

Índice:

Introducción	pg. 5		
Documentación técnica.	pg.5		
Prácticas.	pg.5		
Evaluaciones.	pg.6		
Proyecto final.	pg.6		
Requisitos de aprobación.	pg.6		
El sol, Azimut y Altura solar	pg. 7		
El sol: Fuente de energía.	pg.7		
Azimut y elevación.	pg.8		
Paralelos y Meridianos.	pg.9		
Determinar la altura solar.	pg.10		
Inclinación precisa del arreglo.	pg.11		
La energía del sol: Irradiancia e Irradiación.	pg.12		
La Hora Solar Pico [HSP]	pg.13		
Denom. de escala: celda, módulo y arreglo.	pg.15		
Comp de la Rad.: Directa, difusa y albedo.	pg.15		
Radiación en el plano inclinado.	pg.17		
Módulos fotovoltaicos.	pg. 20		
Denominación de escala.	pg.20		
Parámetros que debemos conocer.	pg.21		
Conexión en serie de celdas.	pg.22		
El módulo FV.	pg.22		
STC (CEN)	pg.23		
NOCT	pg.24		
Curvas de módulo.	pg.24		
Conexión en Serie, paralelo y mixto.	pg. 27		
Arreglos de baterías y módulos.	pg.27		
Especificaciones técnicas de Módulos FV	pg. 28		
Clasificación de Sistemas FV	pg. 33		
Elementos de una instalación FV	pg. 36		
Regulador de Carga.	pg.37		
Baterías.	pg.42		
Inversores.	pg.47		
Seguridad	pg.57		
Elementos de Protección Personal [EPP].	pg.57		
		Trabajo con tensión.	pg.58
		Botiquín y primeros auxilios.	pg.58
		Seguridad del Usuario.	pg.59
		Protecciones Termomagnéticas.	pg.61
		Interruptores diferenciales.	pg.61
		Seguridad de los elementos de suministro.	pg.63
		Trabajo en altura.	pg.64
		Método de cálculo	pg. 71
		Instalación Eléctrica para sistemas FV	pg. 78
		Bibliografía.	pg. 78
		Requisitos.	pg.79
		Secciones de los cables o conductores.	pg.79
		Corriente Máxima de Circuito.	pg. 81
		Corriente Continua de Circuito.	pg. 82
		Capacidad del conductor.	pg. 82
		PAT.	pg. 84
		Protecciones.	pg.85
		Interruptores de CA en CC.	pg. 87
		Dimensiones relativas y caída de tensión.	pg. 88
		Tablas y correcciones.	pg.89
		Temperatura en módulos FV.	pg.91
		Tabla Modelo	pg. 92
		Tablas.	pg.92
		Paso a paso para utilizar las planillas.	pg.97
		Ejercicios	pg. 102
		Representación gráfica	pg. 95
		Escalas y Definiciones.	pg.95
		Simbología básica.	pg.97
		Diagramas eléctricos.	pg.98
		Unifilar y multifilar.	pg.99
		Sombras	pg. 106
		Cómo comparar módulos solares	pg. 113
		Guía para inspectores - Traducción.	pg. 119
		Herramental	pg. 123

Introducción a la Metodología del Curso

El presente curso tiene como objetivo instruir a los participantes en el manejo de las tecnologías básicas necesarias para la instalación de equipos para el suministro de electricidad por captación de la energía solar, las medidas de seguridad necesarias para el instalador, los usuarios y los mismos equipos.

Se utilizarán conceptos básicos de electricidad, corriente continua, alterna, potencia eléctrica; física básica del efecto fotovoltaico; teoría de los componentes a utilizar, como ser baterías, módulos, inversores y reguladores; introducción a métodos de dimensionamiento (Balance de potencias y método de corrientes) y dimensionamiento básico de instalaciones domiciliarias, sus protecciones y consecuencias fisiológicas en el cuerpo humano.

Realizaremos también una breve, y solo a modo informativo, introducción a la generación eólica de pequeña escala (menos de 1 kWp), revisando bibliografía y material audiovisual de apoyo.

Documentación Técnica:

También deberán los alumnos desarrollar la documentación técnica mínima necesaria para que la instalación sea interpretada por el usuario, o futuros técnicos que se presentaran a trabajar en la misma, a realizar reparaciones o ampliaciones: esquemas unifilares, multifilares, plantas y croquis; planillas de carga y dimensionamiento; manual de uso. Dentro de esta documentación aprovecharemos la experiencia de varios países en el desarrollo de normativa y técnicas específicas en el tema, revisando la bibliografía disponible. El participante deberá reconocer e interpretar los elementos en planos y esquemas, como también deberá poder realizar esquemas y croquis básicos.

- Esquemas unifilares y multifilares.
- Planta o croquis.
- Planillas de dimensionamiento.
- Manual del usuario.
- Proyecto, memoria, balance, presupuestos.

Evaluaciones:

Todos los alumnos deben completar la totalidad de los ejercicios para obtener el certificado de aprobación. Cada Secuencia de Aprendizaje cuenta con los materiales, documentos y ejercicios que debe realizar el alumno a lo largo de la cursada.

Proyecto final (Trabajo Práctico):

Se le solicitará a los participantes que lleven adelante un proyecto imaginario, desarrollando la totalidad de lo incorporado en el curso, ante un contratante al que suministrarán toda la documentación necesaria, y se evaluarán los cálculos de apoyo de el mencionado proyecto. Esta carpeta proyecto será archivada para evaluar el desempeño y desarrollo del curso.

Temas relacionados:

Incluiremos también temas como Buenas Prácticas Medioambientales, CEN (Condiciones de Ensayo Normalizadas, o en inglés STC, Standard Test Conditions), análisis de curvas y rendimiento de equipos del mercado, mantenimiento de equipos a largo plazo, uso correcto de herramientas e instrumentos, electrónica aplicada y algunos circuitos de autoconstrucción que son aplicables a lo que nos compete, proveedores, confección de presupuestos, y toda inquietud que surja dentro del grupo de trabajo.

Es nuestra misión adquirir o mejorar los conocimientos necesarios para llevar a cabo con seguridad una instalación de suministro de electricidad por energía solar fotovoltaica, respetando el medioambiente y asegurando la protección de las personas, siempre en primer lugar, y de los equipos instalados.

Requisitos de aprobación:

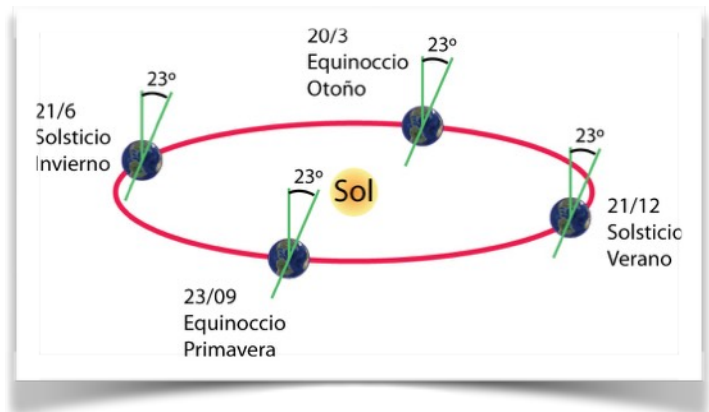
Para la aprobación del curso se deberá contar con un puntaje de 66/100 (66%) promedio en las evaluaciones, y entrega del trabajo final.

El Sol: Fuente de energía

El Sol es la principal fuente de energía. Alrededor de él giran todos los planetas de nuestro sistema. En su núcleo se producen poderosas fusiones nucleares, que liberan una gran cantidad de energía. Esta energía viaja en forma de radiación electromagnética hasta llegar a la tierra.

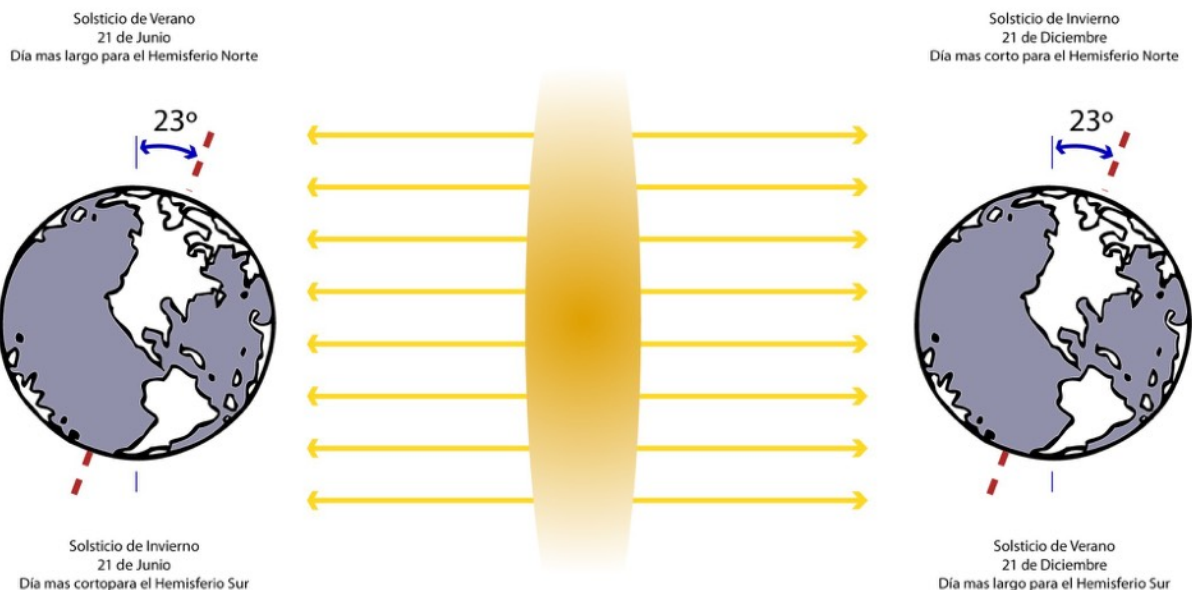
La tierra gira alrededor del sol en una órbita elíptica, en un movimiento conocido como “traslación”. Mientras realiza este movimiento, la tierra, gira también sobre su eje en otro movimiento muy importante conocido como “rotación”.

Durante todo su trayecto, la tierra mantiene un ángulo de inclinación con respecto al plano de traslación, de $23,4^\circ$ y es esta característica particular la que nos da como resultado el hecho de que contemos con estaciones diferenciadas entre el hemisferio Sur y el Norte.



Observemos la siguiente ilustración y supongamos:

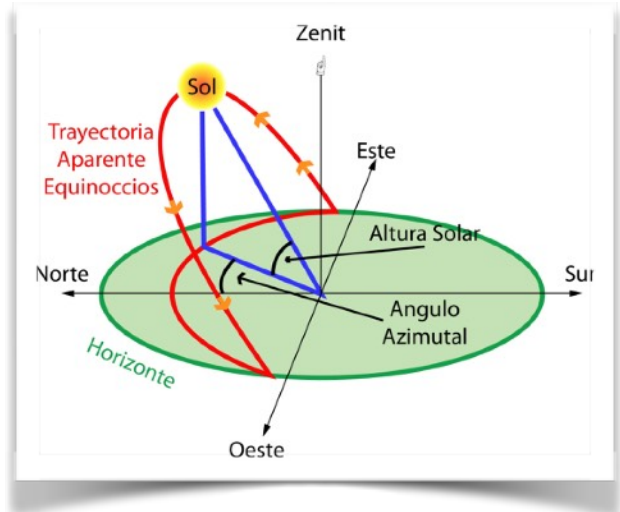
En el mapa de la izquierda, a pesar de que la tierra gira sobre su eje, el hemisferio sur recibirá del sol (en el centro) siempre los rayos en forma oblicua, por ende, menos energía por área, mientras que en el mapa de la derecha los recibirá en forma casi perpendicular (según el lugar).



Al ángulo de incidencia de los rayos del sol sobre la perpendicular en la tierra se lo llama **altura solar o elevación solar** y es un dato importante a conocer, ya que en base a este dato, y con un método de cálculo similar al utilizado para obtener este ángulo, obtenemos la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

También debemos conocer el **acimut**, que es un ángulo determinado, desde nuestro punto de vista sobre la tierra y mirando al norte. El acimut puede referenciarse de dos maneras:

- Tomando el norte como 0 y 360 grados, girando hacia la derecha.
- Tomando el norte como 0 y si nos movemos hacia el este es positivo (hasta 180) y hacia el oeste, negativo.



Observemos aquí ambas variables, considerando que el observador (nosotros) se encuentra parado en el centro del círculo. Vemos aquí la **trayectoria aparente** del sol,

que para nosotros, parados sobre la tierra, describe un semicírculo, para luego ocultarse durante la noche y volver a emerger al día siguiente. Todo ese movimiento aparente del sol alrededor nuestro se realiza dentro de lo que conocemos como **esfera celeste**.

*Estas coordenadas dentro de la **esfera celeste** las debemos tener siempre en cuenta, ya que se utilizan para ubicar el sol en su trayectoria, y cualquier objeto que pudiera hacerle sombra al mismo, y que afectará el rendimiento del sistema fotovoltaico.*

Recordemos:

*Elevación
Acimut*

Nuestro **horizonte** es la línea imaginaria que abarca nuestro campo de visión, de esta manera vemos que el sol sale por nuestra derecha (al este) por la mañana, para describir en el firmamento una trayectoria determinada, hasta alcanzar su máxima **altura solar** al mediodía, y empezar a partir de ese momento su caída hacia nuestra izquierda (al oeste) para desaparecer luego debajo de nuestra línea del horizonte.

Toda esta trayectoria aparente que realiza el sol puede predecirse sabiendo la ubicación en la que estamos en el planeta (mediante paralelos y meridianos) y la fecha del año. Por ello conocemos (para el hemisferio Sur) en el **solsticio de verano (21 de diciembre)** el sol saldrá en el cuadrante Este-Sur y se pondrá en el cuadrante Oeste-Sur describiendo un gran arco, siendo este el día mas largo del año; en los **equinoccios (21 de marzo y 21 de septiembre)** el sol saldrá muy cercano a la dirección Este y se pondrá en el Oeste, y en este momento los días y las noches tendrán la misma duración; y en el **solsticio de invierno (21 de junio)** el sol saldrá en el cuadrante Norte-Este y se pondrá en el cuadrante Norte-Oeste, describiendo un arco menor, siendo este el día mas corto del año y el de menor energía recibida del sol, en ese lugar en particular, y para el que calcularemos nuestra inclinación, en la mayoría de los casos.

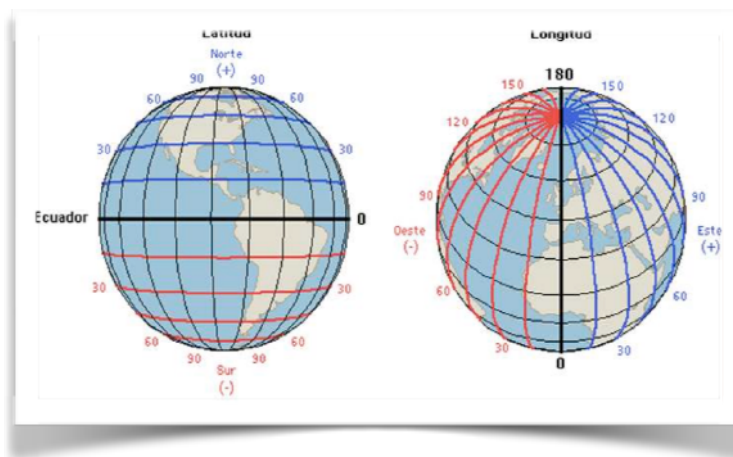
Para el instalador de sistemas fotovoltaicos es **muy importante** conocer varios parámetros:

- La **orientación** [α] que se le dará al módulo Ej. Norte pleno, Noroeste, 30° Este.
- La **inclinación** [β] que tendrá, según la fecha de uso de la energía.
- La **localidad** [**Latitud y Longitud**] donde se lo instalará, teniendo en cuenta las coordenadas de la misma.
- La radiación incidente u **horas equivalentes** [**HSP o kWh/m² día**] de sol.

En el hemisferio sur, los módulos se orientan **hacia el norte** y la inclinación depende de la localidad para la que diseñaremos el sistema.

El cálculo que se realiza en ambos casos es similar, y muy sencillo de realizar. Recordemos que deberemos conocer los fundamentos básicos de la localización mediante **paralelos y meridianos**, por lo que repasaremos un poco los conceptos.

Los Paralelos y Meridianos son líneas imaginarias que utilizamos hoy en día para determinar un punto en el globo terráqueo.



Los Paralelos:

Se miden en grados [°] desde el Ecuador, que es el paralelo 0°

-Ecuador al Sur es Latitud Sur, o Hemisferio Sur

-Ecuador al Norte es Latitud Norte, o Hemisferio Norte

Existe bibliografía, y métodos utilizados para determinar la ubicación geográfica, o para calcular la radiación incidente que utilizan números positivos para el hemisferio norte y negativos para el hemisferio sur.

Los Meridianos:

Se miden en grados [°] desde el Meridiano de Greenwich, que es el Meridiano 0°

-de Greenwich al Este es longitud Este

-de Greenwich al Oeste es longitud Oeste.

También encontramos en este caso métodos que toman las localizaciones al este del meridiano 0 como positivas, y aquellas ubicadas al oeste como negativas.

Por ejemplo, Buenos Aires puede ubicarse en:

34°36'30" S 58°22'19" O

O también:

- 36,608333; - 58,371944

¿Cómo convertimos grados minutos y segundos en decimal si provenimos del sistema sexagesimal?

Dividir los minutos sobre sesenta.

Dividir los segundos sobre tresmilseiscientos.

Sumar los dos valores anteriores a los grados.

Ejemplo:

$$34 + (36/60) + (30/3600) = 36,608333$$

$$58 + (22/60) + (19/3600) = 58,371944$$

Recordemos que para el hemisferio sur, la coordenada será negativa (-) como también para las longitudes al oeste del meridiano 0.

Determinando la altura solar:

Altura solar en [°] = h

Latitud del lugar donde nos encontramos = ϕ

Angulo de declinación terrestre = $\delta = 23^\circ$

- En el solsticio de verano, se suma la declinación terrestre.
- En el solsticio de invierno, se resta la declinación terrestre.
- En los equinoccios, no se toma en cuenta la declinación terrestre.

Fórmula: $h [^\circ] = 90^\circ - \phi \pm \delta$

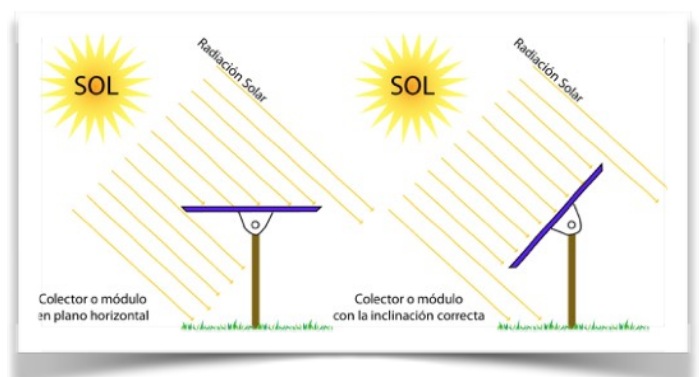
Ejemplo:

Para Córdoba Capital, Latitud 31° .

Solsticio verano: $h [^\circ] = 90^\circ - 31^\circ + 23^\circ = 82^\circ$

Solsticio de invierno: $h [^\circ] = 90^\circ - 31^\circ - 23^\circ = 36^\circ$

Equinoccios: $h [^\circ] = 90^\circ - 31^\circ = 59^\circ$



Según nuestra necesidad energética utilizaremos alturas solares distintas, por ejemplo, para un refugio de montaña que se utiliza solo en verano, utilizaremos el solsticio de verano, ya que no tendremos necesidad de energía en otro momento, y sabremos que esa es la máxima altura solar que tendremos en el verano. En cambio, para una estación repetidora, que debe transmitir permanentemente, utilizaremos el solsticio de

invierno, ya que sabemos que ese será el día mas corto, por ende el momento en el que recibiremos menos energía del sol.

Inclinación

Para determinar la inclinación del módulo utilizaremos la siguiente fórmula, un poco distinta de la utilizada en la altura solar.

Recordemos que cuanto mas perpendicular se encuentre nuestro módulo, podrá captar mayor cantidad de energía, ya que si recibe los rayos en forma oblicua, una gran parte de estos se dispersan en un área mayor que la que ocupa el módulo.

Cálculo de inclinación PRECISA del módulo:

Inclinación en [°] = α

Altura solar en [°] = h

$$\alpha = 180^\circ - h - 90^\circ$$

Recordemos que: $h [^\circ] = 90^\circ - \phi \pm \delta$

Latitud del lugar donde nos encontramos = ϕ

Angulo de declinación terrestre = $\delta = 23^\circ$

Reemplazando h :

$$\alpha = 180^\circ - (90^\circ - \phi \pm 23^\circ) - 90^\circ$$

Ejemplo:

Para Córdoba Capital, Latitud 31° .

$$\text{Solsticio verano: } \alpha [^\circ] = 180^\circ - (90 - 31^\circ + 23^\circ) - 90^\circ = 8^\circ$$

$$\text{Solsticio de invierno: } \alpha [^\circ] = 180^\circ - (90 - 31^\circ - 23^\circ) - 90^\circ = 54^\circ$$

$$\text{Equinoccios: } \alpha [^\circ] = 180^\circ - (90 - 31^\circ) - 90^\circ = 31^\circ$$

Simplificando el cálculo:

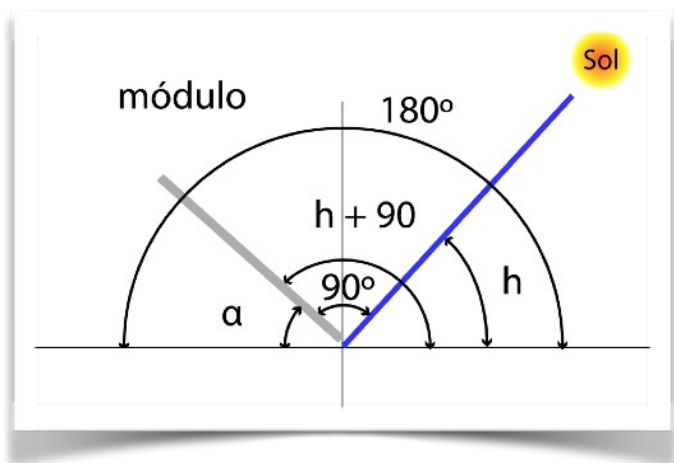
$$\alpha = \phi \pm \delta$$

$$\alpha = \phi \pm 23^\circ$$

$$\text{Solsticio verano: } \alpha [^\circ] = 180^\circ - (90 - 31^\circ + 23^\circ) - 90^\circ = 8^\circ$$

$$\text{Solsticio de invierno: } \alpha [^\circ] = 180^\circ - (90 - 31^\circ - 23^\circ) - 90^\circ = 54^\circ$$

$$\text{Equinoccios: } \alpha [^\circ] = 180^\circ - (90 - 31^\circ) - 90^\circ = 31^\circ$$



A efectos prácticos se utiliza para todo el año una inclinación de Latitud + 10°/15°

Este valor es una **solución técnica de compromiso**, que no es óptima para el peor momento del año, ni para el mejor.

Existe bibliografía en la que se presentan tablas de inclinación, acorde a rangos de latitudes determinadas, reproducimos una a continuación:

Latitud del lugar	Ángulo en invierno	Ángulo en verano
0° al 5°	15°	15°
15° a 25°	Latitud	Latitud
25° a 30°	Latitud + 5°	Latitud - 5°
30° a 35°	Latitud + 10°	Latitud - 10°
35° a 40°	Latitud + 15°	Latitud - 15°
40° <	Latitud + 20°	Latitud - 20°

También existe en nuestro país bibliografía que utiliza Latitud + 15° como ángulo óptimo para todo el año.

Recordemos que tanto la máxima como la mínima altura solar sólo se mantienen por un día, ya que luego de ese período, la altura comienza a decrecer en el caso del solsticio de verano, y a crecer en el caso del solsticio de invierno.

En caso de utilizar rastreadores, la energía capturada (o convertida) rondará un 35% más en verano, y un 15% más en invierno, aproximadamente.

Ejercicios:

- 1) Ubique geográficamente las siguientes localidades, presente las coordenadas en sistemas decimal y sexagesimal y calcule las inclinaciones de módulo para verano e invierno.
 - 1) Ciudad de Buenos Aires.
 - 2) Rosario
 - 3) Esquel
 - 4) La Quiaca.
- 2) Para esas mismas ubicaciones, ¿cuál sería la inclinación del módulo según una solución técnica de compromiso?
 - 1) Ciudad de Buenos Aires.
 - 2) Rosario
 - 3) Esquel
 - 4) La Quiaca.

La energía del sol

Se calcula que en la superficie terrestre se reciben 1000 W/m^2 , mientras que en el exterior de la atmósfera son $\sim 1353 \text{ W/m}^2$, este valor es conocido como **constante solar terrestre o extraterrestre**.

Este valor es conocido como **IRRADIACION**, y la unidad mas común es la de kW/m^2 . Podríamos decir que es la **POTENCIA** (recordemos el término) que tiene la luz solar en una superficie de 1 m^2 , la **INTENSIDAD** de la luz solar.

En nuestro país contamos con dos herramientas para determinar la ENERGIA (Potencia en unidad de tiempo) recibida del sol, basados en un estudio estadístico con muchos años de datos recolectados:

1. Tabla de datos meteorológicos para 118 localidades de la república argentina. *Praccia, Fabris y Rapallini, 1987*
2. Atlas solar de la República Argentina. *Grossi Gallegos, Righini, 2007*
3. Guía del Recurso Solar de la República Argentina. MinEMN. 2017
4. Tablas de transposicion para diferentes orientaciones e inclinaciones. *Wallace, C.*

Podemos ver en detalle ambos materiales. (Ver tabla y Atlas).

Existen también sitios de portales, cómo por ejemplo el de NASA's POWER Project Data Sets Solar and meteorological data sets from NASA research for support of renewable energy, building energy efficiency and agricultural needs

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Este es un ejemplo, y encontrarán mas accesos a estos en la sección de Enlaces del curso.

Es importante manejar la conversión de las unidades que extraemos de estos materiales de consulta, adaptándolos a nuestras necesidades.

Estos valores son conocidos como **IRRADIACION** o **INSOLACION** y se corresponden con la **ENERGIA** (Potencia x unidad de tiempo = Wh) en unidad de superficie. La unidad mas común es el kWh/m^2 .

Los datos disponibles en el sitio de NASA's Applied Science Program solo se pueden consultar en inglés, pero dispone de cálculos de radiación para cualquier coordenada del planeta.

Recordemos siempre que la **irradiancia** equivale a potencia (kW/m^2) y que la **irradiación** equivale a la energía ($\text{kWh/m}^2 \text{ día}$)

La tabla de 118 localidades utiliza los Megajoules [$\text{MJ} / \text{m}^2 \text{ día}$]. Sabemos que 1 Kilowatt hora [kWh] equivale a 3,6 [MJ], entonces convertimos las unidades de [$\text{Mj/m}^2 \text{ día}$] en [$\text{kWh/m}^2 \text{ día}$] al dividir en 3,6; por ejemplo para una irradiancia diaria de 11,9 [$\text{Mj/m}^2 \text{ día}$].

$$\frac{11,9 \text{ [MJ/m}^2 \text{ día]}}{3,6} = 3,305 \text{ [kWh/m}^2 \text{ día]}$$

Un Watt equivale a 1 Joule sobre segundo ($1W=1J/s$), entonces $1 \text{ kW} = 1000W = 1000 \text{ J/s}$.

Si cada hora tiene 3600 segundos (60 segundos por minuto, 60 minutos por hora) entonces 1 Kilowatt hora es $3600 \times 1000 \text{ J}$. Un megajoul es un millón de Joules, $1MJ = 10^6 \text{ J}$, y $1 \text{ kWh} = 3.6 \text{ MJ}$.

En el Atlas encontramos las unidades en $[\text{kWh/m}^2 \text{ día}]$ por lo que no necesitaremos realizar conversión de unidades aquí, pero esa medición es realizada sobre el plano horizontal, por lo que necesitaríamos convertir ese valor a su equivalente en el plano inclinado que deseáramos, por lo que nos concentraremos en el uso de tablas con los valores de inclinación.

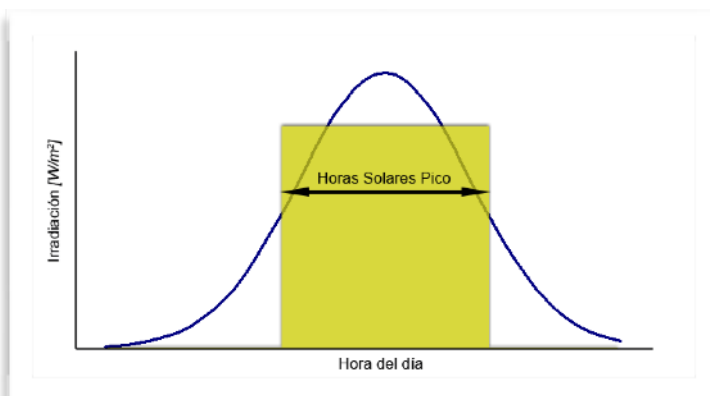
Otra unidad utilizada para dimensionar sistemas fotovoltaicos son las **horas solares equivalentes [H] u hora solar pico [HSP] o kWh/m² día**. Estas unidades las utilizaremos en el curso, ya que son aceptadas internacionalmente para dimensionamiento.

La hora solar pico [HSP] es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 .

Una hora solar pico equivale a $3,6 \text{ MJ/m}^2$ o, lo que es lo mismo, $1 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$, tal y como se muestra en la siguiente conversión:

$$1 \text{ [HSP]} = \frac{1000 \text{ W} \times 1 \text{ h}}{\text{m}^2} \times \frac{3600 \text{ [s]}}{1 \text{ [h]}} \times \frac{1 \text{ [J/s]}}{1 \text{ [W]}} = 3,6 \text{ [MJ/m}^2]$$

Interpretación gráfica de la Hora Solar Pico [HSP]



Si se representa en un gráfico la distribución horaria de la irradiación incidente sobre la superficie terrestre se observa que los niveles varían a lo largo del día, como vemos aquí en línea curva (azul).

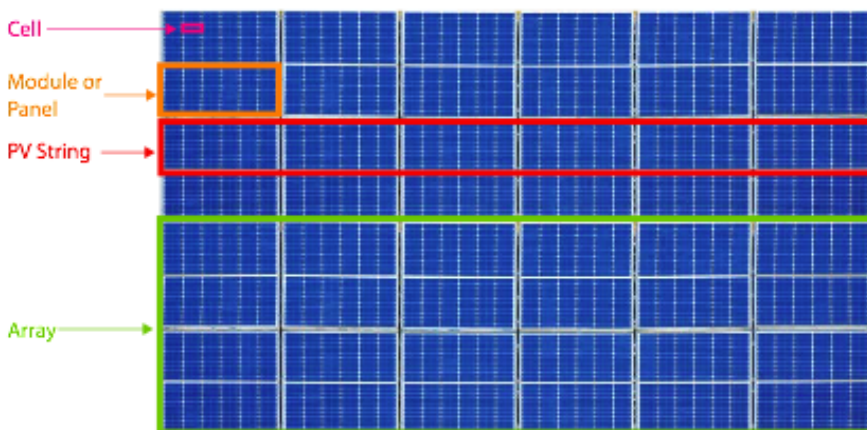
Gráficamente, la hora pico solar se interpreta como una función de valor constante que delimita el mismo área que la distribución antes mencionada, representada aquí como un rectángulo.

La denominación de la escala

- **Celda** → **Módulo** → **Cadena** → **Grupo** → **Generador**.

Estas denominaciones las deberemos tener presentes a lo largo de todo el curso, ya que dependiendo del tamaño de la instalación estaremos hablando de un solo módulo, o varios en forma de un **grupo o generador**.

En el siguiente gráfico (en inglés) podemos ver la denominación:



Vemos en principio las **celdas**, que conectadas en series y paralelos forman el **Módulo**.

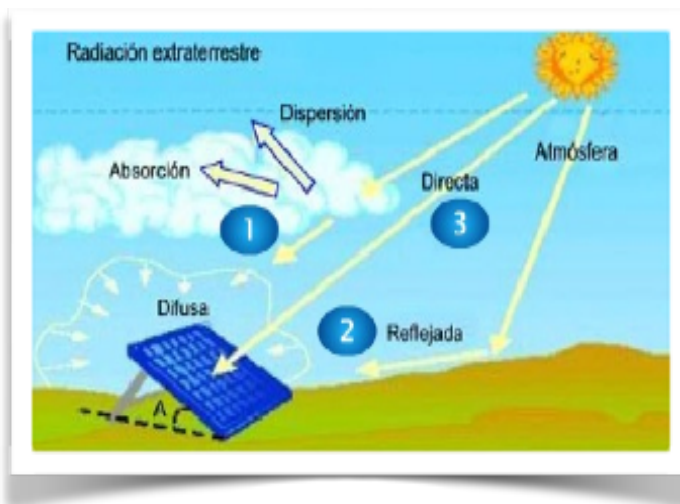
Con estos módulos o paneles creamos una **Cadena**, que son los módulos en serie.

Cadenas, unidas mecánicamente forman un **Grupo**.

Todo junto conforma el **Generador**.

Componentes de la Radiación:

La radiación que recibirá un colector o módulo FV estará compuesta por 3 componentes:



1. Radiación Directa
2. Radiación Difusa.
3. Radiación Reflejada o Albedo.

La **Radiación Directa** es la componente mas importante para nuestros sistemas. El módulo fotovoltaico solo puede convertir una porción de la energía recibida directa en electricidad, por lo que, cuanto mayor sea esta componente, mas energía podrá convertir el módulo.

La **Radiación Difusa** se origina al impactar la radiación directa contra formaciones nubosas, cúmulos de humedad, etc. Esta radiación es de menor valor energético, ya que parte de su energía es absorbida por la interferencia.

Por último, el **Albedo o Radiación Reflejada**, es una ganancia adicional que recibiremos sobre el módulo, ya que nominalmente contamos con mediciones o estimaciones de la radiación directa. Por ejemplo, un equipo instalado sobre un espejo de agua o una salina (alto índice de reflectividad) va a recibir parte de la radiación que se refleja en el suelo, por el contrario si está en un bosque o campo cultivado, la vegetación no emitirá radiación (no habrá casi componente de **albedo**) y por lo tanto no habrá una ganancia. Cabe tener en cuenta que es bajo el índice de ganancia por **albedo**, ya que la longitud de onda será menor, por lo tanto acarreará menor energía, porque parte de esta se perdió al impactar contra la superficie reflectora.

