



MANUAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR FOTOVOLTAICA

Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética

Secretaría de Energía



Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación

AUTORIDADES NACIONALES

PRESIDENTE

Ing. Mauricio Macri

MINISTRO DE HACIENDA

Lic. Hernán Lacunza

SECRETARIO DE GOBIERNO DE ENERGÍA

Lic. Gustavo Lopetegui

SECRETARIO DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO

C.P.N. Juan Garade

SUBSECRETARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

Mg. Ing. Sebastián Kind

DIRECTOR NACIONAL DE PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Ing. Maximiliano Morrone

DIRECTOR DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Mg. Ing. Ignacio Romero

AUTORES

Dr. Ing. Christian Navntoft

Ing. Nicolás Biurrún

Ing. María Paz Cristófalo

Ing. Santiago Cuccorese

Lic. Ignacio Ramos Defferrari

Ing. Daniel Raggio

DISEÑADOR

DG Nicolás Castelli

Secretaría de Gobierno de Energía

Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica ; editado por Nicolás Biurrún; editado por Daniel Oscar Raggio; contribuciones de Luis Christian Navntoft; contribuciones de María Paz Cristófalo; contribuciones de Santiago Cuccorese; contribuciones de Ignacio Ramos Defferrari; coordinación general de Ignacio Romero; ilustrado por Nicolás Castelli ; - 1a ed revisada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Secretaría de Gobierno de Energía, 2019.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga

978-987-47110-4-5

1. Energía Solar. 2. Ingeniería de la Energía Solar. 3. Electricidad I. Biurrún, Nicolás, ed. II. Raggio, Daniel Oscar, ed. III. Navntoft, Luis Christian, ed. IV. Cristófalo, María Paz, ed. V. Cuccorese, Santiago, ed. VI. Ramos Defferrari, Ignacio, ed. VII, Romero, Ignacio, coord, VIII. Castelli, Nicolás, illus. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, Título. CDD 621.471

Hecho el depósito que marca la ley 11.723.

© Secretaría de Gobierno de Energía, 2019

e-mail: generaciondistribuida@energia.gob.ar

ISBN 978-987-47110-0-7



ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCCIÓN | 7 |
| LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA | 8 |
| LOS PANELES FOTOVOLTAICOS | 10 |
| CONEXIONADO DE PANELES FOTOVOLTAICOS | 15 |
| EL INVERSOR | 16 |
| INVERSOR DE CONEXIÓN A RED | 16 |
| INVERSOR AISLADO | 17 |
| INSTALACIÓN | 18 |
| SISTEMAS CONECTADOS A RED (ON-GRID) | 18 |
| COMPONENTES | 18 |
| PROTECCIONES | 19 |
| CABLES DE CONEXIÓN | 21 |
| PUESTA A TIERRA | 22 |
| PUESTA EN MARCHA | 22 |
| SISTEMAS AISLADOS (OFF-GRID) | 22 |
| COMPONENTES | 23 |
| REGULADOR DE CARGA | 23 |
| PROTECCIONES | 24 |
| BATERÍAS | 25 |
| CABLES DE CONEXIÓN | 26 |
| PUESTA A TIERRA | 26 |
| PUESTA EN MARCHA | 26 |
| SISTEMAS HÍBRIDOS | 27 |
| COMPONENTES | 27 |
| PROTECCIONES ENTRE PANELES E INVERSOR | 27 |
| PROTECCIONES ENTRE BATERÍAS E INVERSOR | 27 |
| PUESTA A TIERRA | 27 |
| REQUISITOS DEL EQUIPAMIENTO | 28 |

| | |
|---|-----------|
| DIMENSIONAMIENTO | 28 |
| DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA | 28 |
| ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN PANELES FOTOVOLTAICOS | 28 |
| INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN | 29 |
| PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN: LOS DISCOS DE IRRADIACIÓN SOLAR | 30 |
| PÉRDIDAS ANUALES POR SOMBRAS | 32 |
| ESTIMACIÓN DE LA GENERACIÓN DE UN SISTEMA CONECTADO A RED | 40 |
| DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA CONECTADO A RED | 42 |
| DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA AISLADO | 43 |
| ESTRUCTURAS | 44 |
| INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA | 45 |
| BUENAS PRÁCTICAS | 45 |
| RECOMENDACIONES GENERALES | 45 |
| RESUMEN | 46 |







INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de la radiación solar mediante paneles fotovoltaicos para la generación de electricidad puede ser realizada de diferentes maneras. La primera de ellas consiste en la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de distribución, también conocido como sistemas “On-Grid”, los cuales interactúan directamente con la red, inyectando energía a la misma. Por otro lado existen sistemas fotovoltaicos aislados u “Off-grid” que al ser independientes de la red eléctrica, requieren la utilización de baterías para almacenar la energía eléctrica generada durante el día y disponer de la misma en horas sin sol.

Existe una tercera opción que es una combinación de ambos tipos de sistemas, en el cual, se gestiona la energía generada para maximizar el autoconsumo y disminuir la potencia requerida de la red. Adicionalmente, las baterías alimentan un circuito de emergencia para abastecer parte de la instalación en ocasiones donde la red falla. Estos sistemas se conocen como “Híbridos”.

Este manual explicará el funcionamiento de los sistemas conectados a red y aislados, las características técnicas de sus componentes, los requerimientos de calidad asociados, los procesos de dimensionamiento y las buenas prácticas a realizar en la instalación de los mismos. Pretende ser un material de referencia y consulta para los profesionales que se dediquen al aprovechamiento fotovoltaico de la energía solar.

LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

SITUACIÓN MUNDIAL

La utilización de la energía solar fotovoltaica está creciendo exponencialmente a nivel mundial, tripli-

cando la potencia instalada en los últimos 5 años, como se muestra en la figura 1.

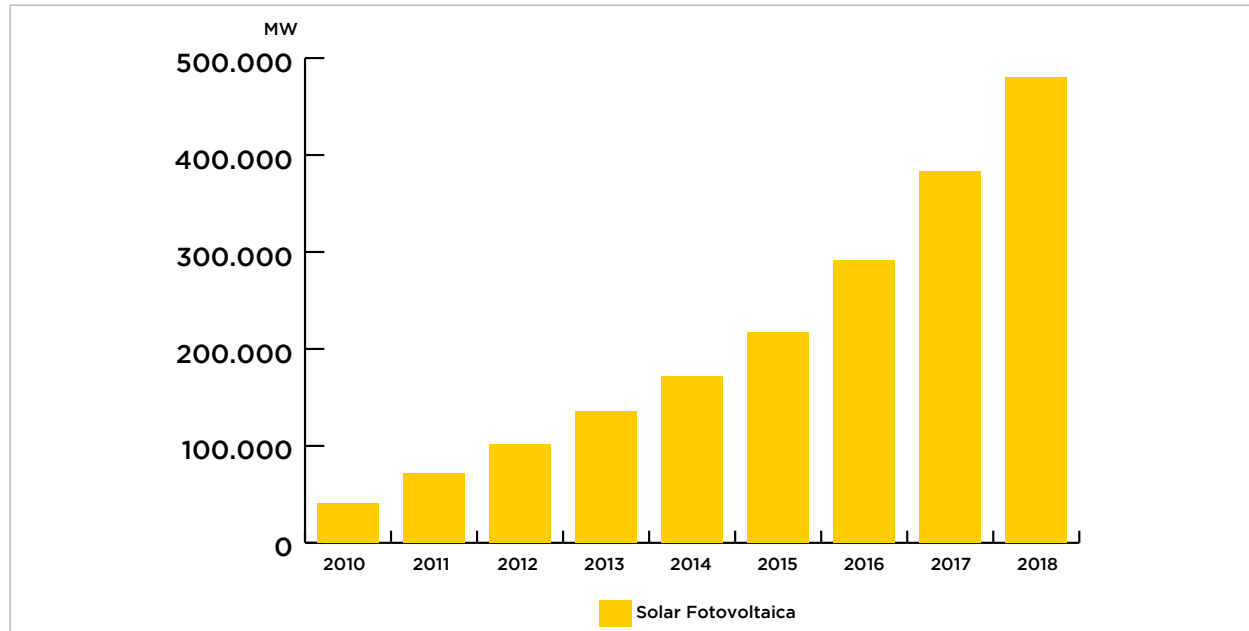


Figura 1. Evolución de la capacidad global instalada en generación solar fotovoltaica [IRENA] [3]

El crecimiento de la cantidad de paneles fotovoltaicos instalados fue acompañado por un aumento en la producción de escala, y consecuentemente el precio de los mismos ha declinado fuertemente en

los últimos años. En la figura 2 se observa la disminución de los costos de los paneles fotovoltaicos en función del tiempo.

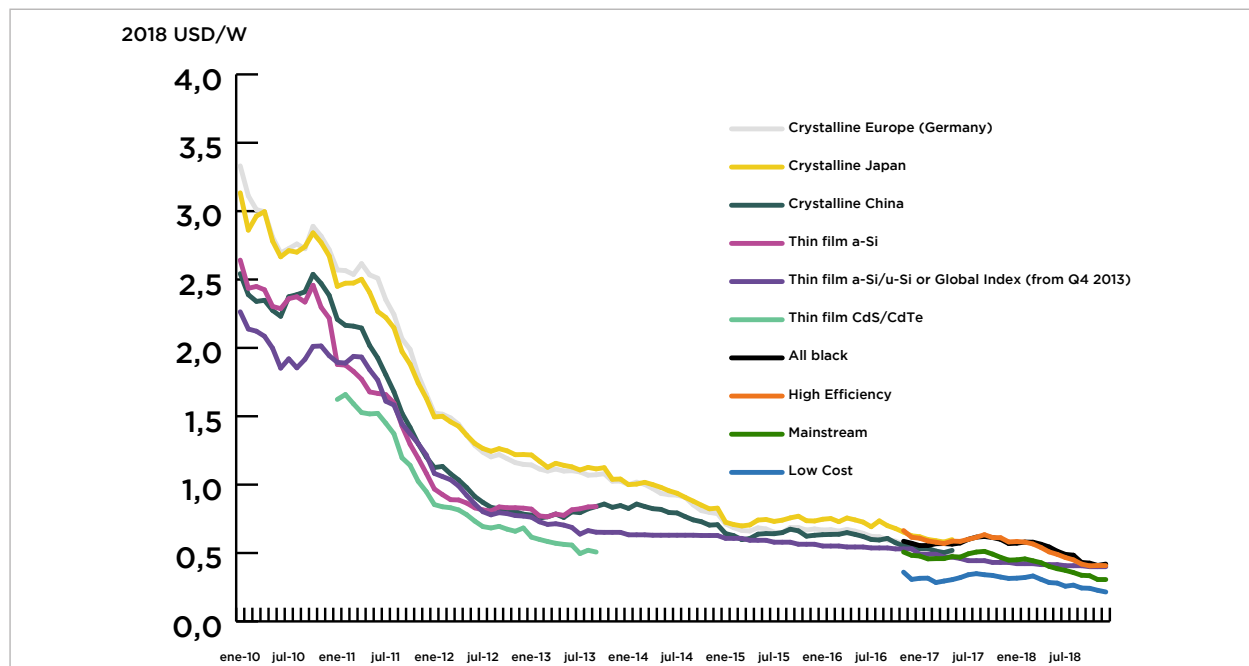


Figura 2. Evolución de costos de módulos fotovoltaicos en los últimos años [IRENA] [3]



Esta tecnología es la más utilizada en instalaciones de generación distribuida debido a su escalabilidad y facilidad de montaje. En la figura 3 se puede visualizar el crecimiento de la capacidad instalada en generación solar fotovoltaica. Se estima que para los próximos años continúe el crecimiento de este

segmento, siendo el de mayor evolución dentro de todas las energías renovables y traccionado en gran parte por la incorporación de generación distribuida, con un crecimiento proyectado de unos 300 GW, un valor mayor a cualquiera de las otras tecnologías renovables.

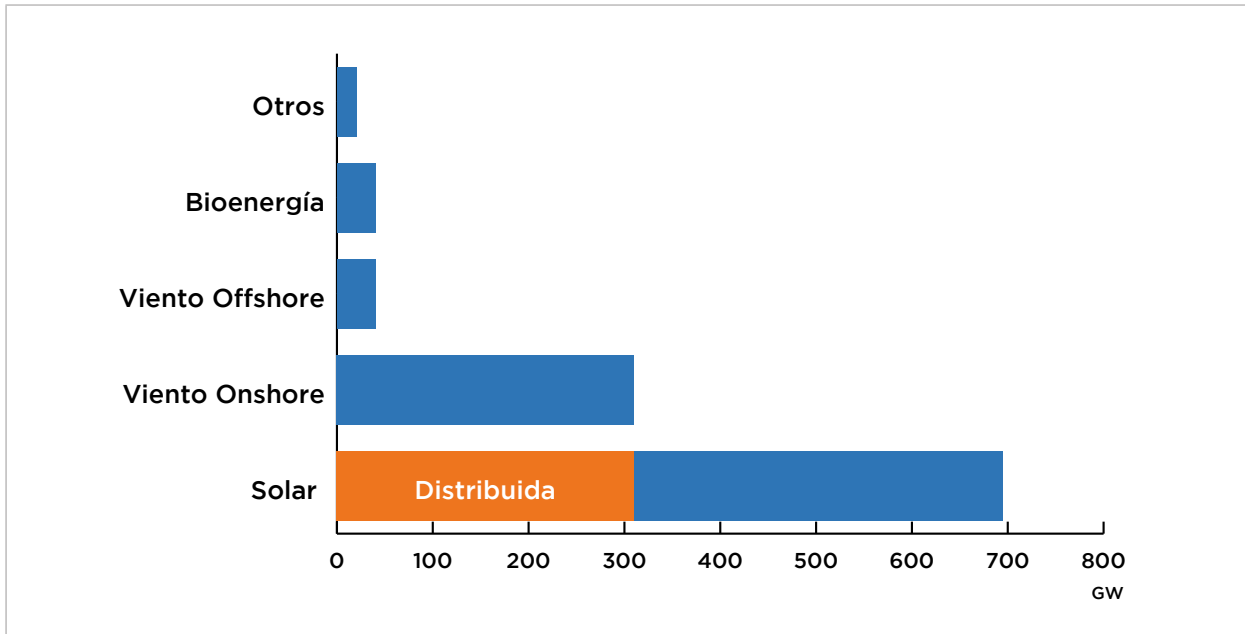


Figura 3. Proyección de crecimiento de la capacidad instalada en energías renovables [IEA] [4]

SITUACIÓN EN ARGENTINA

Actualmente, y como muestra la figura 4, la energía solar fotovoltaica representa aproximadamente el 1,1% de la generación eléctrica nacional.

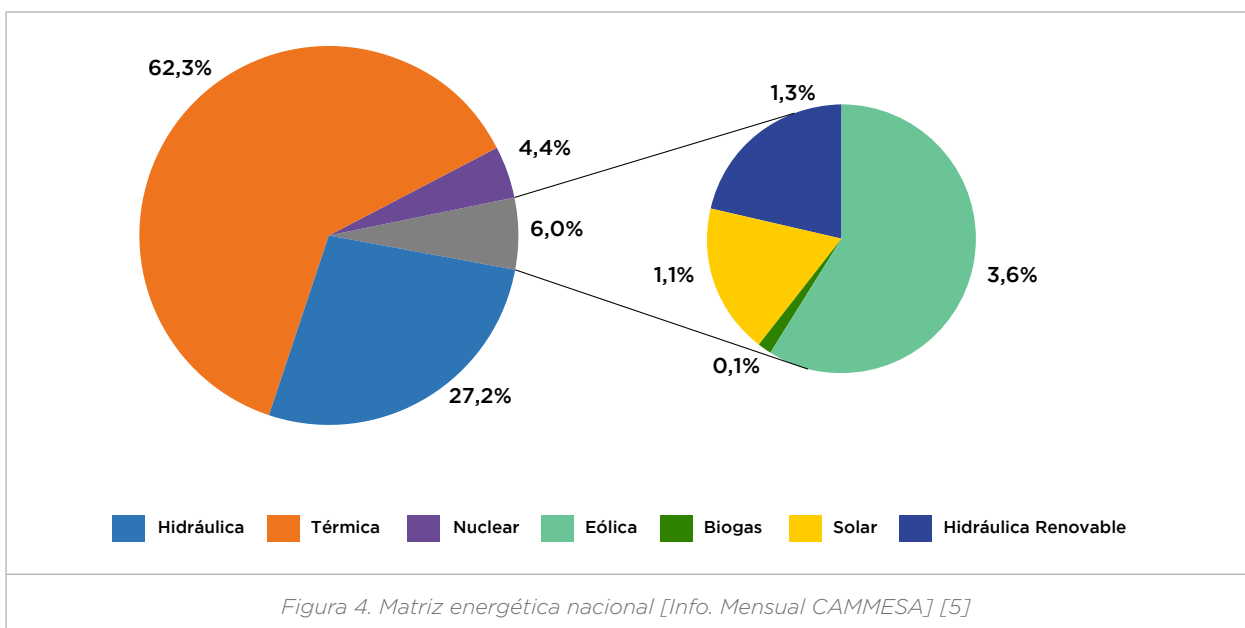


Figura 4. Matriz energética nacional [Info. Mensual CAMMESA] [5]

