiliar).
- c. El inversor incluye diversas características, entre ellas: Gestión de baterías, Gestión del generador, Gestión de la carga y Relé multifunción (control de generadores, control de contactores de deslastre de carga, salida de estados de funcionamiento y mensajes de advertencia, control de un ventilador para la sala de baterías, control de una bomba de electrolito, aprovechamiento de energía sobrante).
- d. Para mayor explicación en cuanto a la conexión del equipo dirigirse al manual del inversor que haya escogido.

CAPITULO V: INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO

5.1. Seguridad y prevención

A parte de los riesgos comunes en instalaciones en sistemas fotovoltaicos, hay riesgos que son más usuales:

- Cortes por manejo de perfiles metálicos (uso de guantes)
- Aplastamiento o daño en los pies (uso de botas con puntera metálica)
- Golpes en la cabeza con salientes o piezas móviles, así como por objetos caídos de un nivel superior (uso de casco)

Riesgo de electrocución en voltajes superiores a 50 V tanto en DC como en AC.

- Series: Voltajes hasta 1000V, es recomendable dejar desconectado 1 terminal
- Tableros: Por lo general, en instalaciones a en las cuales se llega a los tableros, estos pueden estar “Vivos”, comprobar siempre que estos estén desenergizados.

Prevención

- Trabajar desenergizado, abriendo los interruptores y comprobar con el tester o probador.
- Usar siempre herramientas con aislamiento de 1000V.
- Si hay que tocar partes “Vivas” se deben utilizar guantes aislantes de 1000V

Riesgo de quemadura por arco eléctrico, puede ocurrir en las desconexiones en carga de elementos

- En conectores rápidos de los módulos
- En portafusibles
- Borneras

5.2. ¿Cómo prevenir riesgos de electrocución?

- Desconectar primero mediante interruptores seccionadores y revisar “aguas abajo”.
- Si no hay seccionador en los strings, apagar el inversor (off) para cortar el paso de corriente al lado de alterna.

Riesgo de caídas a distinto nivel.

- Uso de casco de escalada (ver figura 5.1)

Cubiertas transitables sobre altura.

- Trabajar con arnés de seguridad (ver figura 5.2).

Cubiertas no transitables o en mal estado

- Disponer pasarelas + arnés y línea de vida

Tejados inclinados

- Trabajar con arnés de seguridad y línea de vida
- Disponer escaleras verticales o pasarelas ancladas

Trabajos en fachadas

- Usar andamios homologados
- Trabajos verticales: arnés y cuerdas

Uso de maquinaria elevadora: brazos, tijeras y grúas

- Usar siempre la cesta con barandillas y arnés
- No superar el peso permitido (posible volcamiento de maquinaria elevadora)



Figura 5.1 Casco de escalada.

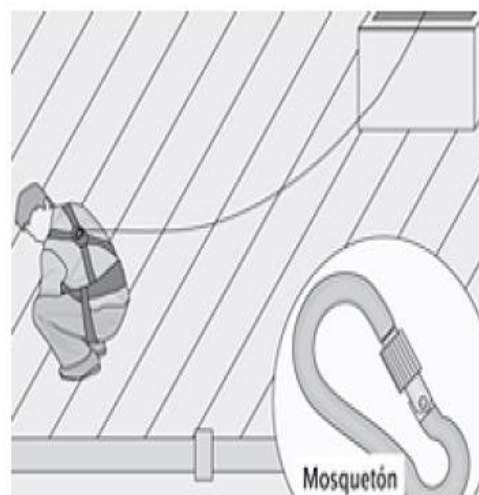


Figura 5.2 Arnés de seguridad.

5.3. Elementos de seguridad

Ponerse un arnés o cinturón de seguridad (ver figura 5.3). Amarrar al mosquetón del arnés o cinturón un cabo de vida, que es una cuerda larga capaz de soportar el peso del operador. Se fija a una reja distante o al andamio para evitar golpearse con el suelo al caer o resbalar.



Figura 5.3 Arnés de seguridad.

Otra recomendación para aumentar la seguridad durante las instalaciones, es la utilización de cáncamos o anclajes (ver figura 5.4), en los cuales se conectan los mosquetones para armar una línea de vida. además, estos pueden quedar instalados en el lugar, para futuras mantenciones o ampliación del proyecto fotovoltaico.



Figura 5.4 Cáncamo y Anclaje.

Para evitar hacer daños en la techumbre poner una escalera telescópica o tablón de terciado perpendiculares a las costaneras del techo y pisar sobre ellos.

Correr la escalera o tablón si se quiere avanzar o recorrer el techo con la seguridad adecuada.

5.4. Recomendaciones:

Hay materiales un poco más ligeros y propensos a ser quebrados si se pisan de la manera incorrecta (figura 5.5). Estos son los techos de zinc, metal, fibrocemento, policarbonato, fibra de vidrio y fibra de PVC.

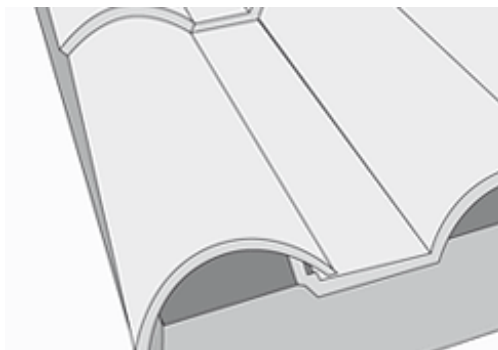


Figura 5.5 Techo de tejas.

Si no se cuenta con escalera o tablón para evitar el daño a la techumbre, se debe pisar en las uniones de las tejas o clavos, ya que coincide con costaneras o puntos resistentes de la techumbre.

Recomendaciones:

Tener mucho cuidado con los bordes de los techos, ya que generalmente son aleros o partes del entretecho que tiene estructuras más débiles y fáciles de romper (ver figura 5.6).

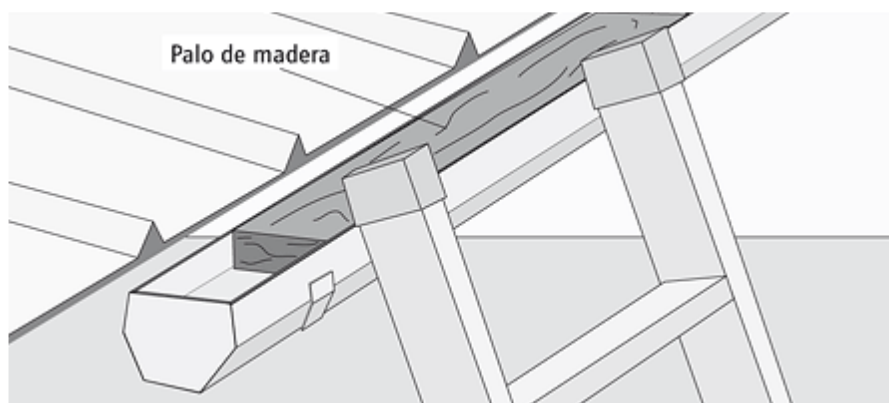


Figura 5.6 Manera práctica de evitar daños a canaleta aguas lluvia.

5.5. Sistema de montaje

Antes de iniciar cualquier trabajo, es importante conocer las características del techo, comprobar que sea apto para transitar y trabajar sobre este. Es común que siempre exista una plancha de madera bajo la terminación final y no exista problema en cuanto a la integridad de la estructura, pero puede ocurrir que solo este la estructura de cerchas sin tableros estructurales, en donde podría haber áreas muy débiles como para soportar el tránsito y trabajo.

Otro punto importante, es el tipo de techumbre que exista. Durante la visita técnica se debe tener en cuenta el tipo y fragilidad de este, puesto que este definirá el tiempo de trabajo, recursos adicionales necesarios, incluso podría ser inviable la realización del proyecto.

Pernos

En general, para apernar los anclajes a los techos se utilizan los siguientes tornillos, son de bajo costo y fáciles de utilizar (ver figura 5.7).



Figura 5.7 Pernos autoperforantes.

En ocasiones, el techo tiene formas que requieren de un perno de anclaje de gran dimensión para lograr alcanzar el fondo firme de la techumbre. En particular este tipo de pernos están diseñados para esto (ver figura 5.8).

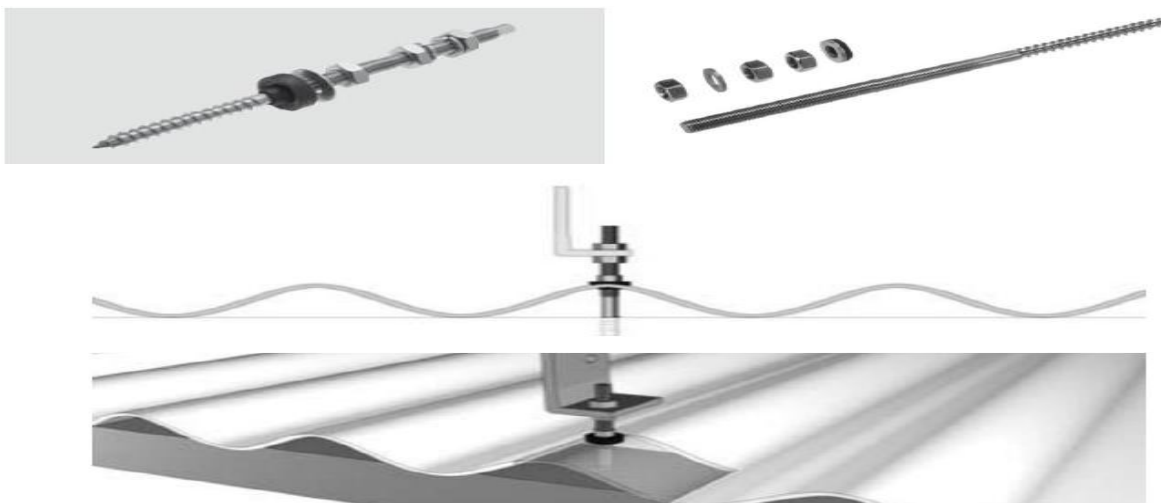
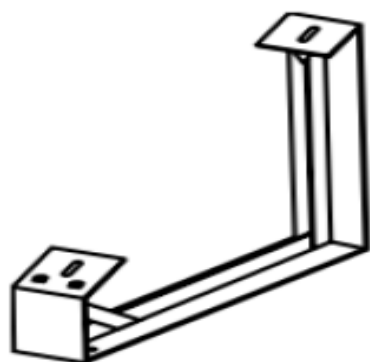


Figura 5.8 Perno de anclaje a techo.

5.5.1. Techos Planos

Por lo general, este tipo de techos tiene muy buen comportamiento frente a cargas, se puede transitar y trabajar sin muchos problemas sobre este, además brinda mayor confianza al trabajar puesto que se minimiza el riesgo de caídas.

Para techos planos o con muy poca inclinación existe una estructura de anclaje que le otorga a los paneles la inclinación necesaria para aumentar la captación de energía. Las estructuras de montaje para este tipo de techos son bastante simples. Básicamente corresponden a una escuadra de aluminio, los cuales vienen con diferentes ángulos de inclinación (ver figuras 5.9 y 5.10).



- 803 – 1002 mm (10°)
- 803 – 1002 mm (15°)
- 803 – 1002 mm (20°)
- 530 – 803 mm (25°)
- 803 – 1002 mm (25°)
- 530 – 803 mm (30°)
- 803 – 1002 mm (30°)

Figura 5.9 Estructura para dar inclinaciones determinadas a paneles.

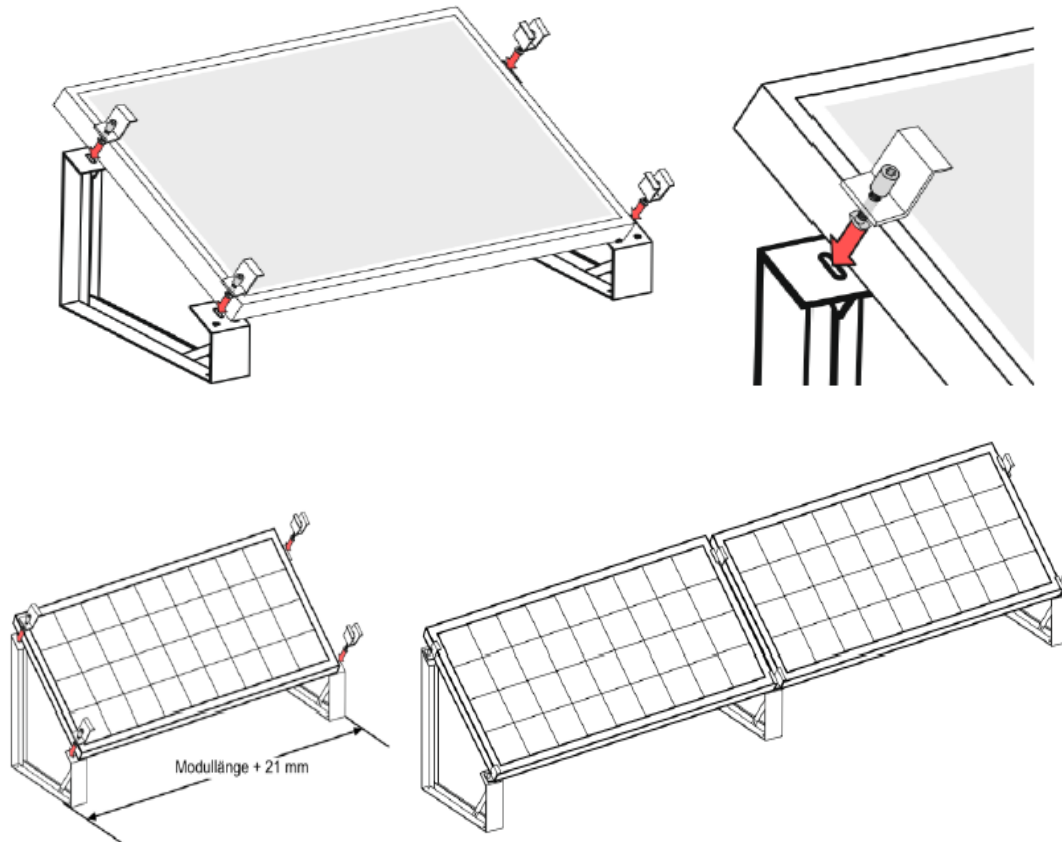


Figura 5.10 Instalacion de grampas a estructura para asegurar modulos fotovoltaicos.