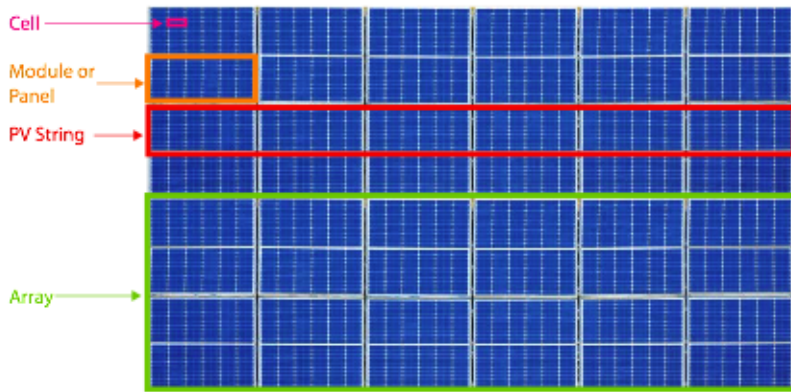
Ejercicios:

1. Obtenga los valores de radiación para los meses de Diciembre y Junio de las localidades de los ejercicios de la página 12.
 1. Utilice la tabla de 118 localidades.
 - 1) Ciudad de Buenos Aires.
 - 2) Rosario
 - 3) Esquel
 - 4) La Quiaca.
 2. Utilice el sitio de NASA.
 - 1) Ciudad de Buenos Aires.
 - 2) Rosario
 - 3) Esquel
 - 4) La Quiaca.

[La Celda o Célula Fotovoltaica]

La Celda o Célula Fotovoltaica

Recordamos la denominación de escala para los componentes del generador fotovoltaico, y nos iremos concentrando en cada uno de ellos:



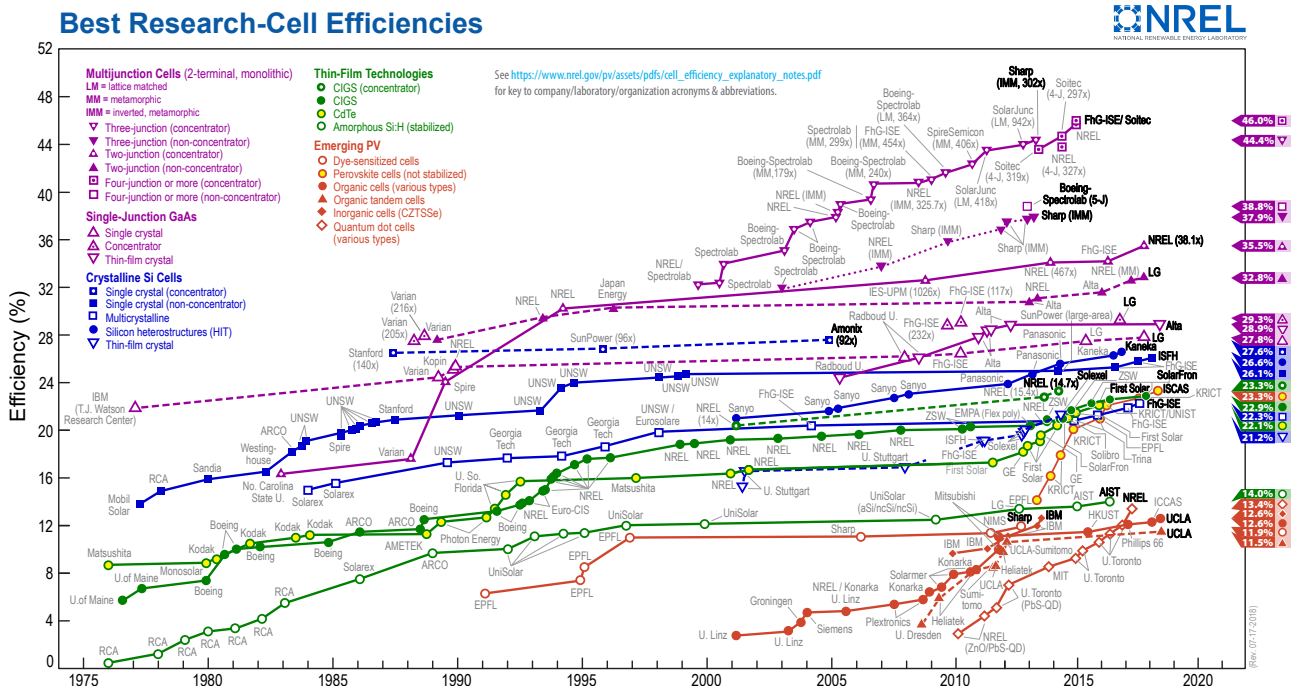
Vemos en principio las **celdas (cell)**, que conectadas en series y paralelos forman el **módulo (module)**, con estos módulos o paneles creamos una **cadena**, y varias de estas series, cuerdas o cadenas forman el **grupo**, y con varios grupos, el **generador**.

Un módulo fotovoltaico, generalmente, está compuesto por grupos de celdas fotovoltaicas en serie, con la finalidad de llegar a una tensión y corriente utilizable.

Podemos mencionar algunos tipos de celdas: silicio amorfo, silicio policristalino, silicio monocristalino, telururo de cadmio y sulfuros y seleniuros de indio, y otras tecnologías.

Principalmente, en el mercado Argentino, se manejan silicio policristalino, silicio monocristalino.

Vemos aquí una tabla con el desarrollo de las distintas tecnologías:



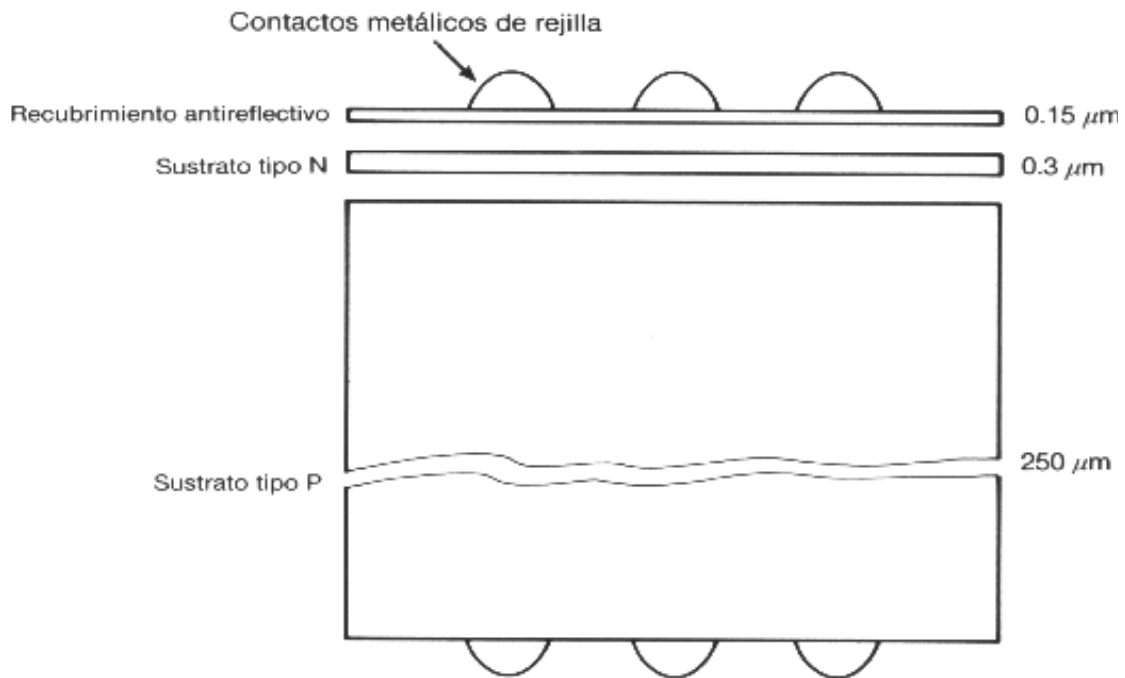
[La Celda o Célula Fotovoltaica]

Parámetros de la celda fotovoltaica que debemos conocer

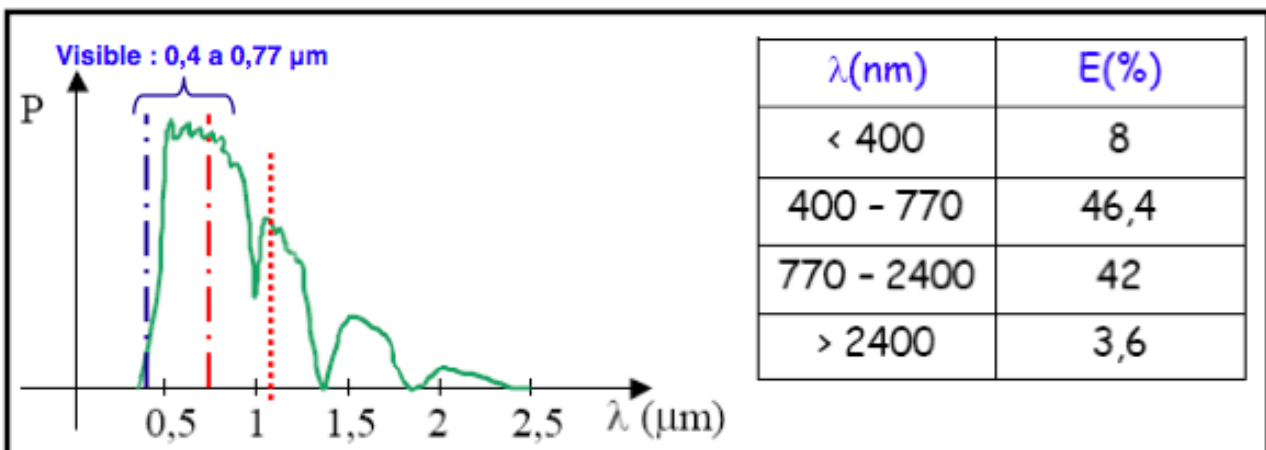
La celda fotovoltaica se comporta como un generador de corriente. Entre los valores que debemos conocer, o tener en cuenta se encuentran:

1. La TENSION o VOLTAJE [U en Voltios], que suele estar cercano a los 0,5 V.
2. La INTENSIDAD de CORRIENTE [I en Amper], que depende de la superficie de la misma.

El perfil de una celda típica sería algo similar a esto:



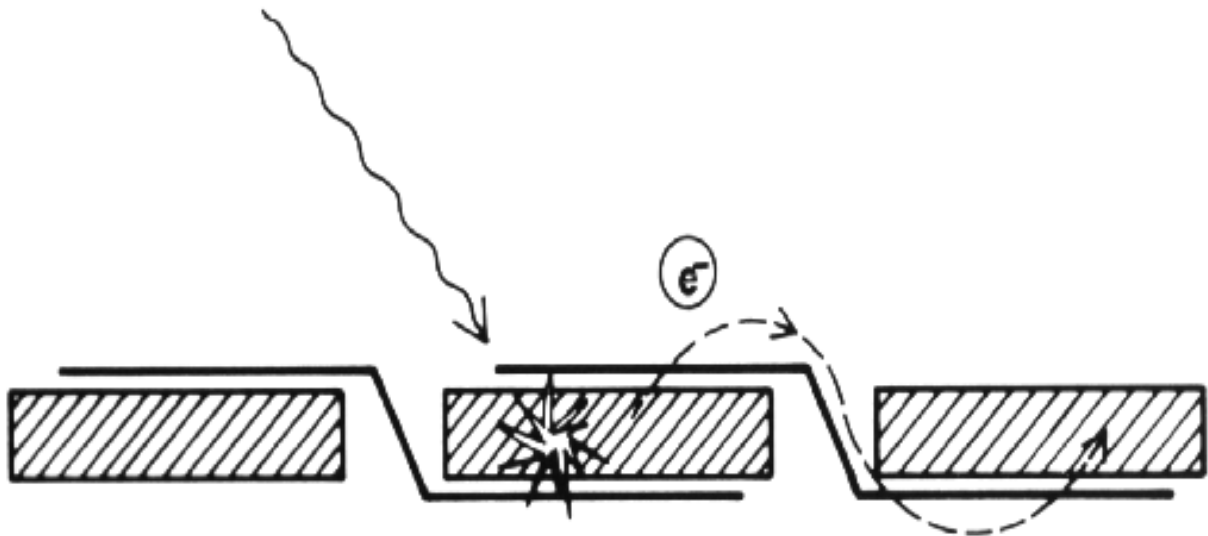
La relación entre la porción del espectro electromagnético y la energía obtenida la podemos deducir de esta gráfica:



La interconexión de las celdas es fundamental para lograr llegar a una tensión de utilización aplicable a los sistemas que estudiaremos mas adelante: 12 V; 24 V; 48 V.

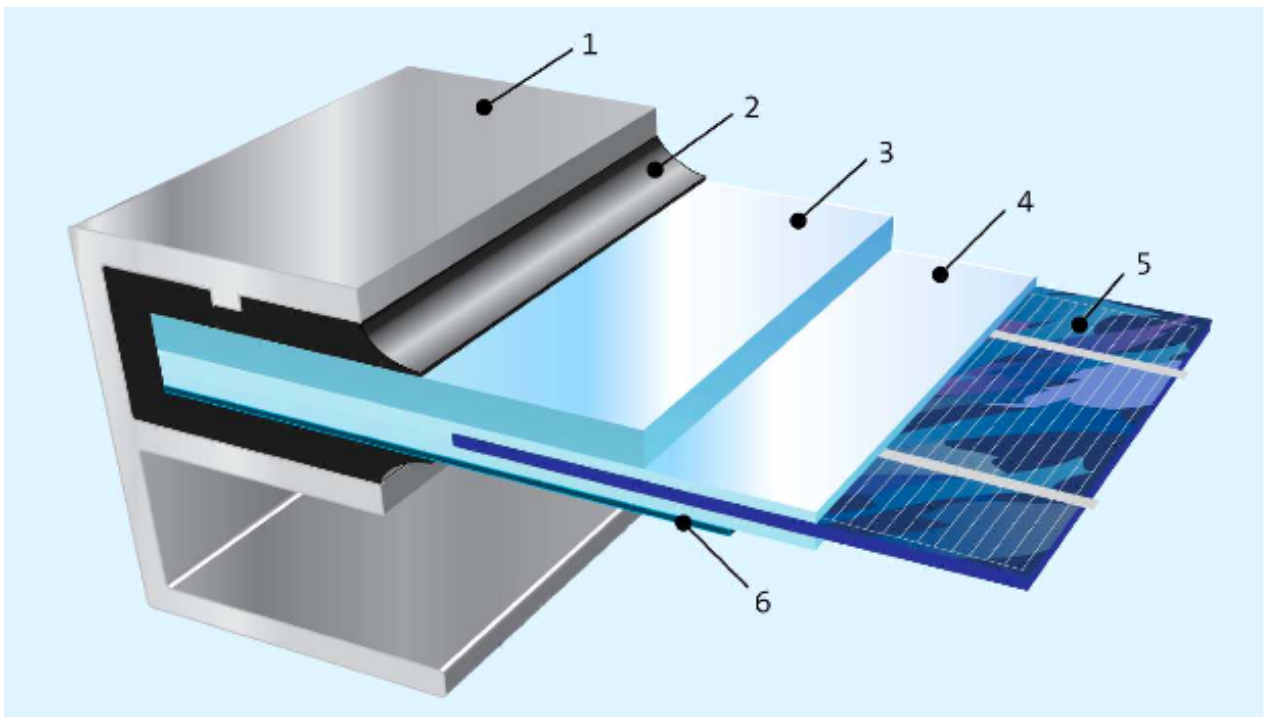
[La Celda o Célula Fotovoltaica]

Esta interconexión es similar a lo planteado en la siguiente figura:



El módulo Fotovoltaico

Es el componente principal de los sistemas (en adelante FV).



1 Marco de aluminio, 2 Junta, 3 Vidrio, 4 Encapsulamiento en EVA, 5 Célula cristalina, 6 Lámina Tedlar

Un módulo FV debe estar perfectamente sellado, para evitar que la humedad se deposite sobre los contactos, que son muy delicados, y corra los mismos o genere oxidación, terminando con la vida útil del módulo.

En la figura vemos las capas que utilizan los fabricantes para lograr un sello hermético, que nos dará una vida útil de 25 o mas años, sin afectar el rendimiento por encima de lo indicado por el fabricante.

Condiciones de Ensayo Normalizadas [CEN] (Standard Test Conditions, STC en inglés)

Si observamos las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos, debemos prestar atención a los parámetros de la curva del módulo, que nos permitirán dimensionar un sistema que funcione de manera correcta.

Estas gráficas y los parámetros dados por el fabricante de los módulos están presentados bajo las siguientes condiciones:

- 1000 W/m² de Radiación.
- 25°C de temperatura de celda.
- 1,5 masa de aire, atravesado por la radiación.

ELECTRICAL DATA STC*				
CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Estas condiciones solo se encuentran de forma continua en el laboratorio, ya que la radiación incidente no siempre será de 1000W/m², la celda en pocas oportunidades estará a 25°C (normalmente se encuentra a 20° por encima de la temperatura ambiente) y el movimiento de la tierra va a variar la cantidad de atmósfera que atraviesa la radiación todo el tiempo, a medida que avanza el día. Vemos aquí un ejemplo de cómo presenta un fabricante estos datos.

En el Reglamento AEA 90364-7-712 FV, se detallan las definiciones de cada uno de los parámetros, y cómo deben utilizarse en instalaciones conforme a esta norma. De esta manera, el Reglamento AEA 90364-7-712 FV, en su página 9, bajo 712.3.15 determina las **Condiciones de Ensayo Normalizadas** de la siguiente manera:

Condiciones de ensayo especificadas en el conjunto de Normas IRAM 210013 - Módulos fotovoltaicos o en la Norma IEC 61215 - Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval.

IEC 61730-1_2004+AMD1:2011+AMD2:2013 CSV Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction.

IEC 61730-2:2004+AND1:2011 CSV Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing.

*712.3.16 Tensión a circuito abierto bajo condiciones de ensayo normalizadas (U_{ca} CEN)
Tensión bajo condiciones de ensayo normalizadas sin carga en bornes del módulo FV, cadena FV, grupo FV, generador FV o en el circuito de corriente continua del inversor FV.
712,3.17 Corriente de cortocircuito bajo condiciones de ensayo normalizadas (I_{cc} CEN)
Comente de cortocircuito del módulo FV, cadena FV, grupo FV o generador FV bajo condiciones de ensayo normalizadas. (p.9)*

Continuando con estas definiciones utilizaremos también:

Tensión en el punto de máxima potencia, como U_{mp} CEN y corriente en el punto de máxima potencia como I_{mp} CEN.

[La Celda o Célula Fotovoltaica]

Hay un segundo grupo de datos, provisto por los fabricantes, y que son los datos **TONC** (*Temperatura de Operación Nominal de Celda, NOCT Nominal Operation Cell Temperature, en Inglés*).

Estos datos, mas cercanos a la realidad, nos presenta los valores que tendrá el módulo según los siguientes parámetros:

- 800 W/m² de Irradiancia.
- 20°C de temperatura ambiente, lo que significará ~40°C de temperatura de celda.
- 1,5 masa de aire.
- 1 m/s de Velocidad de viento.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W	199 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V	34.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

Estos valores, mas cercanos a la realidad, nos permitirá tener un número cercano a la energía generada por el mismo, bajo esas condiciones, al multiplicar este valor de W por la cantidad de HSP.

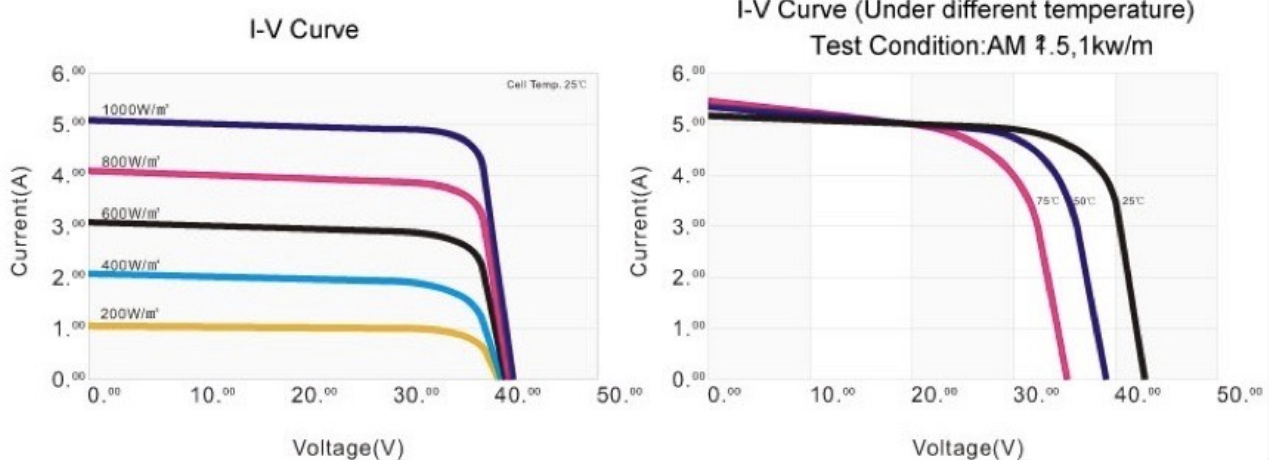
Otros valores característicos son los coeficientes de temperatura, que nos permitirán corregir las características del módulo bajo condiciones distintas de las especificadas por el fabricante.

En la gráfica de la abajo podemos ver que la corriente disminuye con la disminución de la Irradiancia y en la gráfica de la derecha que la tensión disminuye con el aumento de la temperatura.

Dependiendo de la tecnología, debemos estudiar la ficha técnica de cada módulo, para obtener los parámetros eléctricos y mecánicos que utilizaremos en nuestra instalación.

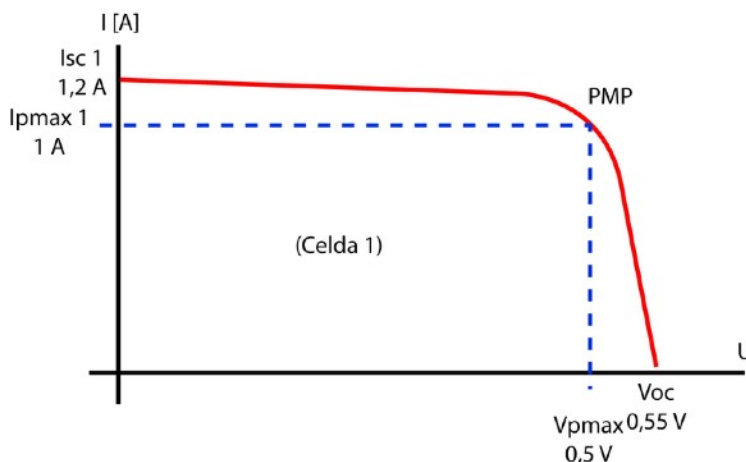
Es importante que en este punto se familiaricen con distintas hojas de especificación técnica de módulos, que podrán descargar de la carpeta "Proveedores", para estudiarlos en profundidad.

También debemos prestar atención a la placa de especificaciones de cada módulo, que se encuentra en el dorso del mismo.



Celdas en serie y paralelo hasta completar un módulo:

Cuando se conectan las series de celdas en paralelo, para conformar un módulo, la curva se va conformando de la siguiente manera.



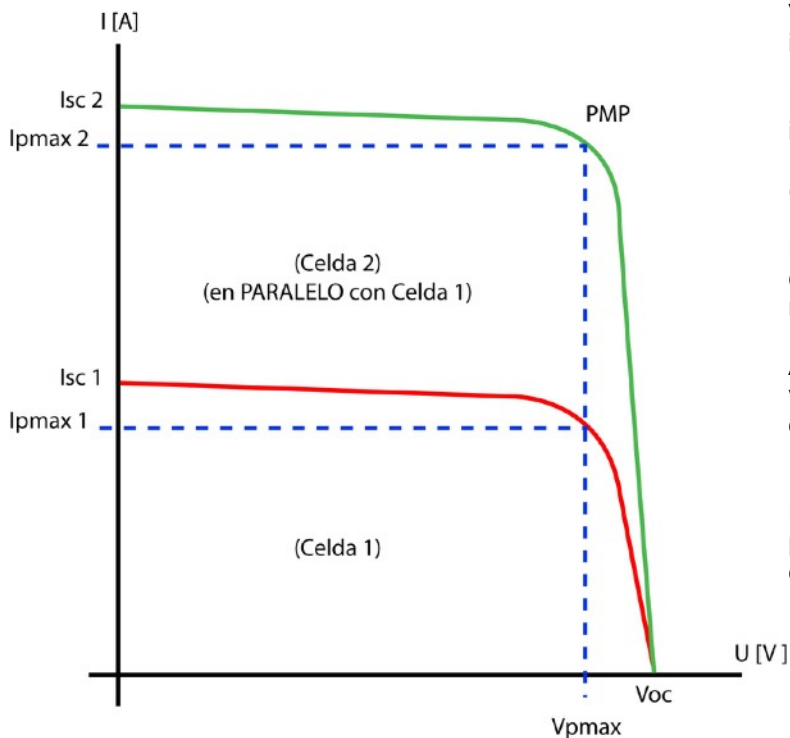
Tomemos por ejemplo esta celda tipo, con una tensión de circuito abierto (Uoc) de 0,55 V; tensión en el punto de máxima potencia (Upmp) de 0,5 V. También sabemos que esta celda es capaz de entregar una corriente en el punto de máxima potencia (Ipmp) de 1 A y que su corriente de cortocircuito (Icc) es de 1,2 A.

Con estas características, esta celda tiene una "potencia máxima" de 0,5 Wp (vatios pico). Esto lo sabemos multiplicando Ipmp x Upmp.

Y también sabemos que el "Factor de Forma" es de 0,75. Este valor lo obtenemos dividiendo la potencia máxima (PMP) por el producto entre la Icc y la Uca.

$$FF = \frac{(Ipmp \times Upmp)}{(Icc \times Uca)} = \frac{(1 \text{ A} \times 0,5 \text{ V})}{(1,2 \text{ A} \times 0,55 \text{ V})}$$

Ahora, pongamos una segunda celda, en paralelo con esta.



Vemos cómo las tensiones se mantienen iguales, pero las corrientes se suman.

En este caso imaginamos dos celdas idénticas, lo que nos daría:

$$(1 \text{ A} + 1 \text{ A}) \times 0,5 \text{ V} = 1 \text{ Wp.}$$

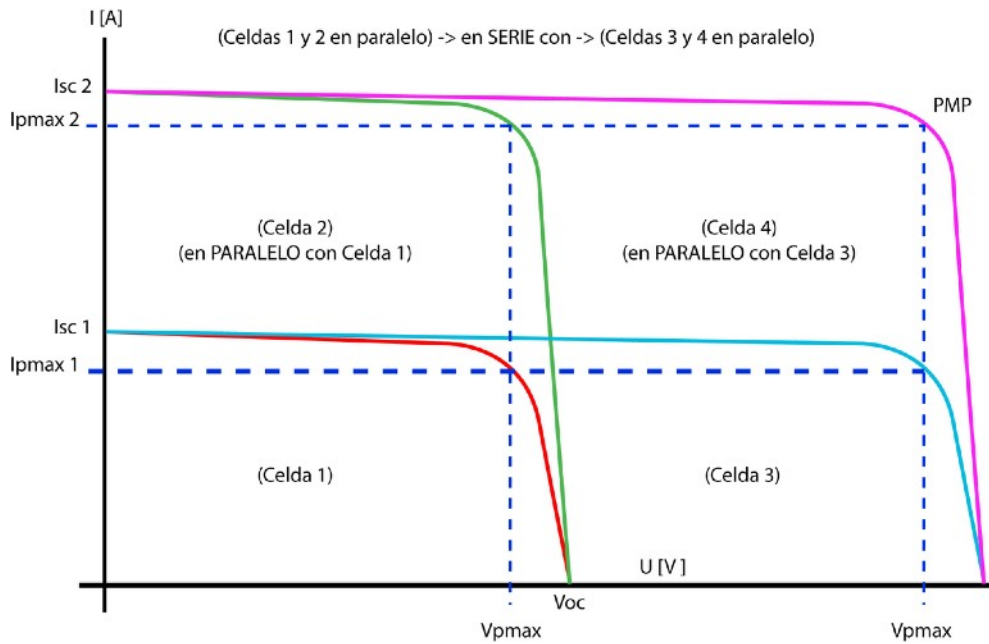
Duplicamos la corriente, y por consiguiente, aumentó la potencia de nuestro panel.

Al conectar varias celdas en paralelo, vamos acercándonos a la corriente que deseamos tener en nuestro módulo.

Notemos como el punto de máxima potencia se ha corrido del lugar que estaba antes.

[La Celda o Célula Fotovoltaica]

Ahora veremos que sucede si ponemos dos series de celdas en paralelo.

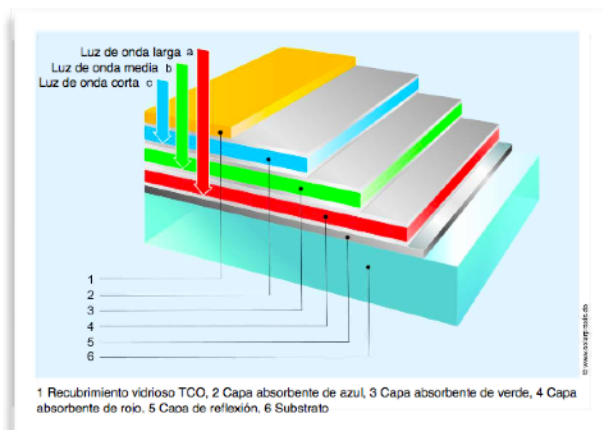


Vemos, en forma gráfica, como 4 celdas (2 en paralelo, que están a su vez en serie con otras 2 en paralelo entre sí) llevan el punto PMP aún más lejos.

Aquí, cuadruplicamos la potencia total, al duplicar la tensión (al ponerlas en serie) y la corriente (al ponerlas en paralelo).

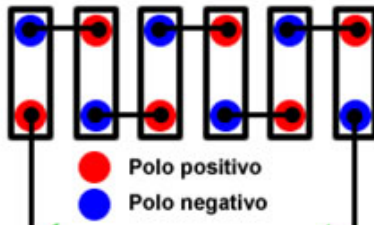
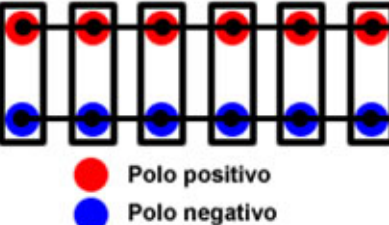
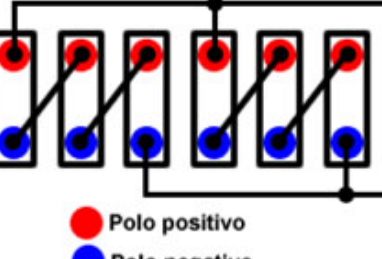
Los módulos fotovoltaicos más comunes (o los que más trabajaremos en el curso, para ser más exactos) constan de 36 celdas, que puestas en serie nos entregan unos 17,4V U_{pmp} . Mas que suficiente para que nuestra batería (12 V) pueda ser cargada, aún bajo malas condiciones de irradiación y/o temperatura.

Existen celdas de tecnologías muy avanzadas, como las multijunturas que con distintos materiales toman distintas partes del espectro electromagnético, pero que por sus costos son aplicadas solo a la industria aeroespacial, principalmente.



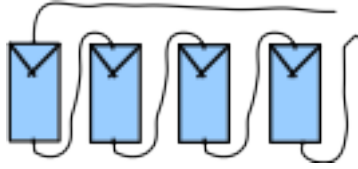
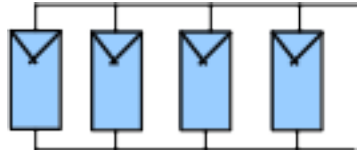
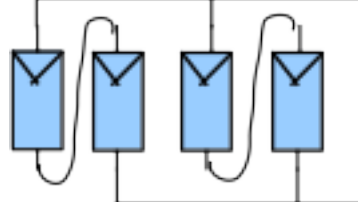
Conexión de baterías.

Disponemos de tres formas de conectar un grupo de baterías entre sí. En serie, en paralelo o una conexión mixta serie-paralelo. Según como lo hagamos, incrementaremos la tensión total, la capacidad o ambas.

Conexión en serie.	Conexión en paralelo.	Conexión mixta.
 <p>● Polo positivo ● Polo negativo</p>	 <p>● Polo positivo ● Polo negativo</p>	 <p>● Polo positivo ● Polo negativo</p>
<p>Con este tipo de conexión, incrementamos el voltaje total.</p> <p>Si cada batería es de 12 V / 10Ah, obtendremos 72 V y 10 Ah.</p> <p>En Watts-hora, son 12 V x 10 Ah x 6. Un total de 720 Wh.</p>	<p>Con este tipo de conexión, incrementamos la capacidad total en Ah, pero mantenemos el mismo voltaje.</p> <p>Usando las mismas baterías, tenemos 12 V y 60 Ah. Otra vez, 12V x 60 Ah = 720Wh</p>	<p>Si usamos las mismas baterías, tenemos:</p> <p>2 grupos de 3 baterías en serie. 12 V x 3 = 36 V / 10 Ah.</p> <p>Esos 2 grupos en paralelo 10 Ah x 2 grupos = 36 V y 20 Ah.</p>

Conexión de Módulos:

Los módulos FV pueden conectarse, al igual que las baterías, en serie, paralelo o mixto, según la necesidad que tengamos.