Es importante destacar que Argentina cuenta con un recurso solar clasificado como uno de los mejores del mundo para el aprovechamiento de esta tecnología. En la figura 5 se puede observar la irra-

diación solar diaria media mensual por unidad de superficie a lo largo del territorio argentino para un mes de invierno y otro de verano:

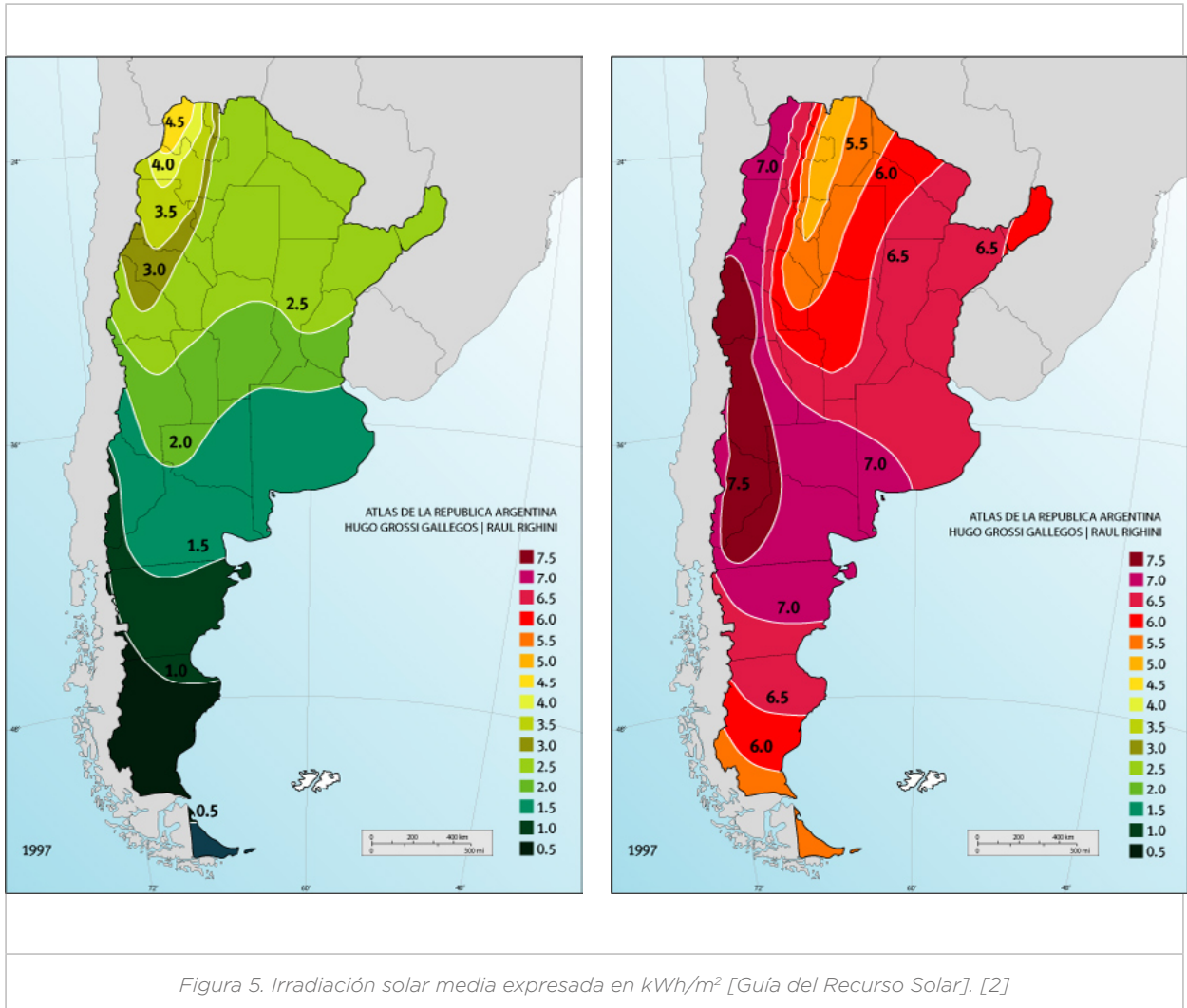


Figura 5. Irradiación solar media expresada en kWh/m² [Guía del Recurso Solar]. [2]

LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

La conversión de la energía radiante del sol en energía eléctrica se realiza mediante módulos fotovoltaicos, también conocidos como paneles solares. La eficiencia de conversión de un módulo, es decir, el porcentaje total de la energía del sol convertida

en energía eléctrica, depende principalmente de la tecnología con la cual está fabricado. En la figura 6 se muestran las eficiencias de conversión de las diferentes tecnologías disponibles en el mercado. La elección de una u otra dependerá de las circunstancias de uso y los requerimientos específicos.

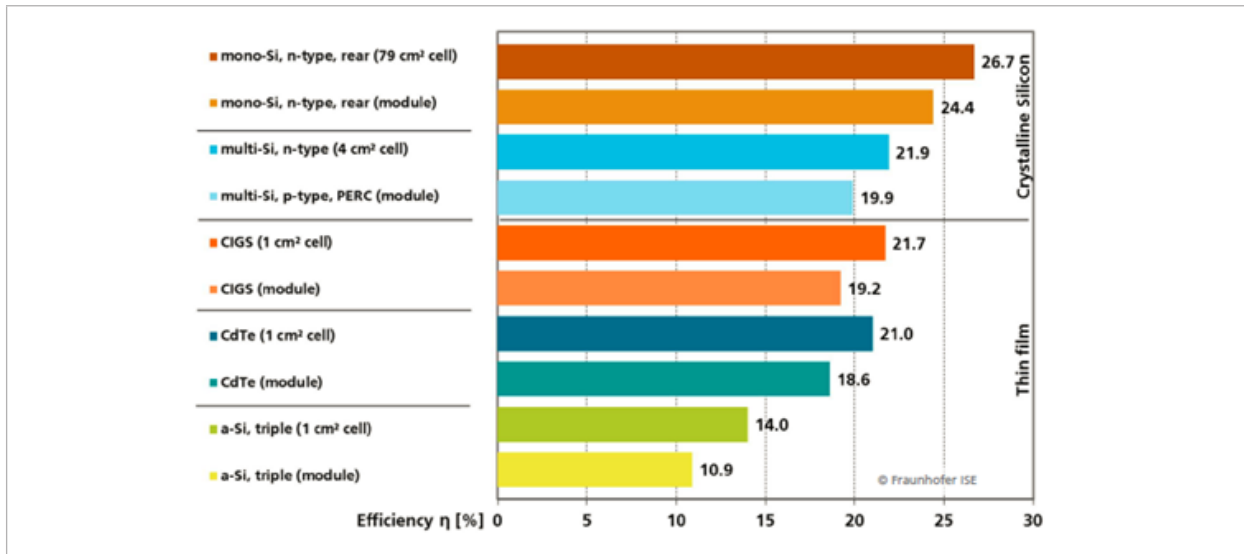


Figura 6. Eficiencias de las diferentes tecnologías de paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado. La mayoría de las tecnologías del mercado corresponden al tipo Mono-Si (Silicio MonoCristalino) y Multi-Si (Silicio Policristalino), es decir alrededor del 20%. Como su nombre lo indica se fabrican a partir del silicio. Las que se denotan con CdTe son de tecnología de película delgada [IRENA].

La tecnología de fabricación más difundida se basa en el uso de silicio. Este elemento es purificado y modificado químicamente para lograr las propiedades requeridas. Esta tecnología permite obtener eficiencias de conversión del orden del 18%.

Existe también lo que se conoce como tecnología de “película delgada”, cuya fabricación se realiza a partir de la superposición de diferentes películas de espesores nanométricos controlados. Esta tecnología permite fabricar celdas más eficientes pero a un costo más alto. En los últimos años, el avance tecnológico ha permitido disminuir los costos de fabricación y hoy en día se están acercando a costos competitivos con la tecnología del silicio. Esta tecnología permite obtener eficiencias de conversión del orden del 20%.

Otras tecnologías más eficientes, tal como la “multijuntura” y también más costosas, tienen aplicaciones en usos de concentración o bien espaciales. Esta tecnología permite obtener eficiencias de conversión del orden del 30%.

Finalmente existen también módulos fotovoltaicos basados en reacciones químicas que imitan la fotosíntesis de las plantas. Estas celdas se denominan “fotoelectroquímicas” y a los fines prácticos funcionan de la misma manera que un panel fotovoltaico convencional. Son más eficientes que las convencionales de silicio en condiciones de días nublados, aunque su eficiencia total es menor. La ventaja de esta tecnología es que se fabrica a temperatura ambiente por técnicas de serigrafía. Algunos ejemplos de esta tecnología se muestra en la figura 7. Esta tecnología permite obtener eficiencias de conversión del orden del 6%.

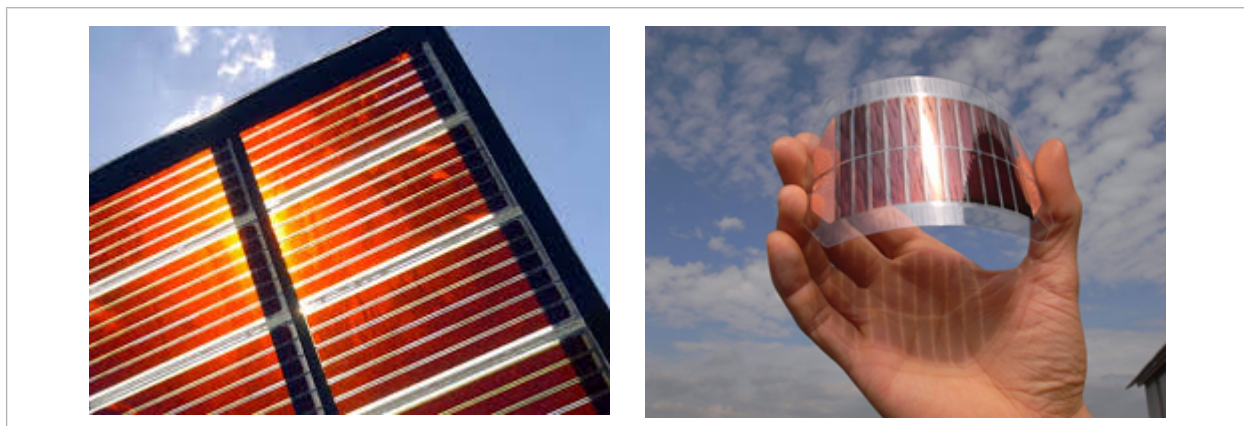


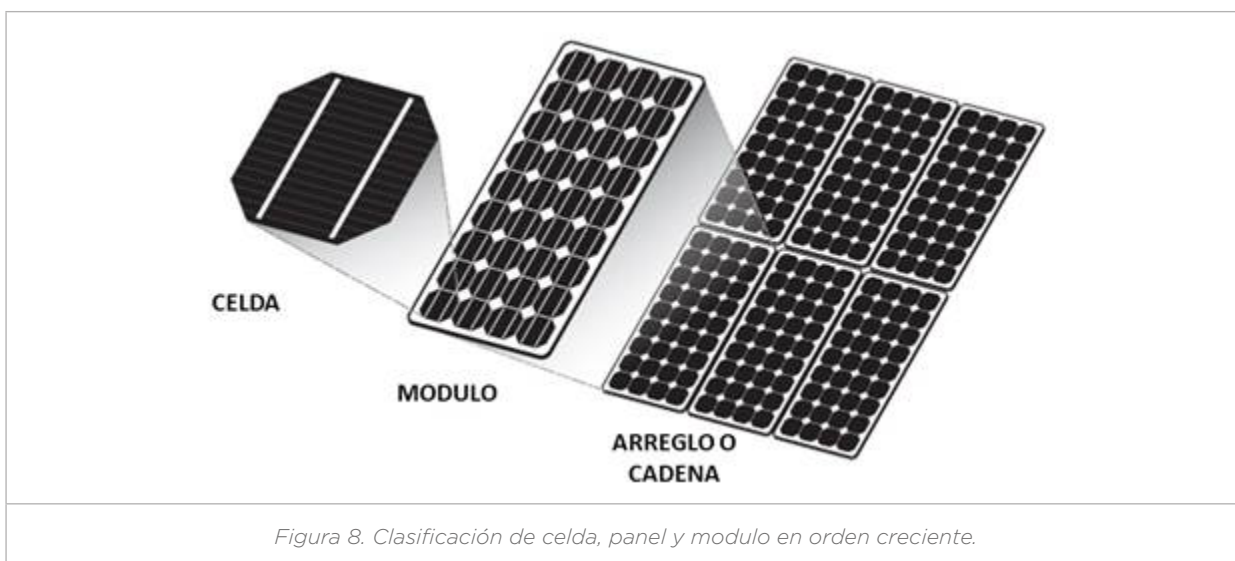
Figura 7. Imágenes de celdas solares fotoelectroquímicas.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos que se comercializan son básicamente de alguna forma de silicio dado que presenta la mejor relación de rendimiento en función de su precio. Las tecnologías de mayor rendimiento son más caras y tienen aplicaciones específicas como por ejemplo la industria aeroespacial.

Cualquier persona o técnico que pretenda introducirse al mundo de la energía solar fotovoltaica, típicamente entrará en contacto con algún panel basado en tecnología de silicio. Por estos motivos y a los fines prácticos, este manual tomará esa tecnología como punto de partida. No obstante, to-

dos los conceptos que aquí se desarrollan aplican a cualquier tipo de tecnología solar fotovoltaica.

Los paneles solares se componen de unidades más pequeñas llamadas celdas fotovoltaicas. La cantidad de celdas definen el tamaño del panel. A su vez, varios paneles constituyen un arreglo (del inglés "array") o una cadena (del inglés, "string") dependiendo del tipo de interconexión de los módulos. De esta manera, una instalación fotovoltaica tiene una cadena o arreglo compuestos de 1 o más paneles que a su vez están compuestas por celdas fotovoltaicas interconectadas dentro de cada módulo, como se muestra en la figura 8.



Esencialmente, existen tres tipos de tecnologías de celdas de silicio:

- **silicio monocristalino:** poseen una estructura cristalina uniforme, donde todos los átomos están perfectamente alineados, formando un solo cristal.
- **silicio policristalino:** presentan una estructura

cristalina ordenada por regiones, en la que sus átomos presentan distintas direcciones.

- **silicio amorfo:** el material semiconductor se deposita como película fina en distintos soportes, lo que permite producir módulos rígidos o flexibles.

La figura 9 muestra una imagen de paneles contruidos con los diferentes tipos de celdas explicadas.





Las celdas fotovoltaicas son el corazón del panel solar, pero no su único componente. Todas las celdas requieren de una superficie sobre la cual montarse e interconectarse. Adicionalmente, requieren

estar protegidas de la acción de la humedad y la intemperie por lo que están encapsuladas en diferentes materiales como se muestra en la figura 10.

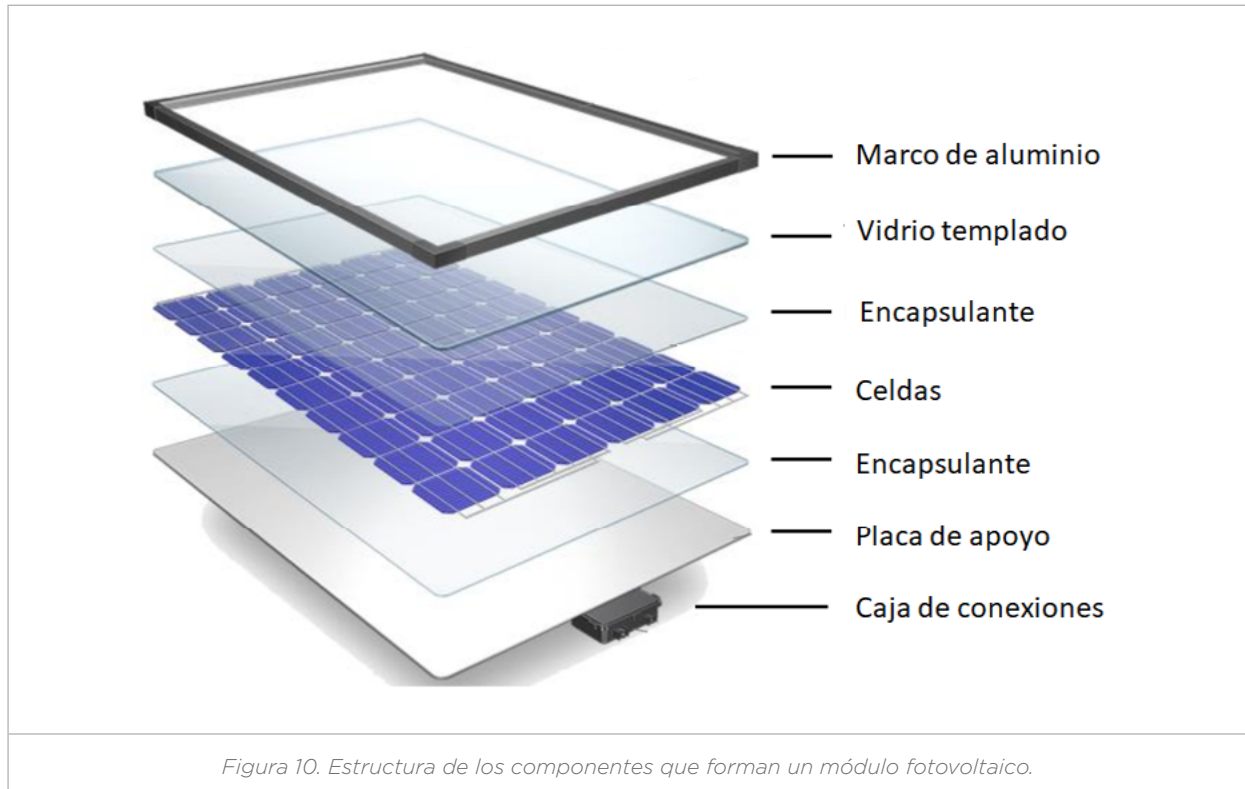


Figura 10. Estructura de los componentes que forman un módulo fotovoltaico.