Si el techo tiene demasiadas curvaturas se pueden utilizar travesaños para ajustar la instalación (ver figura 5.11).

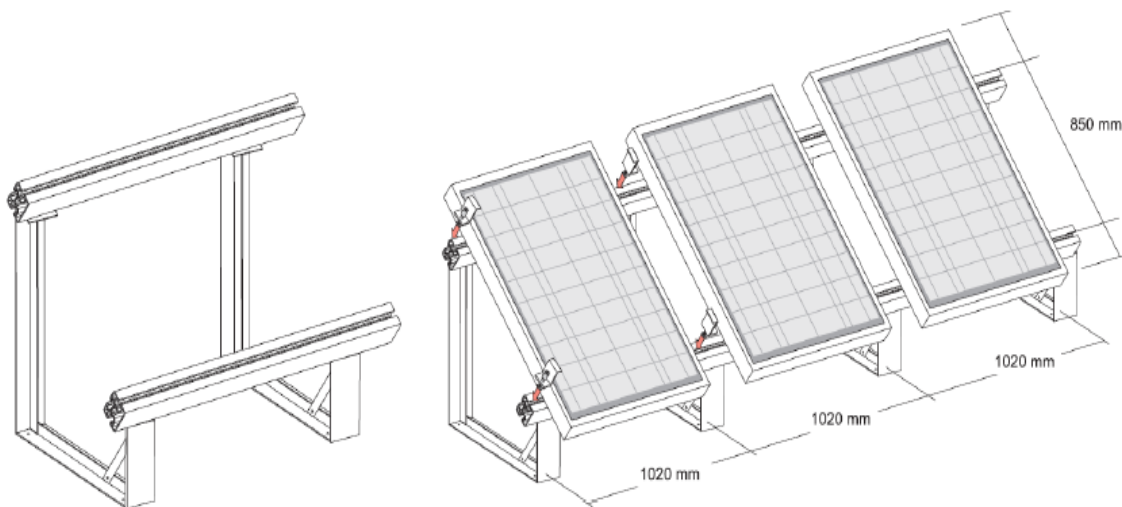


Figura 5.11 Instalacion de grampas a travesaño para mayor inclinacion de paneles.

5.5.2. Techos inclinados

Existen diferentes tipos de techumbres y para cada tipo existe un elemento de fijación distinto. El uso correcto de estos tipos de anclaje permite fijar sobre estos un riel e instalar fácilmente el panel (ver figura 5.12).

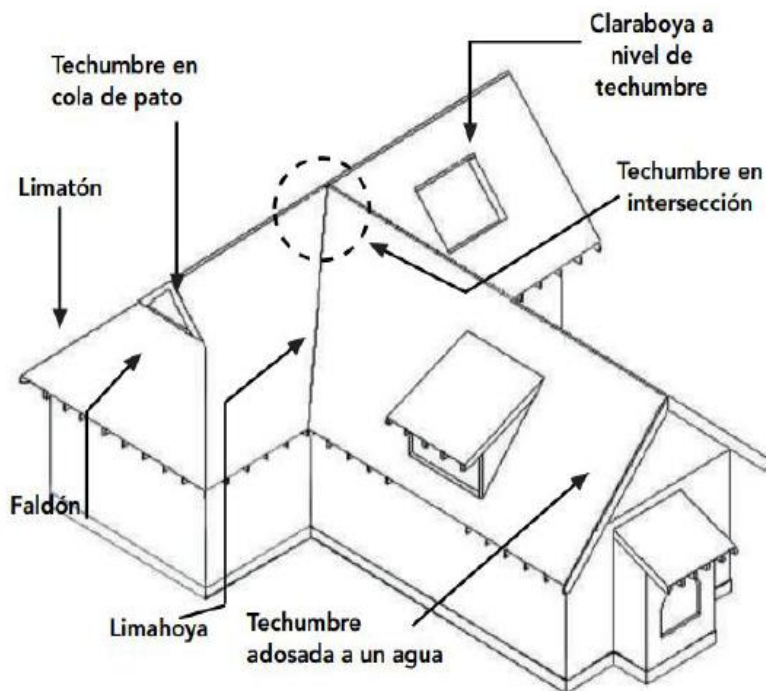


Figura 5.12 Casa con techo inclinado.

5.6. Sistemas de anclaje a techos

Para montar la estructura en el techo se debe instalar un anclaje en estos. Los diversos tipos de anclaje crean una unión robusta para diferentes tipos de techos. Este es el sistema de anclaje más simple y el más utilizado actualmente. Funciona perfecto con el perfil más común (ver figura 5.13).



Figura 5.13 Sistemas de anclaje y riel.

Luego hay una serie de otros tipos de anclajes

Estos dos tipos de anclajes están pensados para techos sin plancha estructural (ver figura 5.14):

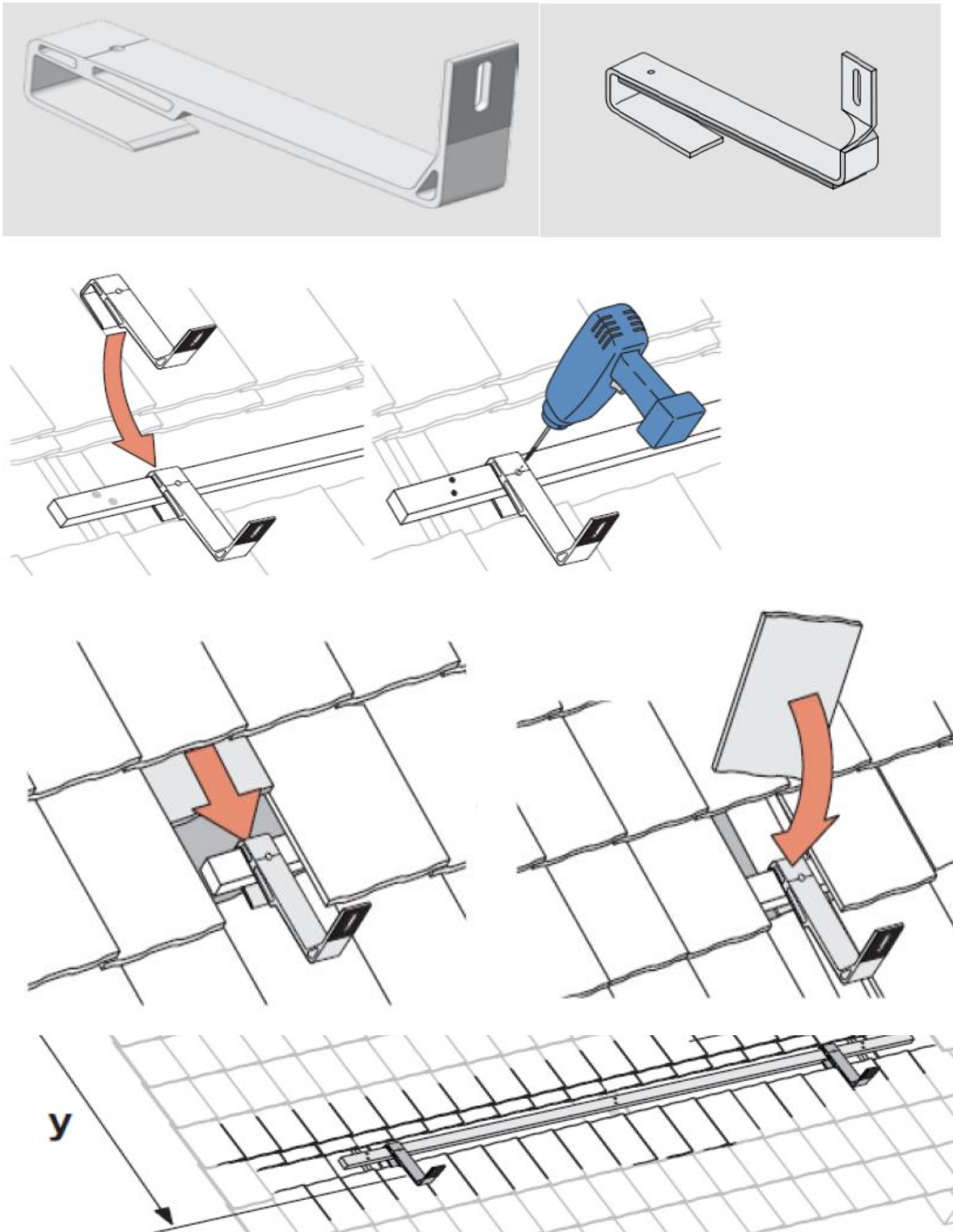


Figura 5.14 Sistemas de anclaje para techos estructurales.

Otra variante que se ancla directamente en los travesaños de las cerchas (ver figuras 5.15, 5.16 y 5.17)).

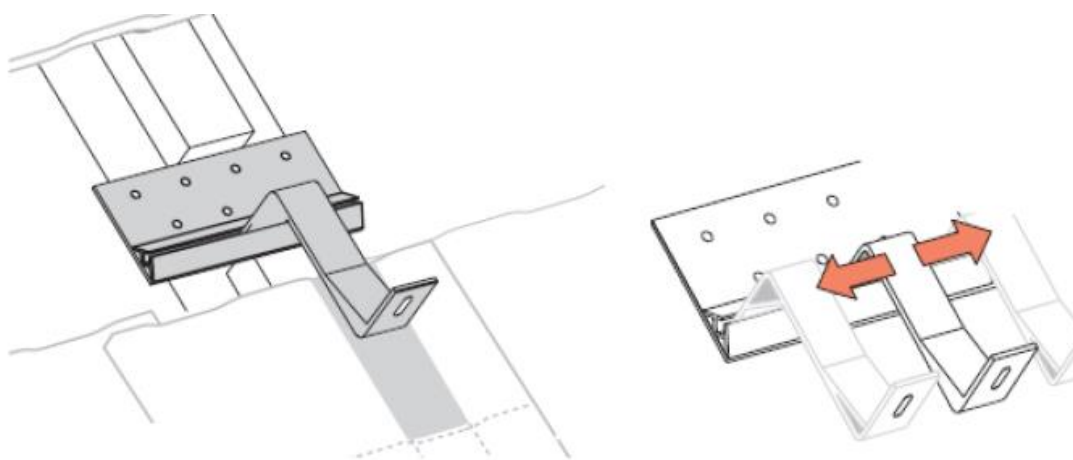
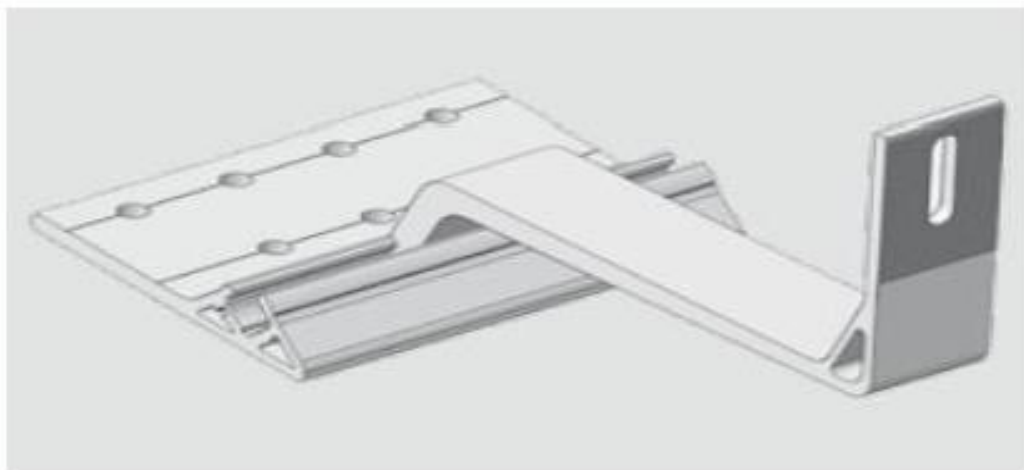


Figura 5.15 anclajes especiales para la Teja Chilena o Teja Muslera.