Conexión en serie.	Conexión en paralelo.	Conexión mixta.
 <p>En este sistema conectamos 4 módulos en serie, que funcionarán con una tensión nominal de 12 V (17,4V Upmp), obtendremos: 4 x 12 V (17,4V Upmp), o sea: 48 V (69,6V Upmp). En el caso de los módulos, debemos tener SIEMPRE en cuenta que la Upmp será superior a la Ut, sobretodo cuando el generador esté en "vacío", es decir, sin conexión al sistema. Esta tensión, puede resultar peligrosa en muchos casos.</p>	 <p>Aquí conectamos los 4 en paralelo. Aumentará la corriente: 4 x 4,6 A (5,2 lcc), será: 18,4 A (20,8 lcc).</p>	 <p>Aquí tenemos un sistema mixto. Los módulos en serie suman sus tensiones, por lo que tenemos: 2 x 12 V (17,4V Upmp) = 24V (34,8V Upmp) y luego tenemos 2 de estas series en paralelo. 2 x 4,6 A (5,2 lcc) = 9,2 A (10,4 lcc)</p>

Entonces, resumimos de la siguiente manera:

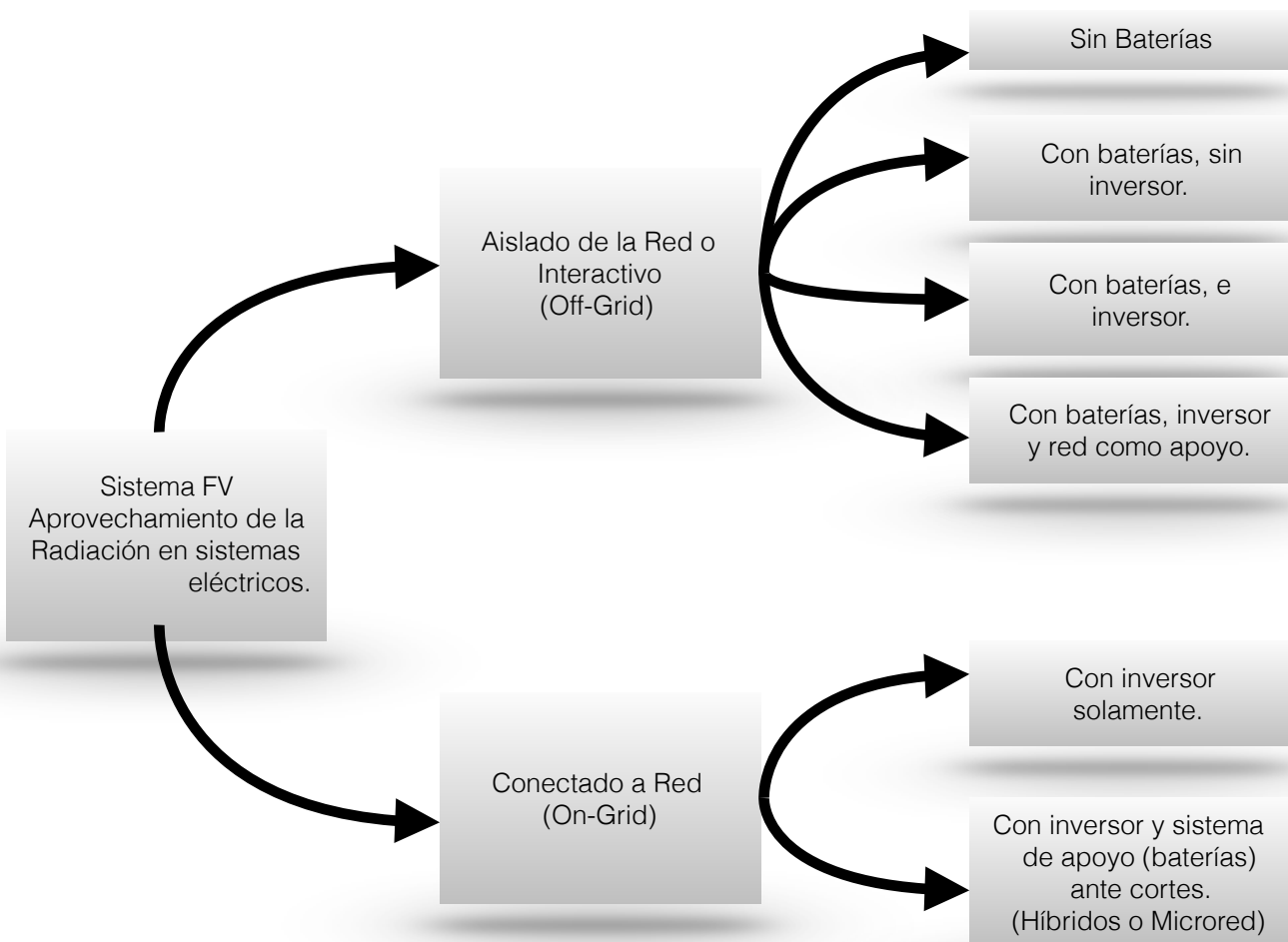
- Para incrementar el voltaje conectamos EN SERIE.
- Para incrementar la corriente conectamos EN PARALELO.
- La POTENCIA será siempre la misma.

Tipos de Sistemas Fotovoltaicos:

Las clasificaciones que vemos son de carácter orientativo, y no implica que existan soluciones que estén fuera de estas.

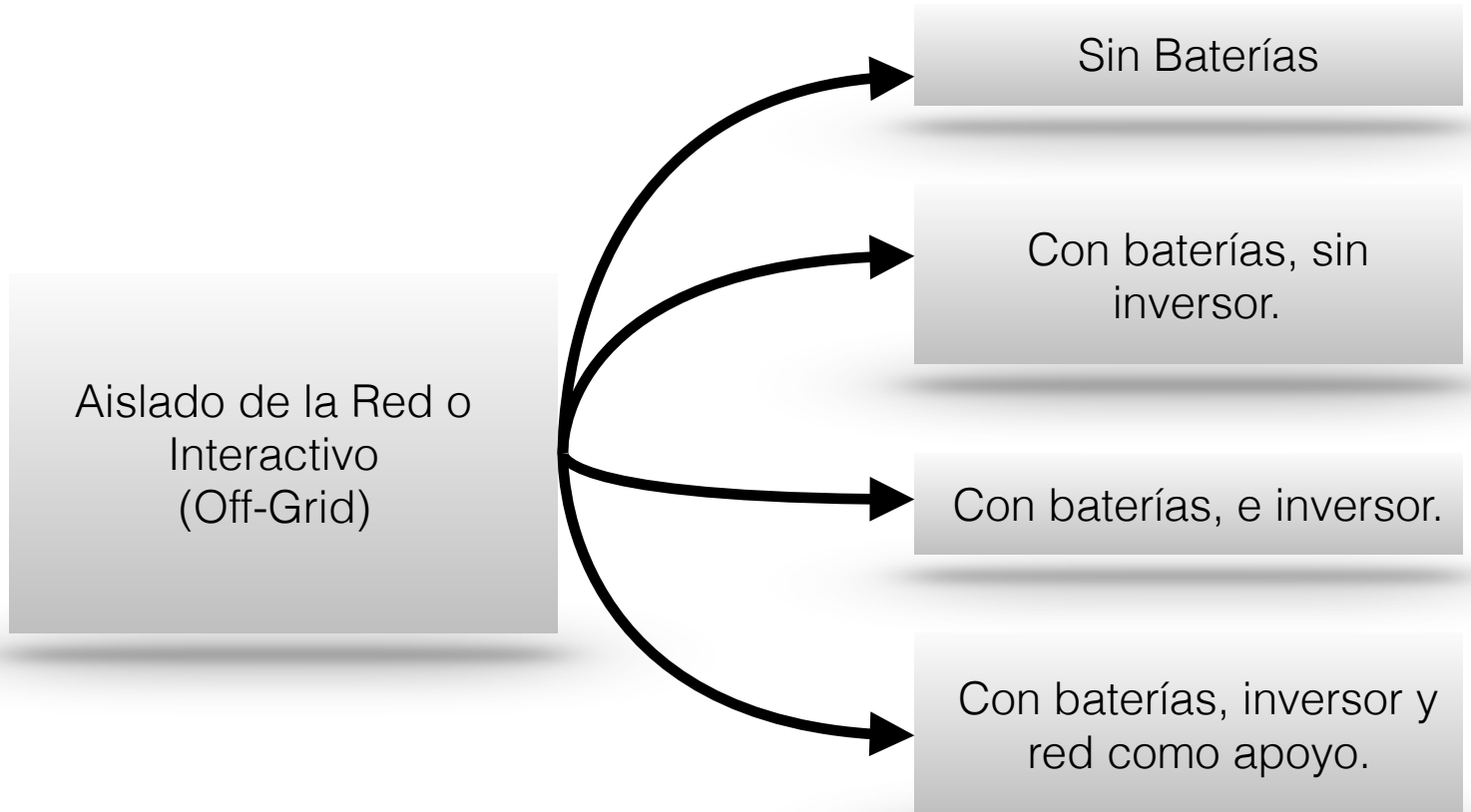
Empezamos con la distinción entre:

- **Aislados**, según su traducción *STAND ALONE u OFF-GRID*. Estos sistemas se aplican a situaciones en las que es imposible o económicamente desfavorable contar con red eléctrica tradicional. En todos los casos la energía proviene del sol, el viento o el uso de generadores de combustible.
- **Conectados a red como apoyo**, según la denominación en inglés, *BATTERY BASED GRID TIE SYSTEM o INTERACTIVOS*. Aquí una parte de la instalación recibe su energía del sol o el viento, de la misma manera que los *aislados*, pero con equipos en función cargador, que le permite recargar las baterías de la red, si el recurso renovable no fuera suficiente.
- **Conectados a red en paralelo**, *BATTERYLESS GRID TIE u ON-GRID*. En estos sistemas, es la red eléctrica quien cumple la función de batería virtual, ya que la energía es volcada a la red cuando se dispone de recurso, y tomada de la misma cuando no se lo tiene.



En este curso estudiaremos principalmente sistemas **aislados**, sistemas **conectados a red como apoyo**, y **conectados a red**.

Vemos aquí las clasificaciones mas comunes de sistemas **aislados**.

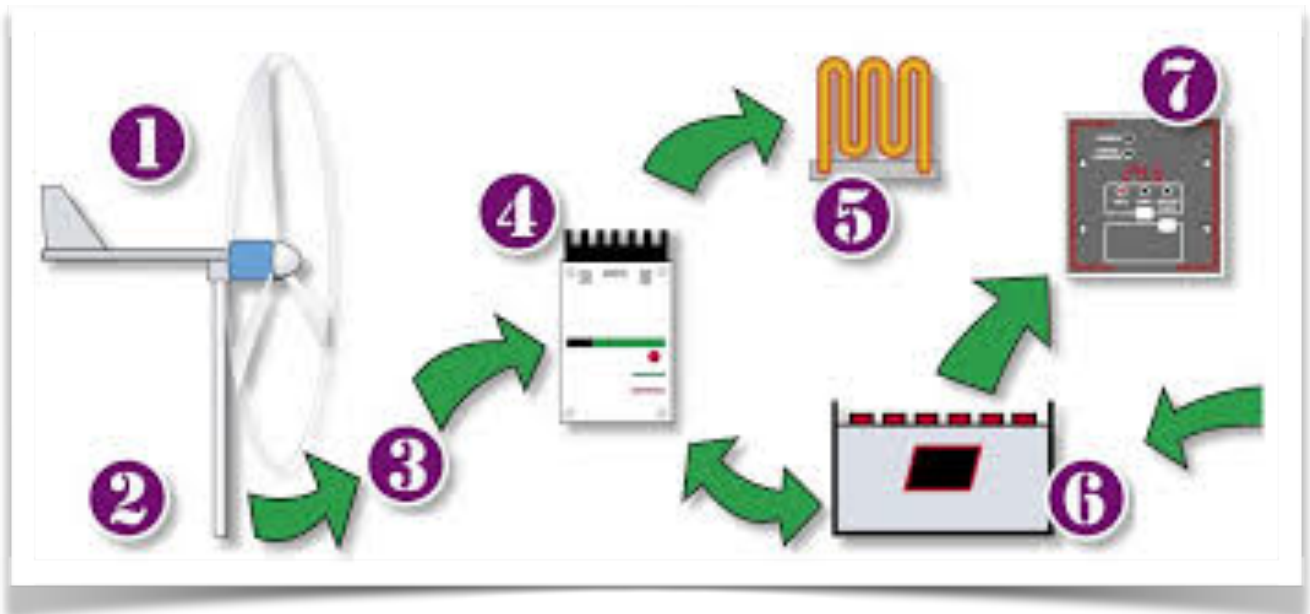


[Tipos de Sistemas Fotovoltaicos]

Dado que los sistemas **aislados** o **conectados a red como apoyo** son principalmente basados en el uso de baterías para almacenar la energía, podemos combinar varias formas de suministro de energía en los mismos, para recargar dichas baterías.

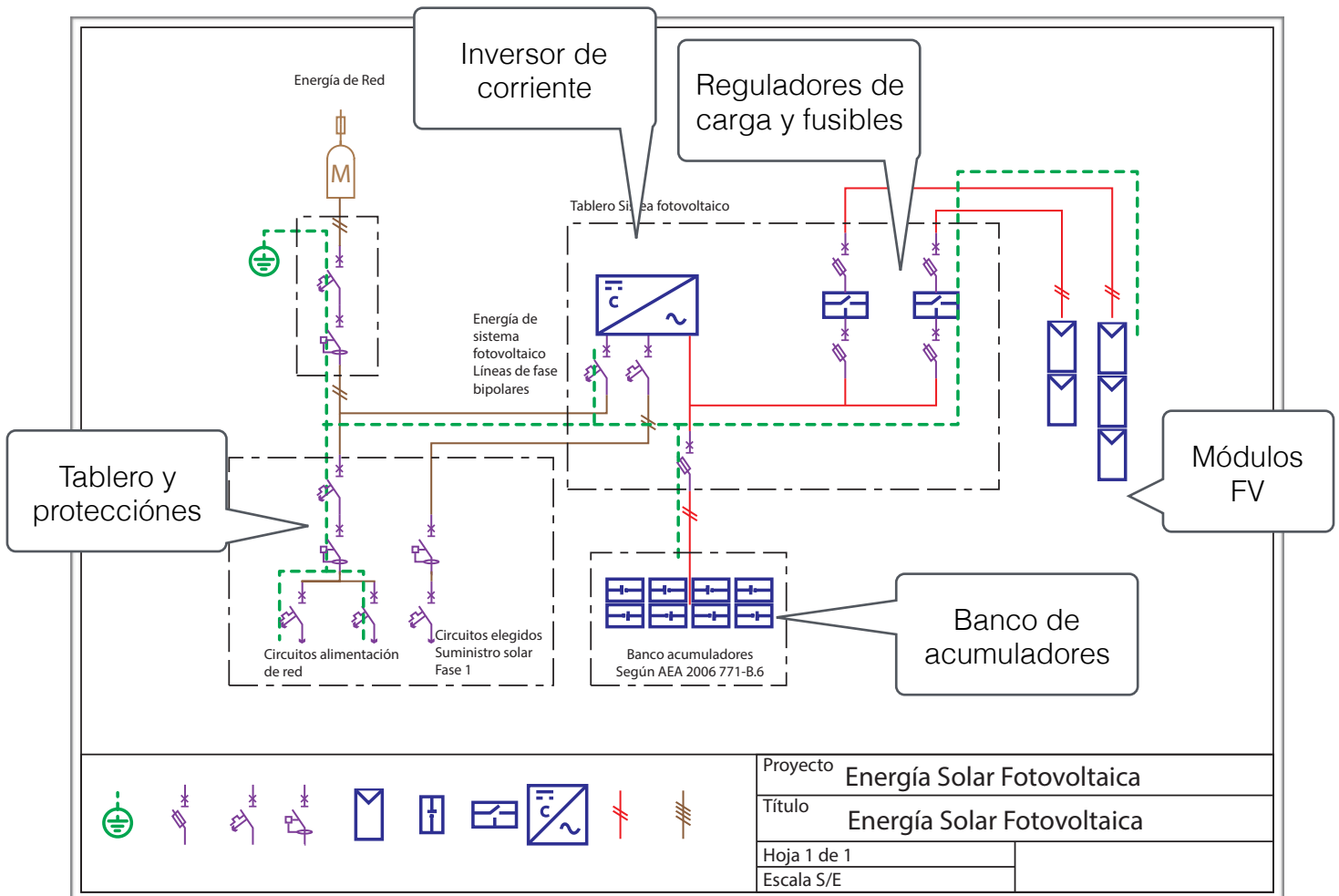
Por ejemplo, vemos aquí algunos combinados con sistemas eólicos.

1) Aerogenerador, 2) torre, 3) conducción de la energía, 4) regulador de carga, 5) carga de lastre, 6) batería, 7) inversor.



Elementos de una instalación fotovoltaica

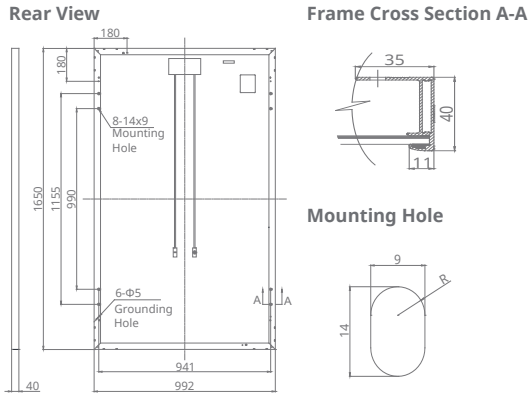
Toda instalación fotovoltaica cuenta con una serie de elementos, destinados a proteger la misma, controlar el funcionamiento de los módulos, la carga de los acumuladores, la conversión de la corriente, veremos aquí los elementos básicos que la componen. En este caso, una instalación **Conectada a red como apoyo**, que cuenta con todos los elementos de una instalación **Aislada**, con la excepción de los circuitos conectados a la red. En la versión aislada de este sistema, el medidor de la red se sustituiría por un generador a combustible, por ejemplo.



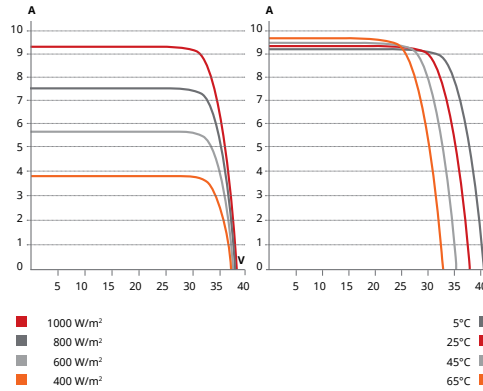
Es importante reconocer los componentes y sus diagramas, para lograr interpretar luego los mismos. Veremos a continuación algunas hojas técnicas sobre estos elementos.

[Elementos de una instalación fotovoltaica]

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6K-270P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W	199 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V	28.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V	34.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40 mm (65.0×39.1×1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs)
Per container (40' HQ)	728 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



CANADIAN SOLAR INC. Jan. 2017. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.531_EN

MIDNITE SOLAR INC.
EL CLÁSICO Y CLÁSICO LUCES
CLASSIC MPPT CHARGE CONTROLLERS

El controlador de carga MPPT más potente del mercado!

La familia Classic supera considerablemente las funciones, flexibilidad y rango que se pueden encontrar entre los controladores MPPT del mercado con un increíble precio. Con todos los modelos del Classic conseguirá alta fiabilidad, funcionalidad y un increíblemente potente controlador de carga MPPT.

CARACTERÍSTICAS GENERALES

- Ecuilibración manual y automática.
- Detector de fallo de arco y DC-GFP integrados (no disponible en familia Lites).
- Comunicación con Clipper y Whizbang Jr. (control eólico).
- Monitorización online del estado del sistema: www.mymidnite.com
- Acceso total a Internet mediante Ethernet.
- Posibilidad de pantalla local o remota.
- Voltaje de entrada de 150, 200 y 250 Vcc.
- El exclusivo HyperVCC amplía los límites de la tensión de entrada.
- Historial de 380 días, 24 horas de datos a intervalos de 5 minutos.
- Para acumuladores de entre 12 y 72 Vcc.
- Apto para sistemas solares, eólicos y microturbinas.
- Comunicaciones: Ethernet, Modbus y RS232.
- Funcionamiento en paralelo de varios Classic.
- Certificado CE y listado ETL en Estados Unidos y Canadá.
- Fabricado en Estados Unidos; Made in USA.

Incluye: Aplicación local de la red local o en todo el mundo y control de todas las funciones del Classic.

MIDNITE SOLAR INC.
www.midnitesolar.com
17722 67th Ave. NE., Arlington, WA, 360-403-7207 FAX: 360-691-6962

Regulador de Carga

Es uno de los elementos mas importantes de la instalación, ya que cumple varias funciones:

- 1) Regula el ingreso de energía de los paneles, realizando una carga inteligente de las baterías. Cuanto mas complejo sea el regulador, mas funciones ofrece al usuario/ instalador.
- 2) Evita la sobrecarga y sobredescarga de las baterías, mediante el monitoreo constante de las mismas.
- 3) Informa el estado de carga, ingreso de energía y otros parámetros del funcionamiento de la instalación.

Existen varios tipos de reguladores,

pero los mas comunes y disponibles en el mercado son con *Regulación por Modulación de Ancho de Pulso (Pulse Width Modulation: **PWM**)* y *Regulación Por Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracking: **MPPT**)*.

Serie PWM y MPPT:

Cada fabricante de reguladores de carga utiliza algoritmos de carga y procedimientos que suelen ser propios del fabricante, pero hay una distinción muy importante en la tecnología, y esta es si utilizan MPPT o PWM.

PWM:

La Modulación de Ancho de Pulso, o PWM de sus siglas en inglés utiliza una tecnología que enlaza las tensiones del sistema entre sí, de manera que la entrada (donde se conectan los módulos) y las salidas (al acumulador y a los consumos) deben estar todos dentro de un rango de tensión establecido en el momento de realizar el diseño de la instalación.

De esta manera, con un regulador PWM, si elegimos trabajar con un sistema en 24V, la entrada debe contar con módulos o cadenas de módulos que no superen nominalmente esa tensión. Lo mismo debe ocurrir con las salidas.

En el uso de PWM, las tensiones involucradas deben ser todas iguales, o mejor dicho, deben estar en rangos similares.

MPPT

Los reguladores MPPT nos permiten, contrariamente a lo que sucede con PWM, dissociar la tensión de entrada, de la utilizada en los consumos y en las baterías.

Esto se debe a que utiliza una tecnología que permite al módulo flotar en tensión y corriente en el punto de su curva que cuenta en ese preciso momento con la mejor relación de tensión y corriente.

Otra ventaja de los mismos es que al tener entradas en tensiones mas elevadas (150V; 450V) lo que nos permite, como veremos mas adelante, utilizar conductores muchísimo mas finos. Los reguladores MPPT tienen una tensión máxima de entrada, y un rango dentro del cual trabajar, allí debemos movernos con nuestro grupo fotovoltaico.

Esto se debe a que, cómo vimos en la página 33, la potencia es el producto entre la tensión y la corriente, podemos bajar mucho la corriente, subiendo la tensión. A menor corriente, el conductor puede ser mas fino.

En estas páginas están los datos de un regulador PWM (Morningstar ProStar) y MPPT (Midnite Cassic). Si miran en las siguientes páginas las hojas de datos, en ellos están los parámetros que debemos cumplir con la instalación.

Baterías para Sistemas de Energías Renovables.

En todo los sistemas de energías renovables se suelen utilizar baterías o acumuladores que toleran descargas profundas, y son por eso conocidos como de *Ciclo Profundo*.

Estos acumuladores son capaces de resistir la descarga consecutiva de los mismos hasta el 80% de su capacidad nominal sin sufrir daños permanentes. Si los comparamos con acumuladores tradicionales de automóvil (SLI: Starter Light Ignition), estos solo toleran descargas del 20%, y deben recargarse inmediatamente para no sufrir daños.

Los acumuladores de *Ciclo Profundo*, como todos, tienen una vida útil limitada, acorde a su uso (profundidad de descarga) diario, por lo que un acumulador bien utilizado durará muchos años, mientras que otro con muchas descargas profundas durará muchos menos.

La vida útil de un banco dependerá entonces del uso, pero también del diseño que se haga del mismo, buscando una buena durabilidad, sin llegar a costos prohibitivos.

Dado que la inversión es considerable, el cuidado del mismo será importante, y debemos elegir acumuladores **con o sin mantenimiento**, variando mucho las características en cada caso.

Los de plomo-ácido, con electrolito líquido, ventilados, son los mas comunes y económicos, pero requieren cierta atención y cuidados. También existen de electrolito líquido sin mantenimiento, AGM (Absorbed glass matt), de electrolito gelificado.

Vemos a continuación hojas de datos de algunos fabricantes en particular de acumuladores con sus curvas características, tensiones de carga y dimensiones.¹

Configuración de voltaje del cargador para baterías de electrolito líquido de ciclo profundo						
Voltaje del sistema	6 voltios	8 voltios	12 voltios	24 voltios	36 voltios	48 voltios
Carga diaria	7.4	9.87	14.8	29.6	44.4	59.2
Carga de absorción para aplicaciones RE	7.05 – 7.35	9.4 – 9.8	14.1 – 14.7	28.2 – 29.4	42.3 – 44.1	56.4 – 58.8
Carga de flotación	6.6	8.8	13.2	26.4	39.4	52.8
Carga de equalización	7.8	10.4	15.5	31.0	46.5	62.0

¹ Trojan Battery Company, Guía del Usuario.

[Elementos de una instalación fotovoltaica]

En el caso de acumuladores de ciclo profundo abiertos (con mantenimiento) inundados, debe adicionarse agua destilada (y solamente agua destilada) periódicamente, para reponer el líquido que se evapora en el proceso de carga.

PLANILLA de DATOS CARASTERISTICOS GARANTIZADOS

MODELO	ITH 220
Voltaje nominal [V]	12
Capacidad nominal con C100 d= 1250 g/l en [Ah] a 20° C	220
Voltaje de carga final [V]	14,4
Voltaje de carga permanente [V] [Flote]	13,5
Voltaje de la batería despues de la descarga [1,75 Vpc]	10,5
Corriente Nominal de carga [A]	20
Corriente Maxima de carga [A]	30
Ambito de temperatura de trabajo [° C]	- 15 a + 50
Probabilidades de vida reales	
Si la concentración del electrolito es de 1250 g/l [años]	2
Duración de vida en ciclos con 30 % de descarga	1400
Duración de vida en ciclos con 50 % de descarga	900
Duración de vida en ciclos con 80 % de descarga	600
Tiempo de garantía	1 AÑO
Autodescarga mensual (20° C)	< 2,5 %
Tipo de placa (Aleación Se-Sn y bajo Sb)	Solar Plana
Espesor placa positiva [mm]	3
Espesor placa negativa [mm]	2
Tipo de aislación : Tipo sobre de polietileno por celda	14
Material de la caja (con identificación de polaridad de bornes)	Polipropileno
Dimensiones: largo x ancho x alto [mm]	517x278x262
Manijas de transporte	2
Número de placas por celda [14 Pos. y 15 Neg.]	29
Cantidad de ácido [l]	14
Peso de la batería seca [Kg]	42
Borne Ojal [Para tornillo arandela plana, grower y tuerca en Acero Inc	2
Normas Iram	41107/85 - 2061
Normas CEI IEC	60896 - 11

Es **MUY IMPORTANTE** tener en cuenta en el uso de baterías de ciclo profundo abiertas, que las mismas emiten gases en el proceso de carga.

Para evitar corrosión sobre los elementos electrónicos y materiales eléctricos, como así también *EVITAR POSIBLES EXPLOSIONES*, los espacios en los que se ubiquen los bancos deben ser:

- Ventilados, para evacuar los gases que emanan en el proceso de carga de las mismas.
- No estar al alcance de niños, ya que contienen ácido sulfúrico, y pueden producir quemaduras en la piel, arcos eléctricos peligrosos, y hasta explosiones.
- No estar dentro de las áreas habitadas de la vivienda, para evitar la acumulación de los gases, y la manipulación por personas que no estén debidamente capacitadas.
- Ser cerradas, para evitar el contacto indeseado de personas o animales con los bornes de las mismas.

Podemos utilizar esta calculadora en línea para saber el volumen de gas emitido, y el requisito de ventilación:

<http://www.sbsbattery.com/products-services/white-papers/material-handling/risks-of-unmonitored-hydrogen-in-battery-installations/battery-room-ventilation-calculator.html>

<https://na.bhs1.com/battery-room/ventilation/>

Si bien los datos están en el sistema anglosajón de unidades, pueden convertirse fácilmente.

- 1 pie (ft) = 12 in = 30,48 cm

Normalmente se debe mantener el volumen de hidrógeno debajo del 1% del volumen total del ambiente. Encontramos esta simple ecuación para calcular el volumen de gas generado:.²

$$H = N * I * k$$

Donde:

- H = Hidrógeno generado en pies cúbicos/hora (ft³/hr)
- k = 0.0158. Piés cúbicos generados por una batería típica de plomo-ácido.
- N = Número de celdas en total de la batería.
- I = Corriente de carga en Amperes.

Consideremos este valor por cada hora a esa corriente de carga.

² A. Bhatia. Battery Room Ventilation and Safety Course No: M05-021.

Inversores de Corriente:

Los equipos *Inversores de Corriente* son elementos de electrónica avanzada, con muchas características particulares, acorde a su función, y los vamos a distinguir según la clasificación de:

- Inversores para Sistemas Conectados a la Red Eléctrica.
- Inversores para Sistemas Aislados, con entrada de red para Sistemas Interactivos o carga mediante grupos electrógenos o sin entrada para sistemas aislados sin carga mediante grupo.

Inversores para Sistemas Conectados a la Red Eléctrica:

Son principalmente equipos utilizados para producir un ahorro de energía, durante las horas en las que se cuenta con radiación suficiente. Esta energía se vuelca a la red eléctrica, y dependiendo del método que utilice la compañía de distribución, se nos reconocerá la energía volcada en valor nominal de energía (Balance Neto) o se nos abonará un valor de energía diferencial (Tarifas FIT) produciendo un beneficio al productor de energía.

Los sistemas Conectados a la Red Eléctrica aprovechan la totalidad del recurso disponible, ya que vuelcan todo lo generado a la red de distribución, independientemente del consumo de la vivienda. No obstante, por seguridad, estos equipos interrumpen la generación cuando el suministro de la red se corta, es decir, ***NO PROVEEN SUMINISTRO ANTE FALLAS EN LA RED ELÉCTRICA.***

Estos inversores, según el reglamento AEA deben estar conformes con las normas de conexión a red VDE 0126.1.1; Norma IRAM 210013-21; Vde 4105.AR.N2011; IEC62116; IEEE1547; normas de seguridad eléctrica IEC62109-1, IEC62109-2 y normas de compatibilidad y calidad de la energía IEC61000-3-2, IEC61000-3-12) Los niveles de flicker permitidos IEC61000-3-3, IEC61000-3-11 el factor de potencia Vde-AR-N-4105-2011, IEEE929, IEEE61000-3-(1,2,3,4) ³

Inversores para Sistemas Aislados

Hoy en día la acumulación de energía se realiza mediante baterías, que mediante reacciones químicas pueden almacenar un poco de energía mediante un proceso de *oxidación y reducción*. Este proceso nos permite almacenar ***corriente continua*** mientras que normalmente estamos acostumbrados a utilizar ***corriente alterna*** en nuestras casas.

³ Taller de Ensayos de Sistemas de Generación Distribuida

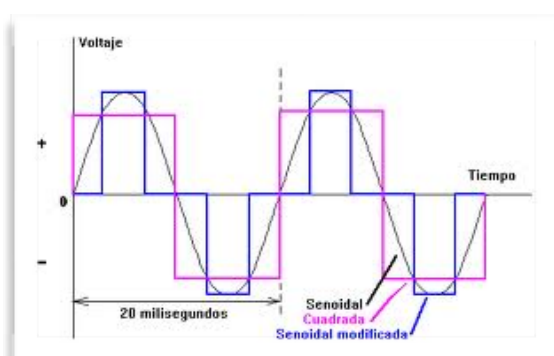
[Elementos de una instalación fotovoltaica]

El mayor inconveniente que encontramos es el de disponer de elementos de uso cotidiano (electrodomésticos) que funcionen con *corriente continua*, para resolver este inconveniente existen equipos conocidos como **inversores de corriente**, que convierten la *corriente continua* en *corriente alterna*.

Los hay de diversas potencias y características técnicas, si poseen cargador o regulador incorporado, si toleran picos de potencia o no.

Entre estas características, y para inversores aislados, está el tipo de onda que entregaran, pudiendo ser:

- Onda Cuadrada: mas sencillos y económicos, pero de pobre respuesta frente a motores o equipos que necesiten la onda senoidal como referencia.
- Onda Semisenoidal o Senoidal Modificada: con una señal con mejor calidad de energía, algo mas costosos.
- Onda Senoidal Pura: caros, pero que pueden utilizarse con cualquier tipo de equipo.



La calidad de estos equipos también influirán mucho en la satisfacción del usuario, por lo que su elección debe ser cuidadosa.

En estos inversores, deben tomarse como equipos de generación centrales, ya que deben suministrar energía incluso bajo las condiciones mas exigentes del sistema:

- Con todos los electrodomésticos funcionando al mismo tiempo.
- Soportar los pico de arranque de todos los motores de la instalación en forma simultánea.

Estas condiciones, se toman en cuenta en el diseño de la instalación eléctrica del sistema solar, y el inversor es uno de los elementos clave para el correcto funcionamiento de nuestro sistema.

Si el equipo se *subdimensionara* con el objetivo de reducir costos, por ejemplo, debemos prestar mucha atención al comportamiento durante estos momentos de pico en la demanda, ya que el equipo se apagará, para proteger la integridad de la electrónica, ante un consumo superior al de sus parámetros de diseño.

Seguridad

Seguridad del Trabajador

Elementos de Protección Personal (EPP)

Un elemento de protección personal es aquel dispositivo o accesorio que protege al trabajador de posibles lesiones o contaminantes durante su tarea habitual. Estos son la primera línea de defensa, y sirven para reducir los daños en caso de accidente. Los EPP no reemplazan nunca los procedimientos de trabajo seguro.

Los elementos mínimos que deberemos utilizar siempre en la obra son:

1. Calzado de seguridad: Debe ser de cuero, con suela de goma y punta reforzada.
2. Guantes de trabajo: Debemos utilizar guantes de protección siempre que debamos
3. elementos y materiales. Por ejemplo: descarte o moteados para descarga; dieléctricos para trabajos con tensión.
4. Casco de seguridad: No debemos utilizar el casco con visera hacia la nuca, ni gorras debajo del mismo pues le restan eficacia. Lo debemos reemplazar en cuanto presente fisuras o esté en malas condiciones.
5. Para trabajos en altura, arnés de seguridad.

Estos elementos son ESENCIALES para todo trabajo que deba realizarse en forma segura.

Existen otros elementos, que se utilizarán acorde a la situación y al trabajo específico:

1. Protectores auditivos: en lugares de alto nivel sonoro. Pueden ser insertores endoaurales o protectores de copa. Por ejemplo el barbijo.
2. Protectores faciales y oculares: anteojos, antiparras o faciales. Máscaras.
3. Protección respiratoria: de retención mecánica (material particulado); de retención química (vapores y gases); de retención combinada (para aerosoles).

También debemos siempre utilizar ropa adecuada para el trabajo: mangas ajustadas y puños cerrados; pantalones largos.

Retírese también todo accesorio personal que pueda poner en riesgo su integridad: anillos; cadenas, relojes, etc. Guárdelos en un lugar seguro y etiquetado. Estos materiales pueden poner en riesgo al trabajador al manipular máquinas o elementos durante el trabajo.

Trabajo con tensión

En las instalaciones remotas, donde sea necesario utilizar baterías o acumuladores para almacenar la energía, nos presentarán el problema de trabajar con tensión en el momento de colocar los acumuladores, manipularlos o realizar mantenimiento a los mismos. En todos los casos, debemos asegurar el corte del suministro cuando trabajemos con Baja tensión (220 V), que es la entregada por los inversores, si estuvieran conectados.

Es importante en estos casos proceder de la siguiente manera:

1. Desconecte las cargas del sistema. Esto interrumpirá la circulación de corriente desde el banco de baterías hacia la vivienda o equipo que recibe el suministro.
2. Desconecte los paneles y/o generador. De esta forma quedarán aislados los acumuladores.
3. Utilice llaves aisladas y guantes dieléctricos para manipular los bornes de los acumuladores, y desconecte siempre el negativo primero.

Mas adelante veremos los pasos a seguir en una instalación nueva, para evitar cortocircuitos, fallas o deterioro de los equipos al manipular elementos de una instalación fotovoltaica.

Botiquín y Primeros auxilios



Se denomina botiquín a un elemento destinado a contener los medicamentos y utensilios indispensables para brindar los primeros auxilios o para tratar dolencias comunes. La disponibilidad de un botiquín suele ser prescriptiva en áreas de trabajo.

Generalmente se dispone dentro de una caja u otro adminículo capaz de ser transportado pero también se aplica el término a una instalación fija ubicada en un área de atención a la salud.