La potencia que entrega un módulo fotovoltaico depende esencialmente de la radiación solar disponible y la temperatura de las celdas del panel. De esta manera, a los fines de poder caracterizar el funcionamiento de un módulo fotovoltaico, se han definido condiciones de ensayo estándar o normalizadas denominadas, **STC** (del inglés, Standard Test Condition) que se enumeran a continuación:

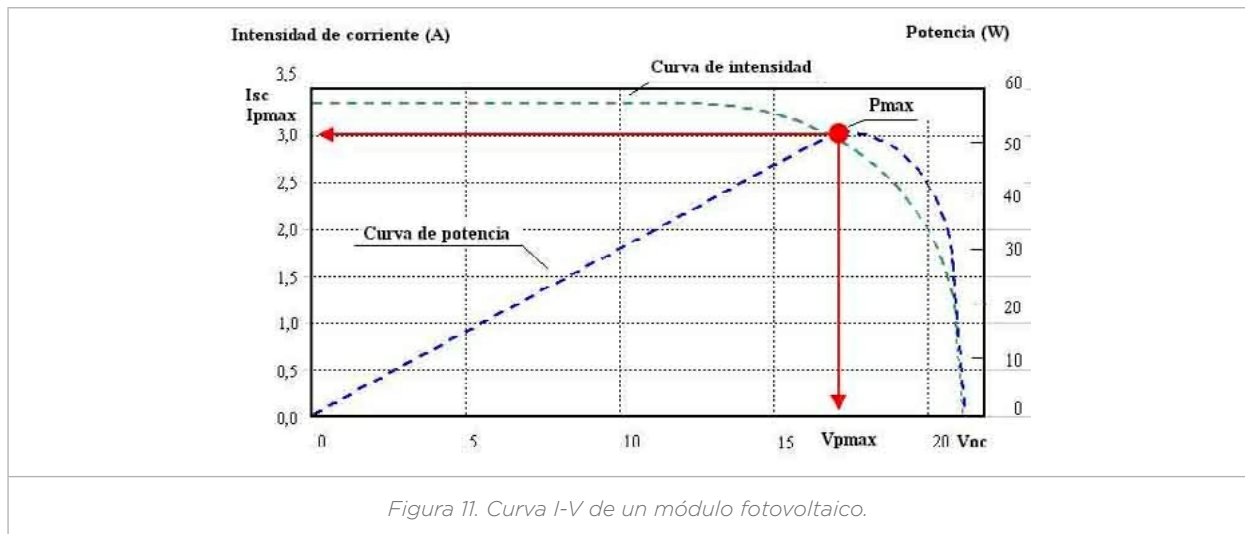
- Temperatura de celda de 25°C.
- Irradiancia de 1000 W/m². La irradiancia es la intensidad de radiación solar por unidad de área de superficie que llega a la Tierra.
- Masa de aire 1.5 (AM 1.5, del inglés Air Mass). La masa de aire cuantifica cuánto se atenúa la energía del sol a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo. Para la condición AM 1.5, se considera que la altura del sol sobre el horizonte es de aproximadamente 41°.

Si bien las STC difícilmente se encuentren en simultáneo en el mundo real, son ampliamente aceptadas por la industria y son las condiciones mediante las cuales se comparan los rendimientos de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

La potencia característica de un módulo fotovoltaico se expresa en **“Watt Pico” (Wp)** y es la potencia eléctrica que genera en las condiciones STC. Fuera de estas condiciones específicas, el panel solar puede generar mayor o menor potencia, según las condiciones ambientales donde se encuentre instalado.

Cada panel posee una curva característica que describe su funcionamiento bajo diferentes condiciones de trabajo. La misma se denomina **“Curva I-V”**, y describe la variación de la corriente en función de la tensión.

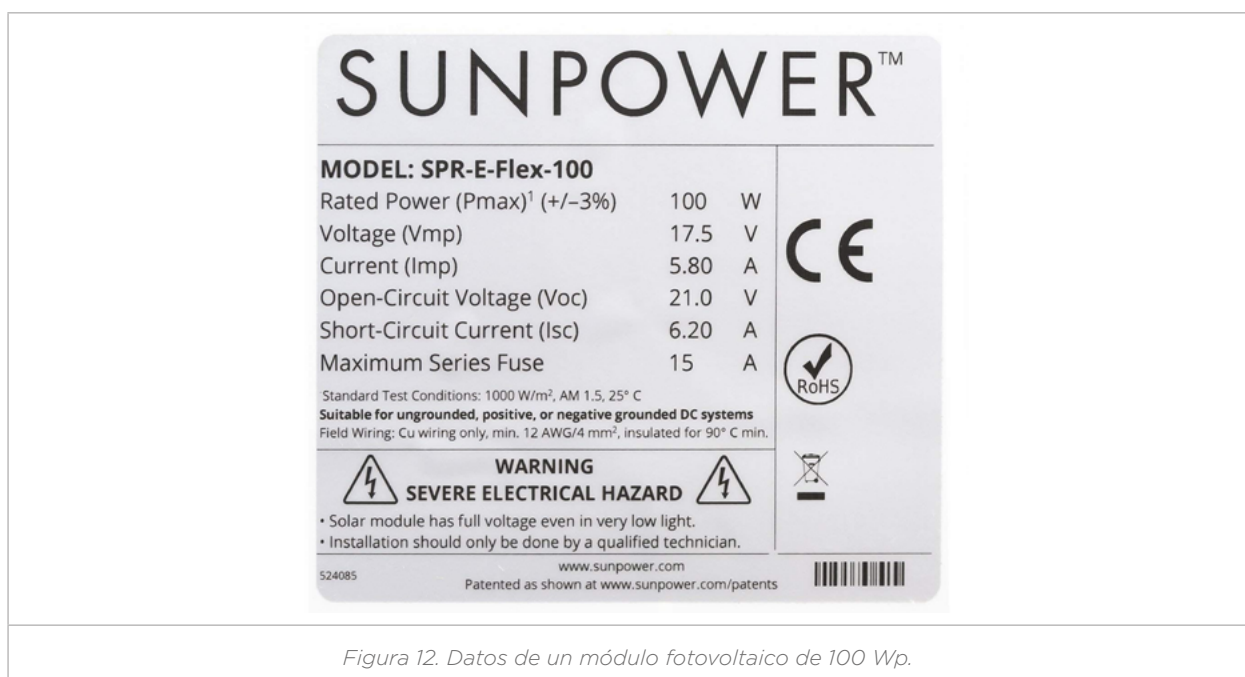
Una curva I-V típica de un módulo fotovoltaico se muestra en la figura 11.



La determinación de la curva I-V, define consecuentemente los siguientes parámetros característicos de cada panel:

- **Isc:** Corriente de corto circuito (Del inglés, Short Circuit Intensity (Isc)). Indica la máxima corriente que se puede extraer del panel. Esta condición se puede obtener cortocircuitando los dos conectores del panel (tensión cero y máxima corriente).
- **Voc:** Tensión de circuito abierto (Del inglés, Open Circuit Voltage (Voc)). Indica la máxima tensión que se puede obtener del panel. Esta condición se da midiendo la tensión del panel sin carga, es decir, con los conectores del panel sin conectar (corriente cero y máxima tensión).
- **Imp:** Corriente del punto de máxima potencia (Del inglés, Maximum Power Intensity (Imp)). Indica la corriente que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- **Vmp:** Tensión del punto de máxima potencia (Del inglés, Voltage of Maximum Power). Indica la tensión que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- **Pmax:** Máxima potencia que entrega el panel.

Cada panel solar, posee sus especificaciones principales en la parte posterior del mismo. En la figura 12 se muestra la placa identificatoria de un panel de 100 Wp.





Adicionalmente, cada panel se entrega con hojas técnicas en donde se describe el funcionamiento del mismo para diferentes condiciones de irradiancia solar. Estos datos son fundamentales a la hora del dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, como se verá más adelante.

CONEXIONADO DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Raramente se utiliza un único módulo fotovoltaico, ya que para lograr mayores potencias los módulos se interconectan entre sí.

Para convertir la corriente continua de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna para un sistema conectado a red o un sistema aislado, es necesario hacer uso de uno o más equipos adicionales que serán explicados más adelante. Dependiendo de la potencia de consumo requerida, esos equipos admitirán una mayor o menor tensión y corriente de entrada. Para obtener los valores requeridos de tensión y corriente es necesario conectar en serie o paralelo los paneles fotovoltaicos. El conexionado en serie suma las tensiones y el conexionado en paralelo suma las corrientes. La figura 13 muestra los resultados de conexión de dos paneles fotovoltaicos de 220 Wp en serie o paralelo.

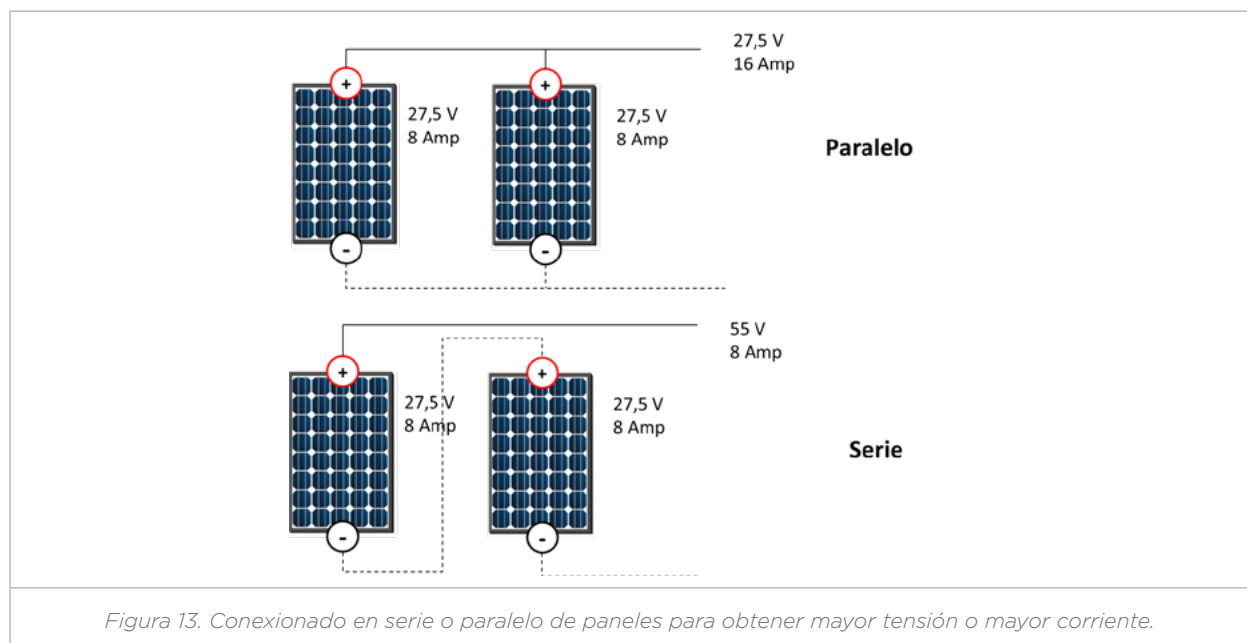


Figura 13. Conexionado en serie o paralelo de paneles para obtener mayor tensión o mayor corriente.

Varios paneles conectados en serie también se conocen internacionalmente como “cadena” (en inglés, “string”). De esta manera, una instalación puede estar formada por varias cadenas conectadas en paralelo.

En la mayoría de los casos, los paneles fotovoltaicos se comercializan con dos cables de salida, uno para el polo positivo (+) y otro para el polo negativo (-). En sus extremos poseen unos conectores especiales que aseguran un buen contacto eléctrico y evitan la entrada de polvo y humedad. Si bien hay modelos de varios fabricantes, los más utilizados son los MC4 (MC son las siglas del fabricante “Multi-Contact”, el número indica el diámetro del pin de contacto). Los MC4 permiten conectar cadenas de paneles que se pueden construir fácilmente empujando los conectores de los paneles adyacentes, únicamente utilizando la mano. El sistema MC4 consiste en un diseño de conector

macho y hembra, los cuales se colocan dentro de carcasas de plástico. **Para un sellado adecuado, los MC4 requieren el uso de un cable con el diámetro correcto**, normalmente de doble aislamiento y protección UV, dado que la mayoría de los cables se deterioran si se utilizan al aire libre sin protección de la luz solar (también conocido como cable “Solar”). El uso de cables que no cumplan con estas características no permitirá que los conectores MC actúen normalmente y puede ocurrir que se pierda la estanqueidad de los mismos. La figura 14 muestra los conectores mencionados.



EL INVERSOR

Para poder inyectar a la red eléctrica la energía generada por los paneles solares, esta debe ser convertida de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) y se deben ajustar la tensión, frecuencia y fase a los valores de la red eléctrica instantánea. Todo esto es realizado por el **“inversor de conexión a red”**.

INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

Estos equipos funcionan como una fuente de corriente, cuya forma de onda es senoidal pura. El nivel de tensión y frecuencia van a depender de los presentes en el punto de conexión.

Los inversores de conexión a red se denominan así ya que trabajan en paralelo con la red eléctrica de distribución, y ante la ausencia de la misma los equipos se deben apagar inmediatamente. Esto es debido a que si el corte de la red es para realizar mantenimiento en la misma, los inversores de conexión a red no pueden seguir aportando energía a la red ya que pondría en peligro a los operarios de la distribuidora.

Otra característica importante es que no pueden

trabajar a diferentes niveles de tensión o frecuencia, estos valores se encuentran limitados por el “código de red” del país donde se instale.

Estas configuraciones se realizan cuando se inicializa al equipo por primera vez, quedando luego bloqueadas para el usuario.

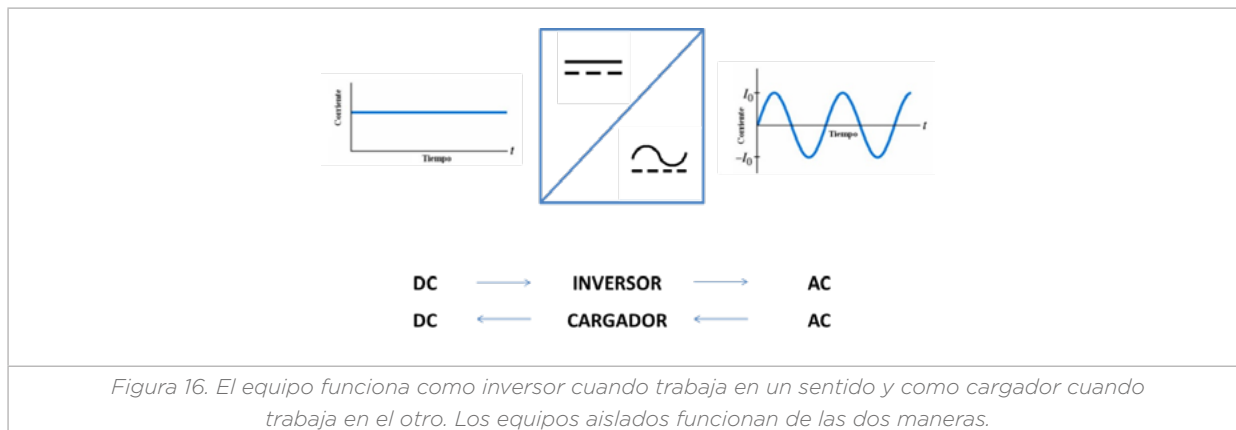
La figura 15 muestra imágenes de algunos inversores de red.



INVERSOR AISLADO

Son utilizados en zonas donde la red eléctrica no está presente, como una escuela rural o un refugio de montaña, y se necesita contar con un suministro eléctrico. La corriente generada por el módulo fotovoltaico es generada en corriente continua (DC).

Todos los sistemas de energía domiciliarios conectado a la red poseen consumo en corriente alterna (AC). Por este motivo es necesario introducir un equipamiento denominado “**inversor aislado**” cuya función es convertir la corriente continua en corriente alterna, como se muestra esquemáticamente en la figura 16.