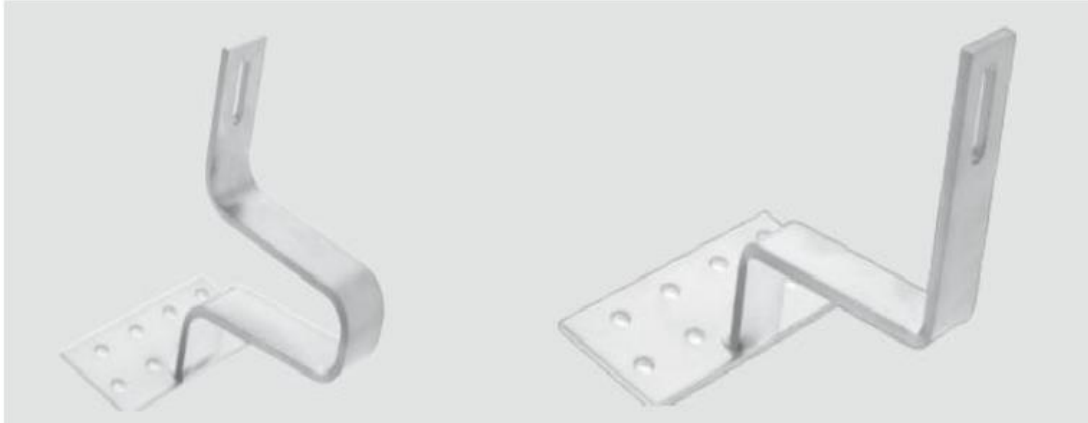


Figura 5.16 Anclajes especiales.

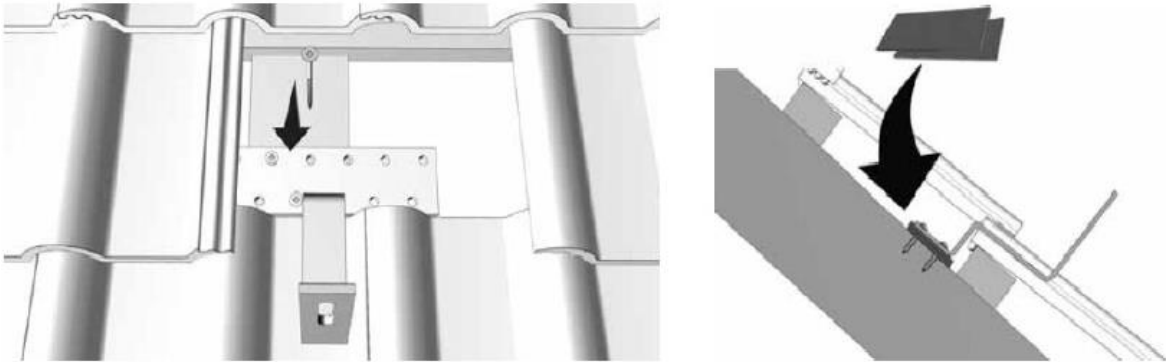


Figura 5.17 anclajes especiales para teja chilena o teja muslera.

Para techos que tengan muchas curvas, comúnmente encontrados en techumbre industriales, se puede utilizar anclaje y riel del tipo corrediza para ajustarse a la formada del techo (ver figuras 5.18 y 5.19).

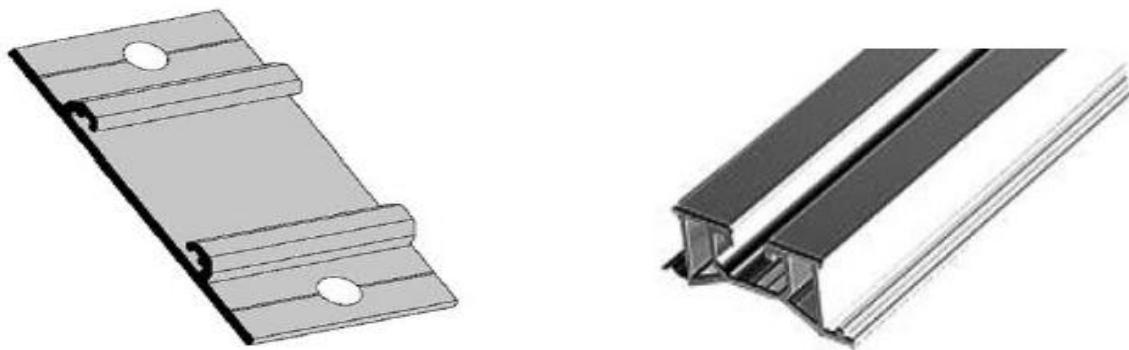


Figura 5.18 anclaje y riel para techos con grandes curvas.



Figura 5.19 Riel sobre techo.

5.7. Rieles

La idea de los sistemas de montaje es encontrar la forma de anclar estos rieles al techo (ver figuras 5.20, 5.20 y 5.21).



Figura 5.20 Rieles para anclaje a techo.

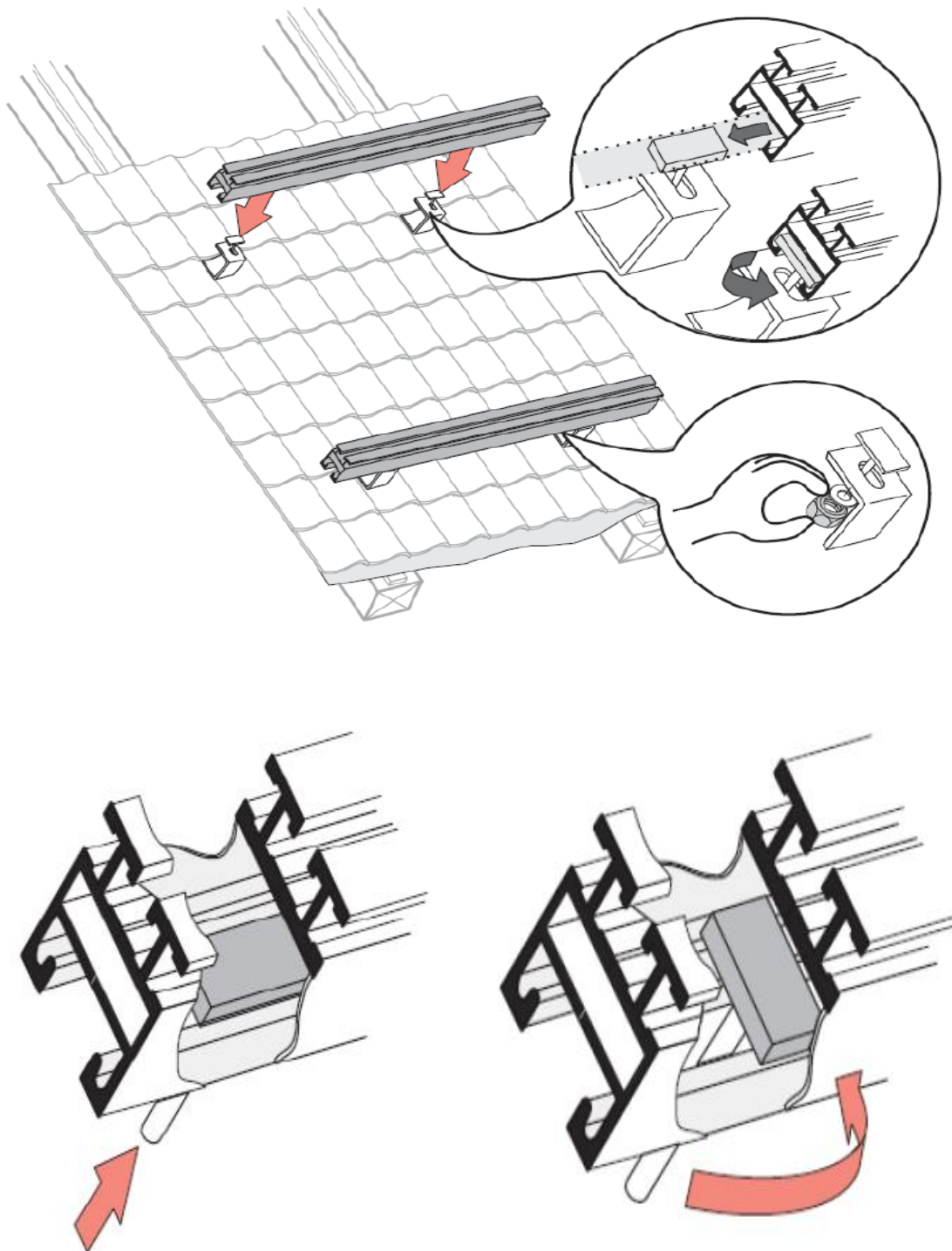


Figura 5.21 montaje de riel sobre anclaje.

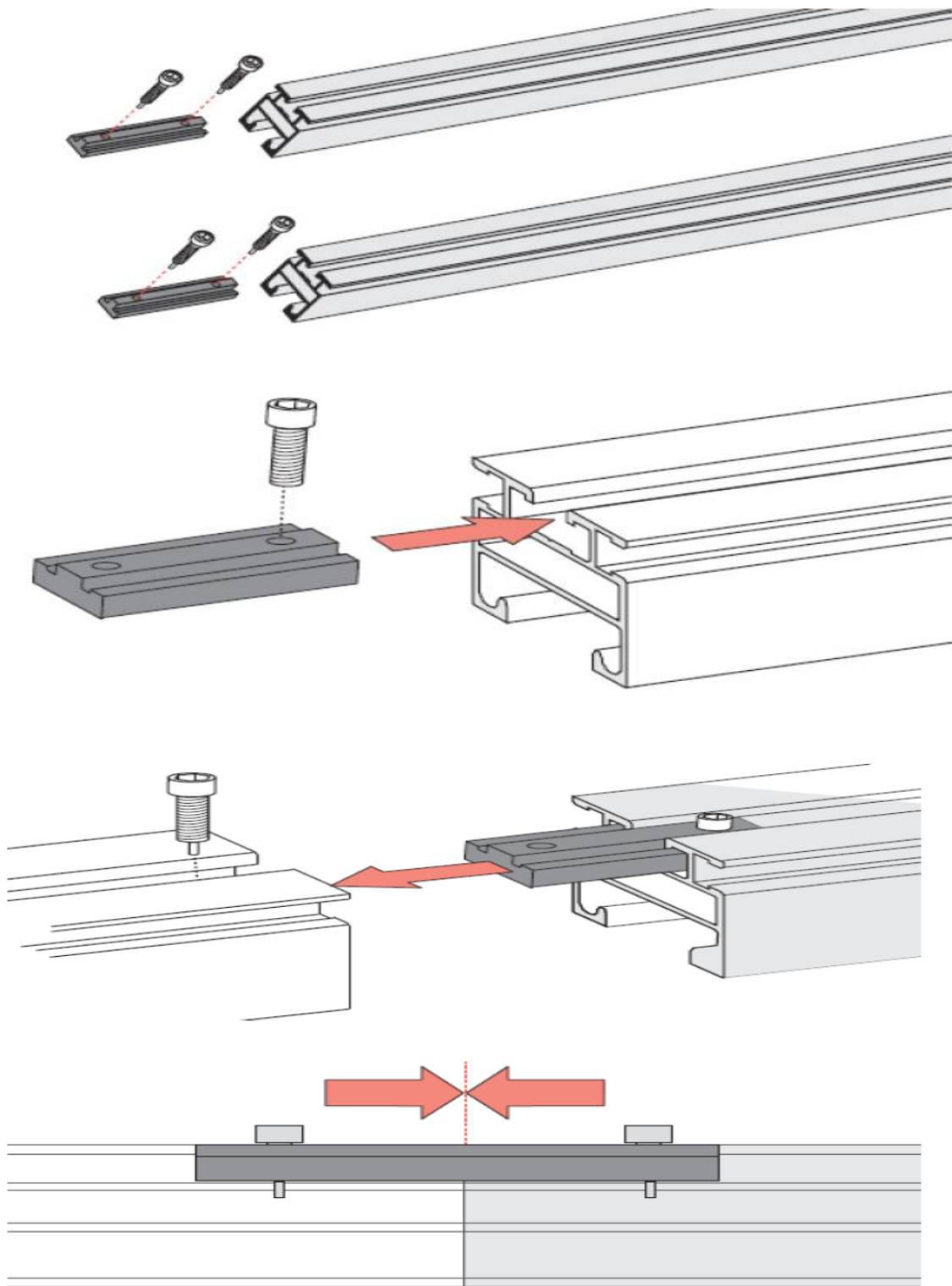


Figura 5.22 Unión de rieles.

5.8. Grampas

Para unir los paneles a los rieles se utilizan grampas (ver figuras 5.23, 5.24, 5.25 y 5.26).