Un botiquín debe contener otros utensilios como: Tijeras; Una pinza fina; Algodón; Gasas; Vendas; Esparadrapo; Jabón; Desinfectantes; Agua oxigenada; Alcohol

Ante una eventualidad, en la que se deba prestar un primer auxilio debemos SIEMPRE dar aviso a la autoridad responsable. En el área de Capital Federal, los números para emergencias son:

Emergencias	Policía	Bomberos	SAME	Defensa Civil
911	101	100	107	103

Las medidas generales a tener en cuenta para cualquier emergencias son:

[SEGURIDAD]

- No arriesgar la propia vida. Reconocer las propias limitaciones en conocimientos y recursos materiales, como así también los factores que pudieran poner en peligro nuestra integridad física.
- Adoptar medidas de seguridad. Debemos protegernos de agentes nocivos.
- Activar el sistema de emergencias. Según la situación.
- Actuar con rapidez, demostrando seguridad y evitando el pánico. Debemos controlar las emociones, y transmitir seguridad y tranquilidad a la víctima.
- Retirar a los curiosos. Muchas veces interferirán con el accionar del rescatista, o complicarán la llegada del servicio de emergencias.
- Nunca abandonar a la víctima. Una vez que hacemos contacto con la víctima, no debemos abandonarla. En caso de necesitar llamar al servicio de emergencias, le daremos orden, en voz fuerte y clara, a alguien que se encuentre cerca.
- Tranquilizar a la víctima. Demostrarle seguridad, darle ánimo y apoyo. Nunca reflejar la gravedad de su estado.
- No dejar que vea otras víctimas. Si hay múltiples lesionados, no permitir que se vean entre sí.
- No mover a la víctima. Es muy importante evitar mover a la víctima; y en caso de ser estrictamente necesario, realizar movimientos “en masa”
- Nunca pasar por encima de la víctima. Evite el riesgo de golpearla, o caerse encima.
- No darle nada de beber. Cualquier persona en estado de inconsciencia pierde el reflejo de deglución, por lo que se corre riesgo de obstruir su vía respiratoria. Solo le daremos de beber cuando la víctima, por sus propios medios pueda sostener un vaso.
- Cuidar siempre el pudor y las pertenencias de las víctimas.

En zonas aisladas, donde no podamos contar con una asistencia del sistema de emergencias en forma rápida, es recomendable que alguno de los miembros del grupo tenga alguna capacitación y experiencia en el manejo de estas situaciones.

Seguridad del Usuario

Es extremadamente importante dotar a nuestro suministro de energía de las medidas de seguridad para los usuarios que contemplan los reglamentos de instalaciones eléctricas en la República Argentina.

Separaremos los métodos acorde al tipo de instalación que tendremos, y trataremos los mismos mas adelante en mayor detalle, cuando tomemos el dimensionamiento de las instalaciones.

[SEGURIDAD]



Para instalaciones en MBTS (muy baja tensión de seguridad ≤ 24 V) utilizaremos fusibles o interruptores termomagnéticos, que interrumpirán el servicio en caso de una falla en la aislación de los conductores, un cortocircuito por fallas en los consumos, por mal manejo de la instalación, o por sobrecargas de larga duración.

Podemos encontrarlos en muchas formas y corrientes nominales de corte.

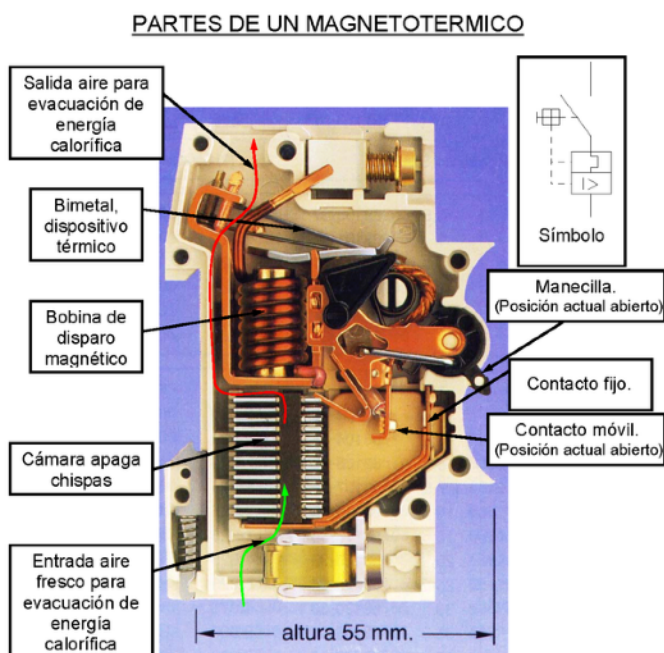
En los casos de instalaciones remotas, siempre es recomendable utilizar del tipo mas común en la zona, ya que ante una falla eventual, el usuario puede reemplazar el fusible fundido por otro de igual corriente nominal. Es muy importante, como veremos mas adelante, dotar al usuario de la documentación necesaria para que pueda subsanar cualquier eventualidad sin necesidad de comprometer la integridad de la instalación o de sus bienes. Mas adelante observaremos mas en detalle esta protección.

Para instalaciones de Baja tensión (BT ≤ 1000 V) utilizaremos sistemas complementarios: para protección de la instalación y para protección de los seres vivos.

Podremos utilizar aquí fusibles, pero siempre será recomendable utilizar llaves termomagnéticas bipolares para las corrientes de cortocircuito y las sobrecorrientes; y una correcta Puesta a Tierra (PAT) y su correspondiente Interruptor Diferencial. Estas llaves tienen una pequeña disipación de potencia del orden de los 0,7 W.

La reglamentación **exige** la utilización de interruptores diferenciales con una sensibilidad de 30 mA (miliamperes) para usos domiciliarios, con algunas excepciones que exceden el alcance de nuestro curso.

Funcionamiento de protecciones termomagnéticas



Al circular la corriente por el electroimán, crea una fuerza que, mediante un dispositivo mecánico adecuado (M), tiende a abrir el contacto C, pero sólo podrá abrirlo si la intensidad I que circula por la carga sobrepasa el límite de intervención fijado. Este nivel de intervención suele estar comprendido entre 3 y 20 veces la intensidad nominal (la intensidad de diseño del interruptor magnetotérmico) y su actuación es de aproximadamente unas 25 milésimas de segundo, lo cual lo hace muy seguro por su velocidad de reacción. Esta es la parte destinada a la protección frente a los

cortocircuitos, donde se produce un aumento muy rápido y elevado de corriente.

La otra parte está constituida por una lámina bimetálica (representada en rojo) que, al calentarse por encima de un determinado límite, sufre una deformación y pasa a la posición señalada en línea de trazos lo que, mediante el correspondiente dispositivo mecánico (M), provoca la apertura del contacto C. Esta parte es la encargada de proteger de corrientes que, aunque son superiores a las permitidas por la instalación, no llegan al nivel de intervención del dispositivo magnético.

Esta situación es típica de una sobrecarga, donde el consumo va aumentando conforme se van conectando aparatos.

Ambos dispositivos se complementan en su acción de protección, el magnético para los cortocircuitos y el térmico para las sobrecargas. Además de esta desconexión automática, el aparato está provisto de una palanca que permite la desconexión manual de la corriente y el rearme del dispositivo automático cuando se ha producido una desconexión. No obstante, este rearme no es posible si persisten las condiciones de sobrecarga o cortocircuito. Incluso volvería a saltar, aunque la palanca estuviese sujeta con el dedo, ya que utiliza un mecanismo independiente para desconectar la corriente y bajar la palanca.

Interruptores Diferenciales por Corriente de Fuga

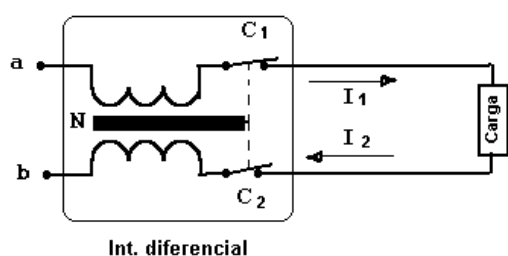
Un interruptor diferencial exponencial, también llamado disyuntor por corriente diferencial o residual, es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas con el fin de proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los

conductores activos y tierra o masa de los aparatos.

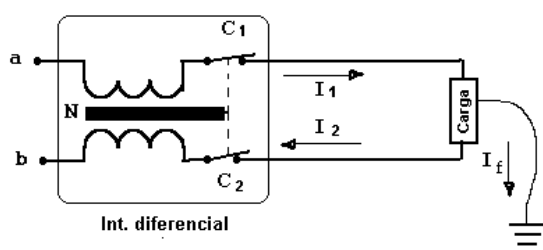
En esencia, el interruptor diferencial consta de dos bobinas, colocadas en serie con los conductores de alimentación de corriente y que producen campos magnéticos opuestos y un núcleo o armadura que mediante un dispositivo mecánico adecuado puede accionar unos contactos.

Si nos fijamos en la Figura 1, vemos que la intensidad (I_1) que circula entre el punto a y la carga debe ser igual a la (I_2) que circula entre la carga y el punto b ($I_1 = I_2$) y por tanto los campos magnéticos creados por ambas bobinas son iguales y opuestos, por lo que la resultante de ambos es nula. Éste es el estado normal del circuito.

Si ahora nos fijamos en la Figura 2, vemos que la carga presenta una derivación a tierra por la que circula una corriente de fuga (I_f), por lo que ahora $I_2 = I_1 - I_f$ y por tanto menor que I_1 .



Es aquí donde el dispositivo desconecta el circuito para prevenir electrocuciones, actuando bajo la presunción de que la corriente de fuga circula a través de una persona que está conectada a tierra y que ha entrado en contacto con un componente eléctrico del circuito.



La diferencia entre las dos corrientes es la que produce un campo magnético resultante, que no es nulo y que por tanto producirá una atracción sobre el núcleo N, desplazándolo de su posición de equilibrio, provocando la apertura de los contactos C1 y C2 e interrumpiendo el paso de corriente hacia la carga, en tanto no se rearme manualmente el dispositivo una

vez se haya corregido la avería o el peligro de electrocución.

Una instalación correcta debe contar con una correcta puesta a tierra de todas las masas y elementos metálicos. La reglamentación exige que todos los tomas, cajas y luminarias tengan la puesta a tierra realizada con cable verde/amarillo de 2,5 mm y que a su vez este se conecte en el tablero principal a un borne que se conectará a su vez a un cable verde/amarillo de 4 mm y que irá conectado directamente a una o varias jabalinas (electrodo dispersor).

Las uniones y derivaciones de conductores de secciones de hasta 2,5 mm² inclusive podrán efectuarse intercalando y retorciendo sus hebras. Las uniones y derivaciones de conductores de secciones mayores de 2,5 mm² deberán efectuarse por medio de borneras, manguitos de identar o soldar (utilizando soldadura de bajo punto de fusión con decapante de residuo no ácido) u otro

tipo de conexiones que aseguren una conductividad eléctrica por lo menos igual a la del conductor original.

Para agrupamientos múltiples (más de 3 conductores) deberán utilizarse borneras de conexión (Norma IRAM 2441). Las uniones y derivaciones no podrán someterse a sollicitaciones mecánicas y deberán cubrirse con un aislante eléctrico de características equivalentes al que poseen los conductores.

Seguridad de los elementos de suministro

Los elementos que suministrarán, almacenarán y distribuirán la energía son costosos; y debemos protegerlos de las inclemencias del clima, y de elementos bioclimáticos eventuales, como granizo o descargas atmosféricas (rayos).

Las descargas atmosféricas son particularmente peligrosas, y su estudio excede a este curso, pero debemos mencionar que es posible que sea necesario, acorde a la zona donde realicemos la instalación, la puesta en marcha de protecciones contra estas.

El método más común es el de instalación de pararrayos o descargadores de sobretensión. Si bien esta instalación no está contemplada en el curso, es importante tenerlo en cuenta y contratar un profesional que pueda, en caso de que fuera necesario, realizar la correcta instalación del mismo.

Otro elemento que puede dañar los paneles fotovoltaicos son las caídas de granizo. Para protegernos de estas caídas, se procede a instalar una malla tipo “alambre de gallinero” con un grado de IP (veremos más adelante) que impida que los granizos más pesados golpeen con demasiada fuerza los paneles y terminen rompiendo una cubierta de vidrio, que disminuirá o interrumpirá el suministro.

Un punto a tener en cuenta es que todos los materiales utilizados en el exterior deben tener protección contra la radiación ultravioleta (UV). Veremos en su momento el tipo de cableado que debemos utilizar, cuya vaina protege el cable contra la radiación. La temperatura a la que se someten los materiales es también un punto importante a tener en cuenta, sin olvidarnos de la resistencia mecánica en caso de la exposición a vientos fuertes, inundaciones, tormentas de polvo o arena.

Recomendaciones generales:

- En caso de ser necesario, deberemos contar con protección contra descargas atmosféricas.
- Los materiales utilizados en el exterior deben contar con protección contra la radiación UV.
- Todos los materiales deben tolerar las temperaturas a las que estarán expuestos.
- Al integrar metales disímiles debemos aislarlos con materiales no conductivos, como arandelas de materiales sintéticos, ojales, etc.
- Si se utiliza carpintería de aluminio, esta no debe estar en contacto directo con el concreto.
- Toda la bulonería debe ser apropiada para el ambiente al que está expuesta.
- Las cajas de paso, tableros, caja de baterías, entradas de cables a las viviendas, etc, deben ser estancos, estar a altura suficiente como para evitar, si fuera necesario, que se acumule suciedad, agua (en caso de inundaciones) o polvo.
- Las perforaciones en paredes o techos deben sellarse con material siliconado.

Trabajos en Altura

Los sistemas de suministro fotovoltaico suelen involucrar trabajo en cubiertas inclinadas, postes, terrazas o similares. Para todas estas situaciones es extremadamente importante contar con materiales y capacitación específica en trabajos en altura, como también herramientas, andamios, elevadores o escaleras adecuadas par el trabajo.

El principal riesgo en estos casos son las caídas y el choque eléctrico.

Reproducimos a continuación un resumen de bibliografía sobre el tema:

Fuente:

<http://antonionarejos.wordpress.com/>

Recomendaciones de Seguridad en trabajos en cubierta I (instalación paneles fotovoltaicos)

Posted on [12/05/2011](#) | [1 comentario](#)

La instalación de placas solares en cubiertas conlleva necesariamente la ejecución de trabajos en altura. Este tipo de instalación tiene sus riesgos que vamos a analizar en esta entrada.

PRINCIPALES RIESGOS

- Caídas en altura
- Riesgo eléctrico por conductores cercanos mal protegidos.
- Caídas de objetos.
- Presencia de amianto en componentes de la cubierta (placas de fibrocemento).
- El mayor riesgo es el de caídas en altura, que puede presentar diferentes causas:
 - Caídas al subir o bajar por medio de escaleras de mano, o utilizando escalas fijas sin proteger.
 - Caída desde la cubierta por su perímetro.
 - Caídas por rotura del soporte.

Para evitar estos riesgos se deben tomar las siguientes precauciones:

ACCESO A LA CUBIERTA



Lo primero es definir de forma segura el acceso a la cubierta. Lo ideal es diseñar algún tipo de acceso permanente. Los paneles solares requieren mantenimiento. Aunque sólo sea para su limpieza. El gasto del acceso permanente será amortizado, ya sea por la mayor seguridad, la mayor rapidez en el acceso o por el ahorro económico al no precisar plataforma elevadora.

Escaleras De Mano

Recordar que su extremo superior debe sobresalir al menos 1 metro y que es recomendable inmovilizarlas antes de su empleo. El mayor problema de las escaleras de mano es que no se pueden usar para subir objetos por ellas, por lo que hay que idear otro sistema para subir los paneles fotovoltaicos.

Plataformas Elevadoras

A menudo las plataformas se utilizan para acceder a un tejado. Se debe cuidar el tipo de plataforma que se usa. Las plataformas deben estar homologadas para ser abandonadas en altura. No todas permiten esta opción.

El mayor coste de una plataforma elevadora es su traslado a obra. Buscar un servicio cercano a la obra para disminuir el coste del traslado o intentar que algún vecino del polígono nos deje la suya

son buenas formas de reducir costes. Atención a los préstamos de maquinaria, el seguro cubre sólo a la empresa que contrató el servicio. No es aconsejable sin dejar constancia del hecho. Respecto a las escaleras facilitan mucho la subida de material a la cubierta, por ejemplo de las placas solares y del material de sujeción.

Protecciones Colectivas

Una de las primeras normas en seguridad y salud es que hay que anteponer las protecciones colectivas a las individuales. Las protecciones individuales requieren de equipo específico para cada persona (tallas diferentes) y de una actitud activa del trabajador para su colocación (actitud que desgraciadamente no siempre es muy colaboradora). En algunos casos, incluso requieren de un adiestramiento para su uso (caso de los arneses). Por todo lo anterior son preferibles las protecciones colectivas.

CAÍDAS POR EL PERÍMETRO

¿Redes de seguridad o vallar el perímetro?

Es recomendable vallar el perímetro. Las redes se deterioran y son temporales. Las vallas perimetrales se pueden dejar de forma permanente, lo que es aconsejable para futuros trabajos de mantenimiento.

Las barandillas deben contar con rodapié, para evitar la caída de objetos.

Redes de seguridad

Es un buen sistema adicional de protección. Desde luego es recomendable instalarla siempre que se pueda. Sin embargo, no siempre se puede instalar por el tipo de edificio. La zona de la caída no debe superar los 6 metros.

Las redes deben revisarse. Es lamentable ver en algunas obras que las redes “han pescado” numerosos objetos como bloques de hormigón o puntales, estos objetos deben ser retirados para que la red pueda asegurar la integridad de una persona que pueda caer.

ROTURAS DEL SOPORTE:

- La mayoría de los accidentes ocurren por rotura del soporte.
- Cubiertas ligeras
- Las cubiertas ligeras no están diseñadas para que el personal transite por ellas. Son las formadas por:
 - Vidrio armado o no.
 - Amianto-cemento.

[SEGURIDAD]

- Chapa ondulada de espesor inferior a 100 mm.
- Resinas de poliéster con o sin fibra de vidrio, cloruro de polivinilo, y más generalmente, polímeros termoplásticos.
- Pizarra.
- Tejas.

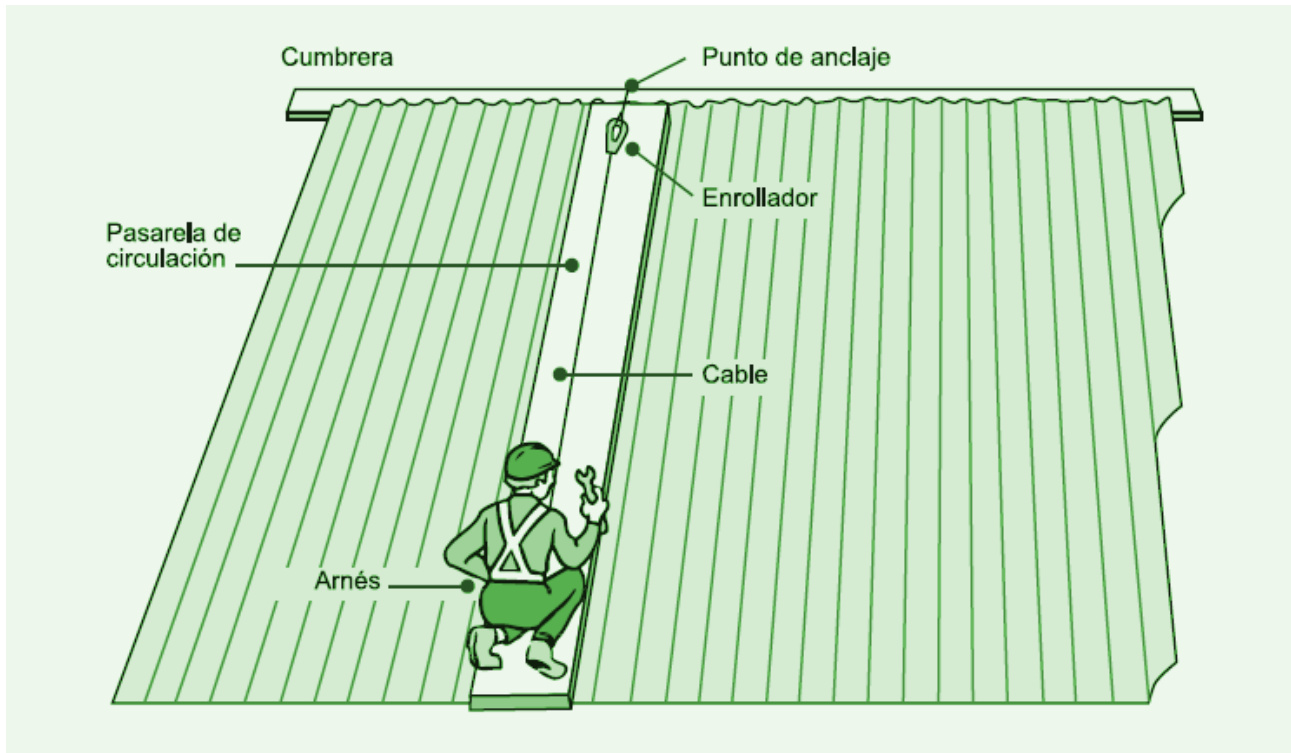
Puesto que no se debe caminar sobre este tipo de cubiertas directamente, se deben disponer pasarelas para el tránsito sobre estas cubiertas. El aluminio es un buen material para estos fines.

Lucernarios, Claraboyas

Un operario pisa un lucernario o una placa en mal estado y su rotura provoca la caída. Para evitarlo:

- Cercar las partes problemáticas con barandillas. Es la mejor solución. No añaden excesivo peso a la cubierta y a la vez señalizan el peligro.
- Cubrir las zonas más débiles con emparrillados. Es una opción válida, pero pueden provocar tropiezos y añaden peso a la cubierta (además del de los paneles). Además, el emparrillado suele suponer mayores problemas en su instalación debido a su mayor peso. Por último el emparrillado limita el paso de la luz a través del lucernario, reduciendo su efectividad y dificultando tareas de mantenimiento, como la limpieza.

ELEMENTOS INDIVIDUALES DE PROTECCIÓN



Arnés

Se deben usar cuando no es posible, o no es práctico la utilización de barandillas o redes de seguridad. Los arneses pueden anclarse a un punto fijo o a una línea de vida. Es un método adecuado cuando se accede a la cubierta para realizar una reparación o un trabajo de mantenimiento.

Líneas de vida

Consisten en un cable que transcurre por la cumbrera de una cubierta a dos aguas. Su uso es muy recomendable pero hay que tener algunas precauciones:

-Su instalación a menudo es problemática, ya que los operarios no pueden utilizar la línea de vida todavía para asegurarse. Hay múltiples fabricantes que ofrecen soluciones para el problema. Sin duda un buen consejo es anticipar estos problemas y sus soluciones.

-Una vez instalada la línea de vida: ¿el acceso a la misma es el adecuado? Desde que un operario accede a la cubierta hasta que consigue asegurarse con la línea de vida debe caminar por la cubierta sin protección. Este desplazamiento debe realizarse por una pasarela especialmente acondicionada.

-La línea de vida debe de estar homologada, y es muy importante seguir exactamente las indicaciones que marca el fabricante. No sirve utilizar sólo el cable homologado, todo el conjunto

[SEGURIDAD]

debe estarlo (anclajes, arneses, carros...).

No deben realizarse trabajos en solitario en la cubierta. Una caída de algunos metros parada por un arnés es dolorosa pero no entraña mayores peligros. Sin embargo, hay que rescatar al operario lo antes posible. Estos arneses no están pensados para sustentar a una persona durante largos periodos de tiempo. La circulación sanguínea se resiente y el malestar es importante. Se agrava a cada minuto que pasa. Para una rápida reacción es fundamental que los operarios trabajen en parejas (al menos) y que uno de ellos de la voz de alarma para iniciar las tareas de recuperación.

Todos los elementos de la línea de vida deben estar homologados (incluyendo el anclaje, el cables, el arnés, el mosquetón...)

VIENTO:

La presencia de viento en los trabajos en altura siempre es un factor de riesgo. Pero a ¿qué velocidad del viento se deben abandonar los trabajos? El Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el trabajo ([INSHT](#)) recomienda no efectuar trabajos en altura cuando la velocidad del viento sea superior a los 50 km/h (NT 448). Por tanto, no hay una norma clara al respecto. Mi recomendación es que se incluya un baremo claro en el plan de Seguridad y Salud. Si en el Plan de Seguridad y Salud se establece que a una velocidad mayor a los 50 km/h no se debe trabajar en la cubierta, esa afirmación se convierte en norma de obligado cumplimiento. En mi experiencia lo que se debe evitar a toda costa son los costes adicionales. Y decirle a los empleados que dejen el montaje de una instalación a mitad de mañana porque hace mucho viento acarrea el coste de su salario el resto del día, que se puede perder. Para evitar esta circunstancia lo mejor es prever la velocidad del tiempo con antelación y si será excesiva evitar el desplazamiento de los operarios, que podrán realizar otras actividades en otra localización. La [Agencia Estatal de Meteorología](#) proporciona previsiones de velocidad del viento con hasta 7 días de antelación. Yo incluso disminuiría el umbral de la velocidad del viento según el tipo de trabajos. Subirse 20 metros de altura sobre una plataforma de tipo brazo articulado es ya bastante entretenido un día sin viento. No es necesario añadirle emoción, incluso si los trabajos no precisan abandonar la plataforma.

CASCO

Sólo es necesario si hay riesgo de caídas de objetos. En los trabajos en la cubierta no suele haber este peligro, por lo que no es exigible en la mayoría de los casos.

Más información:

[Nota informativa: trabajos de montaje de instalaciones fotovoltaicas sobre cubiertas. \(Ministerio de](#)

Trabajo e Inmigración).

NTP 448: Trabajos sobre cubiertas de materiales ligeros

NTP 634: Plataformas elevadoras móviles de personal

Notas:

Cálculo por el “Método por Corriente”

de dimensionamiento para sistemas fotovoltaicos aislados.

En este método de cálculo, se utiliza como parámetro de elección de los módulos la corriente del punto de máxima potencia [I_{mp} CEN] dada por el fabricante del módulo acorde a las condiciones establecidas para determinar su potencia nominal [CEN]: 1000 W m²; 25°C de temperatura de celda y 1,5 MA (Masa de aire).

Paso 1: Demanda

Como primera medida determinaremos nuestra demanda energética. Recordemos siempre usar en formato decimal (1 hora y 30 minutos = 1,5 horas; 15 minutos = 0,25 horas).

1. Iremos colocando en cada columna, en orden, el ambiente de uso, el artefacto, la potencia nominal del mismo (podemos obtenerla de la placa o etiqueta que el fabricante nos provee), la cantidad de artefactos iguales, las horas reales de utilización durante un día y los días de la semana en que se utiliza.
2. Obtenemos el **Subtotal** de potencia [W] multiplicando: [Potencia nominal x cantidad]. Es importante destacar que la cantidad debe corresponderse con elementos que se usan en simultáneo.
3. Luego continuamos multiplicando: [Subtotal x Horas de Uso x días de uso en la semana]
4. Obtendremos el **Total de Consumo [Wh/día] o Consumo diario** mediante la suma de todos los **Totales de energía**.
5. Calculamos también la **Demanda de potencia máxima simultánea (DPMS)** mediante la suma de todos los Subtotales de Potencia

Obtenemos así la Demanda de potencia máxima simultánea [DPMS] que suele utilizarse en instalaciones domiciliarias para calcular un Factor de Simultaneidad de los consumos, y poder dimensionar así los conductores que acarrearán la corriente a los artefactos. En este caso, podemos utilizarlo también para dimensionar rápidamente un inversor de corriente, si fuera necesario.

Ambiente	Artefacto	Potencia nominal [W]	Cantidad	Subtotal Potencia [W x Cant.]	Horas de Uso por día	Días de uso por semana	Subtotal [W.h/día]
Dormitorio	Velador	15	2	30	1	7/7	30
Dormitorio	Luz ambiente	30	1	30	3	7/7	90
Cocina	Luz ambiente	15	1	15	3	7/7	45
Cocina	Luz ambiente	15	1	15	1	7/7	15
Cocina	Receptor de radio	10	1	10	7	7/7	70
Taller	Luz ambiente	30	2	60	3	7/7	180
Demanda de potencia máxima simultánea [DPMS] Sumatoria de Subtotal de potencia				160 W	Total de consumo [Cd]		430

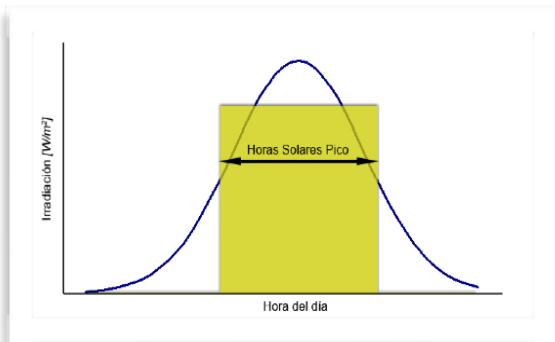
Paso 2: Horas Equivalentes u Horas Solares Pico [HSP]

Calculamos la radiación disponible en la zona en “Horas equivalentes”.

Para ello recurriremos a la “Tabla de datos meteorológicos de 118 localidades” donde obtendremos el promedio diario para cada mes de radiación en la localidad elegida, para una inclinación determinada (en nuestro caso: Latitud + 10°).

1 Localidad: Aeroparque Aero		Capital Federal											1	
Latitud: 34.34 Sur		A.S.n.m.: 6 m												
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Rt		0.50	0.55	0.55	0.54	0.49	0.45	0.45	0.50	0.51	0.51	0.51	0.49	
Ho		42.8	38.5	32.3	24.8	18.7	15.9	12.8	10.8	29.1	36.2	41.5	43.7	
H{horiz.}		21.4	21.2	17.8	13.4	9.2	7.2	6.4	6.4	14.8	18.5	21.2	21.4	15.4
H{Lat-20}		20.9	21.5	19.0	15.4	11.1	8.9	7.4	12.9	16.2	19.0	20.9	20.8	16.3
H{Lat-10}		20.2	21.2	19.4	16.4	12.2	9.9	10.3	13.8	16.8	18.9	20.3	20.0	16.6
H{Lat}		19.2	20.6	19.4	17.0	13.1	10.7	11.0	14.5	17.0	18.5	19.3	18.9	16.6
H{Lat+10}		17.8	19.5	19.0	17.3	13.6	11.2	11.5	14.8	16.8	17.7	18.0	17.5	16.2
H{Lat+20}		16.2	18.1	18.2	17.2	13.8	11.5	11.7	14.9	16.3	16.6	16.5	15.8	15.6
Horas de sol ..		14.0	13.2	12.2	11.1	10.2	9.7	9.9	10.7	11.8	12.9	13.8	14.3	
Temp. med.		23.9	23.1	21.3	17.8	14.6	11.3	11.1	12.0	14.1	16.8	19.9	22.6	17.4
Temp. max.		28.4	27.3	25.2	21.9	18.4	15.0	14.6	15.8	18.1	20.7	24.2	27.1	
Temp. min.		19.9	19.4	17.7	14.2	11.4	8.4	8.2	8.7	10.7	13.2	15.9	18.5	
Rel. de mezcla		12.7	12.6	11.8	9.7	8.3	6.7	6.7	6.7	7.1	8.2	9.1	11.1	
Grados día(14C)		0	0	1	8	43	100	109	89	48	15	2	0	416
Grados día(15C)		0	0	3	22	75	149	160	135	82	38	6	1	671
Grados día(18C)		1	2	9	49	116	204	217	190	127	69	19	4	1009
Vel. viento ...		17	16	15	13	14	15	14	15	17	18	16	18	16
REFERENCIAS: Radiación (A)		Demás Datos Meteorológicos (A)												

Localidad	Radiación [Mj/m ² día]	Radiación [W/m ² día]	Latitud	Angulo de inclinación del módulo.
Buenos Aires	11,2	3,111	34° 35'	45°



Convertimos los [Mj/m² día] en “Horas Solares Pico” [HSP o kWh/ m² día], dividiendo el resultado en 1000 W/m².

Esto equivale a las horas de radiación a 1000 W/m² que necesitaríamos para emular la curva de insolación diaria.

En el gráfico vemos en la curva roja la radiación sobre el plano desde la salida del sol (a la izquierda en el eje de las abscisas) hasta su puesta, (a la derecha en el eje); y en el eje de ordenadas la radiación en W/m².

El rectángulo verde es el área equivalente de radiación equivalente considerando un valor fijo de 1000 W/m² ; en el caso de Buenos Aires es 3,3 horas [HSP]

$$1 \text{ [HSP]} = \frac{1000 \text{ W} \times 1 \text{ h}}{\text{m}^2} \times \frac{3600 \text{ [s]}}{1 \text{ [h]}} \times \frac{1 \text{ [J/s]}}{1 \text{ [W]}} = 3,6 \text{ [MJ/m}^2\text{]}$$

Otra fuente de datos: NASA:

Tomamos los datos de radiación de NASA's POWER Project Data Sets

Solar and meteorological data sets from NASA research for support of renewable energy, building energy efficiency and agricultural needs. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Pueden ver un video completo de cómo hacerlo en el siguiente link:

<https://www.youtube.com/watch?v=q5s8mOyY3u8&t=42s>

Utilizamos los valores para Buenos Aires, con un valor de -34° de Latitud y -58.25° de Longitud.

Elegimos:

- "Parameters for Tilted Solar Panels."
- "Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)"

Tenemos una radiación a 49° (Latitud 34° + 15°) de 3,63 kWh/m² día.

```

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER SRB/FLASHFlux/MERRA2/ 0.5 x 0.5 Degree Climatologies
22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatologies (July 1983 - June 2005), 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies
(January 1964 - December 2013)
Location: Latitude -34.6094 Longitude -58.4366
Elevation from MERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 13.03 meters Site = na
Climate zone: na (reference Briggs et al: http://www.energycodes.gov)
Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999
Parameter(s):
EQVLT_NO_SUN_BLACKDAYS_MONTH SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Equivalent Number Of NO-SUN Or BLACK Days Over A Consecutive Month Period (days)
T2M_MAX MERRA2 1/2x1/2 Maximum Temperature at 2 Meters (C)
T2M_MIN MERRA2 1/2x1/2 Minimum Temperature at 2 Meters (C)
SI_EF_TILTED_SURFACE SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Tilted Surfaces (Set of Surfaces) (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_OPTIMAL SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal (kW-hr/m^2/day)
SI_EF_OPTIMAL_ANG SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
SI_EF_TILTED_ANG_ORT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)
Note(s):
Northward facing tilted surfaces are designated negative (-)
PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL OCT NOV DEC ANN
- - - - -
T2M_MAX 29.36 27.89 25.79 21.55 17.77 14.69 13.11 20.98 24.21 27.27 21.39
T2M_MIN 19.37 18.90 17.35 13.50 10.40 7.62 6.43 12.07 14.71 17.34 12.87
EQVLT_NO_SUN_BLACKDAYS_MONTH 1.97 6.06 6.46 4.53 4.84 5.13 3.52 4.51 4.14 4.58 -999
SI_EF_TILTED_SURFACE_0 7.01 5.80 4.86 3.61 2.69 2.19 2.42 3.21 4.49 5.24 6.45 6.97 4.58
SI_EF_TILTED_SURFACE_19 6.82 5.90 5.29 4.28 3.48 2.95 3.20 3.93 5.06 5.46 6.35 6.71 4.95
SI_EF_TILTED_SURFACE_34 6.27 5.62 5.31 4.54 3.88 3.37 3.61 4.26 5.20 5.31 5.89 6.12 4.95
SI_EF_TILTED_SURFACE_49 5.47 5.10 5.05 4.56 4.06 3.59 3.82 4.35 5.05 4.89 5.20 5.30 4.70
SI_EF_TILTED_SURFACE_90 2.34 2.57 3.09 3.37 3.37 3.15 3.27 3.37 3.35 2.64 2.33 2.23 2.92
SI_EF_OPTIMAL 7.02 5.92 5.34 4.58 4.07 3.63 3.84 4.35 5.20 5.46 6.47 6.97 5.24
SI_EF_OPTIMAL_ANG -4.00 -13.00 -28.00 -42.00 -53.00 -58.00 -55.00 -47.00 -34.00 -19.00 -6.00 -1.00 -30.00
SI_EF_TILTED_ANG_ORT N N N N N N N N N N N N N
    
```

Valor en plano
Lat. + 15

Esta es otra fuente de datos para radiación sobre planos inclinados

Paso 3: Número de módulos en serie

Es importante para este proceso de cálculo que se tomen solo módulos de 36 celdas, ya que el sistema no detecta variaciones en la cantidad de celdas (variaciones en la tensión nominal). Es recomendable utilizarlo para módulos de igual número de celdas y tecnología (mono o policristalino).