En los sistemas aislados, el inversor se caracteriza por dos variables, a saber:

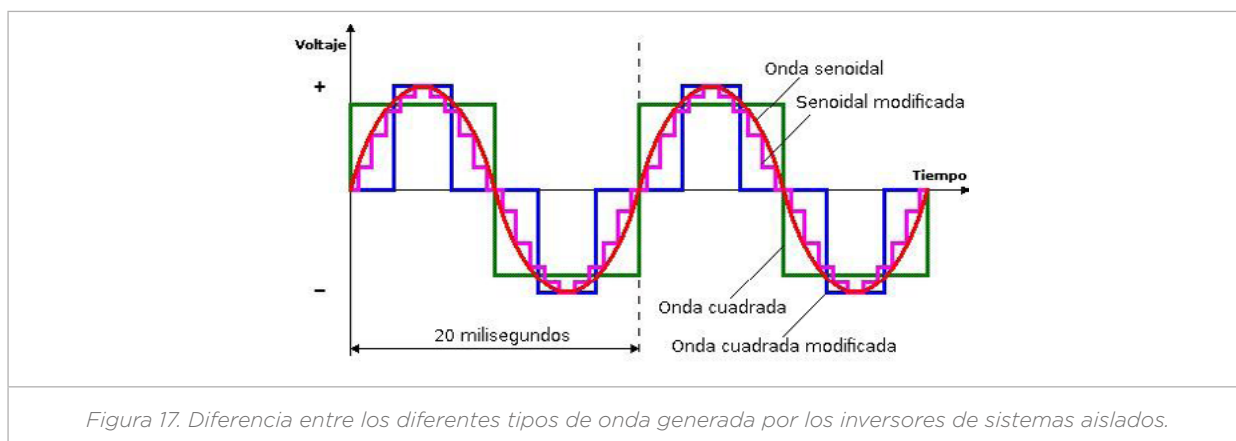
- **Potencia nominal de salida:** Potencia que puede brindar el inversor en forma continua.
- **Potencia pico:** Potencia que puede proveer durante un breve período de tiempo; por ejemplo para el arranque de un motor.

tos consumos muy simples como iluminación. No son compatibles con equipos que tengan motores, como una heladera.

Por otro lado, el inversor se clasifica en función de la onda de tensión alterna que genera. Dependiendo de la misma, se definen tres tipos de inversores cuyas salidas se muestran en la figura 17:

- **Onda cuadrada:** Los inversores de onda cuadrada son muy básicos y sólo sirven para cier-

- **Onda cuadrada modificada:** Los inversores de onda modificada son un poco más avanzados y pueden atender la mayoría de los consumos que no requieren el uso de electrónica sensible y pequeños motores.
- **Onda senoidal pura:** Generan la misma onda que la que recibimos en el hogar. Son más caros que los de onda modificada pero pueden utilizarse con todo tipo de aparatos con motor, simples, complejos o de electrónica sensible ofreciendo un funcionamiento excelente.



De esta manera, la selección del inversor adecuado para sistemas aislados requiere conocer la potencia nominal del inversor, la potencia pico,

el tipo de onda de salida y la tensión de entrada máxima del mismo.

INSTALACIÓN

Hasta este punto hemos descrito los equipos que se encuentran presentes en todas las instalaciones fotovoltaicas. De aquí en más, es necesario diferenciar entre sistemas conectados a red y sistemas aislados ya que ambos poseen diferentes características, protecciones y configuraciones.

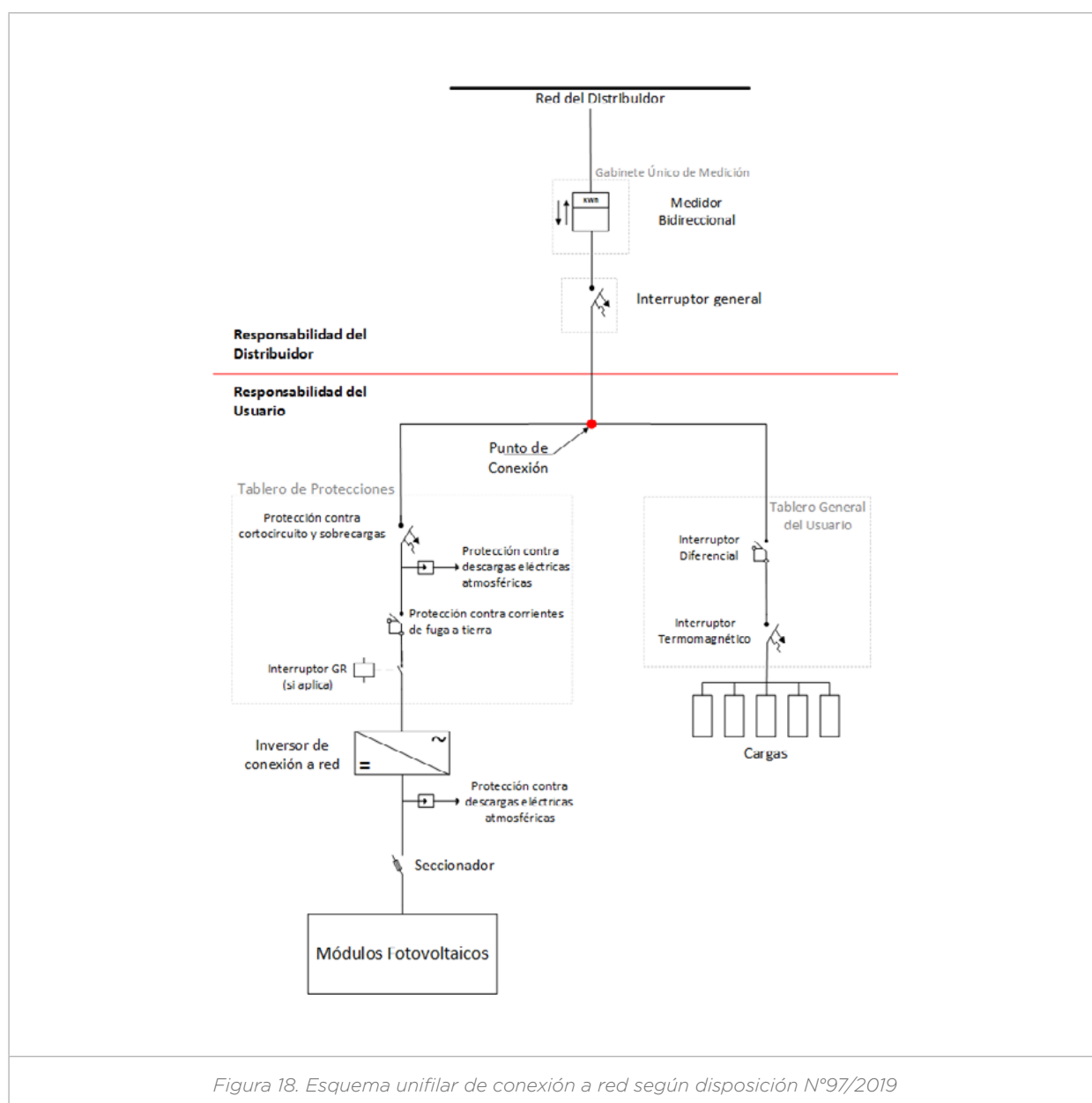
SISTEMAS CONECTADOS A RED (ON-GRID)

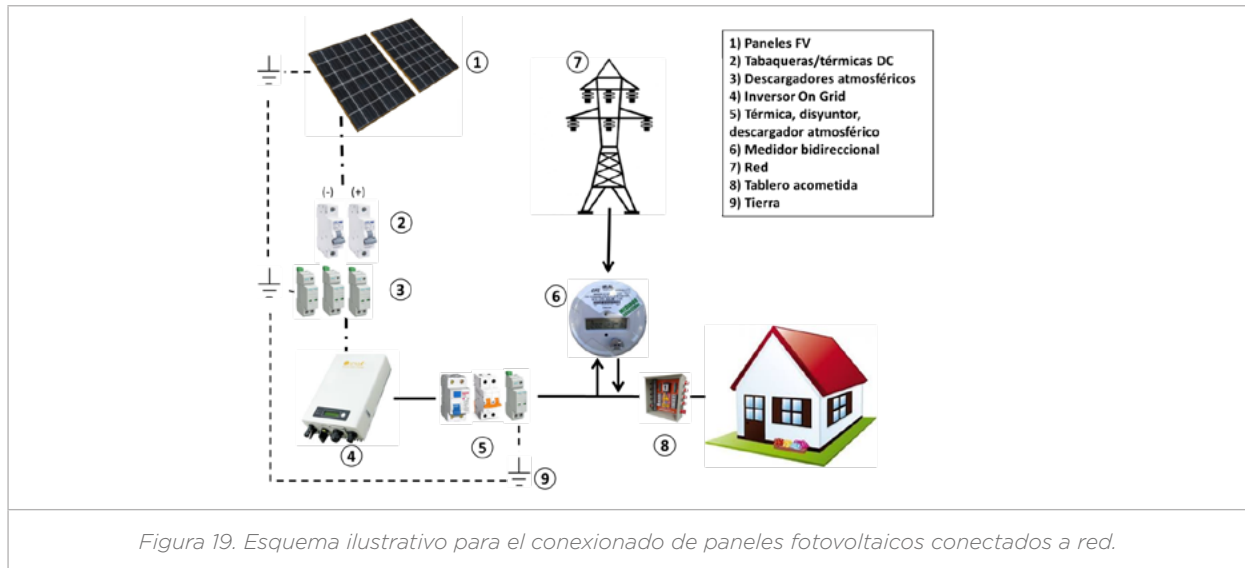
COMPONENTES

Esencialmente, un sistema conectado a red posee los siguientes componentes:

- **Paneles fotovoltaicos**
- **Inversor de red**
- **Protecciones**
- **Cables de interconexión**
- **Medidor bidireccional**

El conexionado entre ellos se realizará en conformidad con la normativa reglamentaria según la Ley 27.424 de generación distribuida, cuyo esquema unifilar se muestra en la figura 18 y su esquema ilustrativo se muestra en la figura 19.





PROTECCIONES

Paneles a inversor. De acuerdo con ambos diagramas, debe existir un seccionamiento entre los paneles fotovoltaicos y el inversor el cual puede ser uno de las siguientes:

- Base portafusible seccionable

- Interruptor termomagnético de DC
- Interruptor termomagnético de AC especificado para trabajar en DC según el fabricante.

En todos los casos, las protecciones deben poder seccionar tanto sobre el positivo como sobre el negativo. La figura 20 muestra algunos de los dispositivos mencionados disponibles en el mercado.



Luego de las protecciones mencionadas que permiten separar los paneles del inversor, es necesario proteger a la instalación contra las sobretensiones y descargas atmosféricas, es decir, contra las sobretensiones que pueden generar los rayos de una tormenta.

Dependiendo las condiciones de la instalación, existen varios dispositivos de protección:

- **Tipo 1:** Son protecciones contra descargas atmosféricas directas, por ejemplo a través de pararrayos o líneas eléctricas aéreas. Son capaces de absorber grandes cantidades de energía y generalmente consisten de descargadores gaseosos o varistores de potencia.
- **Tipo 2:** Son protecciones contra descargas atmosféricas indirectas, por ejemplo sobreten-

siones inducidas por rayos impactando en los alrededores de un edificio o por operaciones sobre la red eléctrica. Pueden absorber menores cantidades de energía y están compuestos mayormente por varistores.

- **Tipo 1+2:** Son combinaciones de los dos tipos mencionados anteriormente, y por lo tanto ofrecen protección tanto contra descargas directas como indirectas. Se utilizan para proteger dispositivos electrónicos muy sensibles, como equipos de comunicaciones.



Figura 21. Descargadores atmosféricos para DC, AC 220 V y AC 380 V.

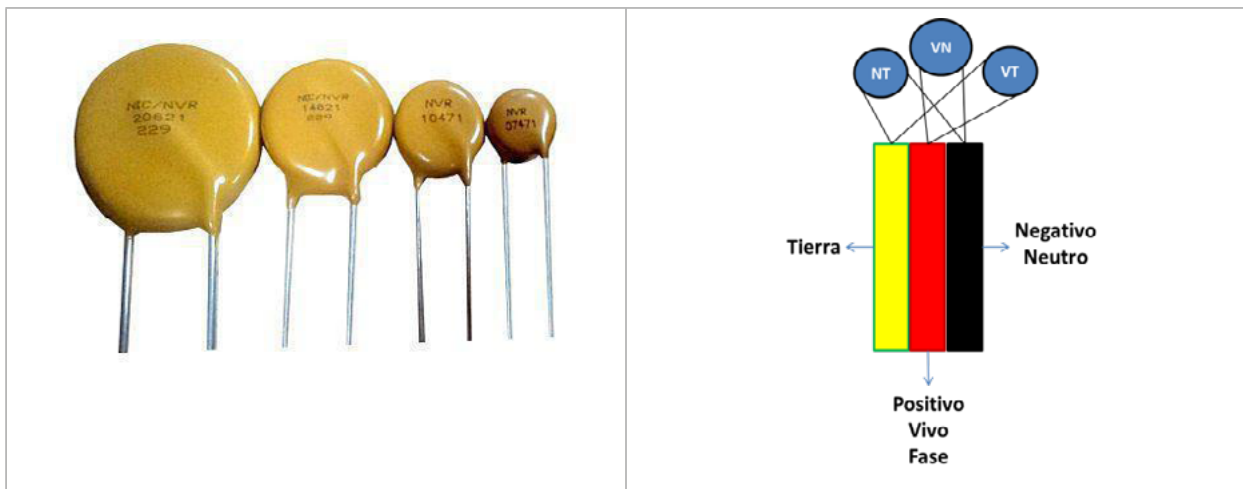


Figura 22. (Izq), diferentes tipos de varistores. (Der) Conexión de varistores en bornera.

Inversor a red. Según la reglamentación técnica de la ley nacional de generación distribuida y como se aprecia en las figuras 23 y 24, es necesario contar con tres protecciones entre el inversor y la red:

- Interruptor termomagnético
- Interruptor diferencial
- Descargador de sobretensiones

Las figuras 20, 21 y 22 muestran las imágenes de los interruptores termomagnéticos y descargadores atmosféricos. La imagen 23 muestra la imagen del

interruptor diferencial. En este caso es necesario especificar que el mismo reaccione con una corriente mínima de 30mA. Los módulos fotovoltaicos pueden tener una capacidad parásita según estén secos o húmedos como se muestra en la figura 24. Consecuentemente, **las instalaciones de 1kW o más de potencia pueden generar corrientes de dispersión mayores a 30mA.** El uso de un interruptor diferencial de un rango más pequeño puede generar cortes relacionados con estas corrientes de dispersión, sacando fuera de funcionamiento al inversor. Para evitar inconvenientes, es importante seguir siempre las recomendaciones del fabricante en lo que respecta a estas protecciones.



Figura 23. Interruptor diferencial de 30 mA.

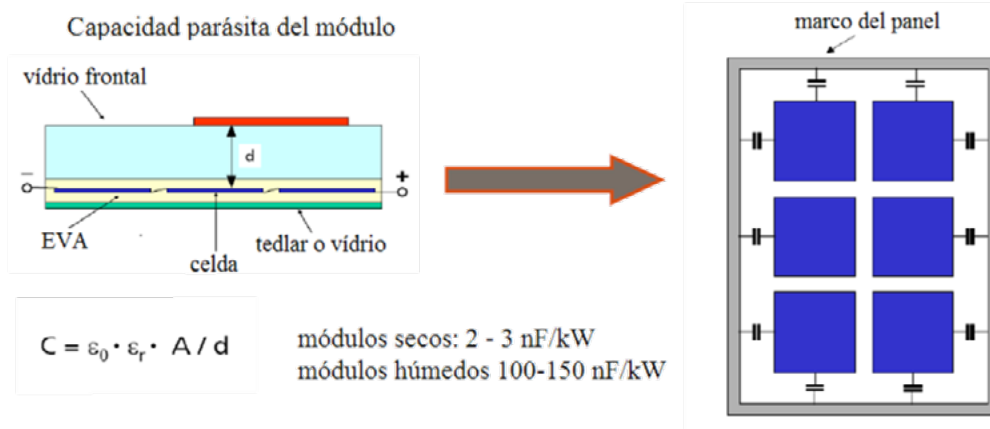


Figura 24. Capacidad parásita de un módulo fotovoltaico según se encuentre seco o húmedo.

CABLES DE CONEXIÓN

Para un óptimo funcionamiento del sistema de generación fotovoltaica, es recomendable que las caídas de tensión en los cables de DC y AC no superen el 1,5% de las tensiones nominales de continua y alterna respectivamente. Esto implica que será necesario estimar la sección del cable en función de la tensión que se pretende obtener y la distancia del cable a utilizar. Cada sección de cable permite un máximo de corriente a transportar en función

de su cobertura, que puede ser Solar, PVC, XLPE (polietileno reticulado) o bien EPR (caucho etileno-propileno). Típicamente, los cables para instalaciones domiciliarias son de PVC. Tanto los XLPE como los EPR tienen características similares con la diferencia que los EPR son más flexibles. De esta manera, la mayoría de los cables subterráneos utilizados en instalaciones fotovoltaicas son del tipo EPR o XLPE. La caída de tensión en función de la distancia y el cable está dado por la ecuación 1:

$$\Delta T = \frac{2 \cdot I \cdot \rho \cdot L}{S} \quad (1)$$

Donde ΔT es la caída de tensión en volts, I es la intensidad de corriente que circulará por el cable en amperes, ρ es la resistividad del cable en $\Omega \text{mm}^2/\text{m}$ ($0,0172 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ para el cobre), L es la longitud del cable en metros y S es la sección del cable en mm^2 .