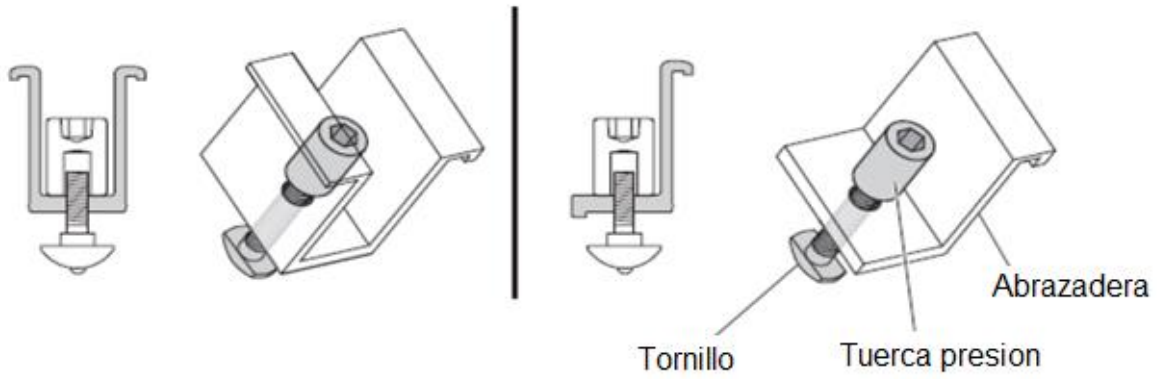


Figura 5.23 Grampa para unión de 2 paneles.

Figura 5.24 Grampa para asegurar panel a riel.

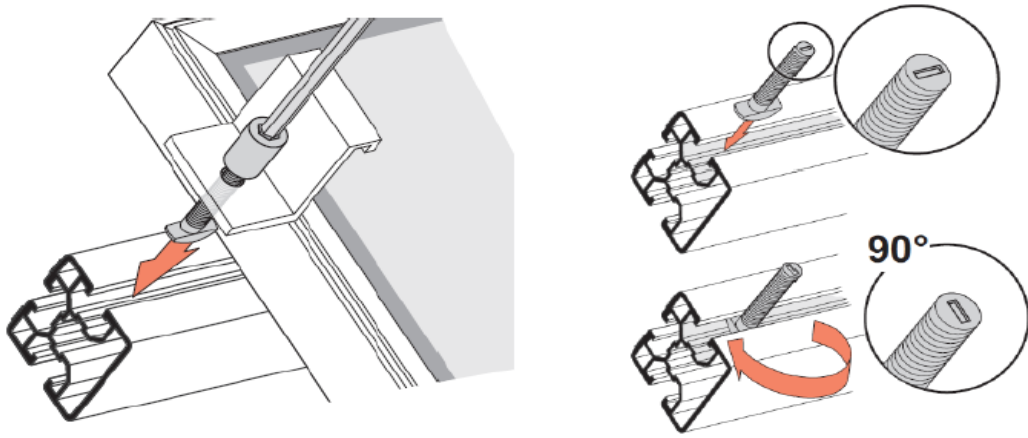


Figura 5.25 Anclaje correcto de grampa a riel para asegurar panel.



Figura 5.26 Anclaje correcto de grampa a riel para asegurar panel.

5.9. Recomendación para la instalación

5.9.1. Protección contra humedad.

La entrada de las canalizaciones debe ser impermeable y estar sellada por silicona industrial (ver figuras 5.27 y 5.28)



Figura 5.27 Forma correcta de aislar contra humedad.



Figura 5.28 Canalización no sellada contra humedad.

5.9.2. Realizar instalaciones en techados con buenas condiciones

Es muy importante considerar las condiciones y la calidad del techo en el que se va a ubicar el sistema fotovoltaico. Es necesario realizar un análisis del estado del tejado antes de instalar las estructuras de soporte y los módulos FV (ver figuras 5.29 y 5.30)



Figura 5.29 Condiciones óptimas para una instalación.



Figura 5.30 Condiciones desfavorables para montaje y seguridad de la instalación.

Estas instalaciones estarán ubicadas en el tejado durante al menos 25 años. Por ello, es necesario asegurar que el tejado no requiera ser reparado o reemplazado durante este periodo para no alterar el sistema fotovoltaico.

5.9.3. Aterrizar las estructuras

Una buena conexión a tierra en la instalación, tiene la finalidad de proteger a la gente y a los dispositivos electrónicos contra corrientes de fuga o descargas eléctricas causadas por tormentas. Todas las partes metálicas de la estructura del sistema, deben estar interconectadas y aterrizadas a tierra (ver figura 5.31)



Figura 5.31 Estructura aterrizada.

5.9.3. Correcta utilización de las grapas

Estas grapas evitan sombreados y corrosión eléctrica a la estructura del módulo fotovoltaico y han de estar adecuadamente apretadas para conseguir un buen anclaje. De otra forma, los módulos podrían desplazarse y dañarse al caer como consecuencia del viento o movimientos sísmicos (ver figuras 5.32 y 5.33).



Figura 5.32 Correcto montaje de grapas.



Figura 5.33 Malas prácticas de montaje.

5.9.4. Estructuras de soporte rígidas

Las estructuras de soporte deben de estar sujetas de una forma rígida, esto evitara futuras deformaciones provocando daños irreversibles a los productos (ver figuras 5.34 y 5.35)



Figura 5.34 Estructura rígida para unión de rieles.

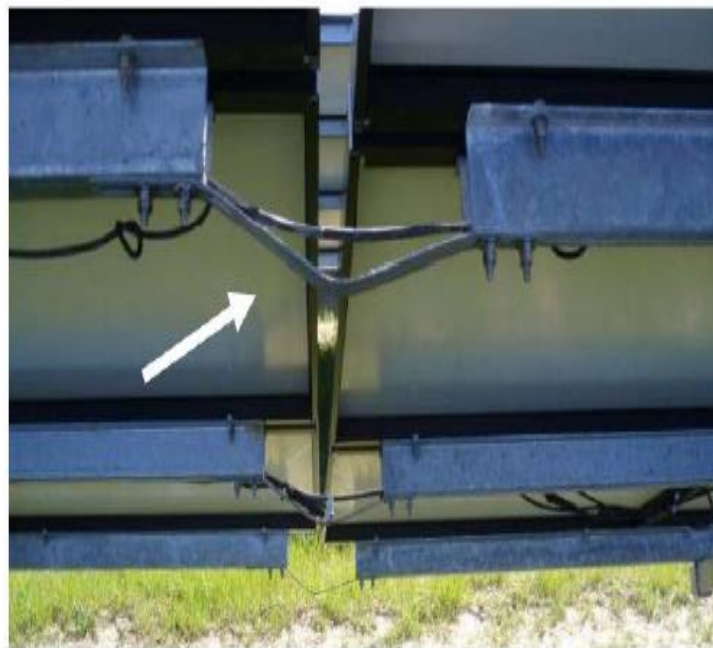


Figura 5.35 Ausencia de estructura para unión de rieles.

5.9.5. Corrosión galvánica

Los materiales metálicos de los marcos de los módulos fotovoltaicos, de las estructuras de soporte, así como tornillos, arandelas, tuercas, entre otras, deben ser de materias compatibles. Algunos materiales no son compatibles y no deben combinarse sin la separación apropiada. De otra forma, puede provocar corrosión galvánica si materiales incompatibles están en contacto, como el aluminio y el acero inoxidable que se ve en la figura 5.36.

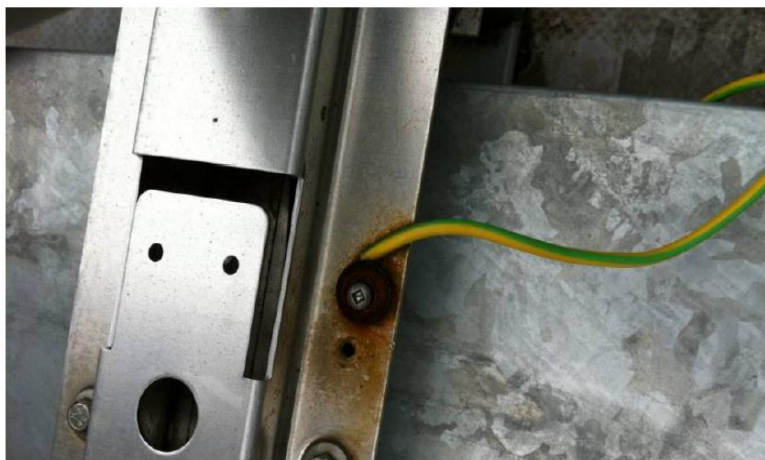


Figura 5.36 Corrosión en terminales de conductor a tierra.

5.9.6. Instalar pensando en las condiciones climáticas

Las estructuras de soporte mal diseñadas pueden actuar como pequeños diques durante las lluvias. El agua representa un peso adicional que puede provocar daños en la estructura o en los techos, además evita el flujo del viento para la ventilación adecuada del módulo fotovoltaico frente a altas temperaturas (ver figura 5.37)



Figura 5.37 Espacio para ventilación y circulación de aguas lluvia bajo panel fotovoltaico.

5.9.7. Mantener los módulos libres de vegetación

Si hay vegetación que proyecte sombra sobre los paneles provocara disminución en la producción de energía debido a la obstrucción de estos y, lo que es peor, puede acelerar la degradación de los módulos fotovoltaicos al originar puntos calientes. Es necesario tener cuidado durante estas labores de mantenimiento, pues las cortadoras de césped con cadenas o cuchillas rotatorias pueden proyectar pequeñas piedras sobre los módulos reduciendo con creces su vida útil (ver figura 5.38).



Figura 5.38 Vegetación provocando sombra a panel fotovoltaico.

5.9.8. Señalización de las instalaciones

Se debe advertir del riesgo de electrocución (ver figura 5.39). Ésta es una información importante, alertando a la gente de la existencia de conductores “vivos”, barras de conexión, fusibles y otros componentes eléctricos en el interior de las cajas. Esto permite a la personal mantención estar alerta y tomar las medidas preventivas necesarias antes de abrir las cajas.



Figura 5.39 Señalización de riesgos en partes metálicas.

5.9.9. Calidad de las conexiones

Una mala conexión de los conductores puede originar un sobrecalentamiento o quemadura de los interruptores o cables dañando su aislación (ver figura 5.40). Es importante realizar el correcto “crimpaje” de los terminales y efectuar un apriete suficiente.

Es recomendable realizar esta verificación cada año ya que las variaciones de temperatura pueden originar el desapriete de tuercas o tornillos.

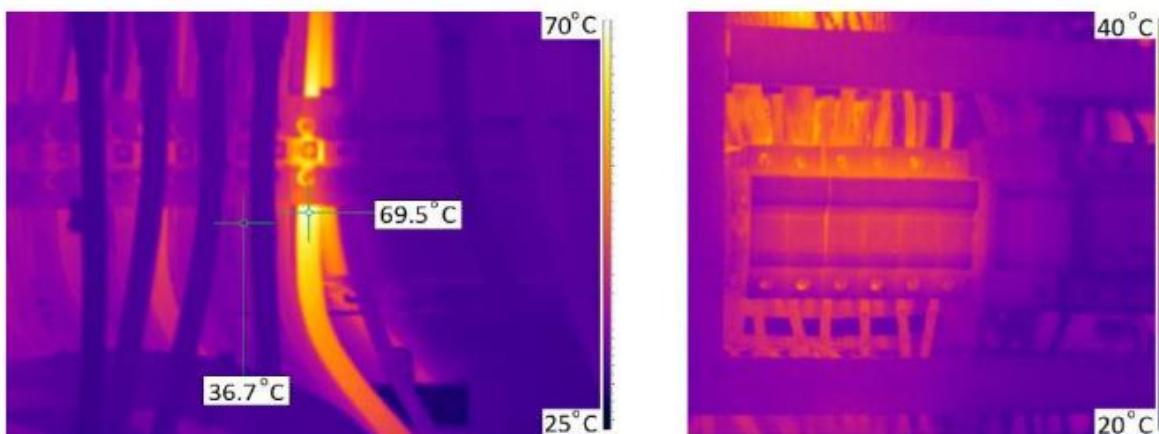


Figura 5.40 Verificación de temperatura en conductores y tablero.

5.9.10. Calidad de los paneles

Los paneles deben protegerse para evitar vibraciones y golpes, estos pueden producir micro roturas. Estas micro-roturas pueden no tener efecto en la producción de energía, pero pueden ser el origen de puntos calientes dentro de los módulos, puntos que llegan a alcanzar temperaturas extremadamente altas (incluso por encima de 100°C) en los primeros meses de operación, causando la dilatación de los materiales hasta el punto de quiebre en el caso del vidrio que protege las celdas fotovoltaicas (ver figura 5.41).



Figura 5.41 Daño por temperatura a celdas fotovoltaicas.

5.10. Planificación de la obra

Acopio de materiales

- Organizar la maquinaria auxiliar necesaria para ajustar costos: grúas, elevadores, andamios.
- Planificar bien la llegada de materiales para evitar tenerlos apilados.

Prevención de riesgos laborales

- Proveer las protecciones necesarias para evitar caídas.
- Instalar las líneas de vida necesarias.

Replanteo de cubierta

- Revisar la cubierta: dimensiones, barandillas, chimeneas.
- Marcar posición de estructuras, anclajes y módulos: hileras, espaciado, sombras.
- Montar y fijar estructuras.