Necesitaremos conocer la Tensión de Trabajo [Ut] del sistema para determinar la cantidad de módulos en serie [Ns] que necesitaremos, para lo que deberemos conocer también la Tensión Nominal [Un] de los módulos que utilizaremos.

El resultado de esta cuenta será nuestra “serie”, que deberemos repetir acorde al cálculo.

Normalmente un módulo cuya Upmp está entre 17V y 19V tiene una Un de 12V. Para sistemas en 24V los valores se duplican, siendo entre 29V y 37V. También podemos saber si son para 12V o 24V Un sabiendo la cantidad de celdas: 36 celdas se utilizan en 12V Un, y 60 o 72 celdas en 24V Un.

$$Ns = \frac{Ut}{Un} = \frac{12 V}{12 V} = 1$$

Acorde al cálculo nuestra “serie” estará conformada por 1 módulo de 12 V de tensión nominal.

Este calculo se aplica a sistemas con reguladores PWM.

Paso 4: Corriente diaria

Debemos calcular la Corriente Diaria [Id] necesaria para cubrir la demanda de potencia utilizando la Ut y Cd calculada en el paso 1.

$$I_d = \frac{C_d}{U_t} = \frac{430 \text{ Wh/día}}{12 \text{ V}} = 35,83 \text{ Ah/día}$$

Paso 5: Número de “Series” en paralelo [Np]

La siguiente fórmula utiliza los datos aportados por el fabricante sobre el módulo elegido, cómo comentáramos, en este caso la Corriente en el Punto de Máxima Potencia [Imp].

Dentro del comportamiento del módulo se considera un “Factor de Seguridad” [Fs], que tiene en cuenta el envejecimiento, la suciedad, alejamiento del punto de máxima potencia, efectos de la temperatura. Un valor aceptables es Fs = 1,2 para sistemas domiciliarios (20% mas de energía diariamente) y Fs = 1,5 para sistemas críticos o con alta dependencia de la energía (50% mas de energía diariamente).

Utilizando la tabla:

	largo x ancho x espesor	Corriente*	Tensión*	Potencia*	Precio sin IVA-	con IVA 10,5%
MODULO FOTOVOLTAICO KS3A/6V	243 x 176 x 22 mm	0,34 A	8,70 V	3 W	\$ 124,00	\$ 137,02
MODULO FOTOVOLTAICO KS3A	243 x 176 x 22 mm	0,18 A	16,50 V	3 W	\$ 124,00	\$ 137,02
MODULO FOTOVOLTAICO KS3T	205 x 352 x 22 mm	0,17 A	17,40 V	3 W	\$ 124,00	\$ 137,02
MODULO FOTOVOLTAICO KS5T	205 x 352 x 22 mm	0,29 A	17,40 V	5 W	\$ 185,00	\$ 204,43
MODULO FOTOVOLTAICO KS7T	205 x 352 x 22 mm	0,40 A	17,40 V	7 W	\$ 210,00	\$ 232,05
MODULO FOTOVOLTAICO KS8T	304 x 352 x 22 mm	0,46 A	17,40 V	8 W	\$ 240,00	\$ 265,20
MODULO FOTOVOLTAICO KS10T	304 x 352 x 22 mm	0,58 A	17,40 V	10 W	\$ 297,00	\$ 328,19
MODULO FOTOVOLTAICO KS12T	304 x 352 x 22 mm	0,68 A	17,60 V	12 W	\$ 350,00	\$ 386,75
MODULO FOTOVOLTAICO KS16T - SL*	520 x 352 x 22 mm	0,90 A	17,60 V	16 W	\$ 467,00	\$ 516,04
MODULO FOTOVOLTAICO KS18T	520 x 352 x 22 mm	1,03 A	17,40 V	18 W	\$ 490,00	\$ 541,45
MODULO FOTOVOLTAICO KS20T	520 x 352 x 22 mm	1,17 A	17,40 V	20 W	\$ 545,00	\$ 602,23
MODULO FOTOVOLTAICO KS32TA - SL*	875 x 343 x 36 mm	2,30 A	15,00 V	32 W	\$ 866,00	\$ 956,93
MODULO FOTOVOLTAICO KS35TA	875 x 343 x 36 mm	2,35 A	15,00 V	35 W	\$ 948,00	\$ 1.047,54
MODULO FOTOVOLTAICO KS40T	990 x 343 x 36 mm	2,30 A	17,40 V	40 W	\$ 1.066,00	\$ 1.177,93
MODULO FOTOVOLTAICO KS44TA	1280 x 343 x 36 mm	3,05 A	14,50 V	44 W	\$ 1.179,00	\$ 1.302,80
MODULO FOTOVOLTAICO KS50TA	1280 x 343 x 36 mm	3,33 A	15,00 V	50 W	\$ 1.337,00	\$ 1.477,39
MODULO FOTOVOLTAICO KS50VN	1280 x 343 x 36 mm	2,87 A	17,40 V	50 W	\$ 1.337,00	\$ 1.477,39
MODULO FOTOVOLTAICO KS60T - SL*	1480 x 343 x 36 mm	3,45 A	17,40 V	60 W	\$ 1.601,00	\$ 1.769,11
MODULO FOTOVOLTAICO KS65T	1480 x 343 x 36 mm	3,75 A	17,40 V	65 W	\$ 1.735,00	\$ 1.917,18
MODULO FOTOVOLTAICO KS80T - SL*	1028 x 668 x 36 mm	4,60 A	17,40 V	80 W	\$ 2.132,00	\$ 2.355,86
MODULO FOTOVOLTAICO KS85T	1028 x 668 x 36 mm	4,89 A	17,40 V	85 W	\$ 2.266,00	\$ 2.503,93

* Potencia Nominal (PN) en Vatios, Corriente a PN en Amperios y Tensión a PN en Voltios. - SL* = Stock Limitado - consultat

$$N_p = \frac{(F_s \times I_d)}{(HSP \times I_{mp})} = \frac{(1,2 \times 35,83 \text{ Ah/día})}{(3,1 \text{ h} \times 2,30 \text{ A})} = \frac{42,99 \text{ A}}{7,13 \text{ A}} = 6,02 \approx \underline{6}$$

Elegiremos la I_p acorde a un número razonable de series.

Por último debemos multiplicar la cantidad de módulos que conforman la “serie” por la cantidad de series en paralelo para obtener la cantidad total de módulos que deberemos comprar:

$$N_s \times N_p = 1 \times 6 = 6 \text{ módulos KS40T.}$$

Paso 6: Banco de acumuladores

Para calcular el banco de acumulación deberemos conocer algunos datos de la localidad, como el promedio anual de días seguidos sin radiación, lo que nos dirá la autonomía que deberemos tener (días sin luminosidad) [Da] y la tensión nominal a la que trabajaremos [Un].

En este caso utilizaremos solo 12 V de tensión nominal de acumuladores, por lo que debemos armar series hasta alcanzar la tensión de trabajo, si es necesario. También debemos respetar la profundidad de descarga recomendada por el fabricante [Pd], usualmente 70% (0,7).

Es importante tener en cuenta que debemos buscar un valor de N_p cercano siempre a la unidad.

Por ejemplo, si el valor es 2,3 y elegimos 2 módulos, nos estará faltando 0,3 módulos, y si elegimos 3, nos sobran 0,7 módulos.

Lo ideal es buscar números cercanos a la unidad siguiente, por ejemplo, 2,8.

$$C_b [\text{Ah}] = \frac{\frac{C_d [\text{W h / día}] \times D_a [\text{días}]}{U_t [\text{V}]}}{P_d}$$

Reemplazando:

$$C_b [\text{Ah}] = \frac{\frac{430 [\text{W h / día}] \times 5 [\text{días}]}{12 [\text{V}]}}{0,7} = 255,95 [\text{Ah}]$$

Es importante conocer las condiciones climáticas de la zona en la que se realiza la instalación, ya que redundará en una mayor eficiencia y una alta cantidad de días de buen servicio.

Es también importante realizar un análisis profundo de la instalación, probar distintas opciones y variables para reducir los costos de los elementos.

Elección del Regulador:

El regulador de carga debe soportar las corrientes que circulan por el, como también tener capacidad de ampliación, si lo creemos necesario. Los parámetros que utilizaremos son la **DPMS** y la **Ip del módulo elegido**; la **cantidad de series en paralelo (Np)**

Para este sistema:

$$\frac{\text{DPMS [W]}}{\text{Ut [V]}} \Rightarrow \frac{160 \text{ [W]}}{12 \text{ [V]}} = 13,33 \text{ [A]}$$

$$\text{Imp CEN [A] x Np} \Rightarrow 2,3 \text{ [A] x 6} = 13,8 \text{ [A]}$$

Vemos que las corrientes entrantes y salientes que deberá manejar el regulador de carga son manejables fácilmente con un regulador de 20 [A].

Tengamos en cuenta que el primero de los cálculos, basados en la DPMS, solo se utilizará en el caso de equipos que alimenten consumos en la misma Ut seleccionada previamente, vale decir, iluminación en 12V, o pequeños consumos al valor de la tensión de trabajo.

Para sistemas que utilizarán inversores, que se conectarán directamente al banco de baterías, solo consideraremos los valores de la corriente proporcionada por el grupo fotovoltaico.

Es bueno tener en cuenta que el regulador suele ser un equipo relativamente barato en comparación con la totalidad de la instalación ($\pm 5\%$ del costo total) por lo que según el caso, conviene elegir equipos con mas prestaciones y capacidades.

Cálculo por el “Balance de Potencias” de dimensionamiento para sistemas fotovoltaicos aislados.

El método que se verá a continuación tiene características similares al anterior, pero es más rápido, ya que consta solo de 2 fórmulas para los pasos 3 en adelante. Otro aspecto importante de este cálculo es que no guía al que lo realiza en el conexionado de los componentes, ya que carece de NS y NP, solamente nos indica CANTIDADES GLOBALES.

Fs: Factor de Seguridad

Incrementa la cantidad de energía demandada, para recuperar las baterías ante períodos consecutivos sin sol. Usualmente 1,2.

Cd: Consumo diario de energía. Según los datos surgidos del relevamiento.

HSP: Horas Solares Pico. Recurso disponible de energía en el lugar.

Valor según el uso: Peor Mes-Mejor Valor o Promedio anual.

Fr: Reducción de Potencia por diferencias con STC, utilizamos 0,7 a 0,8 en los valores, siendo 0,7 el más conservador. Deprime los valores del módulo en condiciones de laboratorio.

Pmp: Watt-Pico del módulo elegido a CEN.

$$Nm = \frac{(Fs \times Cd \text{ [Wh/día]})}{(HSP \text{ [kWh/m}^2 \text{ día]} \times Pmp \text{ [W/kW/m}^2] \times Fr)}$$

El resultado (Nm) será la cantidad de módulos a utilizar.

Para el acumulador:

Cd: Consumo de Energía. Según los datos surgidos del relevamiento.

Da: Días de Autonomía. Días sin radiación, que esperamos tener, consecutivos

Batería: Capacidad de Energía de la Batería. En Wh, obtenidos a C100 (100h) bajo la tensión nominal en V multiplicado por la capacidad en Ah.

Pd: Profundidad máxima de descarga. Descarga máxima esperable luego de los días de autonomía, acorde al tipo de acumulador y las características del fabricante. Usamos 0,7.

$$Nb = \frac{(Cd \text{ [Wh/día]} \times Da \text{ [Días]})}{(Un \text{ [V]} \times Cap \text{ [Ah]} \times Pd)}$$

El resultado (Nb) será el número de baterías a utilizar.

En ambos casos, no tenemos indicación de cómo armar el banco, o el generador.

Cálculo de dimensionamiento para sistemas fotovoltaicos Conectados a Red.

Los sistemas conectados a red, ON-GRID, como se los conoce en general, son sistemas de generadores en paralelo con la red de distribución eléctrica, que inyectan corriente, y utilizan los parámetros de la misma para trabajar.

Los sistemas conectados a red son algunos de los tipos mas comunes en lugares donde la tecnología y las normativas han permitido llegar a este tipo de sistemas, generando un rápido crecimiento en la cantidad de instalaciones FV.

Alemania, uno de los países mas avanzados en el tema comienza en 1991 con su Ley de Feed-In. En 1999 lanza 100.000 techos solares, para el 2011 lanzaba el programa de monitoreo para “Energía del futuro”. Y en 2016 lanzan subsidios para sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía.

Si bien Argentina está lejos de estas metas, se producen pasos cada vez mas grandes, llevándonos a comenzar con capacitaciones de sistemas conectados a red.

Todos los sistemas conectados a red, sin importar su fuente de generación de energía (eólica, solar, fósil) debe cumplir con algunos requisitos específicos. En las páginas del Reglamento AEA 90364-7-712 FV y del Reglamento AEA 90364-771 encontramos esta información.

Reglamento AEA 90364-771

- Página 201. Alimentación de reserva. 771-D.9.2: Cuando un grupo generador está destinado a funcionar en paralelo con la red de distribución pública...
- Reglamento AEA 90364-7-712 FV

El calculo que se utiliza es similar al que vimos anteriormente para potencias.

La expresión es la siguiente:

$$\text{(((Ahorro-Des. [kWh/día] : HSP [kWh/m2.día]): PérTemp) : FRe) : EInv = kWp}$$

Donde:

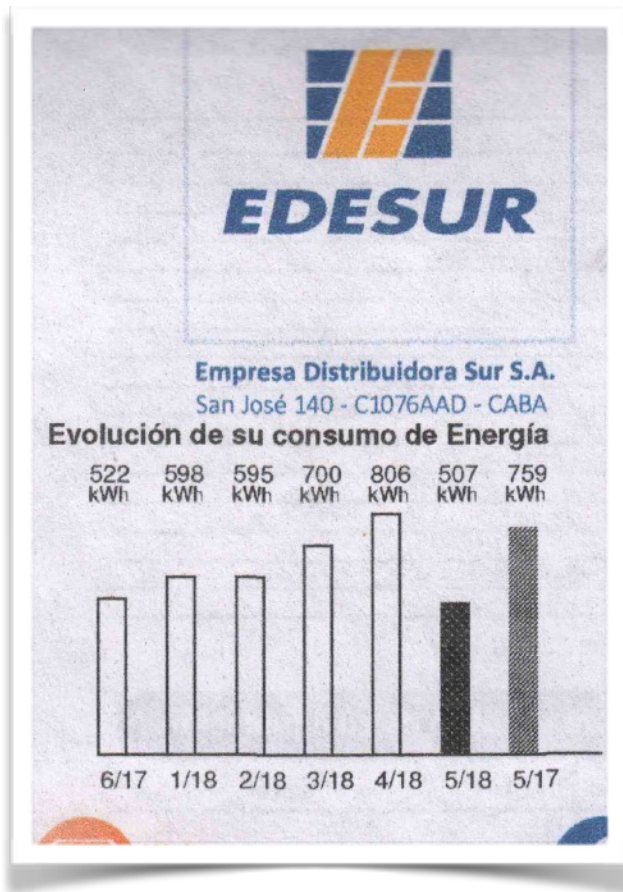
Ahorro-Des. Corresponde a la energía que deseamos generar y que producirá el ahorro buscado por nuestro sistema.

HSP serán las horas solares pico, promedio anual a la inclinación elegida.

PérTemp serán las perdidas estimadas globales por temperatura.

FRe será un factor de reducción sobre los valores del modulo distintos de las CEN.

EInv es la eficiencia promedio (Euro) del inversor.



Ahorro-Deseado, en kWh/día

Es la energía que queremos generar con el sistema.

Obtener el consumo ANUAL.

• Sumamos en este caso los bimestres: 6/17 + 1/18 + 2/18 + 3/18 + 4/18 + 5/18

• 522kWh/bim + 598kWh/bim + 595kWh/bim + 700kWh/bim + 806kWh/bim + 507kWh/bim = 3728kWh/año

• **MI CONSUMO ANUAL ES 3728 kWh/año.**

Ahora debo obtener el valor PROMEDIO DIARIO.

• $3728\text{kWh/año} / 325\text{días/año} = 10,21\text{kWh/día}$

• Ese es mi CONSUMO PROMEDIO DIARIO es 10,21kWh/día.

Se debe elegir el % de ahorro deseado.

- Por ejemplo, si deseo el 50%: $10,21\text{kWh/día} \times 0,5 = 5,1\text{kWh/día}$.
- La energía que debo GENERAR CON FV son 5,1kWh/día.
- Hablamos SIEMPRE DE PROMEDIOS

$$(((5,1 \text{ kWh/día}) : 4,95 \text{ kWh/m}^2\text{.día}): 0,88) : 0,84) : 0,96 = 1,45 \text{ kWp}$$

Los valores 0,88 y 0,84 los mantenemos como 2 constantes.

Las HSP ya hemos visto como obtenerlas en los ejercicios anteriores, la eficiencia del inversor debemos obtenerla de la hoja técnica, si no la tuviéramos, 0,96 es un valor conservador.

Debemos ahora analizar el resultado.

1,45 kWp son la POTENCIA DEL GENERADOR FV y también refiere a LA POTENCIA EN CC QUE DEBE MANEJAR EL INVERSOR.

Una relación CC/CA en el inversor superior a 1 puede ser deseable. Eso nos daría, por ejemplo con una relación CC/CA de

Quando hablamos de la POTENCIA NOMINAL EN CA DEL INVERSOR, hablamos de kW o W, pero si hablamos de la POTENCIA NOMINAL DEL GRUPO FV, hablamos de kWp o Wp.

1,15, un inversor de 1,26 kW.

$$1,45 \text{ kWp} / 1,15 \text{ kWp/kW} = 1,26 \text{ kW}$$

Donde el 1,15 es la relación CC/CA

Vemos ahora **cuántos módulos** necesitamos.

$$1,45 \text{ kWp} / 0,270 \text{ kWp/módulo} = 5,37 \text{ módulos.}$$

Podemos elegir utilizar 5 o 6 módulos. Recordemos que en este caso, la diferencia entre utilizar 5 o 6 no va a significar un problema, ya que el sistema es un ahorro de energía, una fuente paralela a la red de distribución, y no nuestra única fuente de energía, como si lo es en los sistemas offgrid.

El valor 0,270kWp corresponde a un módulo FV de 270Wp en CEN, sin aplicar allí reducciones, ya que fueron aplicadas en la fórmula anterior.

Elegir el inversor adecuado a nuestra instalación, a saber.

- Si deberá ser monofase o trifásico.
- Si vamos a sobredimensionar, cuanto, y si el equipo lo tolera.
- Por ejemplo, elegimos un SMA 1.5 (1500W), que se puede sobredimensionar en un 100, ponerle 3000Wp de módulo, llevando la relación CC/CA a 2.

Contamos con:

- 6 módulos fotovoltaicos de 270Wp
- 1 Inversor de 1,5kW.

Debemos elegir la forma de conexión de los módulos y para ello debemos ver las características de los mismos y del inversor.

Technical data	Sunny Boy 1.5
Input (DC)	
Max. PV array power	3000 W _p
Max. input voltage	600 V
MPP voltage range	160 V to 500 V
Rated input voltage	360 V
Min. input voltage / initial input voltage	50 V / 80 V
Max. input current per string	10 A
Max. short-circuit current per string	18 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP	1 / 1
Output (AC)	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	1500 W
Max. apparent AC power	1500 VA
Nominal AC voltage	220 V / 230 V / 240 V
Nominal AC voltage range	180 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	7 A
Power factor at rated power	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to
Feed-in phases / connection phases	1 / 1

Debemos mantener los parámetros de funcionamiento del generador FV dentro de los rangos de funcionamiento y de seguridad.

En este punto, tenemos que considerar la corrección de temperatura.

Corrección por Mínima temperatura:

Temperatura mínima: 6,43°C

Temperatura máxima: 29,36°C

Usamos la temperatura mínima ambiente con la celda SIN RADIACIÓN.

$$U_{ca@TMin} = U_{caModulo} [V] + (U_{caModulo} [V] * Coef.Temp [\%/^{\circ}C] * (T_c - T_{cen}))$$

$$U_{ca@TMin} = 38,8V + (38,8V \times -0,30\%/^{\circ}C * (6,43^{\circ}C - 25^{\circ}C))$$

$$U_{ca@TMin} = 40,96V$$

Esa es la peor condición posible, a menor temperatura. Se asume que hay tensión, aún sin irradiancia.

6 módulos en serie

$$6 \times 40,96V \ U_{ca@TMin} = 245V \ U_{ca@TMin} < 600V \ \text{Máximo de entrada.}$$

[✓] OK, para la entrada del inversor

Corrección por Máxima temperatura:

Temperatura mínima: 6,43°C

Temperatura máxima: 29,36°C

$$T_c = T_{ai} [^{\circ}\text{C}] + ((T_{noct} [^{\circ}\text{C}] - 20^{\circ}\text{C}) \times G [\text{W}/\text{m}^2] / 800 [\text{W}/\text{m}^2])$$

Tc = Temp Celda. Tair = Temp Aire. Tnoct la NOCT del módulo.

G = Irradiancia medida. La Tc es la que ponemos a corregir en la siguiente fórmula.

$$U_{mp@TMax} = U_{mpModulo} [\text{V}] + (U_{mpModulo} [\text{V}] \times \text{Coef.Temp} [\%/^{\circ}\text{C}] \times (T_c - T_{cen}))$$

Por ejemplo, para el módulo cuyo coeficiente de temperatura -0,30 %/°C. Temperatura máxima del aire 29,36°C, y Temperatura mínima del aire 6,43°C. Según datos técnicos la Tnoct es 45°C

Entonces:

$$T_c = 29,36^{\circ}\text{C} + ((45^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) \times 1000\text{W}/\text{m}^2 / 800\text{W}/\text{m}^2)$$

$$T_c = 60,61^{\circ}$$

Esa es la máxima que usamos.

Luego ponemos eso en la corrección.

$$U_{mp@TMax} = 31,7\text{V} + (31,7\text{V} \times -0,30\%/^{\circ}\text{C} \times (60,61^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}))$$

$$U_{mp@TMax} = 28,31\text{V}$$

Esa es la peor condición posible, a mayor temperatura. [✓]

6 módulos en serie

$$6 \times 28,31\text{V } U_{mp@TMax} = 169,86\text{V } U_{ca@TMax} > 160\text{V } \text{Mínimo de MPPT.}$$

[✓] OK, para la entrada del inversor.

Instalación Eléctrica para sistemas Fotovoltaicos Aislados

Un factor de suma importancia a considerar en toda instalación fotovoltaica es el estado general de la instalación eléctrica de quién recibirá el suministro, si existiera alguna.

En caso de que no hubiera instalación previa, corresponde al instalador recabar la reglamentación aplicable en la jurisdicción de incumbencia.

Dentro del curso hemos visto ya requisitos mínimos de presentación de documentación técnica; estos deben adecuarse a los requerimientos locales, tanto en rótulos, firmas de profesionales matriculados, etc.

Recordemos que los contenidos del curso *no incluyen la incumbencia en instalaciones domiciliarias*. Siempre se requiere el trabajo en colaboración con un electricista con incumbencia para la instalación en baja tensión (220Vca).

Para avanzar en este aspecto tomaremos en consideración la siguiente bibliografía:

- Reglamento AEA - Res ENRE 207-95
- Manual Sica-Pirelli
- MANUAL TECNICO DE SEGURIDAD ELECTRICA DESARROLLADO POR EL DEPARTAMENTO TECNICO DE CAMBRE I.C. Y F.S.A.
- Reglamento AEA 90364-771
- AEA 90364-Sec. 712 "Sistemas de suministro de energía mediante fotovoltaico"

También consideraremos reglamentación internacional sobre sistemas fotovoltaicos:

- Inspector Guidelines for PV Systems
- Photovoltaic Power Systems And the 2005 National Electrical Code: Suggested Practices
- Libro "Instalaciones Fotovoltaicas", Agustín Castejón Oliva; Germán Santamaria Herranz

Requisitos adicionales:

Existen una serie de requisitos mencionados en bibliografía, que pasamos a resumir a continuación.

- Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores a :
 - $\Delta U < 1\%$ entre el panel fotovoltaico y el regulador de carga
 - $\Delta U < 1\%$ entre el banco de baterías y el regulador
 - $\Delta U < 1\%$ entre el regulador de carga y las cargas si existieran tales consumos.
 - $\Delta U < 1\%$ entre el banco de baterías y el inversor.
- Aparte de lo anterior, las mínimas secciones de cables serán :
 - $S\emptyset \geq 2,5 \text{ mm}^2$ entre módulo fotovoltaico y el regulador de carga.
 - $S\emptyset \geq 4 \text{ mm}^2$ entre el regulador de carga y el banco de baterías
- Fusibles, Interruptores
 - Los fusibles deben elegirse tal que intensidad máxima que circulará sea menor al 80% de la capacidad del fusible.
 - Se instalarán en las líneas de polaridad (+) como mínimo.
 - Los interruptores diferenciales de CA debe exceder como mínimo el 40% de la intensidad de corte en CC.
 - Utilizaremos la Corriente Máxima de Circuito: $I_{sc} \times N_p \times 1,25$ para el cableado de los grupos fotovoltaicos.

Determinando las secciones de cable a utilizar.

Los conductores que se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas son los mismos que utilizamos en nuestra casa, si se encuentran en canalizaciones adecuadas para intemperie, o del tipo resistente a intemperie y particularmente a la radiación UV, y por lo tanto, debemos tener la misma precaución en la elección de los mismos, y de sus protecciones.

En una instalación fotovoltaica podemos utilizar también elementos de maniobra o protección convencionales, como los utilizados en nuestras casas: interruptores uni o multipolares, interruptores termomagnéticos y fusibles.

Utilizaremos la siguiente fórmula para calcular la sección exacta del conductor en el tramo a diseñar:

$$S \text{ [mm}^2\text{]} = \frac{200 \times L \text{ [m]} \times I \text{ [A]}}{\Delta U \times U_t \text{ [V]} \times \rho \text{ [m}/\Omega \cdot \text{mm}^2\text{]}}$$

Donde:

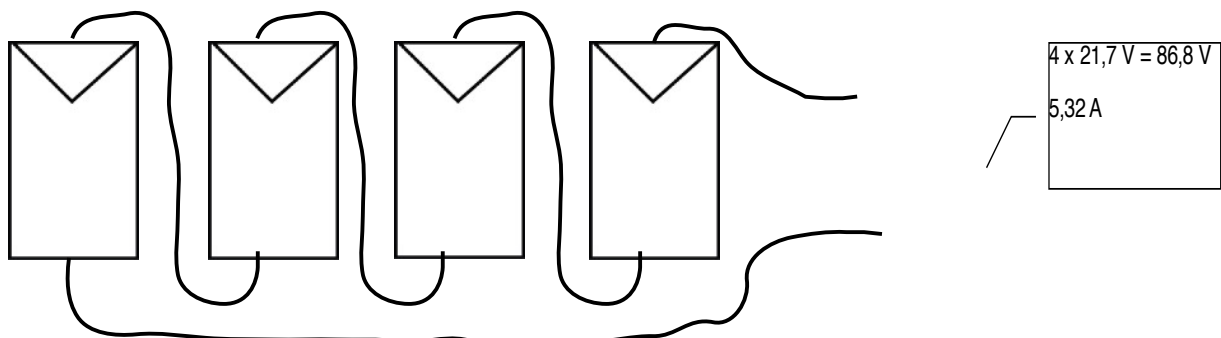
- **S [mm²]**: Es la sección EXACTA del conductor apropiado para cumplir con el requisito. Es importante recordar que no todas las secciones se encuentran disponibles por el fabricante, por lo que elegiremos la inmediata superior.
- **ρ [m/ Ω ·mm²]**: Es la CONDUCTIVIDAD del material utilizado, en este caso cobre o aluminio.
- **L [m]**: Es la LONGITUD en metros de cable a utilizar en forma lineal.
- **I [A]**: Es la INTENSIDAD DE CORRIENTE máxima que circulará por el conductor.
- **ΔU [V]**: Es la CAIDA ADMISIBLE DE TENSION en valores absolutos, acorde al tramo del cálculo.
 - > 1% entre el arreglo fotovoltaico y el regulador de carga
 - > 1% entre la batería y el regulador
 - > 1% entre el regulador de carga y las cargas

La CONDUCTIVIDAD (ρ [m/ Ω ·mm²]) del cobre es 56, la CONDUCTIVIDAD del aluminio es 35 a una temperatura de 29°C.

Corriente Máxima de Circuito

Debemos considerar que un sistema fotovoltaico no opera siempre bajo las mismas condiciones, pudiendo exceder las expectativas.

Por esto, se utiliza una Corriente Máxima de Circuito calculando esta mediante la aplicación de un coeficiente de 1,25 a la I_{CC} CEN de la fila, serie o cadena de módulos.



Aquí tenemos 4 módulos conformando una cadena. Cada módulo es de 85 Wp, 17,4 V [U_{pmp} CEN] y 4,89 A [I_{MP} CEN]; 21,7 V [U_{CA} CEN] y 5,32 A [I_{CC} CEN].

Las condiciones extremas de operación de la serie están determinadas por los valores mas elevados en cada caso, según vemos a continuación:

Para la Tensión: $4 \times 21,7 \text{ V } [U_{CA}] = 86,8 \text{ V } [U_{CA} \text{ de la cadena}]$

Para la corriente: $5,32 \text{ A } [I_{cc}] \times 1,25 = 6,65 \text{ A } [Corriente \text{ Maxima de Circuito / } I_{max.circ.}]$

Este aumento en la corriente puede deberse a nieve (aumento del albedo), días extremadamente claros, o sitios a mucha altura sobre el nivel del mar.

Recordemos que si se aumentan a 2 las series, poniéndolas en paralelo entre ambas, la fórmula será:

$5,32 \text{ A } [I_{cc} \text{ CEN}] \times 2 \text{ series} \times 1,25 = 13,3 \text{ A } [Corriente \text{ Maxima de Circuito / } I_{max.circ.}]$

Capacidades de los cables: Intensidad de corriente admisible.

Un punto a tener siempre en cuenta es la CAPACIDAD DEL CABLE para soportar la corriente que deberá transportar, como así también la tensión.

Recordemos entonces, que los conductores deben:

1. Respetar las caídas de tensión admisibles.
2. Tolerar las corrientes que circulan por ellos.
3. Soportar las condiciones de exposición a los elementos.

Si bien la mayoría de los cables son aprobados para tensiones de hasta 700 o 1000 voltios, estas tensiones no serán tenidas en cuenta en pequeños sistemas fotovoltaicos como los estudiados durante el curso. Sí se tomarán en cuenta para grandes centrales fotovoltaicas, u otras aplicaciones cada vez mas difundidas, como el uso de inversores con entradas MPPT que permiten valores de 500Vcc como máximo.

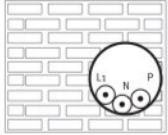
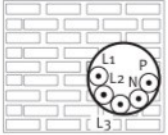
En la tabla provista podemos ver las intensidades admisibles, y algunos factores de corrección de la misma, como ser temperatura y cantidad de conductores cargados en un mismo conducto.

Es muy importante que al elegir un conductor, este posea la capacidad de transportar la corriente con un margen considerable, ya que los sistemas fotovoltaicos varían los parámetros de tensión y corriente acorde a las condiciones ambientales, por ejemplo:

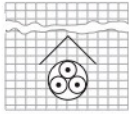
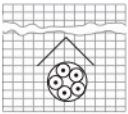
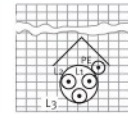
- Con el aumento de temperatura, las celdas FV pierden entre 0,04 V/°C y 0,1 V/°C.
- Con temperaturas menores a los 25 °C (STC) obtenemos tensiones superiores a las especificadas.

SIEMPRE DEBEMOS ELEGIR CONDUCTORES QUE SOPORTEN LAS PEORES CONDICIONES DE TRABAJO.

TABLA DE INTENSIDAD DE CORRIENTE ADMISIBLE PARA CONDUCTORES AISLADOS A TEMP. AMBIENTE = 40°C.
Referencia: Tabla 771.16.1
Pág. 94/2006 - Reglamento AEA

Sección Cobre mm ²	Aislación Termoplástica IRAM NM 247-3-62667	
		
	PVC x	PVC x 3
	Caño embutido en pared y a la vista	
1,5	15	14
2,5	21	18
4	28	25
6	36	32
10	50	44
16	66	59
25	88	77
35	109	96
50	131	117
70	167	149
95	202	180

Intensidad de corriente admisible para cables con envoltura de protección directamente enterrado (con protección mecánica, sin caño)

(Cu) mm ²			
1,5	25		20
2,5	33		27
4,0	43		35
6	53		44
10	71		58
16	91		75
25	117		96
35	140		115
50	166		137
70	205		169
95	246		201
120	276		228
150	312		258

Puesta a Tierra

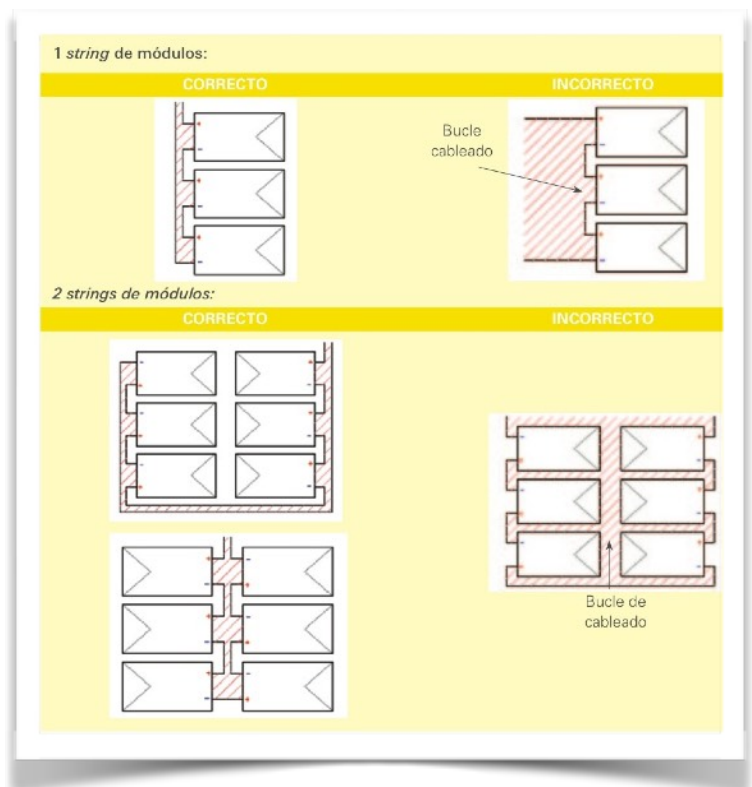
En diversas fuentes bibliográficas se menciona que los pequeños sistemas fotovoltaicos (< 1kWp) no necesitarían la puesta a tierra de uno de sus polos, como sí se menciona en sistemas superiores.