Suponiendo una instalación de 12 paneles de 250 Wp, $V_p = 31,25\text{V}$ e $I_p = 8\text{A}$ conectados en serie, se

obtiene una potencia total de 3000Wp. Adicionalmente, los paneles se encuentran a 25 metros del inversor. La caída de tensión admisible es del 1,5% de la tensión de la cadena $12 \cdot 31,25\text{V} = 375\text{V}$, entonces: $0,015 \cdot 375 = 5,625\text{V}$. De esta manera, bajo condiciones de uso, la instalación llevaría 8A de intensidad a 31,25V. Aplicando la ecuación 1 y reemplazando los valores mencionados:

$$S = \frac{2 \cdot 8 \cdot 0,0172 \cdot L}{\Delta T} (1) = \frac{2 \cdot 8 \cdot 0,0172 \cdot 25}{5,625} = 1,22 \text{ mm}^2$$

Así, los cables deberían tener un mínimo de 1,22 mm² de sección para asegurarnos que la pérdida de tensión entre los paneles y el inversor sea menor que 1,5%. No obstante **los conectores MC admiten cables de 4mm² o 6mm² y están diseñados para trabajar con el cable solar**, de esta manera, la mínima sección de cable admitida es de 4mm².

Como regla general, siempre que el cálculo de sección requerida sea menor que 4mm², se utilizarán cables de 4mm² y si la sección requerida cae entre 4mm² y 6mm², se utilizarán cables de 6mm².

No se recomienda el empalme entre cables convencionales de 4mm² o 6mm² y el cable solar a los fines de economizar la instalación. En caso de hacerlo, se debe asegurar una buena aislación eléctrica y de polvo y humedad.

PUESTA A TIERRA

Es indispensable que los descargadores atmosféricos, el marco de los paneles fotovoltaicos y el inversor compartan la misma instalación a tierra. Es recomendable que la misma sea independiente de la instalación de puesta a tierra domiciliaria, para que no se transfieran los defectos de esta última a la tierra del equipo de generación distribuida.

PUESTA EN MARCHA

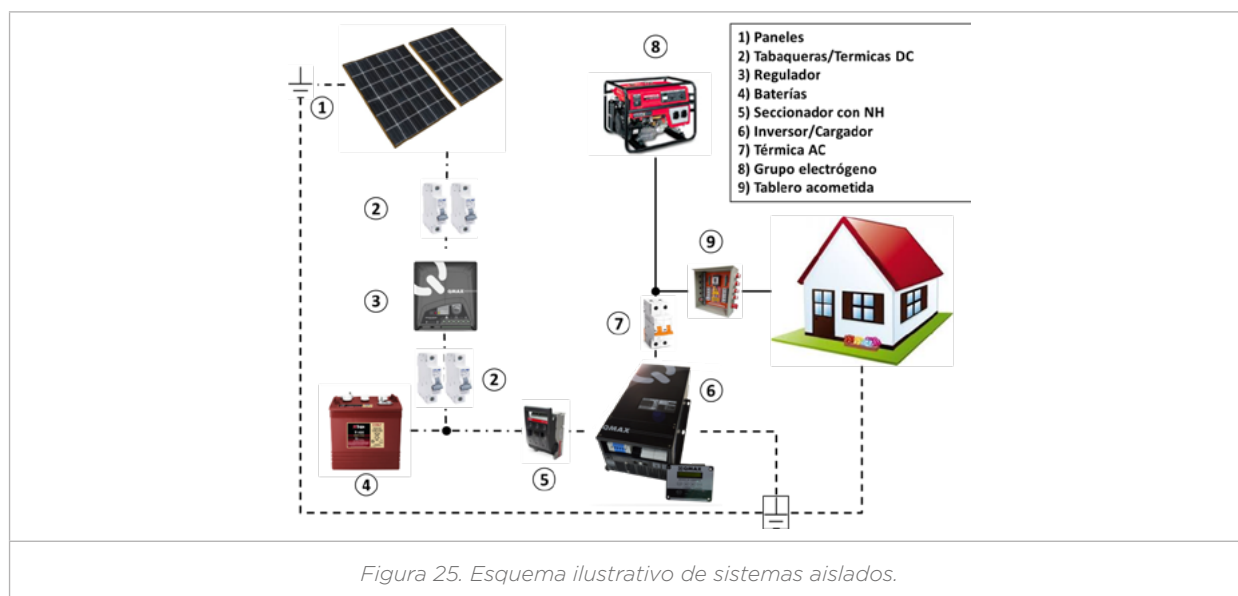
Finalizada la instalación de los equipos de generación distribuida de tecnología solar fotovoltaica, se deberán verificar las condiciones para la conexión y a su vez llevar a cabo el siguiente procedimiento

de puesta en marcha, según lo establecido en la normativa técnica de la ley 27.424:

1. Realizar la prueba de desconexión.
2. Verificar el tiempo de reconexión.
3. Comprobar la vinculación eléctrica de soportes, marcos, carcasas y demás elementos que correspondan al sistema de puesta a tierra.
4. Controlar los ajustes de todas las protecciones instaladas.
5. Sellar, precintar, o si el equipo lo permitiera, proteger mediante contraseña o elemento de seguridad, la protección generador-red central o integrada, según corresponda.

SISTEMAS AISLADOS (OFF-GRID)

En los sistemas aislados no existe red eléctrica disponible. Típicamente un sistema aislado es utilizado para generar energía eléctrica en donde no llega el servicio de distribución como por ejemplo parajes rurales. Dada la variabilidad del recurso solar y la ausencia de red como respaldo, los sistemas aislados poseen un sistema de acumulación de energía en baterías y pueden contar también con un grupo electrógeno de apoyo para el caso en que la acumulación no sea suficiente para cubrir la demanda de energía. La figura 25 muestra los componentes de un sistema aislado.





Los paneles fotovoltaicos envían la energía generada a las baterías, de éstas sale hacia el inversor y finalmente llega al consumo. En caso de que la instalación cuente con un grupo electrógeno de respaldo, el inversor solicita su arranque cuando existe un consumo de energía que excede o agota la capacidad de las baterías. Este último alimenta los consumos y carga las baterías hasta un estado de carga prefijado en el inversor.

Eventualmente el sistema puede no contar con un grupo electrógeno y alimentarse exclusivamente de las baterías. En esta situación de uso, llegado el caso que las baterías se descarguen completamente, el usuario no contará con suministro eléctrico hasta que se disponga de radiación solar sobre los paneles fotovoltaicos.

COMPONENTES

Esencialmente, un sistema aislado u Off-Grid posee los siguientes componentes:

- **Paneles fotovoltaicos**
- **Regulador de carga**
- **Inversor/cargador**
- **Protecciones**
- **Cables de interconexión**
- **Baterías.**

Con respecto al sistema On-Grid, este tipo de instalación posee dos componentes adicionales, a saber, el regulador de carga y las baterías.

REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga tiene por objetivo estabilizar la tensión y la corriente que entregan los paneles a la batería. Como se explicó anteriormente, la tensión y corriente de los paneles fotovoltaicos fluctúa en función de la radiación solar. Si se conectan en forma directa a la batería sin regulador pueden ocurrir dos cosas. La batería puede sobrecalentarse al extremo del derretimiento, suponiendo que el panel genera mayor tensión que la tensión de carga de la batería. En forma opuesta, si el panel posee menos tensión que la batería, ésta enviará energía al panel generando en el mismo un aumento de temperatura y posiblemente un daño irreversible. De esta manera, el regulador de carga, garantiza una tensión constante de alimentación desde los paneles a la batería y además evita el flujo inverso. Protege a la batería frente a so-

brecargas y sobre descargas profundas. Controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil. Adicionalmente, el regulador modifica el régimen de carga dependiendo de la tensión de baterías, siendo la primera etapa a corriente constante y una vez que la batería llega a tensión deseada pasa a tensión constante. Cabe aclarar que existen reguladores de carga integrados al inversor o independientes.

Dependiendo del tipo de regulación de carga existen dos tipos de reguladores:

- **PWM.** Los reguladores tipo PWM (Pulse Width Modulation) trabajan por modulación de pulso. Fuerzan a los módulos fotovoltaicos a trabajar a la tensión de la batería. Durante la etapa de corriente constante, éste regulador conecta el panel en forma directa a la batería. En la etapa de tensión constante, el regulador modifica el ancho de los pulsos para regular la corriente de carga evitando que ésta se sobrecargue y eleve su temperatura. Esencialmente, este equipo trabaja dejando pasar toda la energía por debajo de una tensión prefijada y disipa todo por encima de la misma.
- **MPPT.** Los reguladores tipo MPPT (Maximum Peak Power Tracker) trabajan siempre respetando el máximo punto de potencia. Intentan funcionar a la máxima potencia que se le pueda extraer al panel, controlando y respetando el perfil de carga del banco de baterías utilizado en el sistema. Trabaja con un convertidor DC/DC que permanentemente convierte la tensión generada por los paneles en la tensión definida de carga de batería.

Los PWM son un poco más baratos que los MPPT, pero éstos últimos permiten extraer un 30% más de energía de los paneles fotovoltaicos. Siempre es conveniente un MPPT, pero a veces para instalaciones muy chicas puede ser más conveniente el PWM por su costo.

El regulador se selecciona en función de la tensión de trabajo de las baterías y de la corriente máxima de carga, es decir, la máxima corriente que puede enviar el conjunto de paneles fotovoltaicos. Un regulador de 12V y 20A, trabajará con baterías de 12V y podrá manejar hasta 20A de corriente desde los paneles hasta las baterías. Algunos reguladores del mercado se muestran en la figura 26.



Figura 26. Imagen de reguladores de carga PWM (Izq.) y MPPT (Der).

PROTECCIONES

- **Paneles a regulador:** En este caso, las protecciones son idénticas a la de las instalaciones On-Grid entre el panel y el inversor.
- **Regulador a baterías:** En este tramo, es suficiente con un seccionador termomagnético de corriente continua o dos seccionadores unipolares para cortar la tensión entre el regulador y las baterías ante cualquier intervención.
- **Regulador a inversor:** En este tramo, es suficiente con un seccionador termomagnético de corriente continua o dos seccionadores unipolares para cortar la tensión entre el regulador y las baterías ante cualquier intervención.
- **Baterías a inversor:** En este tramo, es necesario conocer cuál es la potencia máxima que puede ser extraída del inversor. Suponiendo 1500W de potencia del inversor y que el sistema de apoyo está formado por baterías, para extraer 1500W en 220V AC, desde una batería de 12V son necesarios 125A. De esta manera, como el consumo en DC desde las baterías al inversor puede ser importante, se utiliza un seccionador con fusible NH. En este caso la selección sería de un fusible de 125A. La figura 27 muestra seccionadores y fusibles NH disponibles en el mercado.
- **Inversor a consumo:** En este caso se utilizan las mismas protecciones que en los sistemas On-Grid.



Figura 27. Seccionador para fusibles NH (Izq) y Fusibles NH (Der).



BATERÍAS

Las baterías son componentes esenciales de cualquier sistema aislado. Son las que acumulan la energía generada por los paneles y las que permiten entregar energía cuando es necesario. Existen varias tecnologías de baterías para almacenar energía eléctrica a los fines de su uso posterior. No obstante, para aplicaciones aisladas mayormente se utilizan tres tipos de baterías según el estado del electrolito:

- **Baterías de electrolito líquido:** Estos son las típicas baterías de Plomo-Ácido u cualquier otro par de elementos químicos y se caracteriza porque el electrolito se encuentra en estado líquido. Por este motivo, requieren controlar frecuentemente el nivel de electrolito para su funcionamiento óptimo. La temperatura ambiente afecta el funcionamiento de las mismas dado que cambia la densidad del electrolito. Los gases generados durante la carga y descarga son liberados al exterior.

- **Baterías de electrolito absorbido:** También conocidas como AGM. Este tipo de batería poseen el electrolito adsorbido en un paño de fibra de vidrio que está en contacto con los dos electrodos. No requieren mantenimiento y por lo tanto son selladas. La temperatura ambiente no afecta tanto su funcionamiento como a las de electrolito líquido. Los gases generados durante la carga y descarga se recombinan haciendo más eficiente el ciclo de funcionamiento.
- **Baterías de electrolito en gel:** Este tipo de baterías posee el electrolito en forma de gel. Con el uso, el gel tiende a rigidizarse. No obstante, al ser un medio viscoso, la transferencia de energía de un electrodo a otro es más lenta, de tal manera que la velocidad de carga y descarga requiere más control. No requieren mantenimiento y no se ven tan afectadas por la temperatura ambiente.

En la figura 28 se muestran los tres tipos de baterías explicadas.



Figura 28. De izquierda a derecha, baterías de electrolito líquido, baterías de electrolito adsorbido y baterías de gel. Nótese que las de electrolito líquido poseen unas válvulas de acceso y las otras no.

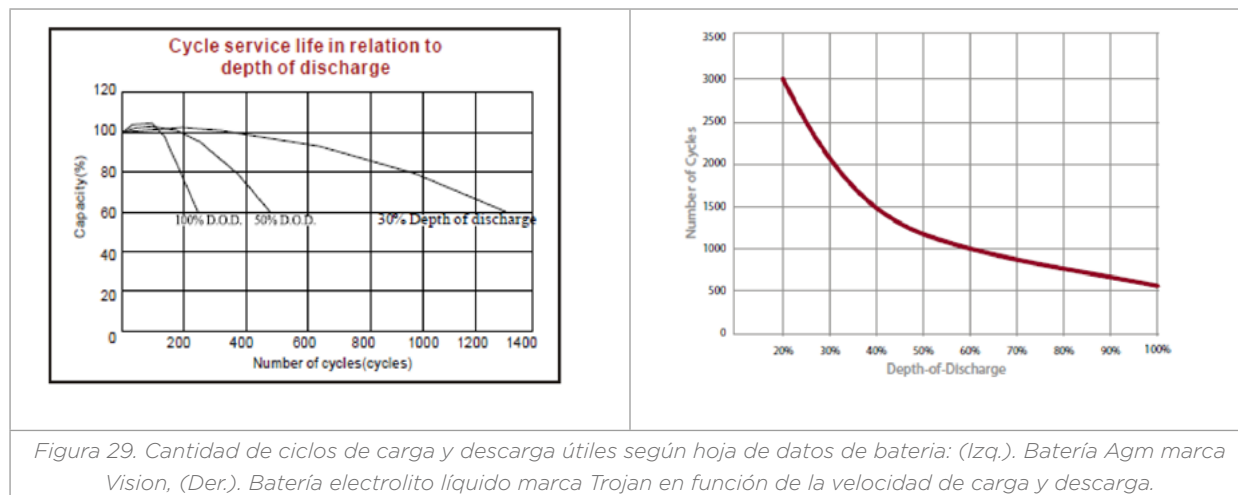
Las baterías se caracterizan por su capacidad de descarga, su tensión y corriente. Las baterías de autos o camiones típicamente poseen una profundidad de descarga del 30%, esto significa que solo es posible utilizar un 30% de su capacidad nominal. Son baterías diseñadas para entregar mucha energía en poco tiempo, como es un arranque. Las baterías para sistemas aislados de energía son de descarga profunda, diseñadas para poder ser descargadas en un 80% a ritmos menos violentos que en un arranque. **De esta manera la primera indicación es que las baterías de auto no son útiles para las instalaciones de sistemas aislados.** Resulta necesario utilizar una batería de descarga profunda.

Cada batería se caracteriza por una tensión y una corriente que juntas definen la cantidad de energía que puede almacenar. Una batería de 12V y 100Ah puede almacenar 1200Wh de energía y de ellos, son útiles el 80%, es decir, 960Wh. Por otro lado, el nivel de descarga se indica como una fracción de su capacidad nominal. Por ejemplo una descarga de C/5 significa que se le está cargando/descargando la energía a la batería a una velocidad de $1200Wh/5 = 240Wh$. Visto de otra manera, C/5 significa extraer el total de la energía que puede entregar la batería en 5 horas. La mayoría de las baterías tienen una capacidad óptima de carga y descarga cuando los procesos se realizan entre C/10 y C/20.

Por estos motivos, cada batería entrega una cierta cantidad de energía de acuerdo a la velocidad de carga o descarga, definida como una fracción de su capacidad. Cuando la batería fue cargada y descargada completamente, se dice que ha sufrido 1 ciclo. Esto puede ser realizado de una vez o bien separado en varios días. Por ejemplo si la batería fue cargada y descargada al 33% a lo largo de 3 días, se entiende que el ciclo duró 3 días. En instalaciones aisladas se considera un ciclo de carga cada 3 o 4

días. De esta manera, si una batería posee una vida útil de 300 ciclos según el fabricante, es esperable que bajo condiciones de uso reales dure unos 900 días o bien 3 años aproximadamente antes que sea necesario su reemplazo.

La figura 29 muestra la cantidad de ciclos de dos tipos de baterías comerciales en función de la profundidad de descarga utilizada.



Típicamente las baterías se comercializan en varios formatos, por celda de 2V con corrientes de hasta 1000Ah, por baterías de 6V hasta 225Ah o bien de 12V y 100Ah. La conveniencia de selección de una u otra tecnología viene dado por las tensiones, corrientes y potencias de cada caso. Como regla general, siempre conviene utilizar más unidades de menor tensión, dado que cuando es necesario su reemplazo, el mismo puede ser realizado incluso con el sistema funcionando. Es más fácil reemplazar una celda de 2V en un sistema de 24V que reemplazar una batería de 12V en el mismo sistema. No obstante, el criterio de selección de cada tecnología está atado a conveniencias económicas, de espacio, mantenimiento y otras que exceden el mero criterio técnico.