Instalación módulos

- Acopio de módulos y colocación: apretado firme.
- Conexión de series, para evitar riesgos de electrocución dejar un conector sin conectar en cada serie.
- Ordenar cableado sobrante a estructura amarra cables.

Instalación de inversores

- Acondicionamiento de sala técnica o soportes en cubierta.
- Instalación mecánica: colgarlos en la pared o soporte.
- Instalación de tablero AC: interruptor termomagnético e interruptor diferencial.
- Instalación de seccionador en tablero de cabecera para conexión a instalación interior BT.
- Conexión eléctrica con secciones de cable y canalizaciones adecuadas entre tablero DC e inversores.
- Conexión eléctrica con secciones de cable y canalizaciones adecuadas entre tablero AC y tablero de cabecera.

Puesta a tierra:

- Tendido del conductor de protección desde la toma de tierra.
- Puesta a tierra de todas las masas metálicas, incluidos inversores.
- Tendido del cable de protección hasta el campo de captación y puesta a tierra de la estructura, los marcos metálicos de los módulos y canales y tubos metálicos.

Protocolo de puesta en marcha

1. Con todos los circuitos instalados y conectados: conexión del último conector suelto de cada serie.
2. Comprobación de tensión Voc (voltaje de circuito abierto, sin carga) del generador fotovoltaico con voltímetro. Si no da el valor esperado posiblemente se ha confundido la polaridad en algún módulo o un módulo podría estar dañado.
3. Cierre de interruptor termomagnético y diferencial AC.
4. Cierre de seccionador general en tablero de cabecera o inversor, este detecta la red y empieza proceso de sincronismo.

Protocolo de desconexión

1. Apagado de interruptor termomagnético y diferencial
2. El generador fotovoltaico queda en Voc (voltaje de circuito abierto, sin carga) y no circula corriente
3. Desconectar conectores en todas las series de los paneles.

5.11. Operación y Mantenimiento (O&M)

5.11.1. Mantenimiento preventivo

Se realiza una visita anual de mantenimiento preventivo Incluyendo mínimo:

Campo de captación

- Paneles: impactos en vidrios, condensación interna, corrosión marcos aluminio, cableado suelto.
- Estructuras: desperfectos, aparición de óxido, acumulación de agua o suciedad.
- Canalizaciones exteriores: estanqueidad, acumulación de agua o suciedad.
- Reapriete de pernos (si es necesario)
- Limpieza de vidrios.

Revisión de conexiones y comprobación de voltajes

- Quemaduras en bornes por contactos sueltos, protecciones desconectadas o fundidas.
- Sulfatación en contactos de baterías.
- Reapriete de bornes eléctricos.
- Comprobación tensión y corriente del generador fotovoltaico y banco de batería.

Inversores

- Comprobación datos instantáneos: voltaje, intensidad, energía inyectada.
- Comprobación histórica de alarmas.
- Comprobación histórica de generación.

5.11.2. Operación

Las instalaciones fotovoltaicas no requieren de la intervención de ningún operario, son completamente automáticas y autónomas.

Son suficientemente sencillas y robustas como para no requerir una vigilancia continuada ni exhaustiva. Pero no están exentas de fallos, y por lo tanto pueden pararse y dejar de producir con la consecuente bajada de rendimiento económico.

Un buen mantenimiento preventivo anual es suficiente en instalaciones pequeñas, donde la amortización de la instalación no es tan importante.

En instalaciones medianas, ubicadas en edificios donde normalmente hay personal de mantenimiento general, se puede complementar el mantenimiento preventivo anual con inspecciones visuales periódicas para detectar posibles paradas fortuitas.

Las causas más comunes de fallos son:

- fallos de aislamiento (cortes en cableado)
- desconfiguración de inversores
- robos o actos vandálicos

En instalaciones medianas y grandes, donde la rentabilidad es lo más importante, si se llevan a cabo tareas de control y seguimiento específicas. La solución óptima es la monitorización a distancia.

5.11.3. Monitorización

Con la instalación de un sistema de comunicación complementario al inversor podemos:

- Monitorizar la producción.
- Monitorizar parámetros eléctricos.

Añadiendo sensores:

- Medir variables ambientales: radiación, temperatura ambiente, temperatura de célula y viento.

- Evaluar el performance ratio instantáneo y medio.
- Detectar fallos eléctricos parciales (caída de una serie, apagado de un inversor, sobretensión)

5.11.4. Comentarios sobre operación

Normalmente la operación se incluye en los contratos de mantenimiento preventivo de instalaciones medianas y grandes

- Representa un pequeño % de la cuota anual
- Un seguimiento requiere un servicio 365 días al año.
- Para instalaciones medianas o incluso pequeñas, el mantenedor puede incluir varios de los servicios de operación y vigilancia programando las alarmas al celular.

5.11.5. Herramientas específicas

- Cortador de cables, la particularidad de esta herramienta es la de ejecutar un corte prolijo, evitando que algunas puntas sean más largas que otras.
- Pelador de cables especialmente diseñado para las medidas estándar de los cables fotovoltaicos. En este caso, el corte de la aislación es prolijo, no dañando el conductor en el interior.
- Crimpreadora, es la base para el montaje de los distintos cabezales. Con ella se pueden armar los distintos cables MC3, MC4, además de otros tipos de terminales en instalaciones fotovoltaicas.

Capítulo VI: Normativa

Regularización del sistema fotovoltaico ante la compañía.

Regularización del sistema fotovoltaico ante la SEC.

Normativa de seguridad.

¿En qué documento se debe basar para el diseño de una instalación eléctrica fotovoltaica segura?

Al realizar un proyecto eléctrico fotovoltaico, es necesario diseñarlo de tal manera, que al menos cuente con las condiciones mínimas de seguridad establecidas por las normativas vigentes, si se habla de un proyecto de baja tensión entonces se debe utilizar las siguientes normativas e instructivos:

- NCH Elec 4/2003
- NCH Elec 2/84
- NTCO EGBT
- RGR N°01/2014
- RGR N°02/2014

La instalación de un equipo generador fotovoltaico es un proyecto que debe ser ejecutado por profesionales y se debe asegurar que funcionará bien, bajo los estándares establecidos por la SEC para evitar todo tipo de posibles problemas. Para asegurar que el proyecto a instalar cumpla con la normativa requerida se deben realizar solicitudes a la compañía general de electricidad y a la SEC. Estas solicitudes permiten proteger nuestros hogares de instalaciones defectuosas que pongan en riesgo la integridad de las personas.

El primer formulario es una solicitud de información, se solicita a la compañía conocer si es posible instalar un equipo generador fotovoltaico *on-grid* en el recinto; el segundo formulario es la respuesta de la compañía de electricidad e informa las características de la red y la capacidad a instalar permitida; en el tercer formulario se informa a la empresa la potencia que se desea instalar y el cuarto formulario es la respuesta a la solicitud de potencia a conectar. Mediante una manifestación de conformidad se informa a la empresa que se está de acuerdo con los términos finales. Luego se debe presentar la declaración de puesta en servicio ante la SEC que permitirá declarar que la instalación esté en condiciones para conectarse a la red, mediante el formulario 5 se solicita conectarse a la red y finalmente mediante el formulario 6 la compañía responde ante la solicitud de conexión y envía un técnico al domicilio para hacerla efectiva.

Una mejor forma de entender los pasos a seguir para normalizar el proyecto fotovoltaico lo encontramos en el siguiente esquema (ver figura 6.1):

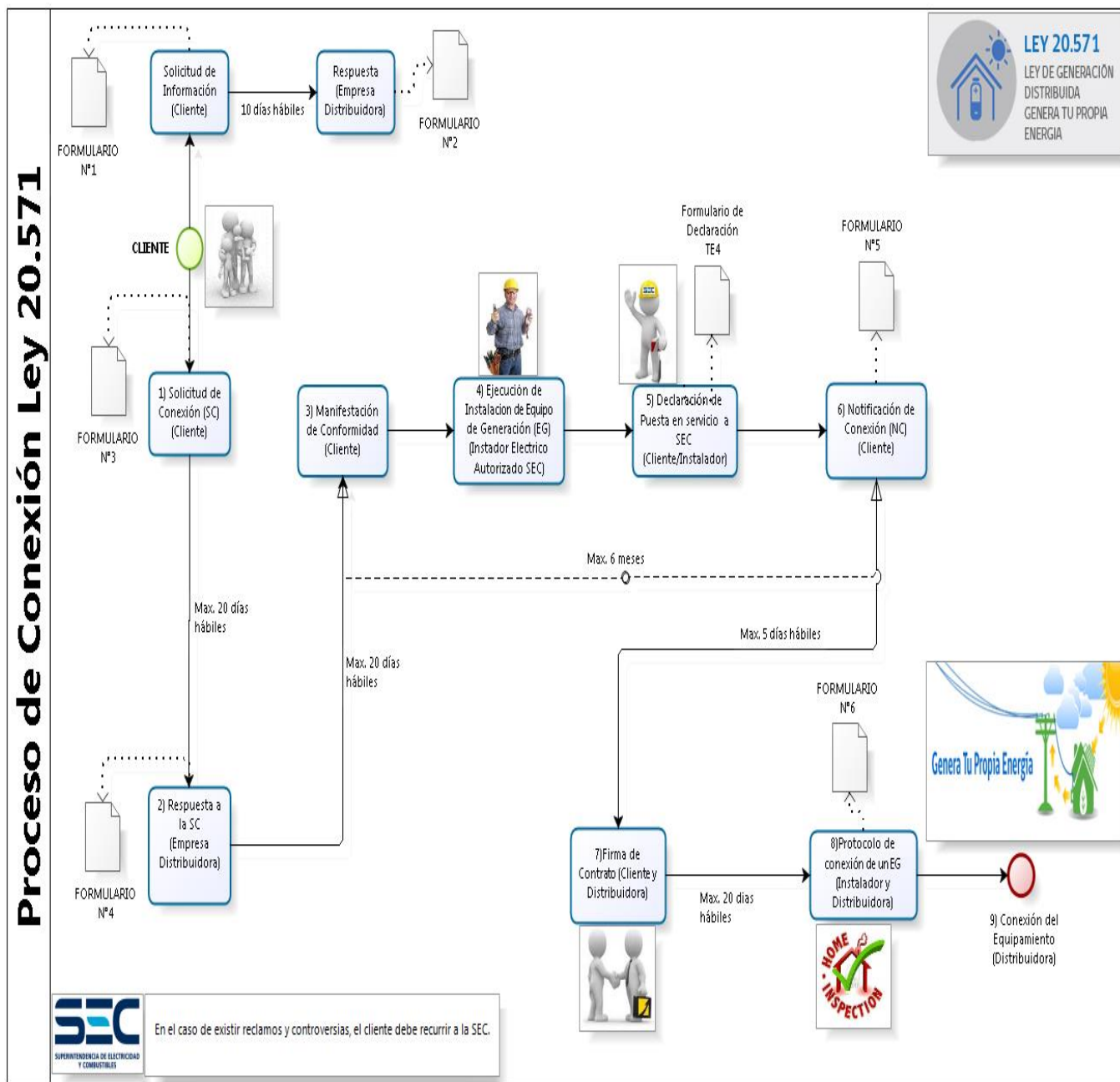


Figura 6.1 Procesos que se deben llevar a cabo para normalizar proyecto *on-grid*.

6.1. Formulario 1. Solicitud de información

Un cliente o usuario final interesado en conectarse al sistema de distribución eléctrico, puede realizar una solicitud de información a la empresa distribuidora en referencia al transformador de distribución o alimentador que corresponda, para el diseño adecuado e instalación del equipo generador (EG) (ver tabla 6.1).

Tabla 6.1 FORMULARIO 1: SOLICITUD DE INFORMACIÓN.

Datos del Dueño del Inmueble		
Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos del Solicitante		
Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos del Cliente	Número de Cliente ¹	
Datos de Contacto	Nombre completo	
	Teléfono y/o e-mail	
Datos del Lugar de Instalación		
Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Lugar de instalación	
Características del Equipamiento de Generación		
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas	
<hr/> Lugar y fecha		<hr/> Firma del Solicitante

1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.

2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

6.2. Formulario 2. Respuesta a la solicitud de información

La empresa distribuidora tiene un plazo de 10 días hábiles para responder con el formulario 2. (ver tabla 6.2).

Tabla 6.2 FORMULARIO 2: RESPUESTA A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN.