No obstante, es indispensable utilizar un sistema de puesta a tierra para todas las masas del generador, para disminuir el riesgo de peligro ante descargas atmosféricas, fugas a tierra y corrientes parásitas.

También se sugiere no realizar el cableado con grandes "bucles" de cable, para evitar las corrientes inducidas.

En los casos de Sistemas fotovoltaicos **CON PUESTA A TIERRA**, un conductor del generador fotovoltaico debe estar conectado al sistema de Puesta a Tierra en el tablero o caja donde se realice la conexión de las distintas series con el regulador o inversor, según sea el caso.

En este caso, se podrán utilizar 2 ELECTRODOS DE TOMA DE TIERRA, uno próximo al sistema GENERADOR y otro en el TABLERO DE DISTRIBUCION. Ambos sistemas deben estar interconectados, y no debe existir interrupción alguna (ni fusibles, ni termomagnéticas) entre todos los conductores de tierra y los electrodos.



Elección de protecciones

En instalaciones domiciliarias se toman en cuenta varios parámetros al elegir las protecciones, utilizando criterios similares, exponemos cómo elegir las protecciones en FV.

Utilizaremos la siguiente fórmula para elegir una protección termomagnética de CC o fusible:

$$I_p \leq I_n \leq I_c$$

Donde:

I_p es la corriente del proyecto, que esperaremos por la línea en condiciones normales.

I_n es la corriente nominal de la protección, según lo disponible en el mercado.

I_c es la corriente máxima admisible del conductor de la línea, habiendo aplicado si fuera necesario, el coeficiente de corrección.

En el caso de utilizar interruptores termomagnéticos de CA en CC deben incrementarse en un 40% el valor de la corriente que circula por la misma. Por ejemplo, para una corriente elegida de 10 A, dispondremos una TM de 14 A.

$$I_p \times 1,4 = I_{p2} \text{ protección elegida}$$

“Uso de los interruptores termomagnéticos en corriente continua

En el caso de uso en circuitos de corriente continua el valor de la intensidad necesaria para provocar el disparo magnético se incrementa aproximadamente en un 40% con respecto a la intensidad necesaria en corriente alterna. Los interruptores termomagnéticos pueden utilizarse en corriente continua sin reducción de su capacidad de ruptura hasta una tensión de 48 V con un polo protegido y hasta 110 V con dos polos protegidos. Para mayores valores de ésta, la capacidad de ruptura se reduce sensiblemente.”⁴

La capacidad de ruptura del fusible para la batería debe estudiarse en el caso de las baterías acorde a las tablas provistas por el fabricante.

⁴ ZOLODA S.A. ventas@zoloda.com.ar Marzo 2001

Aquí vemos un ejemplo de Baterías tubulares (Autobat). Veremos en la columna “Short circuit current”

Type designation acc. to DIN 40742	Part number	Nominal voltage V	Nominal capacity C ₁₀ 1.8 V/C 20°C Ah	Discharge current I ₁₀ A	Length (l) max. mm	Width (b) max. mm	Height (h ₁) max. mm	Height (h ₂) max. mm	Installed length (B) mm	Pole pairs	Weight approx. kg	Internal resistance acc. to IEC 896-2 m Ω	Short circuit current acc. to IEC 896-2 A	Terminal
4 OPzV 200	NGA6020200HS0FA	2	200	20	105	208	360	398	113	1	20	0.94	2235	F-M8
5 OPzV 250	NGA6020250HS0FA	2	250	25	126	208	360	398	134	1	23	0.78	2706	F-M8
6 OPzV 300	NGA6020300HS0FA	2	300	30	147	208	360	398	155	1	27	0.60	3414	F-M8
5 OPzV 350	NGA6020350HS0FA	2	350	35	126	208	475	513	134	1	30	0.61	3418	F-M8
6 OPzV 420	NGA6020420HS0FA	2	420	42	147	208	475	513	155	1	35	0.49	4220	F-M8
7 OPzV 490	NGA6020490HS0FA	2	490	49	168	208	475	513	176	1	40	0.51	4096	F-M8
6 OPzV 600	NGA6020600HS0FA	2	600	60	147	208	650	688	155	1	48	0.44	4743	F-M8
8 OPzV 800	NGA6020800HS0FA	2	800	80	212	193	650	688	220	2	67	0.30	6818	F-M8
10 OPzV 1000	NGA6021000HS0FA	2	1000	100	212	235	650	688	220	2	80	0.25	8200	F-M8
12 OPzV 1200	NGA6021200HS0FA	2	1200	120	212	277	650	688	220	2	94	0.21	9840	F-M8

Siempre protegeremos el polo positivo de la batería, preferentemente con fusibles de CC dimensionados según la fórmula antes vista. Como mencionáramos, las protecciones a utilizar, idealmente, deberían ser elementos específicos para Corriente Continua [CC], si no se pudiera disponer de dichos elementos, utilizaremos fusibles de alto poder de ruptura (NH) que no deberán soportar, en condiciones de trabajo, mas del 80% de la corriente de corte del mismo.

I Contínua Circuito $\leq I_n \leq I_c$

Siendo:

$I_{cont.circ.}$ = Corriente Continua de Circuito. En el caso anterior 8,31 A.

I_n = La corriente nominal de la protección. Debe ser la nominal inmediata superior.

I_c = La capacidad de corriente del conductor elegido. Debe soportar la Corriente Continua de Circuito y ser mayor o igual a la I_n .

$$8,31 \text{ A} \leq 10 \text{ A} \leq 13 \text{ A (cable 1,5 mm}^2\text{)}$$

Debido a que la sección mínima solicitada por la norma es 2,5 mm² quedará de la siguiente manera:

$$8,31 \text{ A} \leq 10 \text{ A} \leq 18 \text{ A (cable 2,5 mm}^2\text{)}$$

Uso de los interruptores termomagnéticos de CA en CC

En el caso de uso en circuitos de corriente continua el valor de la intensidad necesaria para provocar el disparo magnético se incrementa aproximadamente en un 40% con respecto a la intensidad necesaria en corriente alterna.

Los interruptores termomagnéticos pueden utilizarse en corriente continua sin reducción de su capacidad de ruptura hasta una tensión de 48 V con un polo protegido y hasta 110 V con dos polos protegidos. Para mayores valores de ésta tensión, la capacidad de ruptura se reduce sensiblemente. Esto mismo lo solucionamos utilizando interruptores seriados de mas polos.

Por lo tanto quedaría así:

$$8,31 \times 1,4 = 11,63 \text{ A} \leq 15 \text{ A} \leq 18 \text{ A} \text{ (cable } 2,5 \text{ mm}^2\text{)}$$

Debido a que la tensión corregida por temperatura es de 97,21 V debemos realizar la interrupción en 2 polos.

Para tensiones superiores, deberíamos usar polos en serie. (Las siguientes tablas corresponden a interruptores ABB específicos para corriente continúa.)

Para corrientes en CC con tensiones superiores a 150Vcc es recomendable interrumpir en 4 polos, utilizando el esquema detallado a continuación.

Corrección por temperatura:

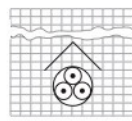
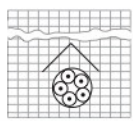
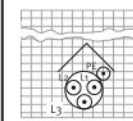
Temperatura Ambiente °C	Factor
Más de 30 hasta 35	0,94
Más de 35 hasta 40	0,87
Más de 40 hasta 45	0,8
Más de 45 hasta 50	0,71
Más de 50 hasta 55	0,62

Corrección por agrupación de conductores

Cantidad de Conductores	Factor
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
Sobre 42	0,5

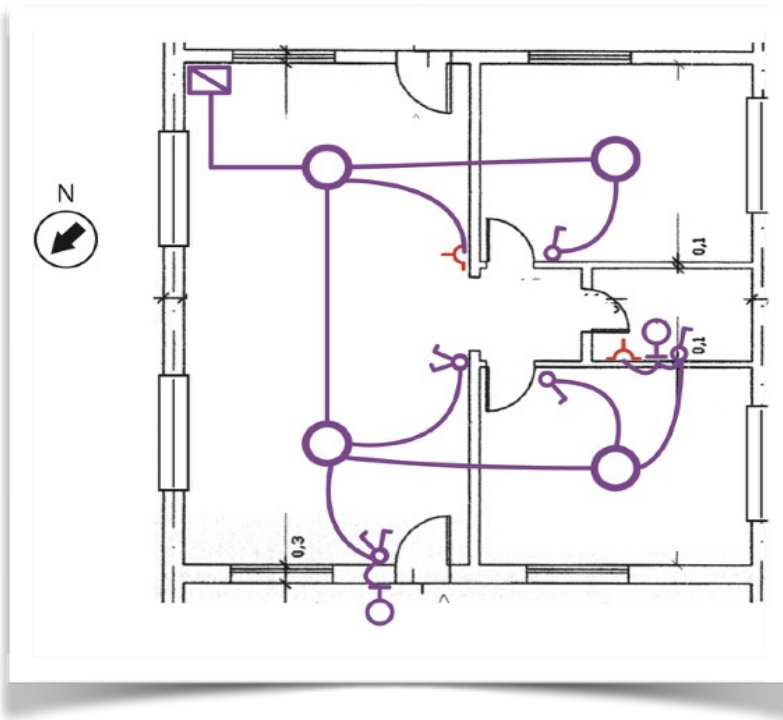
Ejemplo de catálogo para la elección de los conductores.

Intensidad de corriente admisible para cables con envoltura de protección directamente enterrado (con protección mecánica, sin caño)

(Cu) mm ²			
1,5	25		20
2,5	33		27
4,0	43		35
6	53		44
10	71		58
16	91		75
25	117		96
35	140		115
50	166		137
70	205		169
95	246		201
120	276		228
150	312		258

Ejercicios:

Planta



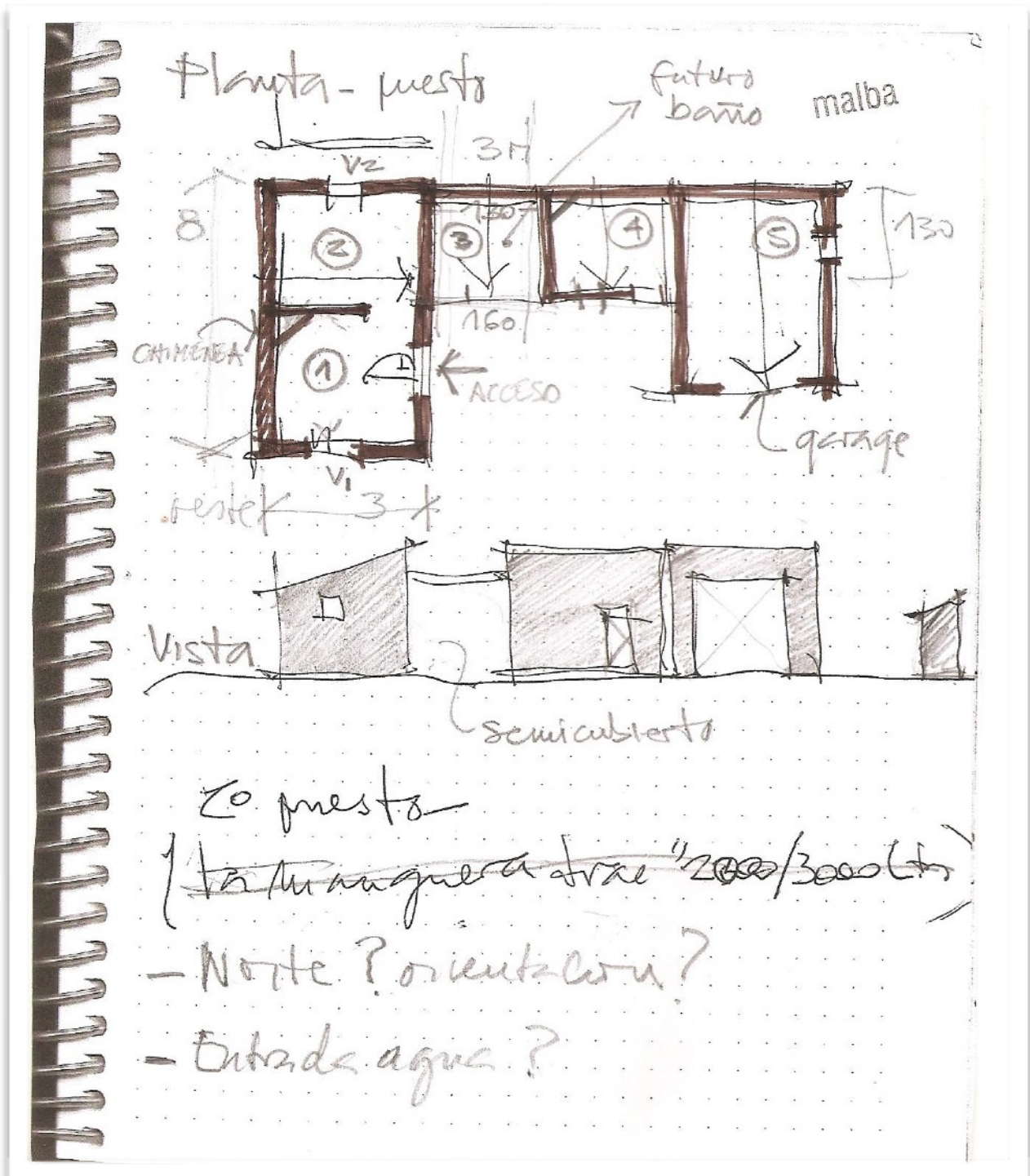
- Luz exterior; 5W; 2 hs.
- Comedor 1; 2x11W; 3 hs.
- Comedor 2; 2x11W; 3 hs.
- Dormitorio 1; 1x11; 2 hs.
- Dormitorio 2; 1x11; 2 hs.
- Toma living
- Frigobar 50 W; 8 hs.
- Baño:
- Luz; 1x11W; 2 hs.
- Toma; 1x25W; 0,5 hs. (Cada 3/7 días)
- Uso vacacional (enero a marzo); 3 días de autonomía.

DATOS DE UBICACION Y DEMANDA. Localidad elegida

Nº 79 La Consulta INTA Latitud: 33.44 S Provincia: Mendoza
 Calcular para 3 días de autonomía.

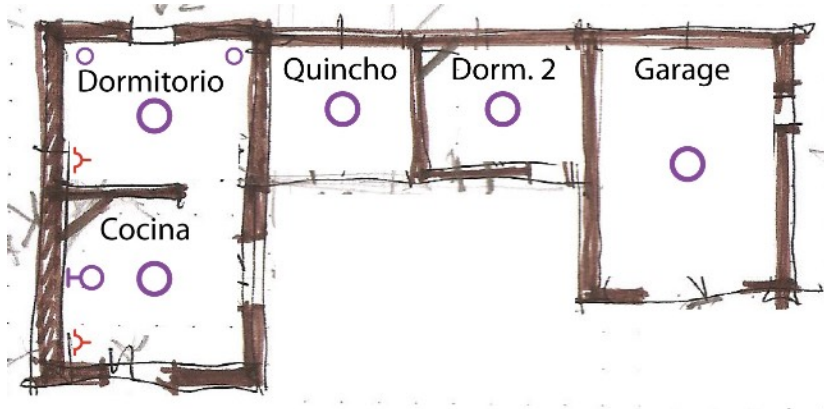
79	Localidad: La Consulta Inta		Provincia: Mendoza										79
	Latitud: 33.44 Sur		Longitud: 69.07 Oeste										
			A.S.N.M.: 940 m										
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Kt	0.59	0.57	0.57	0.56	0.53	0.53	0.55	0.58	0.58	0.59	0.59	0.57	
Ho	42.8	38.7	32.6	25.2	19.2	16.4	17.5	22.4	29.4	36.4	41.5	43.6	
H(horiz.)	25.2	22.0	18.6	14.1	10.2	8.7	9.6	13.0	17.1	21.5	24.5	24.9	17.4
H(Lat-20)	24.7	22.3	19.9	16.2	12.4	11.0	12.1	15.4	18.7	22.2	24.2	24.1	18.6
H(Lat-10)	23.8	22.1	20.3	17.2	13.6	12.4	13.5	16.7	19.5	22.1	23.4	23.1	19.0
H(Lat)	22.4	21.4	20.3	17.9	14.6	13.5	14.7	17.7	19.8	21.6	22.3	21.7	19.0
H(Lat+10)	20.7	20.2	19.9	18.2	15.3	14.3	15.5	19.2	19.7	20.7	20.7	20.0	18.6
H(Lat+20)	18.7	18.7	19.0	18.1	15.6	14.8	15.9	18.4	19.2	19.4	18.8	17.9	17.9
Horas de sol ..	14.0	13.2	12.2	11.2	10.2	9.8	10.0	10.8	11.8	12.9	13.8	14.2	
Temp. med.	22.1	20.4	18.0	13.2	9.5	5.6	6.5	7.2	11.1	15.5	17.8	20.3	13.0
Temp. max.	29.5	27.6	25.2	21.3	17.6	13.9	14.7	15.7	19.3	23.3	25.5	27.8	
Temp. min.	14.0	13.3	11.4	6.3	3.2	-1.1	-3	-1	3.3	7.4	9.9	13.1	
Rel. de mezcla	8.8	8.9	8.0	6.0	4.9	3.5	3.7	3.5	4.0	5.5	6.1	8.2	
Grados día(14C)	0	1	8	63	150	254	236	215	105	29	8	2	1071
Grados día(16C)	1	4	21	101	206	313	296	275	154	59	22	5	1457
Grados día(18C)	5	12	48	150	265	372	357	335	210	96	49	16	1917
Vel. viento ...	7	7	7	7	7	7	7	8	9	8	8	7	7

REFERENCIAS: Radiacion (Q) Demas Datos Meteorologicos (Q)



Proyecto Eléctrico (Electricista)

Se realiza un proyecto simple, pensando en una vivienda temporaria.



Distancias

Tramo	Distancia
Panel → Regulador	2 m
Regulador → Acumulador	1,5 m
Regulador → Tablero distribución	3,5 m

Representación gráfica: Dibujo técnico

El dibujo técnico es un lenguaje que se utiliza para transmitir un determinado conocimiento entre personas que realizan ciertas tareas relacionadas con elementos técnicos: construcciones, diseño de piezas de automóviles,, muebles, etc.

Siendo un tema extremadamente amplio, y con bases fundamentales muy amplias, nos referiremos solo a los aspectos que hacen a la representación básica de los elementos eléctricos de una instalación.

Distinguiremos 3 tipos de planos para los casos de instalaciones fotovoltaicas aisladas:

1. Dibujo en planta, con o sin cortes, de la ubicación de los elementos en el terreno.
2. Diagrama unifilar de las conexiones eléctricas.
3. Diagrama multifilar, de detalle.

Utilizaremos en todos los casos los diagramas en hojas tamaño A4 (21 cm de ancho x 29,7 cm de largo).

Debemos recordar que si deseamos utilizar áreas mayores de dibujo podremos usar A3 (29,7 cm de ancho x 42 cm de largo).

Escalas

Las escalas sirven para representar (dibujar) los objetos a tamaño reducido, esto nos permite que realicemos un dibujo en pequeño, con todos sus detalles.

Luego podremos construirlo en su verdadero tamaño; o bien tomar las medidas en el dibujo y saber cual es el tamaño en la realidad, o tomar las medidas de un objeto y dibujarlo en pequeño, a escala.

La escala es entonces una relación que hay entre las medidas del dibujo de un objeto y la medida normal del mismo. Supongamos que medimos una altura (h) de 3 metros y la representamos en el papel por una recta de 3 cm.

Escala: = medida del dibujo/medida natural => 3 cm/300 cm => 1/100

Es decir que 1 cm de dibujo representará 100 cm o 1 m de la realidad (100 veces menos).

Si un objeto que mide 30 cm lo representamos con una recta de 30 cm, la escala resultante es 1:1

En construcción se utilizan varias escalas:

Para los planos generales 1:100; para replanteo 1:50; el plano detalle a 1:20

Definiciones

Croquis: Dibujo ligero a vista y planta de obra, donde se indicará la ubicación de o los objetos de la instalación.

Plano: Representación gráfica realizada con procedimientos técnicos. Formatos (en mm):

A0 = 1189 x 841	A1 = 841 x 594	A2 = 594 x 420
A3 = 420 x 297	A4 = 297 x 210	A5 = 210 x 148,5
A3 = 2 A4 = 4 A5		

Carátula: Será la que determine la ilustración y se dibujará sobre el vértice superior derecho o inferior izquierdo, según lo que indique la oficina técnica del lugar de la instalación.

CURSO	
DOCENTE	
ALUMNO	
LAMINA N°	FECHA
TITULO	FIRMA
LUGAR	ESCALA

(90 mm de altura x 170 mm de ancho)

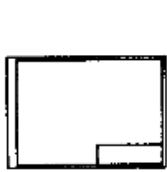


Figura 1
Hoja tipo "A"



Figura 2
Hoja tipo "B"

Podemos ver aquí, la ubicación del rótulo acorde a la orientación del dibujo.

Para nuestros propósitos, utilizaremos el Tipo B.

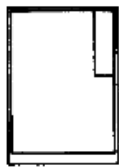


Figura 3
Hoja tipo "A"



Figura 4
Hoja tipo "B"

Dejaremos un margen a la izquierda de 2 cm, y márgenes superior, derecho e inferior de 1 cm; trazados con línea negra ancha.

Simbología

El dibujo eléctrico posee su simbología asociada, que en nuestro país utiliza los siguientes símbolos gráficos.



TP

TP: Tablero principal



TS

TS: Tablero seccional



Tss

Tss: Tablero subseccional o caja de paso



Línea desde abajo




Bocas Nuevas

-  Boca de techo 1 efecto
-  Boca de techo de 2 efectos
-  Boca de tres efectos
-  Boca de pared -1 efecto
-  Boca de pared- 2 efectos

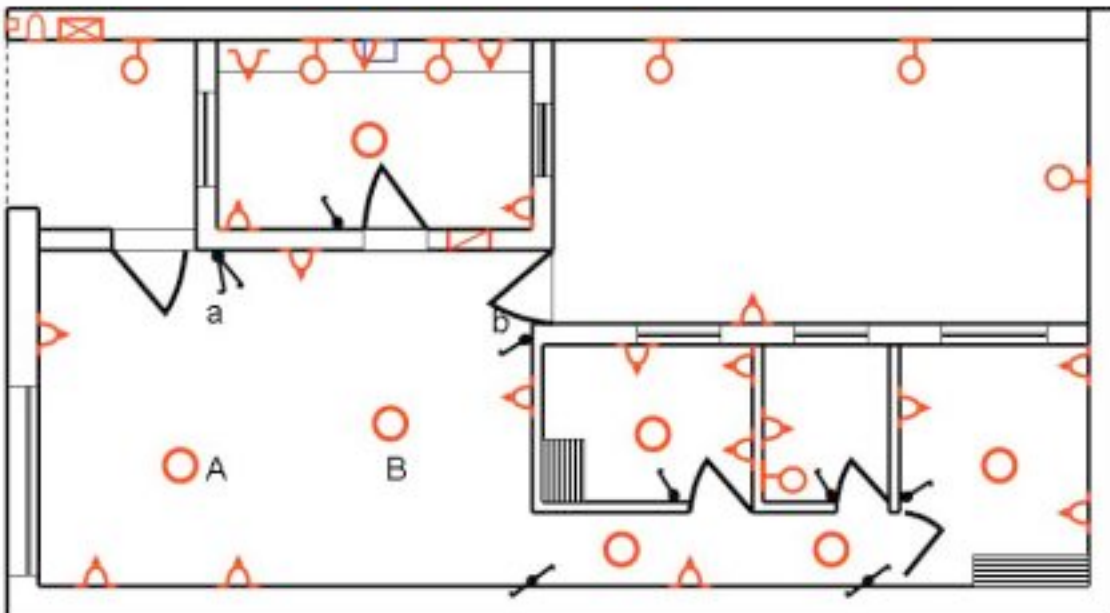
-  Toma sin protección -**Prohibido**
-  Toma Polarizado a Tierra
-  2 Tomas
-  Toma Protegido Bajo piso
-  Toma Uso Especial



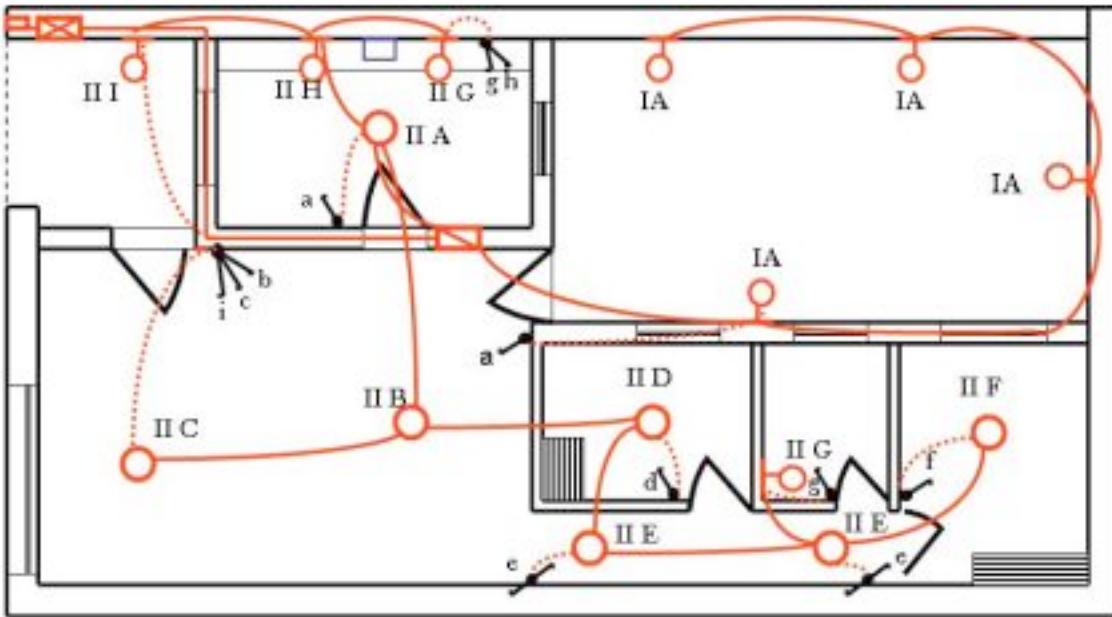
Interruptores

-  Interruptor de 1 efecto
-  Interruptor de dos efectos
-  Interruptor de tres efectos

Modelo de proyecto:



Canalización:



Proyección axonométrica:

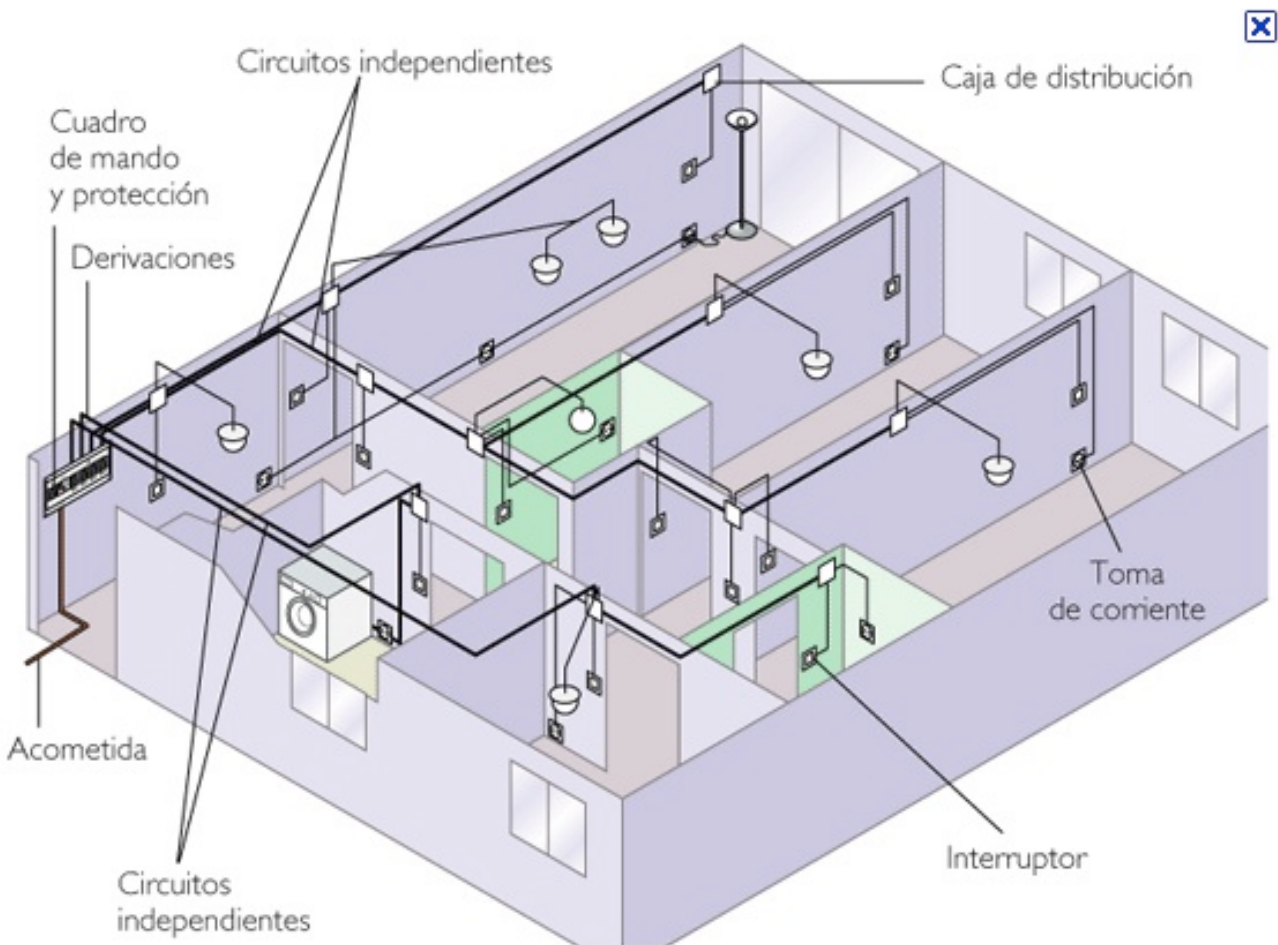
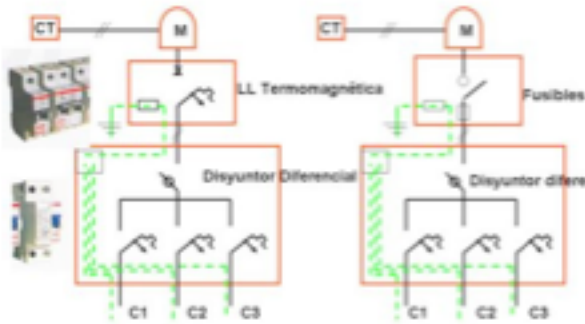
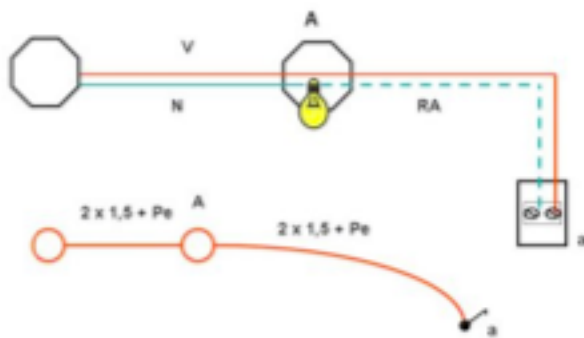


Diagrama de tablero y protecciones

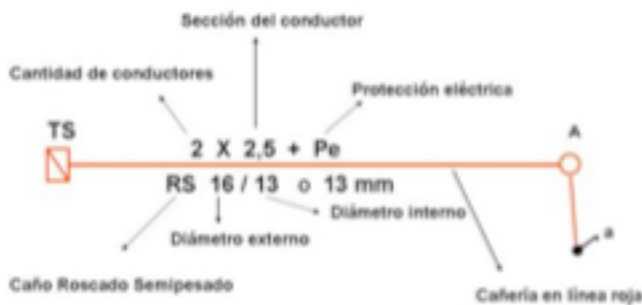


Es importante que el tablero cuente con una correcta señalización de las protecciones, si estuvieran presentes, y de los elementos eléctricos, con su correspondiente señalización de “Peligro de electrocución”

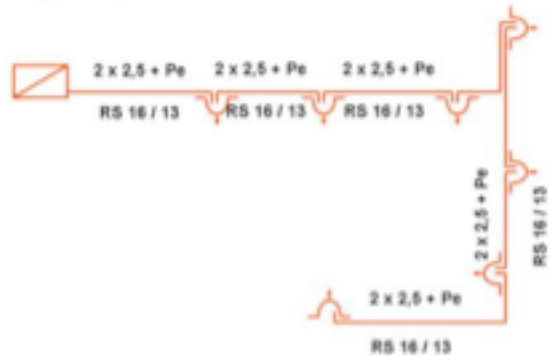


Representación Multifilar (Arriba) y Unifilar (Abajo)