CABLES DE CONEXIÓN

Para los cables de conexión se sigue el mismo procedimiento de cálculo planteado para los sistemas On-Grid. Para el caso de las baterías, es fundamental calcular la sección adecuada de cable para la situación de uso de la potencia nominal del inversor.

PUESTA A TIERRA

Al igual que en las instalaciones On-Grid, todos los equipos deben compartir tierra a excepción de las baterías.

PUESTA EN MARCHA

Para la puesta en marcha de un sistema aislado es necesario realizar la siguiente secuencia de pasos:

1. Habilitar el paso de energía desde las baterías al inversor/cargador
2. Habilitar el paso de energía desde las baterías al regulador
3. Habilitar el paso de energía desde los paneles fotovoltaicos al regulador
4. Habilitar el paso de energía desde el inversor/cargador al consumo

En caso de contar con un equipo de respaldo, el encendido del grupo electrógeno puede programarse mediante un tablero de transferencia automática asociado a la red que genera el inversor o bien a una tensión de baterías. Alternativamente es posible encender el grupo electrógeno en forma manual. El inversor/cargador se encargará de gestionar la potencia derivada al consumo y a las baterías para su carga.



SISTEMAS HÍBRIDOS

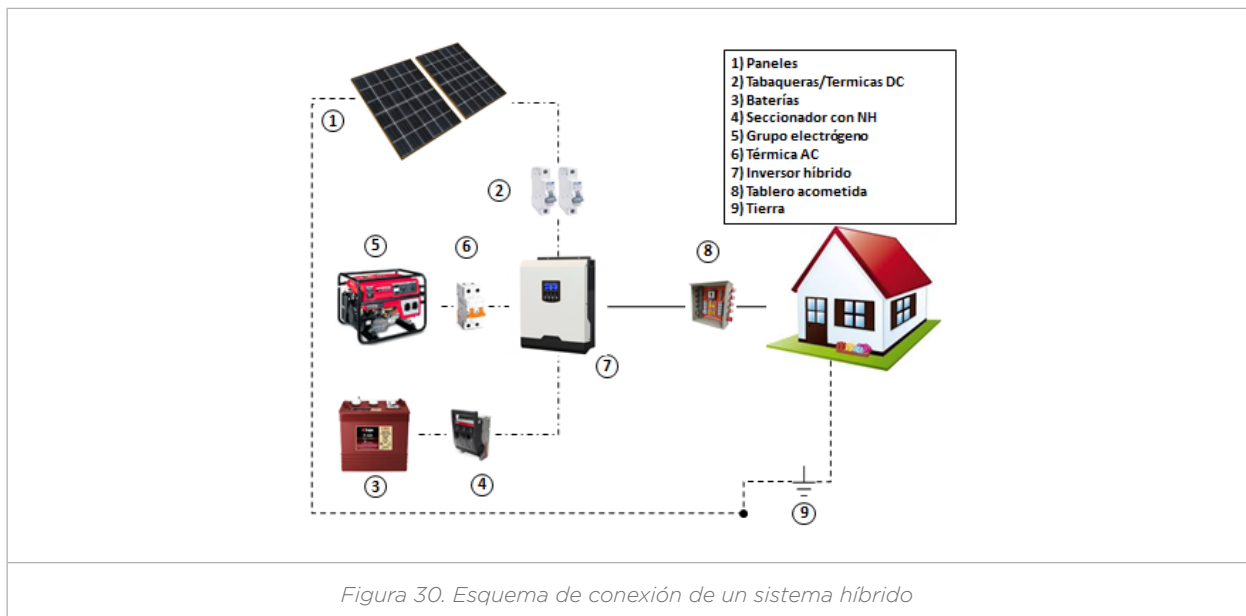
Los sistemas híbridos son sistemas On-Grid que además pueden interactuar con baterías. Para su funcionamiento requieren la inclusión de inversores híbridos, que son relativamente nuevos en el mercado y son más costosos que los inversores de red convencionales. Cuando hay tensión en la red, los mismos funcionan de manera similar a un inversor On-Grid, transformando la corriente continua proveniente de los paneles en corriente alterna. Pero en este caso, además el inversor gestiona la energía proveniente de los paneles para, mediante el sistema de baterías, maximizar el autoconsumo y disminuir la potencia requerida a la red. A su vez, cuando hay un corte en la red eléctrica, el inversor genera una red interna con la energía proveniente de las baterías. Este tipo de equipos poseen un control especial en este último caso que previene que la energía de las baterías migre hacia la red en

los eventos de corte, ambas redes (interna y externa) se mantienen separadas eléctricamente.

La diferencia esencial entre éstos y los sistemas aislados es que los híbridos no llevan regulador de carga entre los paneles y las baterías. El inversor mismo tiene el regulador incorporado y dependiendo del caso administra la energía para que vaya a acumulación, consumo o inyección.

Alternativamente, algunos inversores híbridos pueden articular su funcionamiento con un grupo electrógeno, siempre y cuando también esté conectado a baterías de acumulación. De esta manera, ante un corte, y si las baterías están descargadas o dañadas, el grupo electrógeno compensa las mismas y el inversor genera la tensión necesaria para la red interna.

El esquema de conexión de un sistema híbrido se muestra en la figura 30.



COMPONENTES

Esencialmente, un sistema híbrido On-Grid posee los siguientes componentes:

- **Paneles fotovoltaicos**
- **Inversor/cargador**
- **Protecciones**
- **Cables de interconexión**
- **Baterías (Grupo electrógeno eventual).**

PROTECCIONES ENTRE PANELES E INVERSOR

En este caso se utilizan las mismas protecciones que en los sistemas On-Grid.

PROTECCIONES ENTRE BATERÍAS E INVERSOR

En este caso se utilizan las mismas protecciones que en los sistemas Off-Grid o aislados.

PUESTA A TIERRA

Al igual que en las instalaciones On-Grid, todos los equipos deben compartir tierra a excepción de las baterías.

REQUISITOS DEL EQUIPAMIENTO

En cuanto a la normativa técnica exigible a los equipos de generación distribuida de tecnología solar fotovoltaica, la reglamentación de la ley 27.424 establece las certificaciones a cumplimentar tanto para los paneles como para los inversores de conexión a red:

Paneles: Se requiere certificación de la norma IEC 61730-1/2 (norma de construcción y seguridad). Luego, deberán contar con las siguientes certificaciones de clasificación de diseño y aprobación de tipo de módulos:

Módulos de tipo Silicio Cristalino:

- IRAM 210013-17 (exceptuando el ensayo de Torsión IRAM 210013-5)
- IEC 61215-1/2:2016
- IEC 61215:2005

Módulos de tipo Película Delgada:

- IEC 61215-1/2:2016
- IEC 61646:2008

Inversores: Los inversores de conexión a red deberán estar certificados bajo la norma IRAM 210013-21 (requisitos generales de los inversores), o en su defecto contar con certificación de las normas IEC 62109-2 (seguridad de inversores), IEC 62116 o VDE 0126-1-1 (Protección anti-isla) y cumplir con alguno de los códigos de red internacionales contenidos en las normas: VDE-AR-N 4105 o RD1699.

Si bien estos requisitos son obligatorios para los sistemas conectados a red en el marco de la ley 27.424, los mismos pueden utilizarse también para sistemas off-grid, ya que como se vió anteriormente los distintos sistemas comparten la mayoría de componentes.

DIMENSIONAMIENTO

El dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico requiere de los siguientes datos esenciales:

1. La demanda de energía y potencia de la instalación que se pretende abastecer.
2. La disponibilidad de la radiación solar en el lugar de la instalación.

El conocimiento de la demanda permite conocer cuánta energía eléctrica necesita un hogar o empresa para su funcionamiento. El conocimiento de la irradiación solar o la cantidad de energía que está disponible para su aprovechamiento es lo que permitirá estimar el área de paneles fotovoltaicos necesaria para satisfacer una parte o la totalidad de la demanda.

DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Según se explicó en el manual de “Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables”[1], cada tipo de cliente posee una potencia contratada y una energía consumida que se especifican en la factura del servicio eléctrico emitida por el distribuidor. La disposición de la información en la factura varía según la empresa distribuidora que la emita.

Si bien la factura eléctrica puede ser útil a los fines de conocer los requerimientos de energía y potencia de nuestro sistema a lo largo del año, es necesario marcar que también es posible medir estos mismos requerimientos mediante la utilización del instrumental adecuado, y cuanto más exhaustiva sea dicha medición, los resultados serán más precisos.

ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN PANELES FOTOVOLTAICOS

El dimensionamiento y uso de cualquier sistema solar fotovoltaico requiere del conocimiento de la disponibilidad de radiación solar en una superficie determinada. Todos los parámetros y valores de los mismos que se requieren conocer, pueden obtenerse a partir de la “Guía del Recurso Solar”[2] y que complementa la información acerca de la radiación solar que se describe en esta sección.

Con frecuencia, el lugar seleccionado puede no ser el más adecuado a los fines de la instalación, sino que más bien es el que está disponible. Esta condición puede imponer ciertas restricciones al uso del sol, y es necesario conocer la influencia de las mismas a modo de poder estimar en forma correcta la cantidad de radiación solar que arriba a una determinada superficie, en este caso, el panel solar.

INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

Hay dos variables que inciden directamente sobre la radiación solar que llega a un panel fotovoltaico.



co: la orientación y la inclinación. La inclinación (β), se define como el ángulo que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal. Su valor es 0° para paneles colocados horizontalmente y 90° para verticales (figura 31). La orientación o acimut (γ) es el ángulo entre la proyección sobre el plano

horizontal de la normal a la superficie del panel y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para captadores orientados al Norte, $+90^\circ$ para captadores orientados al Este y -90° para paneles orientados al Oeste (figura 32).

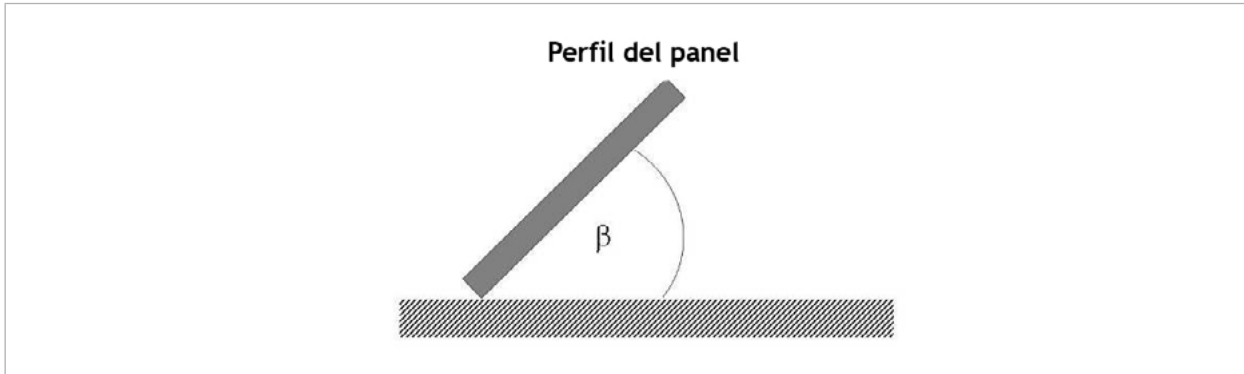
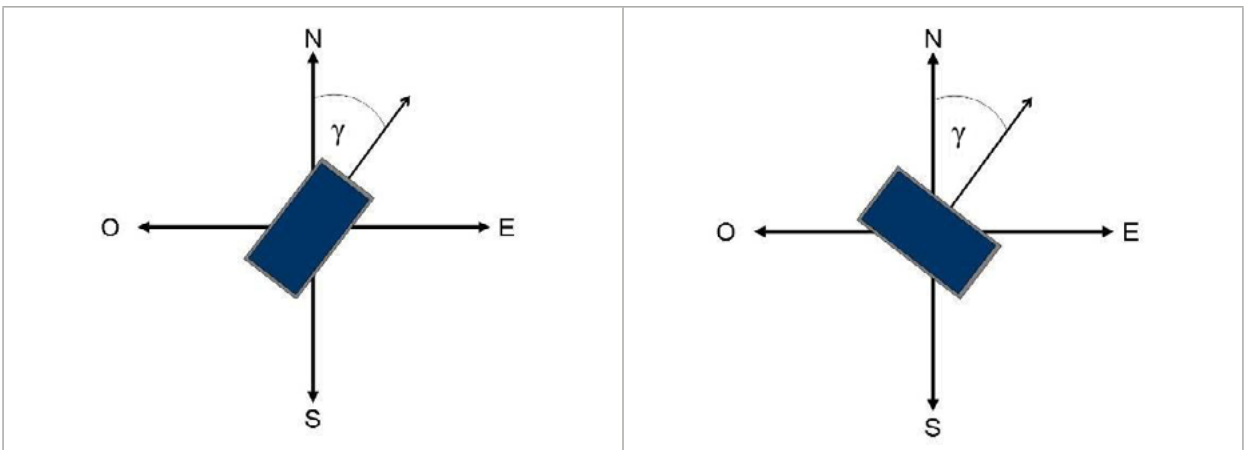


Figura 31. Inclinación del panel (β).



A) Panel de diseño vertical

B) Panel de diseño apaisado

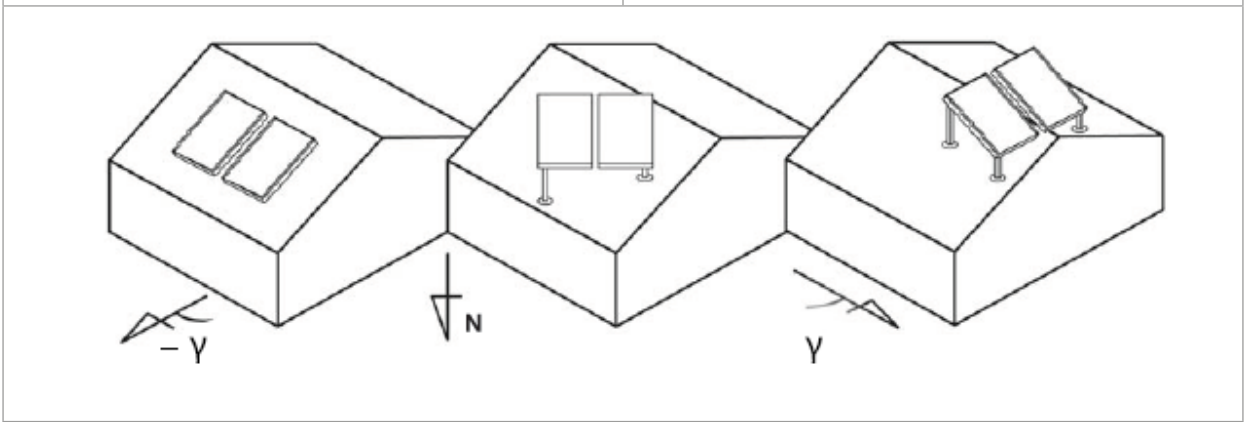


Figura 32. Acimut del panel (γ), instalado en distintas posiciones.

Dependiendo de los valores de inclinación y orientación, el panel brindará mayor o menor cantidad de energía a lo largo del año. Para sistemas ubi-

cados en el hemisferio sur, la dirección Norte es la orientación óptima.

PÉRDIDAS ANUALES POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN: LOS DISCOS DE IRRADIACIÓN SOLAR

Las pérdidas anuales pueden estimarse a partir del disco de irradiación solar. El disco en cuestión para la ciudad de Buenos Aires se muestra en la figura 33.

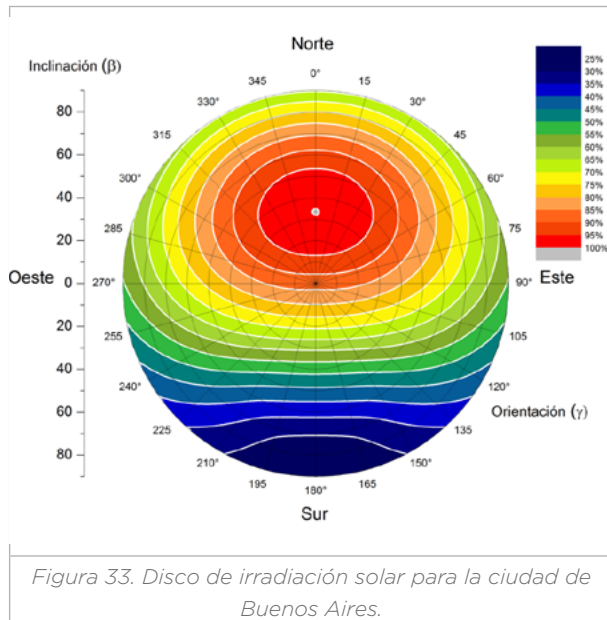


Figura 33. Disco de irradiación solar para la ciudad de Buenos Aires.

El disco de irradiación solar muestra el porcentaje de energía anual que se pierde, a medida que varía la inclinación y orientación del panel con respecto al máximo anual, dado por el punto gris de la imagen. El eje vertical representa la inclinación, y el circular, la orientación del panel. De esta manera, el máximo de energía anual que puede recibir un panel se da para una inclinación de 33° y una orientación de 0° (Norte). Adicionalmente, el círculo rojo alrededor del punto gris, marcado en la escala como “100%”, indica que existe un rango de inclinaciones y orientaciones que dan prácticamente el mismo resultado que el punto gris. Por ejemplo, utilizando la misma inclinación pero con acimut de 30°.