Identificación de la solicitud de información	Número de Solicitud:									
	Número de Cliente:									
	Fecha de la solicitud:									
	Fecha de la respuesta:									
Datos del Solicitante										
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo									
	R.U.N.									
Persona jurídica	Razón Social									
	R.U.T.									
Información Técnica										
Conexión	Propiedad empalme	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>								
	Capacidad del empalme	_____ [kVA]								
	Tipo de empalme	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico								
	Opción tarifaria del cliente									
	Identificación Transformador de Distribución Asociado:	ID: Tensiones: ___ / ___ [kV]; Potencia: _____ [kVA]								
	Listado de Usuarios o Clientes Finales ya conectados o con SC aprobada para el transformador de distribución asociado	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tecnología¹</th> <th>Conexión: 3ϕ 1 ϕ</th> <th>Capacidad Instalada:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. A, B, C o D.</td> <td><input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/></td> <td>_____ [kW] _____ [kW]</td> </tr> <tr> <td>2. A, B, C o D.</td> <td><input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Tecnología ¹	Conexión: 3ϕ 1 ϕ	Capacidad Instalada:	1. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	_____ [kW] _____ [kW]	2. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Tecnología ¹	Conexión: 3ϕ 1 ϕ	Capacidad Instalada:								
1. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	_____ [kW] _____ [kW]								
2. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>									
Datos de la red:	Tipo de red BT:	3ϕ <input type="checkbox"/> 2 ϕ <input type="checkbox"/> 1 ϕ <input type="checkbox"/>								
	Potencias de Cortocircuito para diseño:	$S_{CC\ trafo}^2$: _____ [kVA]								
		$S_{CC\ trafo}^3$: _____ [kVA]								
		$S_{CC\ red\ FA}^4$: _____ [kVA]								
Demanda Mínima:	En horas con sol: _____ [kW] En horas sin sol: _____ [kW] Zona geográfica: 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/>									
Capacidad Instalada Permitida:	_____ [kW], para sistemas tipo ¹ : A <input type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/>									
En caso de dudas contactar a:										
Nombre:	Teléfono:	_____								
E-mail:	Nombre, cargo y firma del responsable de la información									

1: A, B, c o D: A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía; B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior; C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas; D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas.

2: $S_{CC\ trafo}$: nivel de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado.

3: $S_{CC\ red\ PC}$: nivel de cortocircuito en el punto de conexión.

4: $S_{CC\ red\ FA}$: Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del alimentador de BT al cual se desea conectar un Cliente, expresada en Kva.

El desarrollador o consultor interesado, recién en este punto tendrá certeza de la potencia máxima que podrá solicitar a conectar. Esta información hace referencia a la potencia máxima sin adecuaciones, significando esto que en ese nivel de potencia no se requerirían obras adicionales o adecuaciones en la red.

6.3. Formulario 3. Solicitud de conexión

Para solicitar la conexión de un EG, el usuario o cliente final debe presentar una solicitud de conexión (ver tabla 6.3). La empresa distribuidora contestará a dicha solicitud en conformidad con lo establecido en la normativa vigente y según lo requerido en el formulario 4: Respuesta a solicitud de conexión (ver tabla 6.4).

Tabla 6.3 FORMULARIO 3: SOLICITUD DE CONEXIÓN.

Datos del Dueño del Inmueble			
Persona natural o representante legal	Nombre completo		
	R.U.N.		
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social		
	R.U.T.		
Datos del Solicitante			
Persona natural o representante legal	Nombre completo		
	R.U.N.		
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social		
	R.U.T.		
Datos del Cliente	Número de Cliente ¹		
Datos de Contacto	Nombre completo		
	Teléfono y/o e-mail		
Datos del Lugar de Instalación			
Dirección de la instalación	Calle, número		
	Comuna, Ciudad		
	Lugar de instalación		
Características del Equipamiento de Generación			
Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]		
¿El EG es capaz de modificar su $\cos\phi$?	<input type="checkbox"/> SÍ <input type="checkbox"/> NO	¿Cuál es el rango?	$\cos\phi = \pm 0, \dots$
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas		
Fuente(s) Energética(s) Primaria(s):	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____		
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo		
Documentos Adjuntos:			
Certificado de Dominio Vigente del inmueble del EG, con vigencia no anterior a 3 meses	<input type="checkbox"/>		
Se adjunta fotocopia de cédula de identidad de persona natural o jurídica	<input type="checkbox"/>		
Se adjunta documento que acredita personería con vigencia no anterior a 30 días de esta solicitud (cuando solicitante es persona jurídica)	<input type="checkbox"/>		
Se adjunta mandato autorizado ante notario para la instalación del EG en el inmueble para el solicitante (cuando el solicitante no es dueño del inmueble del EG)	<input type="checkbox"/>		
_____ Lugar y fecha		_____ Firma del Solicitante	

- 1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.
 2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

Documentos que deben adjuntarse a la solicitud:

- Si el solicitante persona natural: Copia de cédula de identidad.
- Si el dueño del inmueble es persona jurídica: Documento que acredita personería con vigencia no anterior a 30 días.
- Si el solicitante no es el propietario del inmueble: Autorización mandato notarial del propietario, con vigencia no anterior a 30 días.
- Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación, del
- Conservador de Bienes Raíces correspondiente, con una vigencia no anterior a 3 meses.

6.4. Formulario 4. Respuesta a solicitud de conexión.

Tabla 6.4 FORMULARIO 4: RESPUESTA A SOLICITUD DE CONEXIÓN.

Identificación de la Solicitud de Conexión:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
	Fecha de la respuesta:	
Datos del Solicitante		
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica	Razón Social	
	R.U.T.	
Respuesta a la Solicitud de Conexión		
Conexión	Ubicación geográfica del punto de conexión:	
	Propiedad empalme:	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>
	Capacidad del empalme:	_____ [kW]
	Tipo de empalme:	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico
	Opción tarifaria:	
Respuesta a la Solicitud de Conexión:		
Capacidad Instalada Permitida		_____ [kW]
Factor de potencia con el que deberá operar		
Costo de las actividades de conexión:		\$ _____
Obras Adicionales	¿Se requieren Obras Adicionales?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	¿Se requiere modificación del empalme?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
En caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones	Descripción resumida de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones:	
	Valorización:	
	Plazo de ejecución:	
	Modalidad de pago:	
Lugar y fecha		Nombre, cargo y firma del responsable de la información

Documentos Adjuntos:

1. Modelo de Contrato en caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones:
2. Descripción de las partidas principales de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones, junto a su valorización, plazo de ejecución, modalidad de pago, entre otros.

6.5. Manifestación de conformidad

Emitido el formulario 4, el beneficiario tiene un periodo de 20 días hábiles para realizar una manifestación de conformidad (ver tabla 6.5). Con lo cual se obtiene un plazo máximo de 6 meses para realiza la construcción del proyecto.

Tabla 6.5 MANIFESTACIÓN DE CONFORMIDAD.

Datos del Solicitante

Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo	
	R.U.N.	
	Teléfono	
	Correo	
Persona jurídica	Razón Social	
	R.U.T.	
	Teléfono	
	Correo	

Datos de la Empresa Distribuidora

Datos de contacto de la Empresa Distribuidora	Nombre	
	Dirección de la Sucursal	
	Correo de contacto	
	Teléfono	

Datos del Proceso de conexión

Identificación de la Respuesta a la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la emisión del formulario 4:	
Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Teléfono, e-mail	

Características del Equipamiento de Generación

Capacidad Instalada Permitida en formulario 4 (Respuesta a la solicitud de conexión):	_____ [kW]
Capacidad de potencia a reservar	_____ [kW]
Periodo de reserva (No más de 6 meses)	Desde: _____ Hasta: _____ Cantidad de Meses: ____
<p>Con fecha: _____, mediante el presente formulario, manifiesto la conformidad al formulario 4 de respuesta a la solicitud de conexión informado por su empresa distribuidora. Con dicho acto administro solicito reservar la Capacidad Instalada Permitida, por el periodo indicado en el presente formulario a contar de la recepción de esta Manifestación de Conformidad.</p>	
<p>_____</p> <p>Timbre y fecha de recepción empresa distribuidora:</p>	<p>_____</p> <p>Firma del Solicitante</p>

6.6. Declaración de puesta en servicio

El proyecto fotovoltaico se deberá declarar mediante el trámite eléctrico “TE 4” de comunicación de puesta en servicio de generadoras residenciales, el que deberá estar firmada por el propietario y el instalador eléctrico autorizado.

Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un instalador electricista autorizado, clase A o B.

El instalador deberá entregar a la SEC en las direcciones regionales o al DAC en la región metropolitana, una carpeta acompañada de los siguientes documentos que deberán ser revisados por el funcionario de la SEC previos al ingreso de la carpeta y que contendrá lo siguiente:

- Planos del proyecto definitivo de la instalación ejecutada de la unidad de generación.
- Memoria explicativa para proyectos con potencia máxima instalada superior a 10kW.
- Memoria de cálculo de estructura para proyectos con más de 30kW de potencia máxima instalada.
- Informe de ensayos y mediciones del generador-verificación inicial.
- Check list de autoevaluación realizado por el instalador.
- Formulario TE 4 de declaración del instalador eléctrico o profesional autorizado por el reglamento de instaladores.
- Copia de los formularios número 3 (solicitud de conexión) y número 4 (respuesta a solicitud de conexión) establecidos en la NTCO EGBT.
- Copia de las resoluciones autorizadas de paneles e inversores.
- Declaración de los ajustes de fabricantes del convertidor, que indique el número de serio del equipo y los parámetros de configuración del inversor, debiendo estos últimos encontrarse en conformidad a la NTCO EGBT.
- Una copia digital de todos los antecedentes presentados.

6.6.1. Memoria explicativa

a) Descripción del sistema conectado a la red, donde se deberá indicar los datos técnicos y funcionamiento de la generadora destacando las partes más importantes del sistema e indicando, además, el criterio con el cuál fue elaborado el proyecto, dando a conocer el lugar geográfico donde se va a realizar el proyecto, los tipos de generadoras a utilizar, incorporando los certificados o, eventualmente, las autorizaciones requeridos en la normativa vigente.

b) Cálculos justificativos:

Se presentará la justificación matemática de las soluciones, indicándose todos los factores considerados en ella, la cual deberá contener a lo menos las siguientes partes:

- Cálculo de dimensionamiento de conductores.
- Cálculo de caídas de tensión.
- Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones.

c) Especificaciones técnicas, de cada una de los componentes de la generadora residencial.

d) Cubicación de materiales donde se deberá indicar de manera clara, tanto en nombre como en cantidad cada uno de los equipos, materiales y accesorios de la generadora residencial.

e) Cuando corresponda a unidades de generación fotovoltaicas, la memoria explicativa deberá contener los requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección descritas en la norma IEC 62446.

6.6.2. Memoria de cálculos de estructura

Para las unidades de generación superior a 30 kW, deberán presentar una memoria de cálculos de las estructuras en conformidad a la norma NCh 2369.

Planos

a) Los formatos a utilizar para el diseño de los planos, serán los establecidos en la norma NCH 2.84.

b) Los planos deberán ser confeccionados en un software de dibujo cad o equivalente.

c) En los planos se deberá indicar la ubicación geográfica en el rotulado correspondiente, indicando como mínimo tres calles de referencia, y las coordenadas geográficas (en coordenadas UTM).

d) Los planos deberán contar con un cuadro de generación donde se indique los valores articulares y totales de potencia, voltaje, corriente, sección, tipo de conductores, protecciones y todos los elementos eléctricos que forman parte de la unidad de

generación, dando a conocer el valor total nominal y máximo del sistema de generación utilizado.

- e) Los planos deberán contar con cuadro de resumen de láminas y cuadro de resumen de potencias donde se indique claramente la potencia de cada unidad de generación y su respectivo alimentador que forma parte de la generadora residencial, indicando su potencia máxima, nominal, declarada e instalada.
- f) Los planos deberán contar un diagrama unilineal que especifique lo siguiente:
 - Diseño y disposición de canalización, emplazamiento de la acometida, alimentadores generales y sub-alimentadores.
 - Cantidad, longitud, disposición y sección transversal correspondiente a la acometida, alimentadores generales, sub-alimentadores, tanto de los conductores como de las canalizaciones.
 - Tipo de protecciones, valor de la corriente nominal, nivel de corriente de ruptura y curvas de operación.
 - Detalle de cada uno de los componentes pertenecientes al generador residencial con sus respectivas características técnicas, tanto en tipo, valores, cantidad, sección y distancia.
 - Sistema de puesta a tierra, donde se indique la resistencia y todas las características técnicas de cada uno de los elementos pertenecientes a esta. Además, de los niveles de tensión de paso y de contacto permisibles, para proyectos eléctricos no simplificados. En los proyectos simplificados solo deberá indicarse el valor de la puesta a tierra en el diagrama unilineal, identificando el método de medición y el instrumento utilizado.
- g) Se deberá realizar en una de las láminas, el emplazamiento total de la instalación, donde se indique la ubicación de cada uno de los componentes, como el medidor, el generador, tableros de conexión.
- h) Los componentes de la generadora residencial se deberán representar de manera gráfica en los planos de planta y emplazamiento, mediante símbolos, los que deberán estar definidos en la misma lámina donde se represente la instalación.
- i) Los planos deberán contar con un cuadro de caídas de tensión, el que deberá registrar todas las caídas de tensión desde el empalme o punto de conexión a la red hasta la unidad de generación, considerando la máxima potencia de la unidad de generación.
- j) Los planos presentados a la Superintendencia deberán ser planos As-built.
- k) Los esquemas de cuadros de carga y diagrama unilineal para instalaciones fotovoltaicas se pueden obtener en la página del SEC/ energía renovables no convencionales/ley de generación y distribuidora/ normativa técnica e instructivos SEC/ Procedimiento de puesta en servicio RGR N°01 2014
- l) Cuando corresponda a unidades de generación fotovoltaicas, los planos deberán contar con la siguiente información mínima:

Generador FV:

- Tipo de módulo
- Número total de módulos
- Número de string
- Módulos por string

String:

- Especificaciones del cable del string- tamaño y tipo
- Especificaciones de la protección de sobre intensidad, tipo y clasificación (de tensión/corriente)
- Tipo de diodo de bloqueo (si aplica)

Detalles eléctricos del generador:

- Especificaciones del cable principal del generador, tamaño y tipo
- Situación de las cajas fotovoltaicas del generador (cuando sea aplicable)
- Tipo de seccionador de continua, localización y clasificación (tensión/intensidad)
- Equipos de protección de sobre-intensidad (si aplica) – Tipo, localización y clasificación tensión/intensidad.