Dibujo y Leyendas



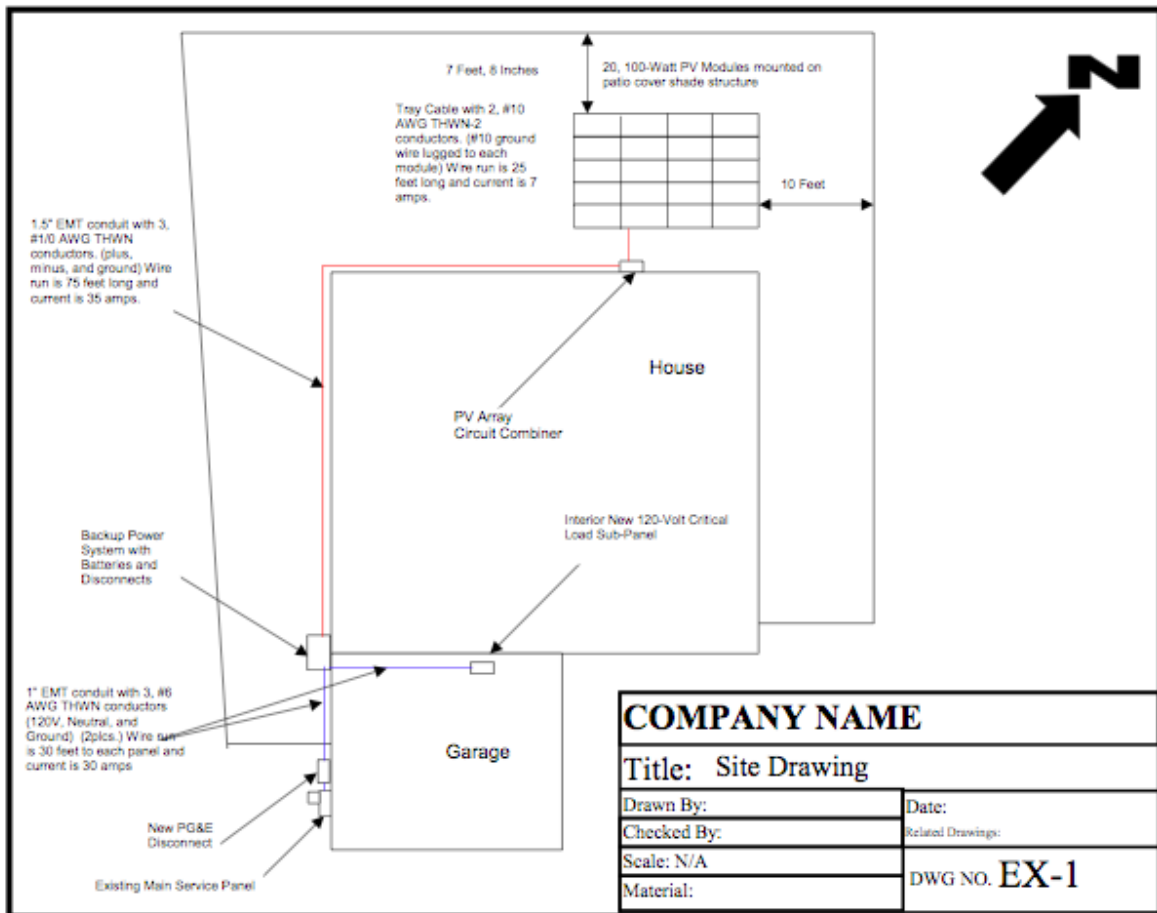
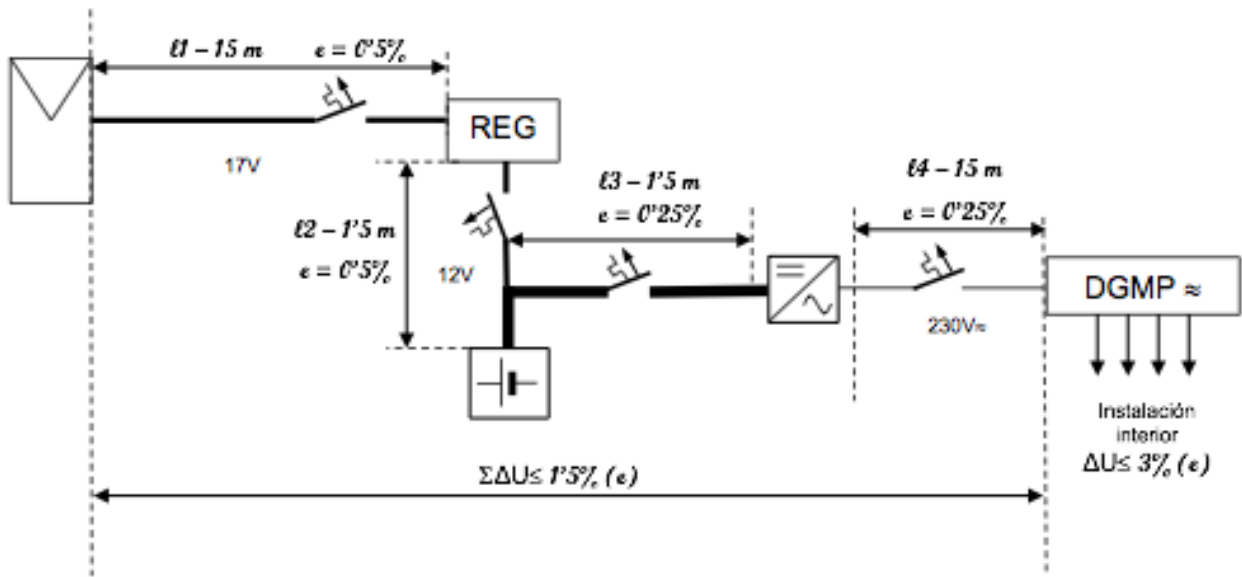
Ejemplo circuito de Tomas



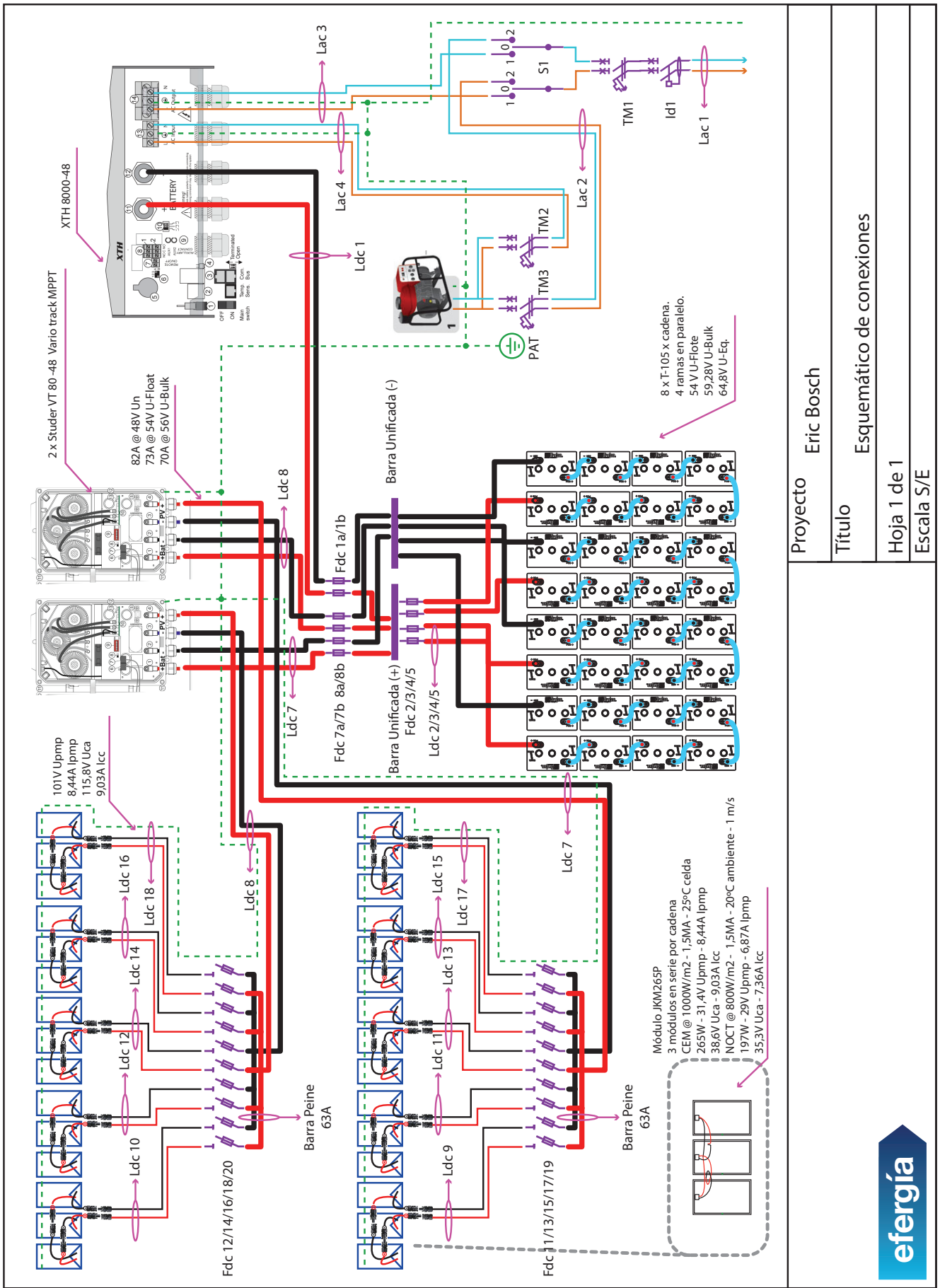
Módulo FV
(Lado Positivo)

(Lado Negativo)

Ejemplos de planos



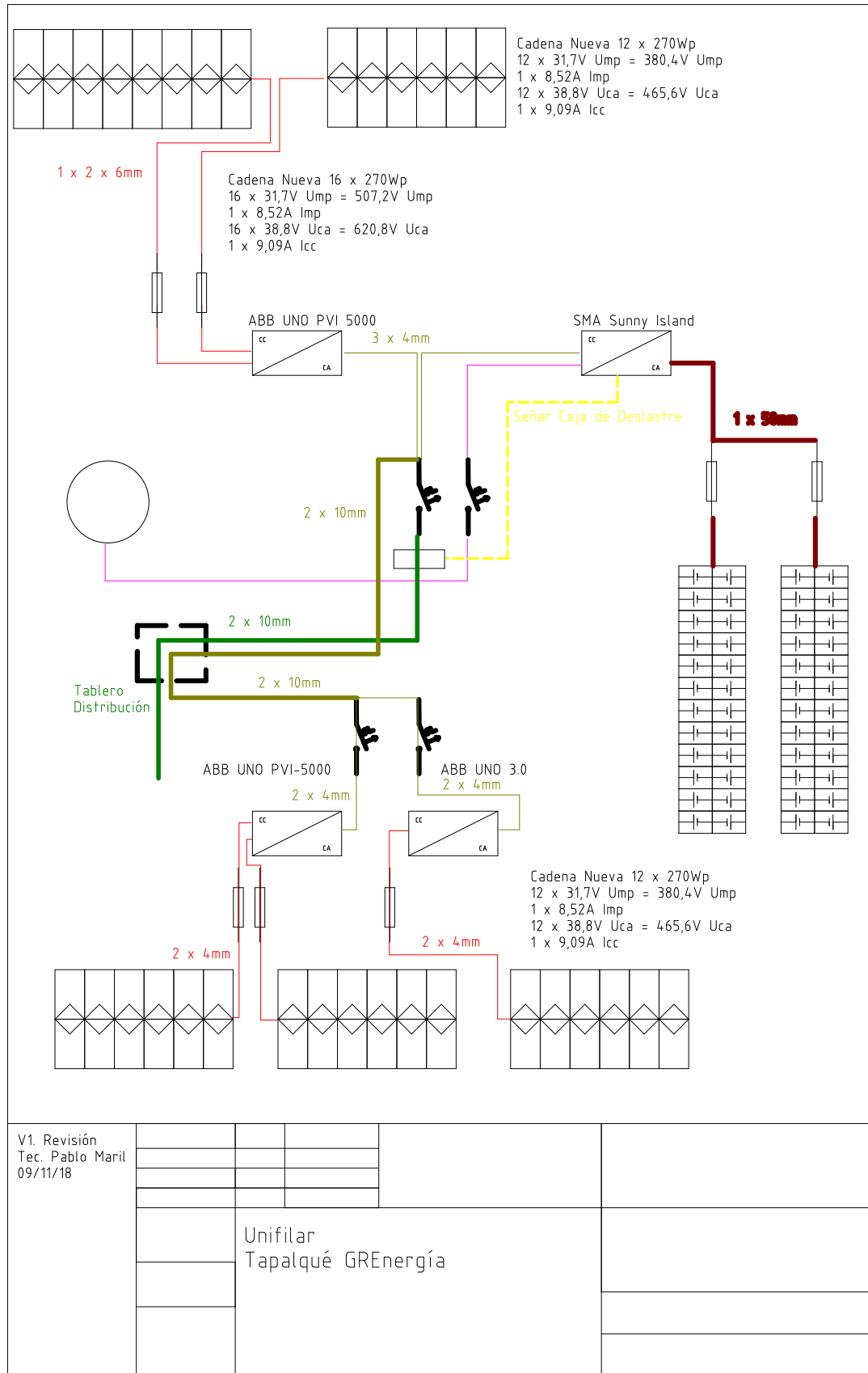
COMPANY NAME	
Title: Site Drawing	
Drawn By:	Date:
Checked By:	Related Drawings:
Scale: N/A	DWG NO. EX-1
Material:	

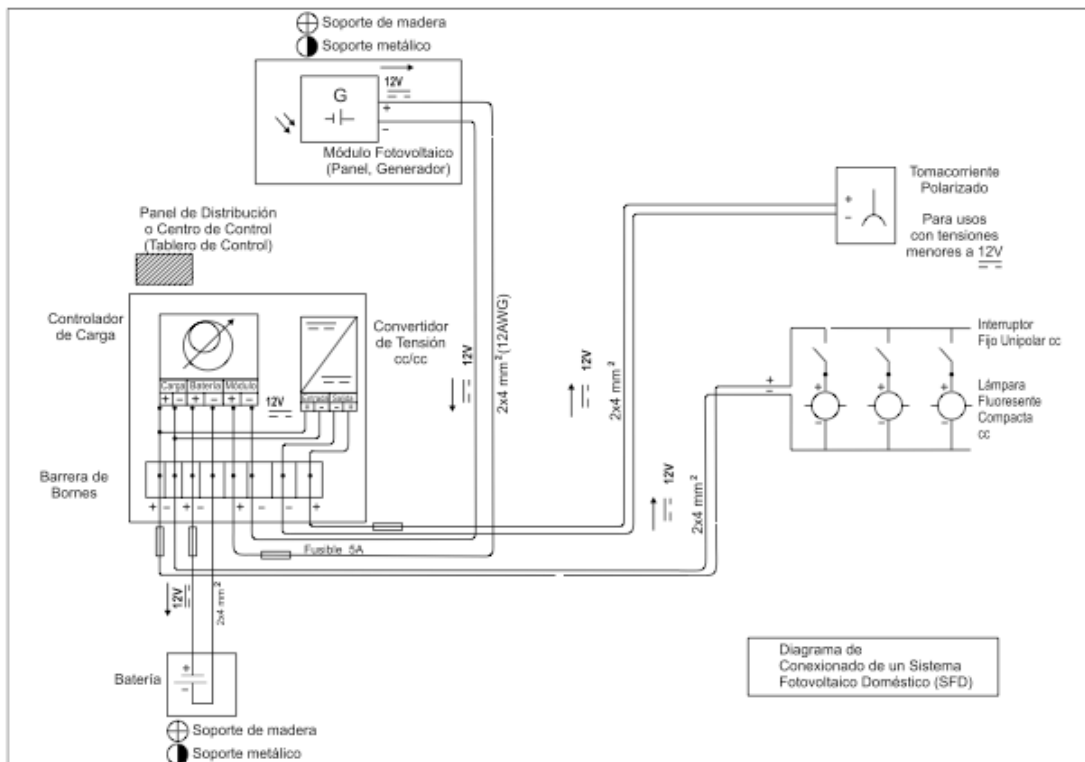
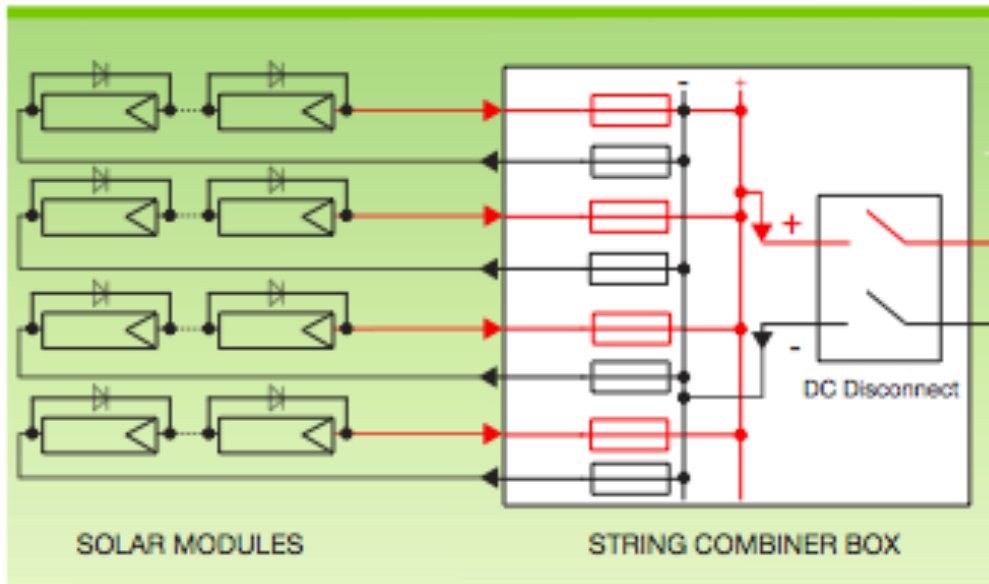


Proyecto	Eric Bosch
Título	Esquemático de conexiones
Hoja 1 de 1	
Escala S/E	

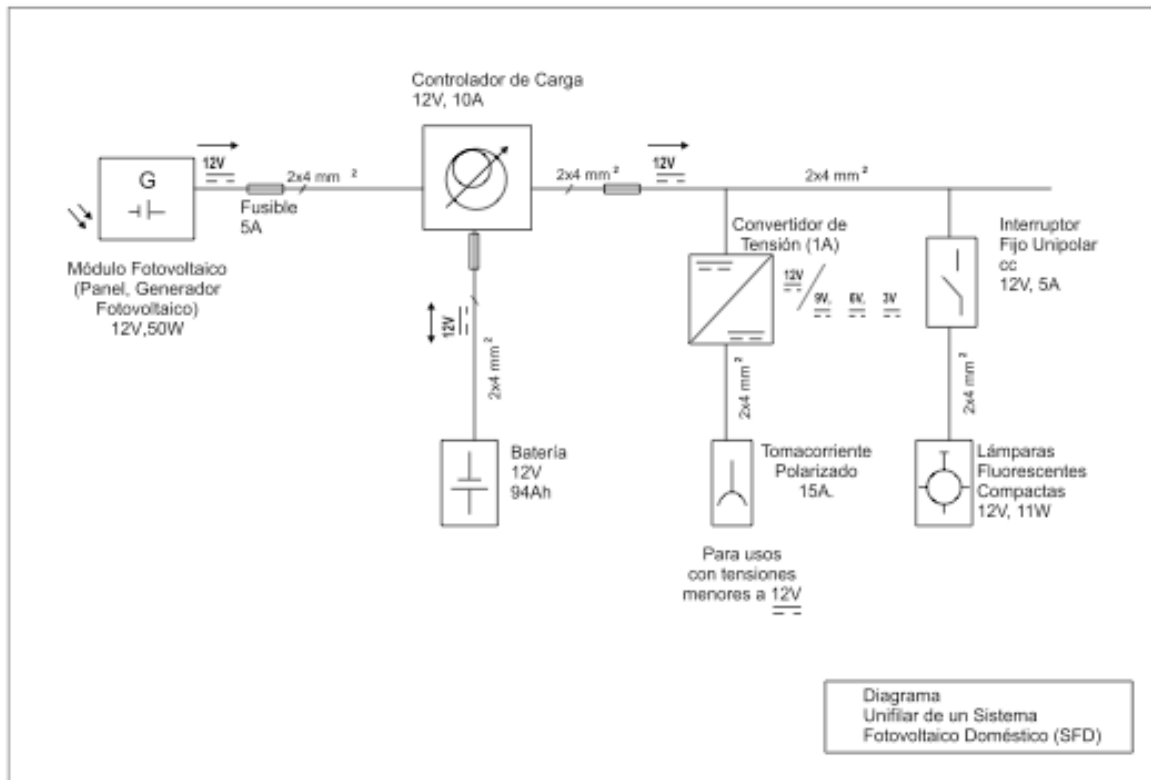


[Representación Gráfica]





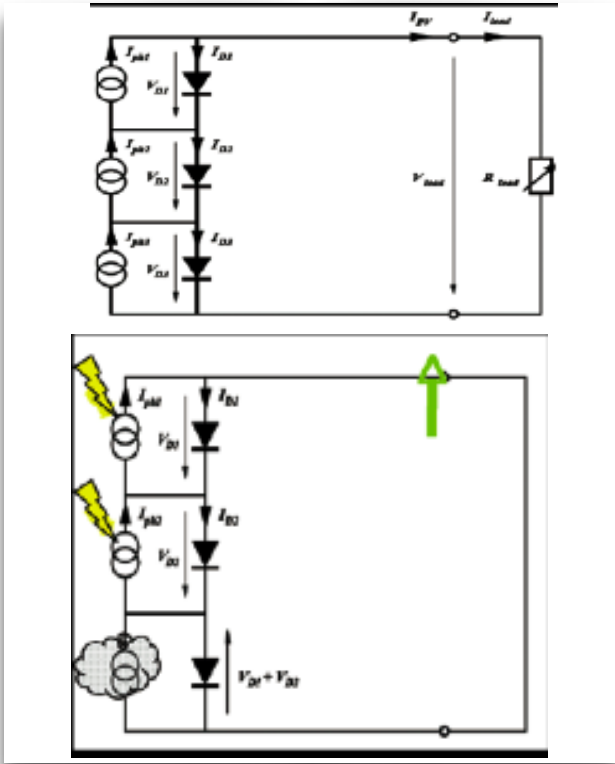
Representación Gráfica



Las sombras en sistemas fotovoltaicos:

La configuración de los módulos fotovoltaicos hace que se vean muy afectados por la incidencia de sombras sobre los mismos, ya sean **sombras cercanas, sombras entre filas de módulos y sombras en el horizonte.**

Como ya hemos visto, al conectar células en serie, aumentamos la tensión total del módulo, y a su vez, colocando en paralelo estas series, logramos una corriente mas importante de carga.



Como vemos en el circuito equivalente, cada célula se comporta como un diodo y un generador.

Al poner 3 células en serie, obtendremos una tensión igual a la de la célula 1 + la tensión de la célula 2 + la tensión de la célula 3.

Por otro lado, la corriente se mantendrá igual en toda la serie.

Aquí vemos lo que sucede al sombrear una de las células, esta pasa a comportarse como una resistencia, y la potencia del generador (de la célula) pasa a ser cero.

$$P [W] = I [A] \times U [V]$$

$$\text{Si } I [A] = 0 \Rightarrow P [W] = 0$$

Por tanto, las sombras, aunque afecten a áreas reducidas de los módulos, tienen un efecto negativo sobre el rendimiento del mismo pues limitan la producción del conjunto.

Sombras de objetos cercanos:

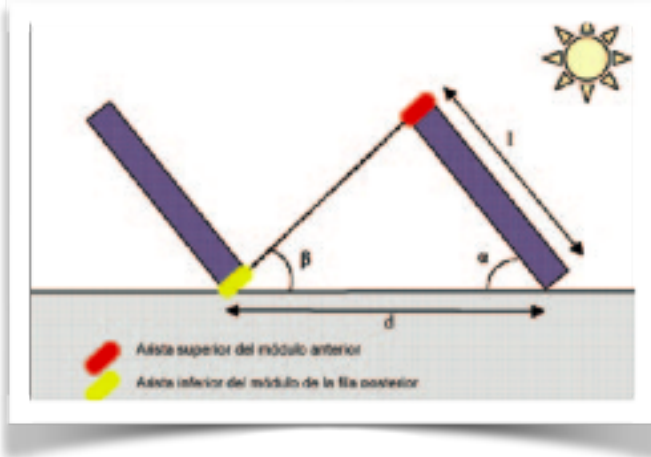
Debemos evitar a toda costa este tipo de sombras (todos los tipos de sombra en realidad), ya que afectan en una forma muy marcada la producción de los distintos módulos.



La mejor forma de realizar una corrección de este problema es evitar la utilización del área que sabemos estará sombreada.

Dependiendo del sistema, hay aplicaciones que nos permitirán identificar estas sombras, y determinar de qué manera afectarán el sistema. La mayoría de ellas son bastante onerosas, por lo que se puede optar por realizar un estudio y una inspección visual de la cubierta.

Sombras entre filas de módulos:



Para evitar las sombras que pudieran aparecer entre las filas de módulos, vamos a tener en cuenta:

- La orientación del módulos: parado o acostado.
- La menor altura solar: momento en el que las sombras serán mas largas.
- La inclinación del/los módulos: el ángulo de inclinación nos ayudará con el cálculo.

Intentaremos que la sombra proyectada por la fila de la derecha, no incida sobre el módulo de la fila que le precede.

Para ello utilizaremos una ecuación, y una demasía.

La ecuación es:

$$d [m] = 1,25 \times l [m] \times \left(\frac{\text{sen } \alpha}{\text{tg } \beta} + \cos \alpha \right)$$

Aplicada en la calculadora científica de la siguiente manera:

$$1,25 \times l [m] \times ((\text{sen } \alpha [^\circ] / \text{tg } \beta [^\circ]) + \cos \alpha [^\circ])$$

Donde:

l [m] es la longitud del módulo, en la dirección que hayamos elegido colocarlo.

α [°] es el ángulo de inclinación elegido para el arreglo.

β [°] es la menor altura solar, que corresponde al Solsticio de Invierno, para el hemisferio sur el 21 de Junio.

d [m] será la distancia desde la base de una fila, a la siguiente.

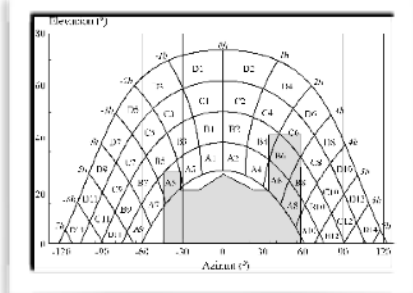
Como verán, hemos aplicado una corrección de un 25% (multiplicando por 1,25) para mejorar el rendimiento en las primeras horas, y abarcar la totalidad de la "hora dorada".

Sombras en el horizonte:

Los accidentes geográficos, edificios, líneas de arboles, todos ellos pueden alterar el horizonte sobre el que se moverá el sol, en su trayectoria aparente.

Para entender este concepto debemos tener en cuenta la trayectoria del sol completa, en nuestra posición de observador.

Para ello utilizaremos la **proyección cilíndrica** de este trayecto y dibujaremos las obstrucciones que se presenten:

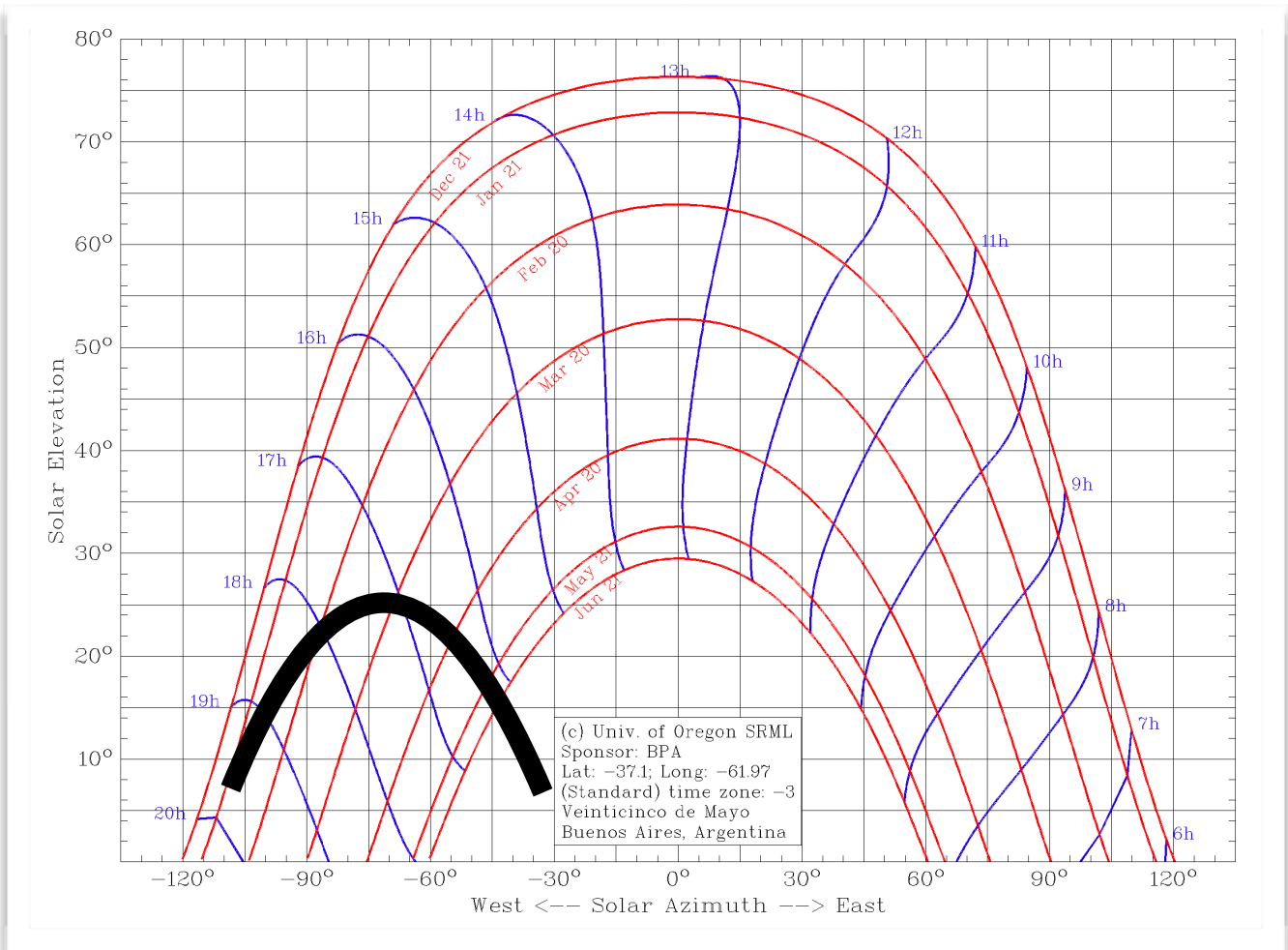


Este diagrama es utilizado luego en relación a una serie de tablas que determinan un porcentaje de pérdida para la energía anual, según un cálculo muy sencillo.

Este diagrama corresponde a la trayectoria solar aparente en proyección cilíndrica para nuestra latitud. Ha sido realizado con el sistema de la página web:

<http://solar.dat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

Utilizaremos el diagrama base para el cálculo:



Es importante notar que el azimut está medido en forma positiva (+) desde la salida del sol y negativa (-) hasta la puesta.

Superpondremos nuestro perfil de sombras sobre este trayecto.

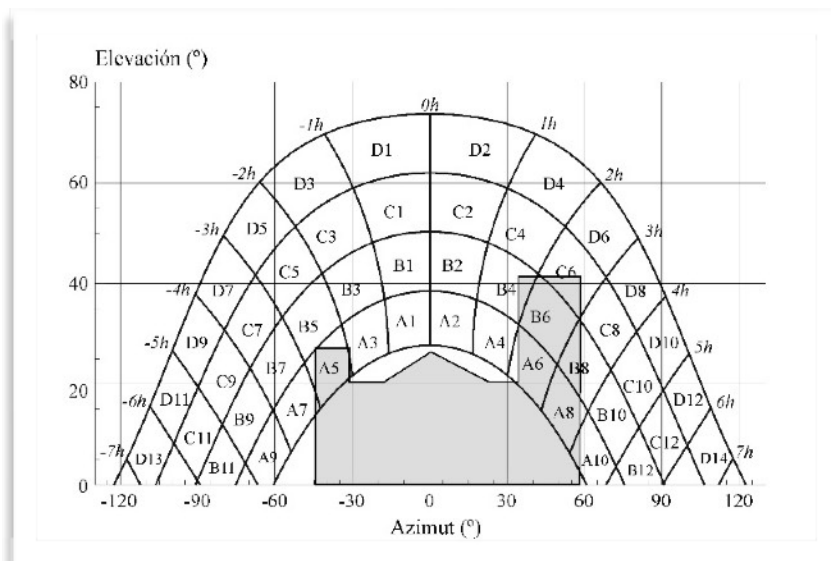


Tabla 5-A

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla 5-B

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla 5-C

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla 5-D

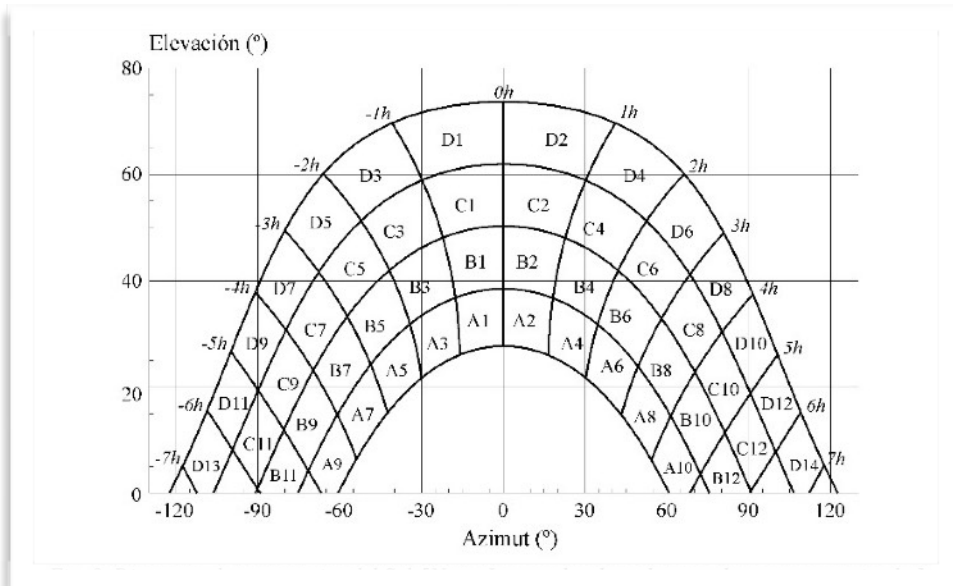
$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla 5-E

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla 5-F

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55



Luego utilizaremos las tablas, teniendo en cuenta la variación que pudiera tener la cubierta ($\pm 30^\circ$) y las inclinaciones aproximadas en 0° , 30° y 90° .

En este caso:

Tabla 6. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0	0	0	3
11	0	1	12	44
9	13	41	62	149
7	100	95	127	276
5	184	150	183	387
3	270	188	221	467
1	315	212	243	504
2	317	212	233	499
4	270	189	201	446
6	179	151	165	363
8	98	99	108	255
10	11	42	52	133
12	0	2	10	40
14	0	0	0	2

Consideraremos el porcentaje de sombra que incide sobre cada cuadro, de la cuadrícula.

Por ejemplo, la celda B4 está sombreada en un 25% (aproximadamente) por lo que utilizaremos un factor de 0,25.

La celda A5 esta sombreada en un 50%, y en este caso el factor será 0,5.

Procedemos con el ejemplo:

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual)

$$\% \text{ de pérdida} = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10$$

Reemplazamos:

$$= 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11$$

El porcentaje de pérdida será = 6,16 %

Este valor, corresponde a la **energía anual producida por el arreglo, y se considera que debe ser siempre inferior al 10%**

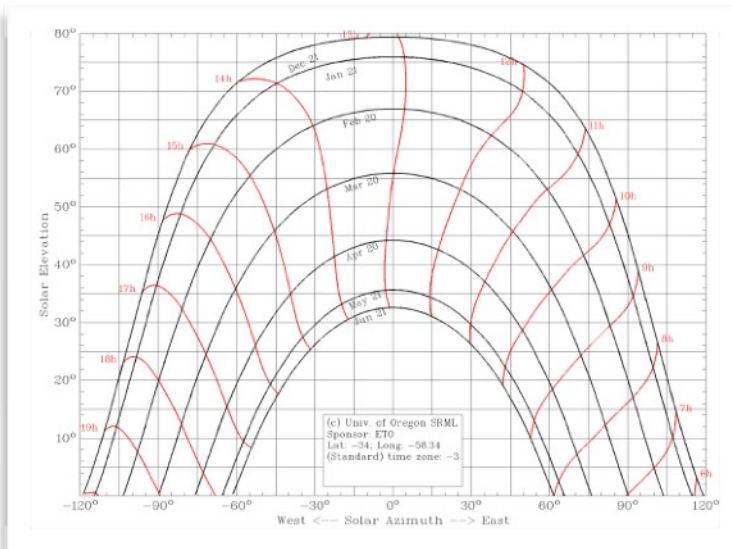
Las tablas pueden encontrarse en los apuntes

complementarios.