Para el uso directo del disco en el caso general, el límite de pérdidas máximas por utilizar una inclinación y orientación no adecuada es del 10%. Es decir la combinación de acimut e inclinación del panel debería caer dentro de la zona definida como “90%”. A continuación se describe un ejemplo de aplicación de los discos de irradiación solar:

Ejemplo de uso de discos de irradiación solar

Se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del panel están dentro de los límites permitidos para una instalación en un tejado orien-

tado 30° hacia el Este (acimut = +30°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad de la provincia de Buenos Aires.

Conocido el acimut, cuyo valor es +30°, determinamos en la figura 34 los límites para la inclinación del caso, marcado con una flecha en la figura. Para el acimut de +30°, la máxima inclinación permitida es de 50° y la mínima es 0°, dado por el límite de la zona del 90%. Valores de inclinación y orientación que caen fuera del rango 90% no son aconsejables.

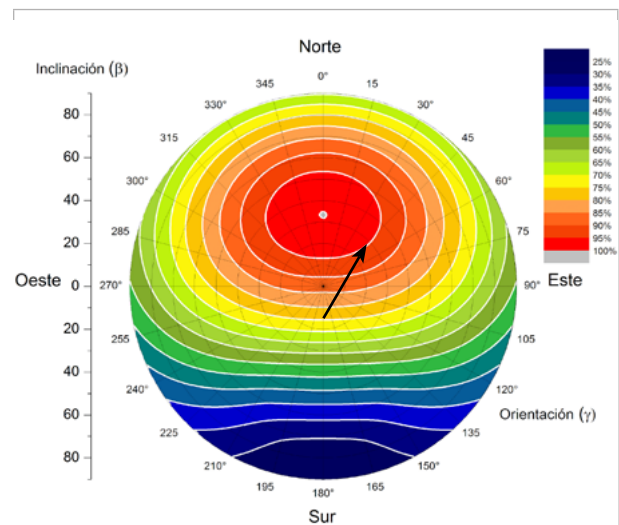


Figura 34. Ejemplo de aplicación de los discos de irradiación solar. La flecha negra indica donde se ubica el punto mencionado en el ejemplo.

Tanto la inclinación como la orientación del ejemplo caen dentro del rango de 90%, o sea, la instalación es viable.

Si bien esta es una herramienta muy útil, y permite identificar la viabilidad de una instalación de forma sencilla, no dice nada acerca de la distribución mensual de la radiación solar.

Para realizar cálculos mensuales y poder estimar la energía generada por un área determinada de paneles, es necesario conocer los datos de irradiación solar media mensual para la orientación e inclinación del panel. El dato de partida es la irradiación en el plano horizontal. Para este punto en la “Guía del Recurso Solar”[2], se disponen las cartas de radiación solar de la República Argentina. Estas cartas, junto con otros parámetros climatológicos, deben ser procesadas por diferentes algoritmos para obtener la irradiación solar en cualquier inclinación y orientación o bien se pueden utilizar las tablas del Anexo II de la misma guía. La tabla 1 muestra los valores del Anexo II para la inclinación y orientación



del ejemplo anterior. Estos coeficientes se multiplican por la irradiación media mensual para obtener la irradiación en el plano inclinado en cualquier provin-

cia del país. Existen tablas para todas las opciones de orientación, inclinación y provincias.

| h _i /h PARA INCLINACIÓN ± 45° Y ACIMUT ± 30° | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PROVINCIA | LAT | LONG | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
| Bs. As. | 34,58 | 57,54 | 0,85 | 0,92 | 1,03 | 1,20 | 1,38 | 1,49 | 1,44 | 1,27 | 1,08 | 0,95 | 0,87 | 0,83 |
| Catamarca | 28,36 | 65,46 | 0,81 | 0,88 | 0,97 | 1,11 | 1,26 | 1,34 | 1,31 | 1,18 | 1,03 | 0,91 | 0,83 | 0,80 |
| Córdoba | 31,19 | 64,13 | 0,83 | 0,89 | 1,00 | 1,15 | 1,04 | 1,43 | 1,38 | 1,24 | 1,06 | 0,93 | 0,85 | 0,82 |
| Corrientes | 27,27 | 58,46 | 0,80 | 0,87 | 0,97 | 1,11 | 1,25 | 1,32 | 1,29 | 1,16 | 1,02 | 0,91 | 0,82 | 0,79 |
| Chaco | 27,27 | 59,03 | 0,80 | 0,87 | 0,97 | 1,11 | 1,25 | 1,32 | 1,29 | 1,16 | 1,02 | 0,91 | 0,82 | 0,79 |
| Chubut | 42,46 | 65,02 | 0,90 | 0,98 | 1,11 | 1,31 | 1,48 | 1,72 | 1,69 | 1,43 | 1,19 | 1,02 | 0,91 | 0,88 |
| Entre Ríos | 31,18 | 58,01 | 0,83 | 0,89 | 1,00 | 1,15 | 1,31 | 1,40 | 1,36 | 1,21 | 1,05 | 0,93 | 0,85 | 0,81 |
| Formosa | 26,12 | 58,14 | 0,80 | 0,86 | 0,96 | 1,09 | 1,23 | 1,30 | 1,27 | 1,14 | 1,01 | 0,90 | 0,82 | 0,78 |
| Jujuy | 24,23 | 65,08 | 0,80 | 0,85 | 0,94 | 1,05 | 1,20 | 1,26 | 1,25 | 1,12 | 0,99 | 0,88 | 0,81 | 0,78 |
| La Pampa | 36,34 | 64,16 | 0,86 | 0,93 | 1,05 | 1,22 | 1,43 | 1,56 | 1,49 | 1,31 | 1,11 | 0,97 | 0,88 | 0,84 |
| La Rioja | 29,23 | 66,49 | 0,82 | 0,88 | 0,98 | 1,13 | 1,27 | 1,37 | 1,34 | 1,20 | 1,04 | 0,92 | 0,84 | 0,80 |
| Mendoza | 32,50 | 68,47 | 0,83 | 0,90 | 1,01 | 1,17 | 1,35 | 1,45 | 1,42 | 1,26 | 1,08 | 0,94 | 0,85 | 0,82 |
| Misiones | 27,22 | 55,58 | 0,81 | 0,87 | 0,97 | 1,10 | 0,99 | 1,31 | 1,28 | 1,15 | 1,01 | 0,90 | 0,83 | 0,79 |
| Neuquén | 38,57 | 68,08 | 0,87 | 0,95 | 1,07 | 1,24 | 1,48 | 1,64 | 1,56 | 1,36 | 1,14 | 0,99 | 0,89 | 0,85 |
| Río Negro | 40,51 | 63,01 | 0,88 | 0,96 | 1,10 | 1,31 | 1,56 | 1,75 | 1,66 | 1,41 | 1,16 | 1,00 | 0,91 | 0,87 |
| Salta | 24,51 | 65,29 | 0,80 | 0,85 | 0,94 | 1,05 | 1,20 | 1,26 | 1,25 | 1,13 | 0,99 | 0,89 | 0,82 | 0,78 |
| San Juan | 31,34 | 68,45 | 0,83 | 0,90 | 1,01 | 1,16 | 1,33 | 1,43 | 1,39 | 1,24 | 1,07 | 0,94 | 0,85 | 0,81 |
| San Luis | 33,16 | 66,21 | 0,84 | 0,91 | 1,02 | 1,18 | 1,37 | 1,48 | 1,43 | 1,27 | 1,08 | 0,95 | 0,86 | 0,82 |
| Santa Cruz | 51,37 | 69,17 | 0,95 | 1,04 | 1,21 | 1,55 | 2,08 | 2,59 | 2,45 | 1,77 | 1,31 | 1,08 | 0,96 | 0,92 |
| Santa Fe | 29,11 | 59,40 | 0,82 | 0,88 | 0,98 | 1,12 | 1,27 | 1,36 | 1,32 | 1,19 | 1,03 | 0,92 | 0,84 | 0,80 |
| S. del Estero | 27,46 | 64,18 | 0,81 | 0,87 | 0,97 | 1,10 | 1,24 | 1,32 | 1,29 | 1,17 | 1,02 | 0,91 | 0,83 | 0,79 |
| Tucumán | 26,50 | 65,12 | 0,81 | 0,87 | 0,95 | 1,06 | 1,21 | 1,27 | 1,26 | 1,14 | 1,01 | 0,90 | 0,83 | 0,80 |
| T. del Fuego | 53,48 | 67,45 | 0,95 | 1,03 | 1,20 | 1,56 | 2,21 | 2,93 | 2,54 | 1,79 | 1,33 | 1,09 | 0,97 | 0,93 |

Tabla 1. Coeficientes de irradiación en el plano inclinado con respecto al plano horizontal (H_i/H)

Un coeficiente menor a 1 indica que el plano inclinado recibe menos radiación solar que el plano ho-

rizantal en ese mes. Si el coeficiente es mayor a 1, indica lo opuesto.

PÉRDIDAS ANUALES POR SOMBRAS

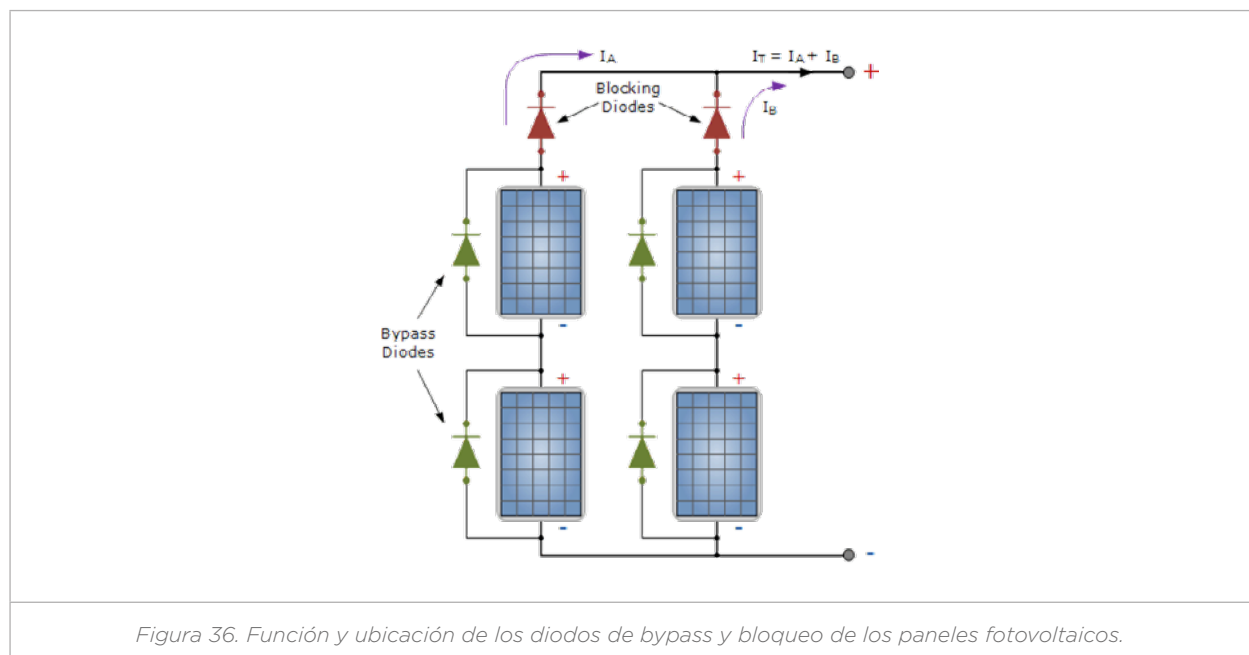
El efecto de las sombras sobre los paneles fotovoltaicos es perjudicial a los fines de la generación de energía. Adicionalmente y dependiendo de la parte específica del panel que esté sombreado, el panel puede disminuir su generación notablemente.

En una instalación con paneles en serie (string), si uno de ellos está en sombra, puede convertirse en una carga resistiva, consumiendo la potencia generada por el resto de los paneles de la misma tira y consecuentemente aumentando su temperatura, como se muestra en la figura 35.



Para evitar esta posibilidad que puede dañar irreversiblemente las celdas, los paneles poseen diodos de bypass de tal manera que si un panel está en sombra, la electricidad generada por los demás paneles puentea o realiza un "by-pass" (de ahí su nombre) en el panel sombreado.

En algunos casos los paneles cuentan con un diodo de bloqueo que garantiza que la corriente que sale del panel circule en una sola dirección, no permitiendo que una cadena de paneles pueda actuar como carga a otra. La función y esquema de cada diodo se muestra en la figura 36.





Típicamente, los diodos se encuentran dentro de la caja que contiene la bornera en la parte posterior de los paneles y vienen conectados de fábrica.

Básicamente es posible diferenciar dos tipos de sombras. Las sombras proyectadas por las construcciones cercanas al lugar de instalación y las sombras que proyecta una fila de paneles sobre otra fila inmediatamente detrás de ella. Es necesario conocer ambas para cualquier proyecto.

Sombras proyectadas entre filas de paneles

La condición para establecer la separación mínima entre filas es que cada fila de paneles reciba al menos 4 horas de radiación solar en el día del año en que el sol está en su punto más bajo. De acuerdo con lo explicado en párrafos anteriores, ese punto está dado por el solsticio de invierno para el hemisferio sur.

Para ello es posible hacer uso de la ecuación 2, donde **d** es la distancia entre el panel y el obstáculo, **h** es la altura proyectada por el panel, y α_c es el valor de la altura solar de invierno utilizado para estimar las horas de sol:

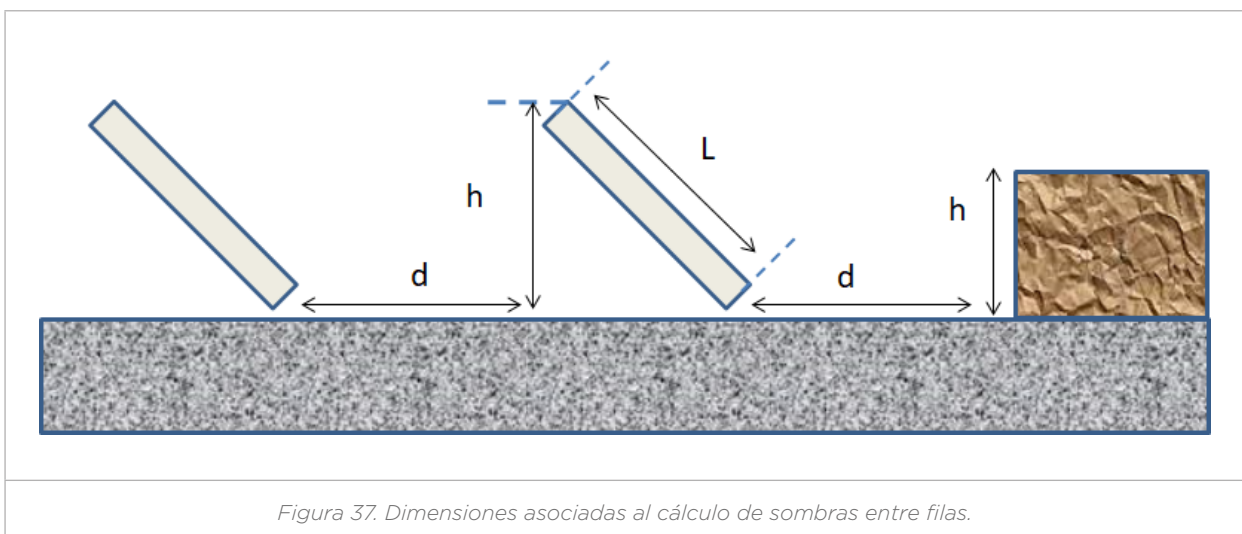
$$d = \frac{h}{\tan(\alpha_c)} \quad (2)$$

donde

$$\alpha_c = 90 - \text{Latitud} - 23,5 - 7$$

En el día en que el sol está más bajo en el año, la diferencia entre la altura solar (α_c) al mediodía solar y dos horas antes o después del mismo es de aproximadamente 7°. Si se toma como referencia 7°, es posible conocer el valor de α_c a utilizar para los cálculos.