Puesta a tierra y protección de sobretensión:

- Detalles de los cables de tierra / fijación de los conductores y puntos de conexionado. Incluyendo detalles del cable de la red equipotencial del marco del generador donde sea aplicable
- Detalles de cualquier conexión a un sistema de protección frente a rayos ya existente
- Detalles de cualquier protección contra sobretensiones instalado (tanto en línea de CC como en CA). Incluir localización, tipo y clasificación

Sistema CA:

- Situación, tipo y clasificación del aislador de corriente alterna.
- Situación, tipo y clasificación de la protección de sobre intensidad de corriente alterna.
- Situación, tipo y clasificación (si aplica) del Interruptor diferencial

6.6.3. Informe de inspección, ensayos y mediciones de terreno del generador.

Informe de ensayos del generador:

- Medición empleada para verificar la continuidad de la estructura y partes metálicas de la unidad de generación, deberá indicar los puntos medidos y el instrumento utilizado.
- Mediciones de aislamiento.
- Ensayo de polaridad.
- Procedimiento de medición de puesta a tierra, se debe indicar el método y el instrumento utilizado.

Para instalaciones fotovoltaicas se deberá utilizar el siguiente informe (ver tabla 6.6):

Tabla 6.6 Informe de ensayos del Generador fotovoltaicos.

INFORME DE ENSAYOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO				VERIFICACIÓN INICIAL			
Dirección de Instalación				Referencia			
				Fecha			
Descripción de los trabajos bajo prueba				Instalador			
				N°			
				Instrumentación empleada			
N° de String		1	2	3	4		n
Generador	Modulo Tipo						
	Cantidad						

Parámetros del generador (Según este especificado)	Potencia (kW)						
	Voc (Stc)						
	Isc (stc)						
	Imax Inversa Modulo						
Dispositivo de protección de sobrecorriente de String (Aplicable a	Tipo						
	Valor (A)						
	Voltaje máx. CC						
	Capacidad (kA)						
conductor lado CC	Tipo						
	Positivo (mm2)						
	Negativo (mm2)						
	Tierra (mm2)						
	Voltaje máx. CC						
	Capacidad (A)						
Ensayo de polaridad							
Resistencia de aislamiento	Tensión Prueba						
	Positivo - Tierra						
	Negativo - Tierra						
Continuidad de conductor							
Seccionador funcionan correctamente							
Protecciones	Diferencial AC		Protección AC				
	Tipo		Marca				
	Corriente		Corriente nominal (A)				
	Corriente		Capacidad (KA)				
AC	Prueba de Test		Tipo (bipolar o				
	Ubicación						
Inversor							
		Funciones		Ajustes		Tiempos	
AJUSTES PARA DESCONEXIÓN	Protección contra caídas de tensión		V	0,80 Un	ms	< 100 ms	
	Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) U>		V	1,10 Un	ms	< 100 ms	
	Protección contra sobretensiones		V	1,15 Un	ms	< 100 ms	
	Protección contra caída de la		Hz	47,50 Hz	ms	< 100 ms	
	Protección contra subidas de la		HZ	51,50 Hz	ms	< 100 ms	
AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN	Rango		Ajustes		Tiempos		
	Limite inferior de tensión		V	0,85 Un	s	≥ 60 s	
	Limite Superior de tensión		V	1,10 Un			
	Limite inferior frecuencia		Hz	47,50 Hz			
	Limite Superior frecuencia		HZ	50,20 Hz			
Tiempo de reconexión para				≥ 5 s			
PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDAD DE GENERACIÓN	Potencia (KW-						
	Voltaje CC						
	Corriente CC		SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				
	Frecuencia (Hz)		Valor Tierra		Ω		
	Voltajes FASE 1		Valor Tierra Servicio				
	Voltajes FASE 2		Método de medición				
	Voltajes FASE 3		Instrumento Utilizado				
	Corrientes FASE		Clase de precisión				
	Corrientes FASE						
	Corrientes FASE						

6.6.4. Formulario de declaración TE 4

Junto con los documentos analizados anteriormente, se debe adjuntar la declaración TE 4 que se presenta a continuación (ver tabla 6.7):

Tabla 6.7 Declaración TE 4.

.- Antecedentes Instalador o Profesional que Declara																				
RUT													-	Nombre Completo						
Domicilio Particular																				
Comuna						Región				Clase Licencia / Título Profesional										
Teléfono Fijo						Teléfono Celular				Correo Electrónico										
2.- Antecedentes de la Instalación																				
Dirección																				
Región		Comuna					Rol							-						
Georeferencia UTM (zona)		Zona		Coordenada E					Coordenada N											
Destino de la Propiedad (*)	Industrial		Tipo de Construcción (*)	Individual (casa)		Potencia Total Instalada (kW) del Generador														
	Comercial			Edificio																
	Habitacional			Conjunto		Potencia Total Declarada del Generador (kW)														
	Educacional			Nota: (*) Marcar con una "x" donde corresponda (**) Detalle de características técnicas en reverso de este formulario (***) Se debe indicar giro específico, actividad o tipo para cualquier destino de la propiedad seleccionado.																
	Otros																			
Indicar giro específico (***)																				
Detalle de la Instalación Declarada							Fuente Energética Primaria de la U de Generación													
Número de Unidades de Generación							(1. Solar, 2. Eólico, 3. Hidráulica, 4. Biogas, 5. Biomasa, 6. Gas natural, 7. Otros.)													
Potencia máxima de la U Generadora						kW														

Tipo de convertidor			Empalme				
1.-Inversor							
2.- Convertidor de frecuencia							
3.- Convertidor modulado							
4.-Sin convertidor							
Potencia nominal del Convertidor		kW	Empresa distribuidora/ N° de Cliente				
Voltaje de entrada del convertidor CC		V	Nivel de Tensión (BT o MT)				
Voltaje de salida del convertidor CA		V	Capacidad de Empalme (kW)				
Capacidad de sistema de Almacenamiento de energía		A/h	Protección de Empalme (A)				
Potencia Instalada de la instalación de consumo		kW	Tipo de Empalme (Monofásico o trifásico)				
3.- Antecedentes del Propietario y/o Representante Legal							
Propietario							
RUT			-	Nombre Completo o Razón Social			
Dirección Particular/Comercial							
Comuna/Ciudad		Región		Teléfono Fijo	Teléfono Celular		
Correo Electrónico							
Representante Legal							
RUT			-	Nombre Representante Legal			
Dirección Particular/Comercial							
Comuna		Región					
Teléfono Fijo		Teléfono Celular		Correo Electrónico			
4.- Firmas de responsabilidad							
1. El instalador o profesional de la instalación que se inscribe, declara que se ha ejecutado conforme al proyecto que se adjunta y que cumple con los decretos y cuerpos normativos que corresponden con esta instalación				<hr/> Firma Instalador			

2. El propietario o representante legal de la instalación que se inscribe declara conocer el artículo 148° del DFL 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y asume la responsabilidad de mantenerla cumpliendo con las normas de seguridad correspondientes en vigencia.	_____ Firma Propietario
3. USO EXCLUSIVO DE SEC N° de FOLIO : _____ FECHA: _____	_____ Firma Funcionario

**Esta inscripción no constituye aprobación por parte de SEC.
 La modificación de las condiciones originales de la instalación dejan sin efecto el presente documento.
 El presente documento es válido para poner en servicio la Instalación Fotovoltaica conectada a red comunicada.**

CONFIGURACIÓN DESCONEXIÓN DE UNIDAD DE GENERACIÓN				
Funciones	Ajustes		Tiempos	
Protección contra caídas de tensión V<	V	0,80 V _n	ms	≤100 ms
Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) V>	V	1,10 V _n	ms	≤100 ms
Protección contra sobretensiones breves V>>	V	1,15 V _n	ms	≤100 ms
Protección contra caída de la frecuencia F<	Hz	47,50 Hz	ms	≤100 ms
Protección contra subidas de la frecuencia F>	HZ	51,50 Hz	ms	≤100 ms

AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN DE UNIDAD DE GENERACIÓN				
Rango	Ajustes		Tiempos	
Límite inferior de tensión V<	V	0,85 V _n	s	≥ 60 s
Límite Superior de tensión V>	V	1,10 V _n		
Límite inferior frecuencia F<	Hz	47,50 Hz		
Límite Superior frecuencia F>	HZ	50,20 Hz		
Tiempo de reconexion para interrupciones breves (menor a 3s)			≥ 5 s	

CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Fabricante Unidad de Generación	
Tecnología de Unidad de Generación	<input type="checkbox"/> Sistemas basado en convertidores <input type="checkbox"/> Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> Sistemas basados en máquinas asincrónicas <input type="checkbox"/> Otros **
Fabricante del convertidor	
Certificados requeridos (*)	

Nota (*): En la celda certificados requeridos, se debe ingresar todos los certificados requeridos, ingresando el organismo emisor del certificado, individualizando el producto y en número de identificación del certificado y la fecha de emisión. Para los casos de autorizaciones deberá registrar, El producto y modelo con El N°, Fecha y ACC de Resolución EX. Para tal efecto agregue las filas que estime necesario, indicando la información requerida por producto.

Nota ():** Requiere ser especificado y debe estar en el marco de la Ley 20.571. Para tal efecto agregue una fila, indicando la información específica de la tecnología de UG.

6.6.5. Check list

El usuario Instalador o Profesional, con motivo de la implementación del nuevo Trámite eléctrico TE-4, para la declaración de comunicación de puesta en servicio de generadoras residenciales (Ley 20.571), SEC deja a su disposición los nuevos Checklist, manual de usuario y documentación asociada.

Este trámite electrónico ya se puede realizar y se hará de modo paralelo al TE4 manual, los cuales se encuentran en la página de la SEC/Energías renovables no convencionales/Ley de generación distribuidora/Declaración TE 4. En donde encontraras los Checklist que debes completar.

Cabe destacar que el Instalador deberá entregar a la SEC en las Direcciones Regionales o al Departamento de Atención de Usuarios (DAU) en la región Metropolitana, sólo una carpeta que contenga la documentación señalada anteriormente, pero que debe venir acompañada de tres formularios TE4 además del respaldo digital.

De los tres formularios TE4 que deberá traer el Instalador, una vez que la SEC haya realizado las revisiones documentales y la fiscalización, estos se entregarán al Instalador para que sean utilizados de la siguiente manera:

- El primer formulario TE4 quedará en las oficinas de la SEC, al igual que la carpeta con la documentación que entregó el Instalador.
- El segundo formulario TE4 deberá ser presentado a la compañía de distribución eléctrica por el Instalador para que continúe con el proceso de conexión.
- El tercer formulario TE4 será entregado al Propietario de la instalación declarada, al igual que una copia de la documentación del proyecto presentado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por el Instalador.

Se entrega el formulario TE4 a la compañía eléctrica junto al quinto formulario (notificación de conexión) además de documentos adjuntos que se definen dentro del quinto formulario.

6.7. Formulario 5. Notificación de conexión

Mediante la entrega a la compañía de electricidad de este formulario se solicita la conexión del sistema de generación fotovoltaico a la red (ver tabla 6.8).

Tabla 6.8 FORMULARIO 5: NOTIFICACIÓN DE CONEXIÓN.

Identificación de la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
Datos del Dueño del Inmueble		
Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos del Solicitante		
Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos de Contacto	Nombre completo	
	Teléfono y/o e-mail	
Lugar de Instalación		
Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
Características del Equipamiento de Generación		
Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]	
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas	
Fuente Energética Primaria:	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____	
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo	
Instalador	Nombre completo	
	R.U.N.	
	Clase	
	Certificado Instalador	
	Fono y/o e-mail	
Datos de la Declaración Puesta en Servicio SEC	N° Folio	
	Fecha de Inscripción	
Documentos Adjuntos		
Mandato autorizado ante notario con vigencia no anterior a 30 días contados desde la fecha de presentación de esta NC (Solo en caso que el solicitante no sea el propietario del inmueble)		<input type="checkbox"/>
Descripción de las características técnicas esenciales de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente o en las instrucciones que al efecto dicte la Superintendencia		<input type="checkbox"/>
El o los certificados de aprobación o la autorización de comercialización y uso de la(s) Unidad(es) de Generación y demás componentes del EG que así lo requieran.		<input type="checkbox"/>
Se adjunta copia de Declaración de Puesta en Servicio del EG por el Usuario o Cliente Final ante la Superintendencia		<input type="checkbox"/>
Se adjunta copia del formulario de declaración TE4 y sus documentos respectivos		<input type="checkbox"/>
_____		_____
Lugar y fecha		Firma del Cliente o Usuario Final

6.8. Formulario 6. Protocolo de conexión de un EG

Mediante el formulario 6 (ver tabla 6.9), la compañía informa que la conexión será realizada y posteriormente envía un técnico que se cerciorará de que la instalación sea adecuada y conectará el sistema a la red.