Aplicación del sistema de sombras al cálculo de energía mensual:

Utilizando el mismo esquema, desarrollamos una versión del cálculo aplicable a la metodología utilizada para sistemas aislados. Esta versión del cálculo es perfectible, y está constantemente aumentando su precisión.

En el año 2014, el alumno Carlos Fariña (69charly@live.com) notó que el cálculo podía perfeccionarse, y en su honor incluimos ahora el Charly% o porcentaje Charly. Este porcentaje se incluye al ajustar la sumatoria (veremos adelante) del valor de las celdas de A o el período a calcula a solo el 30%, ya que la sumatoria de A incluiría un período mayor de tiempo.



Consideramos que la energía entregada en el peor mes del año corresponde a la trayectoria aparente del sol de las celdas de la serie A.

De hecho, si observamos el diagrama de la trayectoria aparente cilíndrica, veremos entre Mayo y Junio hay una diferencia pequeña. Utilizaremos esta porción como referencia.

Asignaremos los valores de A, de la misma manera que están en el cálculo de sombras en el horizonte para energía anual, por lo tanto utilizaremos A1 hasta A12.

Ahora interpretamos que la sumatoria de los valores de A equivaldrá al 100% de la energía obtenida durante ese período de un mes, y que a su vez obtenemos de las tablas de 118 localidades.

Sum A = 17,57 para el caso anterior. Y aplicamos regla de tres simple, incluyendo el Charly%

$$17,57 \times 0,3 = 5,27 \Rightarrow 100\%$$

Debemos realizar ahora el cálculo, volviendo a interpretar los sombreados.

Circuito optimizado del generador con proyección de sombra vertical en movimiento.

Fuente: Congreso Internacional de SOL. Cuenca, 24 de Octubre de 2008
 Joaquín Fuentes del Burgo: El tratamiento de las sombras en las instalaciones solares térmicas y fotovoltaicas en la normativa edificatoria española.



La delgada sombra que se mueve durante el día de izda. a dcha. (por ejemplo producida por chimenea industrial al Norte).

Mediante el ajuste del circuito representado en la imagen, de 6 cadenas con 8 módulos cada una, se puede limitar el efecto del sombreado sobre una cadena.



El sombreado matutino (que desaparece al mediodía) y de costado de la parte dcha. de la planta por un edificio contiguo situado al Este. Sombreado vespertino (que comienza bien avanzada la tarde) de la parte izda. inferior de la planta de un edificio contiguo situado al Oeste.

El circuito, con 8 cadenas de 6 módulos cada una, dispuestas éstas en diagonales, limita el efecto del sombreado a tan solo unas pocas cadenas.

Cómo comparar módulos solares.

Escrito el 4 noviembre, 2012 por [Frederic Andreu](#) en [Aprendiendo Energía Solar](#) - [2 respuestas](#)

A menudo escuchamos que el precio de los módulos solares de tal marca cuestan 0,05 €/Wp más que los de tal otra marca, pero... ¿es este el único criterio a tener en cuenta cuando compramos módulos solares? ¿tenemos que comprar los módulos solares a tanto el kilo igual que si compráramos judías en el mercado? ¿son realmente los módulos una commodity, o hay algo más para valorar? Hoy en día existen multitud de fabricantes de módulos en todo el mundo que fabrican todo tipo de módulos solares de calidades muy diversas, pero ¿sabemos realmente cuanto bueno es un módulo solar respecto a otro? Hoy intentaremos aportar un poco de luz al misterio de los módulos solares, y establecer algunos pocos criterios más o menos objetivos que nos permitan discernir sobre la calidad de un módulo solar determinado en comparación con otro.

En realidad existen multitud de factores que deberíamos tener en cuenta en el momento de comprar módulos solares, desde la salud financiera que pueda tener el fabricante y consecuentemente la garantía que nos pueda ofrecer, hasta las referencias que podamos tener del comportamiento de los módulos en otras instalaciones, pasando obviamente por la revisión de todo el proceso de producción de los módulos entre otros; no obstante cuando acometemos el proceso de compra de unos módulos solares, muchas veces el único dato objetivo que nos aparece en la pantalla de nuestro ordenador es la hoja de características técnicas o data-sheet, por lo que será especialmente relevante entender el significado de los parámetros más significativos que allí se muestran.

En la imagen adjunta vemos la hoja de características técnicas típica de un módulo solar de uno de los principales fabricantes mundiales; vamos a comentar algunos de sus principales parámetros característicos.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos para STC						
Tipo de Módulo			YL250P-27%	YL245P-27%	YL240P-27%	YL235P-27%
Potencia de salida	P_{max}	W	250	245	240	235
Tolerancia	ΔP_{max}	W	-0 / +5			
Eficiencia del módulo	η_m	%	15,3	15,0	14,7	14,4
Tensión en P_{max}	V_{MPP}	V	30,4	30,2	29,5	29,5
Intensidad en P_{max}	I_{MPP}	A	8,24	8,11	8,14	7,97
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	V	38,4	37,8	37,5	37,0
Intensidad en cortocircuito	I_{sc}	A	8,79	8,63	8,65	8,54

STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Tmódulo, AM 1,5 distribución espectral según EN 60904-3
Reducción media de la eficiencia relativa de 5% a 200 W/m² según EN 60904-1

Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula(TONC)						
Potencia de salida	P_{max}	W	181,1	177,9	174,3	170,7
Tensión en P_{max}	V_{MPP}	V	27,6	27,2	26,6	26,6
Intensidad en P_{max}	I_{MPP}	A	6,56	6,54	6,56	6,42
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	V	35,4	34,5	34,2	33,8
Intensidad en cortocircuito	I_{sc}	A	7,12	6,99	7,01	6,92

TONC: Temperatura en circuito abierto del módulo a 800W/m² de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura de Operación Nominal de la Célula	TONC	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P_{max}	γ	%/°C	-0,45
Coefficiente de temperatura para V_{oc}	β_{Voc}	%/°C	-0,33
Coefficiente de temperatura para I_{sc}	α_{Isc}	%/°C	0,06
Coefficiente de temperatura para V_{MPP}	β_{VMPP}	%/°C	-0,45

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Máxima tensión del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperaturas de funcionamiento	-40°C hasta 85°C
Máxima carga estática frontal (nieve y viento)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro / velocidad)	25mm // 23m/s

MATERIALES

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Marco (material / color / color del anodizado / Número de Busbars)	60 / silicio multicristalino / 156 x156 mm / 2 ó 3
Encapsulante (material)	Etilvinilacetato (EVA)
Marco (material / color / color del anodizado / sellado del marco)	Aluminio anodizado / plata / claro / silicona o cinta adhesiva
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección)	1100mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora de producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un solo módulo y no son parte de la oferta, sirven sólo para su comparación entre diferentes tipos de módulos.

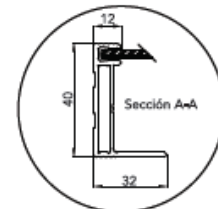
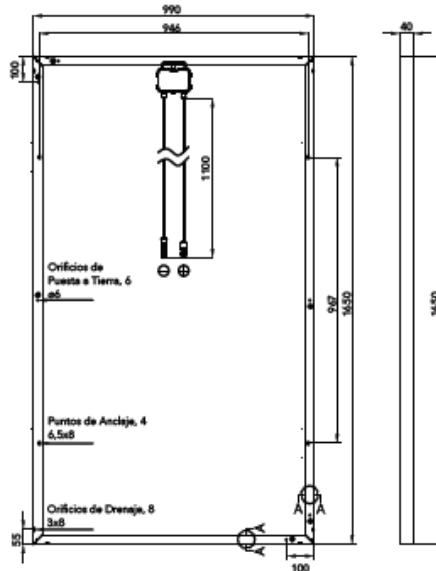
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (longitud / anchura / profundidad)	1650mm / 990mm / 40mm
Peso	19,1kg

ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE

Número de módulos por palé	26
Número de palés por contenedor (40')	28
Dimensiones del Embalaje (longitud / anchura / profundidad)	1700mm / 1150mm / 1190mm
Peso del palé	534kg

Unidades: mm



Advertencia: Leer el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar y operar módulos Yingli.

Nuestros Colaboradores:

Antes de empezar a analizar la ficha técnica, conviene resaltar que los parámetros que en ella aparecen son meros datos característicos que no tienen porque caracterizar el comportamiento futuro del módulo solar, resumiendo... que el papel lo aguanta todo, y si se quiere vender todavía más; por esto es tan importante las garantías que nos pueda ofrecer cada fabricante y cómo responde en el caso de que aparezcan deficiencias en el módulo comprado; en este sentido fabricantes como BP Solar, REC, YINGLI y otros han reaccionado estupendamente bien, sustituyendo de forma pro-activa gran cantidad de módulos una vez se ha detectado alguna anomalía. Sinceramente creo que este es uno de los principales factores que deberíamos valorar, ya que por muy bueno que sea el fabricante será imposible minimizar al 100% el riesgo de que alguna partida salga defectuosa alguna vez.

En primer lugar deberemos decidir si compramos un módulo **monocristalino** o **policristalino** (también existen los módulos de capa delgada pero prefiero obviarlos en este artículo). La diferencia básica entre unos y otros es el tipo de silicio utilizado para la fabricación de las células, en el primer caso se han utilizado obleas de silicio de gran pureza mientras en el caso de las células policristalinas se utilizan obleas formadas por muchos pequeños cristales de silicio. La consecuencia lógica es que la diferencia entre unos y otros es que los primeros serán ligeramente más eficientes que los segundos, a la vez que también más caros... aproximadamente entre 0,05 €/Wp -0,10 €/Wp de media. Y con todo esto ¿ con cual me quedo? Pues la verdad y es que a riesgo de ser demasiado pragmático, mi opinión personal es que si para nosotros la eficiencia no es crítica (comentamos este parámetro más adelante), yo me quedaría con el módulo más barato. Habrá gente que dirá que se comporta mejor un monocristalino que un policristalino en condiciones de altas temperaturas por ejemplo... no lo sé, esto lo podremos evaluar con los coeficientes de temperatura que también comentaremos a continuación.

Repasemos ahora algunos de los parámetros característicos que se muestran en una ficha técnica:

Potencia Salida en Condiciones Estándar: para simplificar este concepto, diríamos que esta es la potencia que pagamos cuando compramos un módulos solar pero que nunca consumimos al 100% ... es la potencia teórica de salida del módulo solar, el término que usamos habitualmente para referirnos al tamaño o capacidad del panel; ahora bien es una potencia que nunca (casi nunca) conseguimos en condiciones de operación normal porque este valor ha sido medido en condiciones estándar; esto es esto es 1000 W/m² de irradiación, a 25°C de temperatura de célula (esta temperatura corresponde a una temperatura ambiente de -7,5°C para el módulo de nuestro ejemplo!!!!) y una distribución espectral de 1,5 AM, condiciones que muy raramente se reproducen en nuestro día a día a pesar de que les llamen estándar :)... En nuestro ejemplo tomaremos el módulo de 245 W de potencia nominal.

Tolerancia : a pesar de que cuando compramos un módulo solar lo hacemos en base a la potencia nominal

en condiciones estándar que nos indican, la realidad es que al finalizar el proceso de producción se hace el flash-report a cada módulo, algo así como una foto instantánea que mide las propiedades eléctricas reales en condiciones estándar de cada módulo producido, y es en esta fotografía cuando se indica la potencia nominal real del módulo; esta puede variar sensiblemente respecto a la indicada en la hoja de características técnicas, y precisamente esta variación es la que indica la tolerancia (se puede indicar en W o en %). En nuestro caso de ejemplo sabemos que los módulos que compremos tendrán una potencia entre 245 W y 250 W (tolerancia 0/+5W). Este es un punto importante cuando compramos un módulo solar, ya que si nosotros compramos 600 módulos de 245 W con tolerancia -3%/+3%, es posible que a pesar de estar pagando $600 \text{ uds.} \times 245 \text{ W} = 147.000 \text{ W} = 147 \text{ kW}$, en realidad nos entreguen $147 \text{ kW} - 3\% = 142,5 \text{ kW}$ imaginarnos pues que estamos comprando los módulos a $0,60 \text{ €/Wp}$ en este caso estaríamos pagando $0,60 \text{ €/Wp}$ ($147.000 - 142.500$) = 2.646 € que en realidad no nos habrán sido entregados.

Eficiencia del módulo solar : llamamos eficiencia a la potencia que es capaz de producir 1 m² de módulo solar cuando recibe una irradiación de 1000 W/m². En nuestro ejemplo vemos que el módulo de 245 W tiene una eficiencia del 15%, por lo tanto entendemos que por cada 1000W/m² de irradiación que recibe 1 m² de módulo, este producirá 150 W de potencia. Actualmente tenemos la tendencia de exaltar la calidad de los módulos de mayor eficiencia, y a menudo los módulos de mayor eficiencia son más caros... ¿pero es realmente importante la eficiencia de un módulo? Pues depende de cada caso. La consecuencia final del término eficiencia es saber la cantidad de potencia que será capaz de instalar por m², por lo tanto si no tenemos problema de espacio en nuestra cubierta o terreno, no va a tener mucho sentido pagar un precio mayor por unos módulos solares de mayor eficiencia. En cambio si tenemos una cubierta muy limitada, deberemos ir a buscar módulos de mayor eficiencia para conseguir que nos quepa la potencia proyectada.

Parámetros eléctricos a temperatura de operación nominal: Hasta ahora hemos analizado las características del módulo teóricas, esto es en condiciones estándar o lo que es lo mismo que difícilmente se consiguen en la "vida real". Por este motivo tiene mayor relevancia los datos de potencia en condiciones nominales, ya que en estas condiciones podríamos decir que pueden ser más "habituales", 20°C de temperatura ambiente, 800 W/m² de irradiación, velocidad del aire de 1 m/s y una distribución espectral de AM 1,5. Observamos que en nuestro caso la potencia de salida en condiciones nominales baja hasta 177,9 W (desde 245 W en condiciones estándar!!!). Un buen módulo debería reflejar estos datos y si no lo hace deberíamos sospechar ...

Características Térmicas: bajo mi punto de vista uno de los parámetros técnicos más significativos para

predecir el futuro comportamiento de un módulo solar. Dentro de este grupo valoraremos dos parámetros:

Temperatura de operación nominal de la célula (NOCT): es la temperatura que alcanzan las células del módulo cuando en condiciones de operación normales, principalmente a 20°C y irradiancia de 800W/m². Conviene saber que la NOCT tiene una relación directa con la temperatura que alcanzan las células a una temperatura ambiente determinada, y que cuanto menor es la temperatura del módulo mejor trabajará y más potencia entregará. Por lo tanto cuanto menor sea la NOCT mejor.

Coefficiente de temperatura para Pmax : nos indica la pérdida porcentual de potencia de salida del módulos por cada grado centígrado que aumenta la temperatura de las células del módulo. Por lo tanto cuanto menor, mucho mejor.

A continuación os adjunto una tabla para que podamos analizar la importancia del NOCT y el coeficiente de temperatura para 3 módulos solares de 245 W de potencia de salida en STC. Todos los datos de partida son reales y los precios también.

Módulo	A	B	C
Potencia STC 1000 W/m ² y 25°C célula	245 W	245W	245 W
Potencia NOCT 800 W/m ² y 20°C ambiente	179 W	179 W	?
Precio	0,53	0,59	0,45
NOCT	46°C	47,9°C	48°C
Coefficiente Pmax	-0,45 %/°C	-0,43 %/°C	-0,519 %/°C
Potencia 1000 W/m ² y 30°C ambiente	210 W	210 W	203 W

¿Qué módulos seleccionaríamos si tuviéramos que comprar uno de los 3 módulos del ejemplo anterior?

Personalmente yo no tendría muchas dudas...

Eliminaría el módulo C por no indicarme la potencia en condiciones NOCT ¿tienen miedo de indicarla?, y además su NOCT y Coeficiente de Temperatura dejan muchísimo que desear, hasta el punto de dar 203 W de potencia a 30°C y 1000 W/m² en comparación con A y B que dan

210 W.

Me quedaría con el módulo A porque su peor Coeficiente de Temperatura lo compensa su mejor NOCT, dando ambos 210 W de salida a 1000W/m² y 30°C. Pero ojo al dato...el precio es 0,06 €/Wp más barato... o sea que la pela es la pela!!!

Cómo datos complementarios para para acabar de tomar nuestra decisión quizás sería interesante comprobar que la caja de conexiones del módulo tenga un grado de protección IP67 frente al IP65, ambos índices aseguran la protección frente al agua, pero en el caso de los IP67 la protección va un poco más allá... soportando hasta inundaciones!!!! No lo digo porque se tengan que ahogar los módulos, pero quizás vale la pena estar tranquilos si les pegamos de vez en cuando un buen manguerazo... Y quizás también para zonas de alta montaña sería interesante analizar la máxima carga estática para el asegurarnos que podemos aguantar cargas relevantes de nieve, en el caso de nuestro módulo de ejemplo vemos que aguanta hasta 5.400 Pa, aunque hay módulos que llegan a máximos de 6.000-7.000 Pa.

Hoy dejaremos aquí este extenso artículo acerca de los módulos solares, aplazamos para otro día quizás el tema más crítico para decidir la compra de módulos solares: los certificados de calidad y garantías!!!

Permitidme una vez más que os invite a compartir vuestras opiniones, ¿cuales son vuestros criterios a la hora de comparar y comprar módulos solares? ¿Vais más allá del precio o valoráis los módulos como simples commodities?

$T_{célula} = T_{ambiente} + Irradiancia \times ((NOCT-20)/800)$

Traducción del Documento “InspectorsGuide0306.pdf”

“Inspector Guidelines for PV Systems. Prepared for: Renewable Energy technology Analysis Project of the Pace University Law School Energy Project. Version 2.1. March 2006”

El siguiente apunte es un complemento muy útil para los alumnos del Curso de instaladores, pues revela una cantidad de documentación, datos requeridos y errores posibles que caracterizan las instalaciones fotovoltaicas (FV).

Es un RESUMEN de la Guía, con los aspectos técnicos que consideré mas relevantes.

----- 0 -----

Guía para inspectores de Sistemas FV.

Permisos y documentación para Sistemas FV de pequeña escala:

1. Diagrama básico identificando la ubicación de los componentes principales – no a escala.

Este es un simple diagrama que muestra donde se ubican los componentes. Puede ser una planta de la zona, con el equipamiento claramente identificado en el dibujo. Si el sistema FV está localizado en tierra, deberá mostrar claramente los espacios libres alrededor del mismo.

2. Diagrama eléctrico unifilar con todos los componentes instalados, identificación de cables y canalizaciones, PAT(puesta a tierra) y tableros.

Este diagrama debe tener suficiente detalle como para identificar todos los componentes eléctricos del sistema. Cantidad, tipo y calibre de los conductores; tipo de canalización; etc. En este diagrama se puede incluir información detallada de los módulos, detalles del circuito de salida del generador, cajas de empalme, largo de los conductores, medios de desconexión. Debe incluir detalle de PAT del sistema y de ser necesario, del inversor. Desconexión del suministro y del servicio de red (si existiera). Tipos de protecciones.

3. Información técnica de los componentes.

(a) Información de los módulos;

i. Hoja de datos del fabricante para el modelo específico.

Esta información es de suma importancia, ya que con ella se calculan varios parámetros técnicos de la instalación: corrientes y tensiones.

- ii. Tensión de Circuito Abierto (Uoc).
- iii. Tensión máxima admisible.
- iv. Corriente de Corto Circuito (Isc).
- v. Corriente de corte del fusible de serie/módulo.
- vi. Pmax a STC (Standard Test Conditions: @1000 W/m², 25°C, 1,5 MA)
- vii. Tensión de operación (Upmp)
- viii. Corriente de operación (Ipmp)

4. Información del Arreglo

- (a) Número de módulos en serie (Ns), Número de series en paralelo (Np) y Cantidad total de módulos (Nt).
- (b) Tensión de servicio:
 - i. Para sistemas con acumuladores: la tensión nominal del banco de acumuladores.
 - ii. Para sistemas conectados a red: Upmp x Ns.

Ejemplo:

$$Upmp \ 17,4 \ [V] \Rightarrow Ns = 2 \Rightarrow 17,4 \ [V] \times 2 = 34,8 \ [V]$$

- (c) Corriente de servicio: Np x Ipmp

Ejemplo:

$$Ipmp \ 4,6 \ [A] \Rightarrow Np = 2 \Rightarrow 4,6 \ [A] \times 2 = 9,2 \ [A]$$

- (d) Máxima tensión del sistema.

Se debe considerar la menor temperatura registrada en el sitio del emplazamiento, junto con el factor de corrección del coeficiente de temperatura aportado por el fabricante. O utilizamos el coeficiente 1,25 provisto por la NEC.

Ejemplo:

Shell SQ-175PC Uoc Temperature Coefficient:

$$\alpha Uoc = -129 \text{ mV/oC}; Uoc = 44.6V$$

Temperatura mas fria con máxima radiación = 5°C

$$Umax = Uoc \ [V] + (\text{Coef. Temp.} \ [V/^{\circ}\text{C}] \times (Ta \ ^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})) = 24,28 \ [V]$$

$$Umax = 21.7 \ [V] + (-129 \ [mV/^{\circ}\text{C}] \times (1 \ [V] / 1000 \ [mV]) \times (5^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})) = 24,28 \ [V]$$

$$\text{Tabla NEC 690.7 [2008]: } Umax = 21,7V \times 1.20 = 26,04 \ [V]$$

- (e) Corriente de corto circuito.

$$Icc \times Np \times 1,25 \Rightarrow 5,01 \ [A] \times 2 \times 1,25 = 12,52 \ [A]$$

El coeficiente 1,25 se utiliza por considerar períodos con radiación incidente superior a 1000 W/ m².

5. Información del Banco de Baterías (si existiera)

- (a) Hoja de datos del fabricante para el modelo específico.
- (b) Número de acumuladores en serie, Número de series en paralelo y Cantidad total de acumuladores.
- (c) Tensión nominal del banco de acumuladores.

Tensión nominal de cada acumulador x cantidad de acumuladores en serie.

Ejemplo: 12 [V] x 2 = 24 [V]

- (d) Capacidad total del banco de acumuladores.

Ejemplo: 2 acumuladores de 150 Ah = 2 x 150 [Ah] = 300 [Ah]

6. Cableado y Protecciones

- (a) Tipo de conductor: Subterráneo, XPRL, etc.
- (b) Capacidad del conductor.

Debe ser capaz de soportar la máxima corriente de corto circuito.

- i. Para las líneas entre módulos de una serie = $I_{cc} \times 1,25$
- ii. Para las líneas entre series = $I_{cc} \times N_p \times 1,25$
- iii. Para las líneas de salida del inversor:

Potencia nominal del inversor: 500 [W]

Tensión mínima de operación: 211 [V]

Máxima corriente de operación: $500 [W] / 211 [V] = 2,36 [A]$

Capacidad mínima del conductor: $2,36 [A] \times 1,25 = 2,95 [A]$

Se aplicará el RIE según el circuito.

- (c) Protecciones contra cortocircuitos.

Todas las protecciones I_n deben cumplir con $I_p < I_n < I_c$.

- i. Para los acumuladores: debe proveer suficiente poder de ruptura como para soportar la máxima corriente de cortocircuito especificada por el fabricante.

7. Medios de desconexión del generador y/o del sistema.

- (a) Debe ser accesible, y cercano al tablero principal o tablero de interconexión.
- (b) Debe poseer suficiente poder de ruptura para soportar las corrientes involucradas.
- (c) Debe permitir el anclaje del mismo.

8. PAT

- (a) Debe cumplir con RIE o AEA 2006 o el reglamento aplicable en la jurisdicción de la instalación.

- (b) El sistema de PAT, en caso de contar con protecciones contra descargas atmosféricas, debe utilizar canalizaciones y conductores independientes de estos, e incluso tomas de tierra independientes.
- (c) Todas las masas, aún en MBTS deben conectarse a tierra.

9. Información de montaje

- (a) Si está montado sobre cubierta.
 - i. Tipo de cubierta.
 - ii. Esquema de ingeniería del sistema.
 - iii. Método de sellado para los ingresos de conductores o penetraciones sobre la cubierta.
- (b) Si está montado sobre el terreno:
 - i. Esquema de postes, zapatas o estructura de anclaje.
 - ii. Esquema de ingeniería del sistema.

Herramientas de uso.

En este apunte describiremos una serie de herramientas e instrumentos que utilizamos a lo largo del curso.

Herramientas básicas:



Alicate de corte oblicuo:

Lo utilizamos para cortar cables y realizar pelado de los extremos, removiendo la envoltura del conductor. Es recomendable que tenga un buen agarre.



Pinza de punta:

Su uso mas común es el de sujetar conductores para realizar el empalme, doblar cables o alambres, o realizar cortes de cables y alambres.



Pinza universal:

Es otro tipo de alicate, con una parte para corte y puntas robustas y cuadradas que nos permites sujetar tuercas y bulones, apretar cables o alambres.



Pinza de electricista:

Esta pinza nos permite pelar cables de distintos calibres sin dañar los alambres; cortar cables y prensar terminales de varios tipos.

Una herramienta muy liviana y práctica.



Alicates pelacables frontales:

Este tipo de pinza nos permite pelar un conductor en forma rápida y eficiente.

Debemos introducir el conductor por el frente, hasta la longitud deseada y presionar hasta que cortamos la protección termoplástica del mismo, y retiramos esta envoltura.



Existen también del tipo frontal automáticos, que en un solo movimiento presiona, corta la protección y la retira. Son económicos, pero los hay de muy variadas calidades, en muchos casos de dudosa efectividad.



Los hay también automáticos de funcionamiento lateral. De mejor calidad en la mayoría de los casos, suelen incluir la posibilidad de prensar (crimpear) terminales y cortar cables.



Pinzas crimpeadoras:

Son pinzas de tipo “criquet” que nos permiten prensar terminales de varios calibres en una forma muy efectiva. Las hay incluso de mordazas intercambiables, lo que nos permite tener varios usos en una sola herramienta.



Pinza “Pico de loro”:

Una herramienta muy conocida, que nos permite sujetar tuercas y bulones de varios tamaños.



Alicate de presión:

Es una pinza de mordazas que ejerce una presión y se traba en el punto elegido de sujeción.



Llave francesa aislada

Otra herramienta muy conocida. La aislación nos permitirá trabajar con los acumuladores sin peligro de producir un cortocircuito.



Destornilladores aislados:

Muy conocidos y útiles, los mas necesarios serán de punta phillips y plana. Es recomendable contar con al menos 2 o 3 medidas de cada tipo, según se necesiten utilizar como perilleros (pequeños tornillos); hasta 5mm (bornes de elementos de maniobra) y hasta 10 mm (trabajos mas pesados).



Arco de sierra mini:

Muy útil para pequeños cortes en materiales livianos. Por sus dimensiones es muy recomendable para llevar en la valija de trabajo.



Cuchillas metálicas (Cutter):

Util para pelar, cortar, e incluso sacar punta al lápiz de carpintero.



Martillo de pena o bolilla:

No necesita mayores presentaciones.



Cinta métrica:

Tampoco necesita mucha explicación.



Dos modelos de transportadores o inclinómetros:

Nos permitirá conocer el ángulo de inclinación del módulo.



Linternas de mano y de vincha:

Para trabajar a oscuras, y con las manos libres.



Valijas o cinturones portaherramientas:

Muy prácticos para el transporte o el acarreo de herramental, sobretodo si se trabaja solo.

Otras herramientas:

Atornilladores y taladros a batería



Buscapolos detector de voltage:

Nos permite detectar el vivo en baja tensión (220 Vca) sin necesidad de exponer el conductor. Emite un sonido y utiliza una señal luminosa para avisar que estamos ante un elemento cargado.



Probador de tensión:

Util para tensiones superiores a los 110 Vca.



Multímetros y pinzas amperoémtricas:

Es importante contar con la capacidad de medir continuidad (diodo con buzzer); resistencia (Ohmetro); tension y corriente en CC y CA.

La pinza nos permitirá obtener mediciones sin necesidad de interrumpir el circuito o exponernos a conductores cargados, ya que podemos medir sin cortar el conductor o retirar su aislante.

¿Cuántas herramientas son suficientes?

Esta es una pregunta muy común, y no hay una respuesta única a ella. Dependerá del uso, de las costumbres y las necesidades de aplicación. El mínimo recomendable podría ser: Alicata de corte oblicuo; pinza de electricista; pinza universal; destornilladores; cuchilla; llave francesa; cinta métrica y transportador; multímetro y linterna vincha.

Existe una costumbre universal de confeccionar uno mismo utensillos o herramental “personal” mediante el debastado, recorte o modificación de herramientas para ajustarlas a los gustos y usos del instalador.

Cada uno encontrará con el tiempo, el material que mejor se ajuste a sus gustos.

Herramientas y Técnicas de instalación para FV (traducido por Pablo Maril)

WRITTEN BY JOHN CODE | 10 DECEMBER 2012

Aisten varias herramientas disponibles para Instaladores de FV que buscan el éxito de diversas instalaciones De sistemas FV. Tejados inclinados, tejados planos, montados sobre el suelo o en poste, cada arreglo tiene características técnicas, que deben ser atendidas con conocimientos y herramientas específicas.

Seguridad

El equipo de seguridad esta siempre primero en la lista de cualquier instalador como el grupo primordial de herramientas a adquirir. Esta colección de herramientas incluyen arneses, cabo de amarre, antiparras o anteojos de seguridad, protección auditiva, calzado de trabajo y seguridad, guantes, cascos, etc. Estos elementos son conocidos como EPP, o Elementos de Protección Personal. Cada instalador debe tener sus propios EPP, y conocer como utilizarlos correctamente..

Disposición del arreglo y elección del emplazamiento

Cada instalación comienza con la disposición del arreglo FV. En la mayoría de los casos, una cinta métrica es suficiente, tiza o lápiz para marcar, algunas veces hilo de construcción, inclinometro y brújula es todo lo que se necesita para llevar a cabo el trabajo. Existen herramientas mas sofisticadas, como el SolarPathfinder, Solar Site Locator, e incluso aplicaciones para teléfonos inteligentes y tabletas.

Con la brújula e inclinómetro, como estas herramientas y aplicaciones, servirán para verificar el emplazamiento con respecto a las sombras circundantes, y ajustar la ubicación del arreglo, antes de la ubicación definitiva. El tiempo aplicado en diseñar un desarrollo para el emplazamiento adecuado ayudara en la instalación, para que esta se realice sin inconvenientes, ahorrando tiempo y dinero.

Para trabajar en el techo necesitaremos una escalera que se extienda 1 metro por encima de la base del mismo. Para emplazar el arreglo en un techo inclinado, debemos elegir también las piezas de montaje, perforaciones o anclajes necesarios. Todos los anclajes deben asegurarse sobre la estructura del techo. Una vez ubicada la estructura del techo, se harán las marcas, separadas entre ellas entre 45 y 60 cm entre ellas, con el cordel de construcción, o tiza. Luego se marcaran los anclajes, con las penetraciones en el techo, o los anclajes bajo teja si fuera necesario, para ubicar los tirantes y las fijaciones de los módulos. Los techos planos serán mas sencillos, tanto en accesibilidad como disposición de los componentes.

Los sistemas montados en tierra requieren aveces postes o sistemas apropiados para ello. Es importante conocer la presencia de líneas subterráneas de servicios y debe contactarse con las oficinas correspondientes para estar al tanto de estos. En todos los casos mediante la brújula u otra herramienta debemos orientar el arreglo hacia el norte, si nos encontramos al sur del ecuador. Es importante tener en cuenta la declinación magnética del emplazamiento del arreglo. Cuanto mas grande sea el arreglo, mas cuidado y mas precisa la herramienta.

Herramientas para instaladores de FV

Para tejados inclinados un taladro inalámbrico (a batería), mechas y puntas de atornillador, pelacables o pinza y alicata, y pistola con sellador debería ser suficiente para la mayoría de las instalaciones. Los materiales del techo algunas veces deberán ser modelados o trabajados con amoladora para acomodar los anclajes.

Las instalaciones en tejados planos son mas sencillas, como ya mencionamos, porque podemos utilizar estructuras con contrapesos, o anclajes menores. En estos, el peso puede ser un factor importante a tener en cuenta.

Las instalaciones elevadas, necesitaran andamios, o grúas para elevar el material de la instalación.

Los sistemas emplazados en tierra requieren zapatas o bases enterradas para los postes, con concreto. Estos trabajos demoran tiempo, incluso para el fraguado de las zapatas. Nivel, hilo de constructor y estacas serán necesarias para marcar el emplazamiento.

Estructura de soporte del arreglo y sistema de sujeción

Luego de instalar el sistema de soporte o montaje, el sistema de sujeción suele ser similar en todos los modelos de módulos. Es común que se utilice un solo tipo de pieza para la sujeción de los módulos en su sitio. Es importante prestar atención al torque en la bulonería, y a las uniones de metales disimiles, evitando la corrosión galvánica. Es posible que se necesite una sierra eléctrica o manual para cortar los extremos del sistema de montaje, de ser necesario, una vez que los módulos se encuentren en su sitio.

PAT (Puesta A Tierra)

Según el caso, el equipamiento del sistema FV puede requerir tierra en sus componentes metálicos (equipotenciar a tierra las partes metálicas) o un sistema de puesta a tierra activo, mediante la puesta a tierra del conductor negativo del lado de corriente continua y el neutro del lado de corriente alterna (si existiera).

Será necesario en ca caso adecuarse a la legislación vigente en e municipio en el que se realice la instalación.

Cableado

Si bien para conectar los módulos necesitaremos pocas herramientas específicas, según el fabricante podremos necesitar herramental específico acorde a los terminales con que sean provistos los mismos. será necesario crear una canalización adecuada desde el tablero, o desde la caja de conexiones de las series o filas de módulos. en algunos casos, se requerirá de pinzas de crimpear específicas para la sección del conductor que se esta utilizando, ya que los terminales proporcionan una mejor conducción de la electricidad a lo largo de todo el circuito. Luego de instalar las líneas conductoras de las filas o series de módulos, es conveniente verificar con el

multímetro que el voltaje de salida sea el esperado, y que la corriente de corto circuito se corresponda con la indicada. Debemos prestar especial atención a la seguridad en estos casos, ya que los módulos pueden proporcionar un voltaje bastante superior al nominal al estar trabajando "en vacío". Esto evitará inconvenientes mas tarde.

El resto de los materiales del sistema FV a ser instalados, incluyendo cajas de paso y conexión, cableado adicional, interruptores y protecciones, pueden ser instaladas con el herramental clásico de electricista, y que ya vimos en el apunte anterior.

Comprender las características de cada sistema FV en particular, ayudara al instalador a elegir el mejor conjunto de herramientas para cada trabajo.