Tabla 6.9 FORMULARIO 6: PROTOCOLO DE CONEXIÓN DE UN EG.

Identificación de la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Lugar de instalación	
	Teléfono, e-mail	
Características del Equipamiento de Generación		
Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]	
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas	
Fuente Energética Primaria:	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____	
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo	
Verificación de Requerimientos Generales:		Cumple: SÍ NO
a) Equipos de medición estén en conformidad a lo dispuesto en esta norma técnica y demás normativa aplicable.		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
b) Valores de ajuste de la Protección RI en conformidad con NT.		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
c) Valor de ajuste de sobretensión $V>$ de la Protección RI más cercana a la conexión a la red corresponda a 1,1 Vn.		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
d) Tiempo de desenergización obtenido de la Prueba de Desconexión menor a 2 segundos.		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
e) Verificación de la correcta operación del disparo de la Protección RI sobre el Interruptor de Acoplamiento (solo en caso de EGs con Protección RI centralizada).		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
f) Protección RI sellada o protegida con contraseña. Nota: Esta contraseña no debe ser conocida por el Usuario o Cliente Final.		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Cumple todos los requerimientos anteriores:		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
<hr/> Nombre y Firma de responsable de la Empresa Distribuidora		<hr/> Nombre y Firma del Técnico Autorizado
Fecha y hora:		

6.9. Normativas de seguridad

6.9.1. Condiciones de la instalación

La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa algún equipo que se encuentre en los sistemas fotovoltaicos.

Los equipos a instalar deben estar todos certificados por la SEC, antes de adquirir cualquier equipo, esto debe comprobarse en la página web de la SEC.

Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos seleccionados necesarios (fusibles, interruptores) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía y de forma simultánea. Se excluyen de esta disposición los microinversores.

Asimismo, se acepta para inversores string como medio de desconexión el medio que incluye el equipo Inversor para estos fines.

Las unidades de generación fotovoltaica, deberá contar con las respectivas señaléticas de seguridad claramente visible que indiquen:

“PRECAUCIÓN: PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA - NO TOCAR - TERMINALES ENERGIZADOS EN POSICIÓN DE ABIERTO – SISTEMA FOTOVOLTAICOS”

Todas las cajas de conexión o junction box de CC, deberán contar con un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por el generador y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública.

Además de señalar dentro del sistema fotovoltaico los riesgos posibles, también se debe señalar en el cerco exterior de la vivienda o en el medidor eléctrico, que el hogar consta con generación eléctrica, también es importante dar constancia a bomberos y carabineros que en el domicilio existe generación, ya que en caso de incendio se deben tomar resguardos especiales para estos casos.

Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC, deberá ser instalados lo más cercanos posible de los arreglos fotovoltaicos.

Todos los tableros, conexión y junction box ubicados a la intemperie, deberán ser instaladas de forma que todas sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de protección IP.

6.9.2. Estructura

La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve, y sísmicos.

El diseño, la construcción de la estructura unidad de generación fotovoltaica y el sistema de fijación de módulos fotovoltaicos, deberá permitir las dilataciones térmicas necesarias, evitando transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

La estructura se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química.

Las estructuras industriales y comerciales cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica sea superior a 20kW, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en la norma NCh 2369

La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a tierra de protección.

6.9.3. Módulos fotovoltaicos.

No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintos modelos, ni orientaciones diferentes en un mismo string. Se excluyen de esta disposición a los módulos conectados a través de microinversores.

Solo se podrá utilizar orientaciones distintas de módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación, en casos justificados en donde el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dichas causas, lo que deberá ser fundamentado en la memoria técnica de diseño del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.

Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse de modo de asegurar una buena ventilación, y con una separación suficiente que permita las dilataciones térmicas y que garantice la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima.

No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos productos de la fabricación o del traslado de estos, como roturas o fisuras.

6.9.4. Arreglos y Conexión Eléctrica.

Cada arreglo o string de la Unidad generación fotovoltaica deberá conectarse al inversor fotovoltaico de la siguiente manera:

Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los denominados inversores string, en que cada string se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

Mediante una caja de conexiones de string o junction box. Se utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los denominados inversores centrales o para aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más strings.

Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica, deberán cumplir con la norma IEC 61439-1, y contar con los siguientes elementos:

- Seccionador bajo carga.
- Descargadores de sobretensión tipo 2.
- Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
- Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
- Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
- Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
- Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
- El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.

Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC, deberá ser instalados lo más cercanos posible de los arreglos fotovoltaicos.

Todos los tableros, conexión y junction box ubicados a la intemperie, deberán ser instaladas de forma que todas sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de protección IP.

6.9.5. Conductores y Canalización.

Los circuitos de los sistemas fotovoltaicos y los circuitos de salida fotovoltaicos no se instalarán en las mismas canalizaciones con otros circuitos de otros sistemas, al menos que los conductores de los otros sistemas estén separados por una barrera o estén conectados entre sí.

Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separada.

Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales.

Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.

Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1,25 veces.

La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm²

La sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm².

Los conductores para corriente continua se identificarán o marcarán de formas independientes y de manera diferente de los conductores: positivo, negativo y de tierra de protección. Para esta identificación se podrán utilizar los siguientes colores: rojo para el conductor positivo, negro para el conductor negativo y verde o verde/amarillo para el conductor de tierra de protección, para el cableado de corriente alterna deberá estar a lo indicado en la norma NCh Elec. 4/2003.

6.9.6. Inversor.

Los Inversores utilizados en los sistemas fotovoltaico conectados a la red, deberá estar certificado en conformidad al protocolo de ensayos establecido por la Superintendencia para tales efectos.

La instalación del inversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos. El inversor se deberá situar en un lugar con fácil acceso a personal técnico.

No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación.

Podrán instalarse a la intemperie aquellos inversores que cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con protección contra la radiación solar directa.

La instalación del inversor deberá efectuarse, dejando un espacio mínimo de 15 cm a cada lado del inversor, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas. Los terminales del inversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.

Se debe tener en cuenta, al momento de comprar el inversor, que contenga éste contenga el perfil de red chileno.

6.9.7. Protecciones.

Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas.

La protección diferencial, deberá ser de una intensidad diferencial-residual no superior a 300 mA.

El interruptor general magnetotérmico y el diferencial deberán estar instalados y claramente identificados en el tablero de distribución o general de la instalación de consumo. Deberá cubrir las siguientes especificaciones:

- Ser manualmente operable.
- Contar con un indicador visible de la posición "On-Off".
- Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.
- Tener la capacidad interruptora requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.
- Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas.

En aquellos lugares en que exista peligro de caída de rayos, deberán instalarse las protecciones de pararrayos respectivas, en conformidad las normas IEC 62305-2, IEC 60364-7-712.

6.9.8. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.

El sistema de puesta a tierra utilizado deberá cumplir con requerimientos de seguridad establecidas en la norma NCh Elec. 4/2003.

La medición de la resistencia de puesta a tierra, deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en la norma IEEE Std. 81 o la IEC 61936-1.

6.9.9. Baterías de acumuladores.

De existir baterías en el equipamiento de generación, se deberá respetar para el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma UNE EN 50272-2.bb

Las partes energizadas de los sistemas de baterías de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.

Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 Ah, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.

6.9.10. Interconexión con la red.

La instalación fotovoltaica deberá conectarse en paralelo con la red y contribuir a abastecer el suministro de energía a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes, por ambas simultáneamente u otro medio interno.

La instalación fotovoltaica debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento.

6.9.11. Medidor

Los generadores fotovoltaicos conectados a la red deberán contar con un único equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente.

El medidor bidireccional deberá contar con su respectivo certificado de comercialización y el certificado de verificación primaria (exactitud de medida) en ambos sentidos, emitido por un organismo OLCA, con el propósito de garantizar el correcto registro del consumo e inyección para la correspondiente facturación por parte de la empresa distribuidora.

CAPÍTULO VII: COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.

El presente documento ha permitido desarrollar las diferentes aristas presentes en una instalación de arreglos fotovoltaicos. Debido a la relevancia que están tomando las instalaciones fotovoltaicas en estos tiempos, se pudo presentar de forma concreta y ordenada información indispensable al respecto, desde las bases teóricas que sustentan y hacen posible el uso de la energía solar hasta el dimensionamiento apropiado de los elementos de un sistema fotovoltaico.

El diseño del documento ha abarcado principalmente tres grandes tópicos relacionados a la implementación de métodos: Dimensionamiento, Certificación e Instalación y mantención.

Con respecto al Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos *on-grid* y *off-grid* se ha logrado disponer de la información relevante respecto a los esquemas básicos de cada sistema, sus elementos y la normativa vigente que rige sobre estos, entregando las alternativas actuales de empresas distribuidoras y marcas convenientes. De esta manera se entregan las herramientas para que instaladores acreditados puedan dimensionar correctamente sistemas fotovoltaicos.

La certificación y aprobación de estos sistemas es un trámite obligado que debe realizarse para instalaciones acopladas a la red. El presente documento ha expuesto de forma clara los formularios que deben rellenarse y lo que conlleva cada uno, permitiendo así que el instalador sepa como certificar sus sistemas, a donde dirigirse y como poner en marcha sus proyectos de manera rápida y eficiente.

Otra arista importante del seminario ha sido el tópico de instalación y mantención. Se ha presentado el esquema de conexión eléctrico básico para cada uno de los sistemas, así como los cuidados y precauciones a la hora de conectar y poner en marcha. Aunque las instalaciones pueden ser realizadas bajo diferentes condiciones mecánicas, se deben seguir recomendaciones de seguridad, éstas han sido presentadas por el documento para la protección del instalador. El montaje mecánico también varía dependiendo de las condiciones de trabajo, aun así, se ha presentado el montaje básico como la utilización de grapas y los rieles, entre otros.

Finalmente, toda esta información se ha presentado en un orden lógico, para que el lector pueda ir siguiendo paso a paso el manual de instalación a la vez que determina como ejecutar su proyecto.

Bibliografía

- [1] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2014). Ley de Generación Distribuida. 20 de Febrero del 2017, de SEC Sitio web:
http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,1&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [2] Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile. (2015). Explorador Solar. 20 de Febrero del 2017, de Ministerio de Energía Sitio web:
<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>
- [3] Jorge Luis Gatica. (2012). Red Agrometeorológica de INIA. 20 de Febrero del 2017, de Ministerio de Agricultura Sitio web: <http://agromet.inia.cl/estaciones.php>
- [4] Universidad Federico Santa María. (2008). Registro Solarimetrico de Chile . 20 de Febrero del 2017, de Comisión Nacional de Energía Sitio web:
<http://documents.mx/documents/registro-solarimetrico-de-chile.html>
- [5] Martínez-Moreno F & Tyutyundzhien N. (2013). “Buena y Malas Prácticas” Manual para Mejorar la Calidad y Reducir el Coste de los Sistemas Fotovoltaicos. 20 de Febrero del 2017, de CROPS Sitio web:
http://www.pvcrops.eu/sites/default/files/u10/Buenas%20y%20Malas%20Pr%C3%A1cticas_Manual_Nov2013ES_author.pdf
- [6] Centro de Capacitación de Energías Renovables. (2010). Estudio Solar. 20 de Febrero del 2017, de Estudio Solar Ltda Sitio web: <http://www.estudiosolar.cl/>
- [7] SEC. (2014). Procedimiento de Puesta en Servicio: RGR n° 01. 20 de Febrero del 2017, de Ministerio de Energía Sitio web:
http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_NET_METERING/RGR_01.PDF
- [8] SEC. (2014). Instrucción Técnica: RGR N° 02. 20 de Febrero del 2017, de Ministerio de Energía Sitio web:
http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_NET_METERING/RGR_02.PDF

[9] Comisión Nacional de Energía. (2014). NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN EN BAJA TENSIÓN. 20 de Febrero del 2017, de Comisión Nacional de Energía Sitio web: http://www.minenergia.cl/ley20571/wp-content/uploads/2015/03/NormaTecnicaConexionOperacionEquipamientoGeneracion_BajaTension.pdf

[10] SEC. (2015). División de Ingeniería de Electricidad. 20 de Febrero del 2017, de Ministerio de Energía Sitio web: http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_NET_METERING/OFCICIO_CIRCULARN9373.PDF

[11] SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES . (2003). – Instalaciones de Consumo en Baja Tensión. 20 de Febrero del 2017, de SEC Sitio web: http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_norma4/norma4_completa.pdf

[12] Méndez Muñiz J, Cuervo García R & Veritas Formación B. (2011). Energía Solar Fotovoltaica. Ulises, 95 - 28043 Madrid: FC Editorial.