El valor de **h** dependerá del obstáculo en cuestión. La figura 37 muestra el esquema de las dimensiones asociadas y la tabla 2 muestra los valores de **d para diferentes valores de h correspondientes a diferentes valores de inclinación (β)**. Los valores de **h** y **d** de la tabla 2 corresponden a un panel de 1 metro de longitud (**L**) a diferentes valores de inclinación (β), para cada provincia. Un valor de inclinación más grande implica un mayor valor de **h**, y viceversa, como se ve en la figura 37.



| PROVINCIA | LAT | LONG | δ ($\beta=20$) | δ ($\beta=30$) | δ ($\beta=40$) | δ ($\beta=50$) | δ ($\beta=60$) |
|---------------|-------|-------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Bs. As. | 34,58 | 57,54 | 0,74 | 1,08 | 1,38 | 1,65 | 1,86 |
| Catamarca | 28,36 | 65,46 | 0,57 | 0,83 | 1,06 | 1,27 | 1,43 |
| Córdoba | 31,19 | 64,13 | 0,63 | 0,93 | 1,19 | 1,42 | 1,61 |
| Corrientes | 27,27 | 58,46 | 0,54 | 0,79 | 1,02 | 1,22 | 1,37 |
| Chaco | 27,27 | 59,03 | 0,54 | 0,79 | 1,02 | 1,22 | 1,37 |
| Chubut | 42,46 | 65,02 | 1,12 | 1,63 | 2,10 | 2,50 | 2,83 |
| Entre Ríos | 31,18 | 58,01 | 0,63 | 0,93 | 1,19 | 1,42 | 1,61 |
| Formosa | 26,12 | 58,14 | 0,52 | 0,76 | 0,98 | 1,16 | 1,31 |
| Jujuy | 24,23 | 65,08 | 0,48 | 0,71 | 0,91 | 1,08 | 1,22 |
| La Pampa | 36,34 | 64,16 | 0,80 | 1,17 | 1,50 | 1,79 | 2,02 |
| La Rioja | 29,23 | 66,49 | 0,59 | 0,86 | 1,10 | 1,31 | 1,48 |
| Mendoza | 32,5 | 68,47 | 0,67 | 0,98 | 1,26 | 1,50 | 1,70 |
| Misiones | 27,22 | 55,58 | 0,54 | 0,79 | 1,02 | 1,21 | 1,37 |
| Neuquén | 38,57 | 68,08 | 0,89 | 1,31 | 1,68 | 2,00 | 2,26 |
| Río Negro | 40,51 | 63,01 | 0,99 | 1,45 | 1,87 | 2,23 | 2,52 |
| Salta | 24,51 | 65,29 | 0,49 | 0,71 | 0,92 | 1,09 | 1,24 |
| San Juan | 31,34 | 68,45 | 0,64 | 0,93 | 1,20 | 1,43 | 1,62 |
| San Luis | 33,16 | 66,21 | 0,69 | 1,01 | 1,30 | 1,55 | 1,75 |
| Santa Cruz | 51,37 | 69,17 | 2,39 | 3,50 | 4,50 | 5,36 | 6,06 |
| Santa Fe | 29,11 | 59,4 | 0,58 | 0,85 | 1,10 | 1,31 | 1,48 |
| S. del Estero | 27,46 | 64,18 | 0,55 | 0,80 | 1,03 | 1,22 | 1,38 |
| Tucumán | 26,5 | 65,12 | 0,53 | 0,77 | 0,99 | 1,18 | 1,33 |
| T. del Fuego | 53,48 | 67,45 | 3,24 | 4,74 | 6,10 | 7,26 | 8,21 |

Tabla 2. Separación entre filas de paneles para diferentes inclinaciones.

Por ejemplo, para el caso de Buenos Aires, siendo cada panel de 1m de largo y estando inclinada cada fila a un valor de 40°, la separación entre las filas para garantizar 4 horas de sol (2 horas antes y 2 después del mediodía solar) en el peor día de invierno es de 1,38m.

Sombras de edificios o construcciones cercanas

Los edificios o construcciones cercanas pueden generar sombras sobre el sistema solar fotovoltaico. Para conocer con precisión si eso ocurre o no, es necesario graficar los obstáculos o construcciones cercanas sobre un ábaco de asoleamiento y en base a ello determinar en qué parte del año, las construcciones cercanas arrojan sombra sobre el sistema y consecuentemente estimar las pérdidas de energía por ello.

En esta sección se describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar anual que experimenta una superficie debido a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna. El método puede ser realizado íntegramente en forma manual como se explica más adelante, o bien, es posible utilizar algún software de cálculo que automatice las operaciones y facilite la resolución. La selección del método adecuado queda a criterio del usuario.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias aparentes del sol. Los pasos a seguir son los siguientes:



- **Obtención del perfil de obstáculos:** Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de orientación e inclinación. Para ello puede utilizarse una brújula para la orientación y algún instrumento que permita determinar la altura de obstáculos cercanos. Existen incluso aplicaciones para dispositivos portátiles como celulares o tablets que permiten estimar aproximadamente las distancias mediante la cámara fotográfica del mismo.
- **Representación del perfil de obstáculos:** Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 38, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año. Este diagrama se conoce como “ábaco de asoleamiento”. Dado que Argentina es un

país muy extenso, es necesario contar al menos con un ábaco por provincia. Los ábacos correspondientes a cada provincia pueden encontrarse en el manual de la “Guía del Recurso Solar”[2]. Dicho diagrama se encuentra dividido en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por mes. Dado que hay dos equinoccios, un solsticio de invierno y uno de verano, las curvas no siguen el orden temporal sino que están definidas por la trayectoria aparente del sol en cada mes. Cada banda corresponde a una letra y cada hora solar tiene un número de referencia, es decir, cada celda puede identificarse por una letra y un número. A modo de ejemplo, en la figura 38 se muestra el ábaco de asoleamiento para la provincia de Santa Fe.

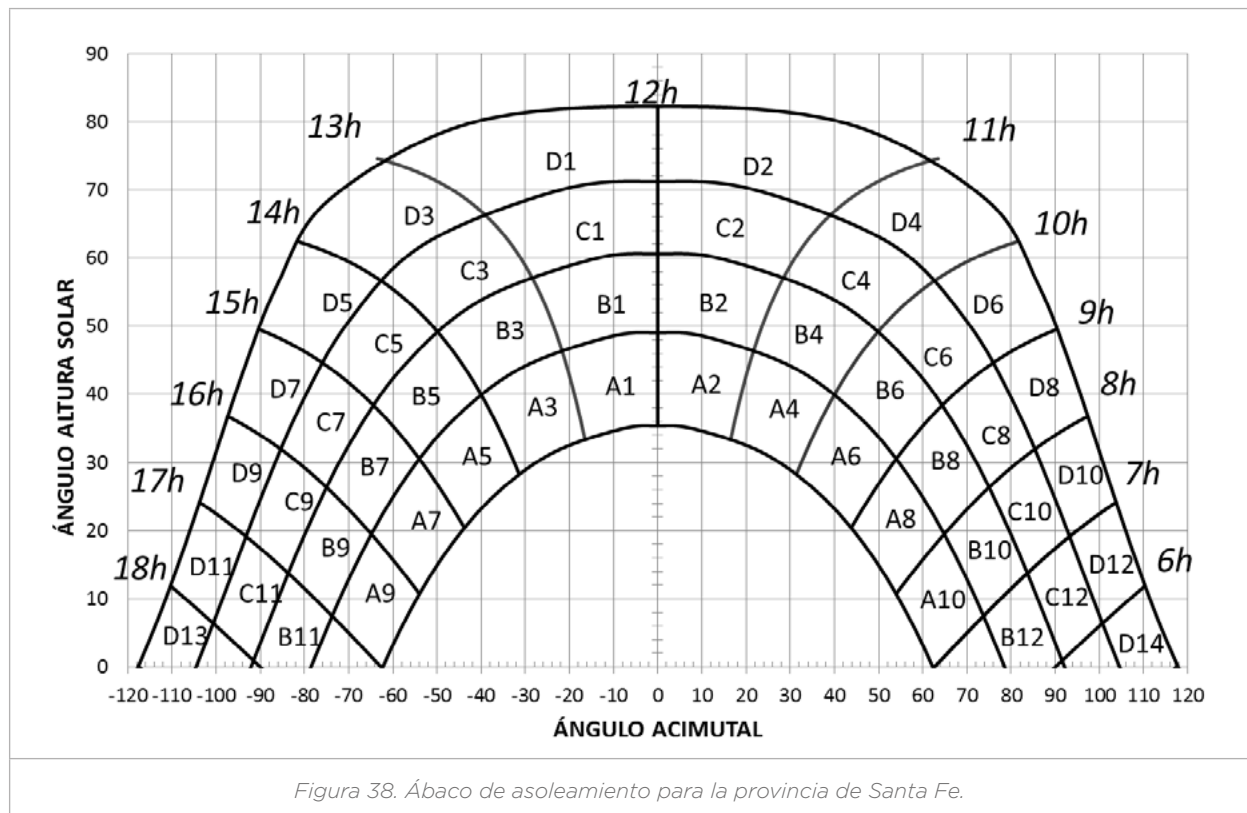


Figura 38. Ábaco de asoleamiento para la provincia de Santa Fe.

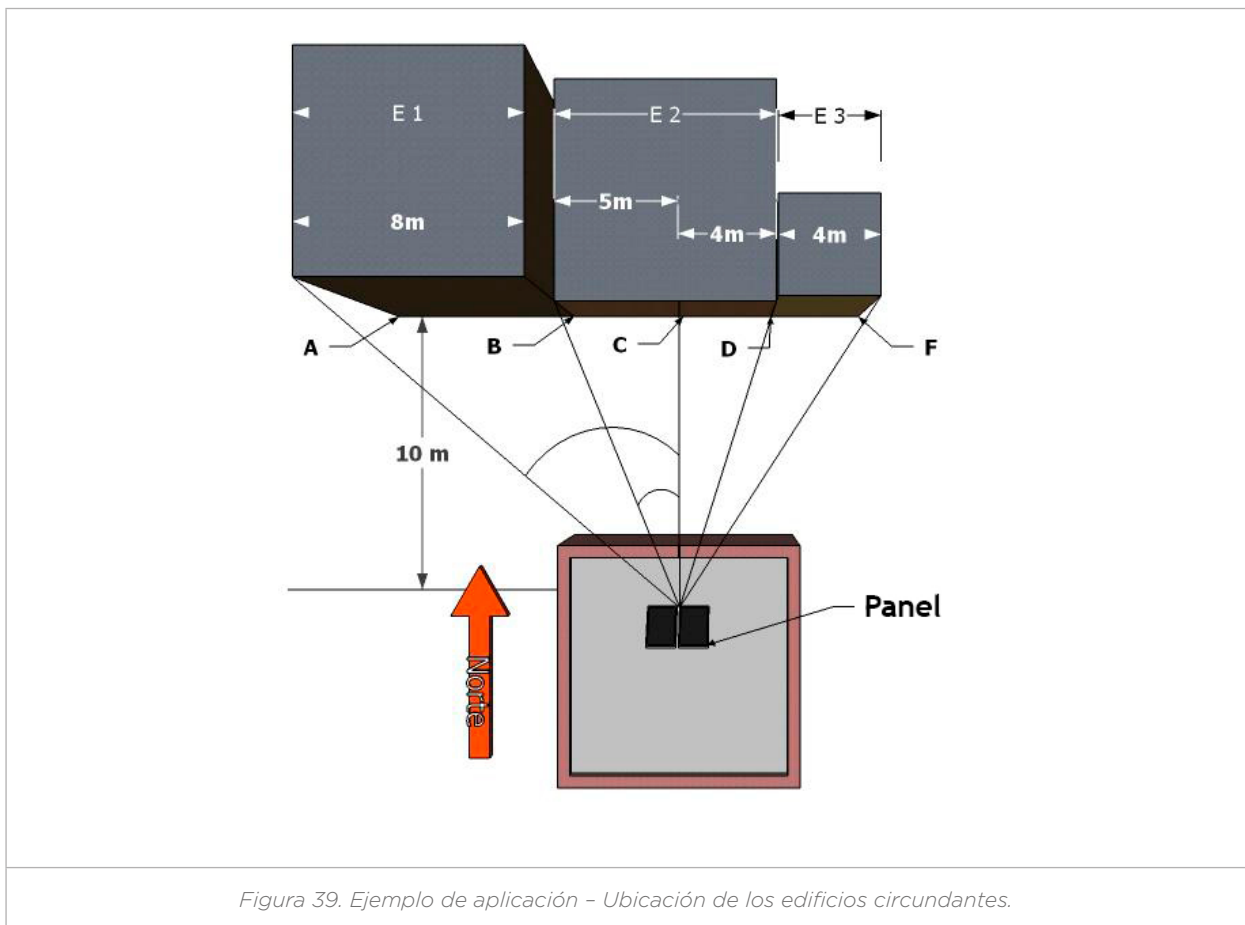
- **Selección de la tabla de referencia para los cálculos:** Cada una de las porciones de la figura 38 representa el recorrido del sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación,

en particular aquélla que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en el anexo IV de la “Guía del Recurso Solar”[2]. Para cada provincia, existen diferentes tablas dependiendo de la orientación y la inclinación del plano del panel, así que es necesario prestar atención a la selección de la tabla adecuada.

- **Cálculo final:** La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25; 0,50; 0,75 ó 1.

Ejemplo de estimación de pérdidas por sombra

Se pretende estimar las pérdidas por sombras de edificios cercanos para la instalación de dos paneles en la terraza de un edificio de la ciudad de Rosario. Los mismos están orientados al norte y tienen una inclinación de 30°. La ubicación de los edificios circundantes con respecto a la terraza en cuestión se muestra en la figura 39.



Todos los edificios se encuentran sobre una línea recta a 10m del panel, hacia el norte. El panel se encuentra en el techo de un edificio de 6m de altura.

Para el Edificio 1, el punto A se encuentra a 8m+5m = 13m hacia el oeste desde el centro del panel (G), la distancia AG se calcula utilizando el teorema de pitágoras, es decir,

$$AG = \sqrt{10^2 + 13^2} = 16,4m$$



Ahora que sabemos la distancia AG, es necesario conocer cuál es el acimut de ese punto para poner-

lo en el ábaco de asoleamiento. El mismo se calcula utilizando trigonometría:

$$\tan \gamma_A = \frac{13}{10}$$

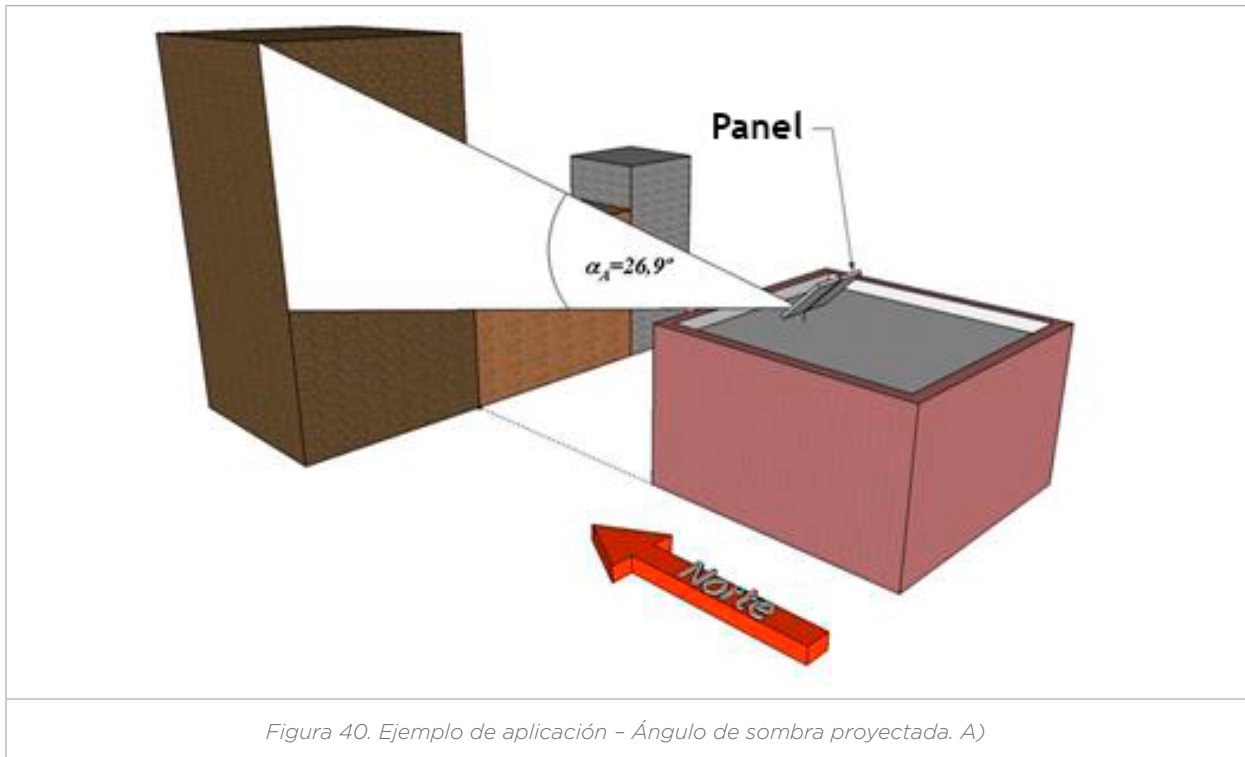
$$\gamma_A = 52,4^\circ$$

La altura del edificio 1 en el punto A es de 15m de altura, pero el panel se encuentra instalado a 6m de altura, la diferencia entre ambos es 15m - 6m = 9m,

entonces el ángulo de sombra que proyecta el mismo desde ese punto, como se muestra en la figura 40, es:

$$\tan \alpha_A = \frac{9}{16,4}$$

$$\alpha_A = 28,7^\circ$$



Se repite el mismo procedimiento para el punto B.

El acimut del punto B se calcula con:

La distancia BG se calcula con:

$$BG = \sqrt{10^2 + 5^2} = 11,2m$$

$$\tan \gamma_B = \frac{5}{10}$$

El ángulo de sombra que proyecta (Figura 41) se calcula con:

$$\tan \alpha_B = \frac{9}{11,2}$$

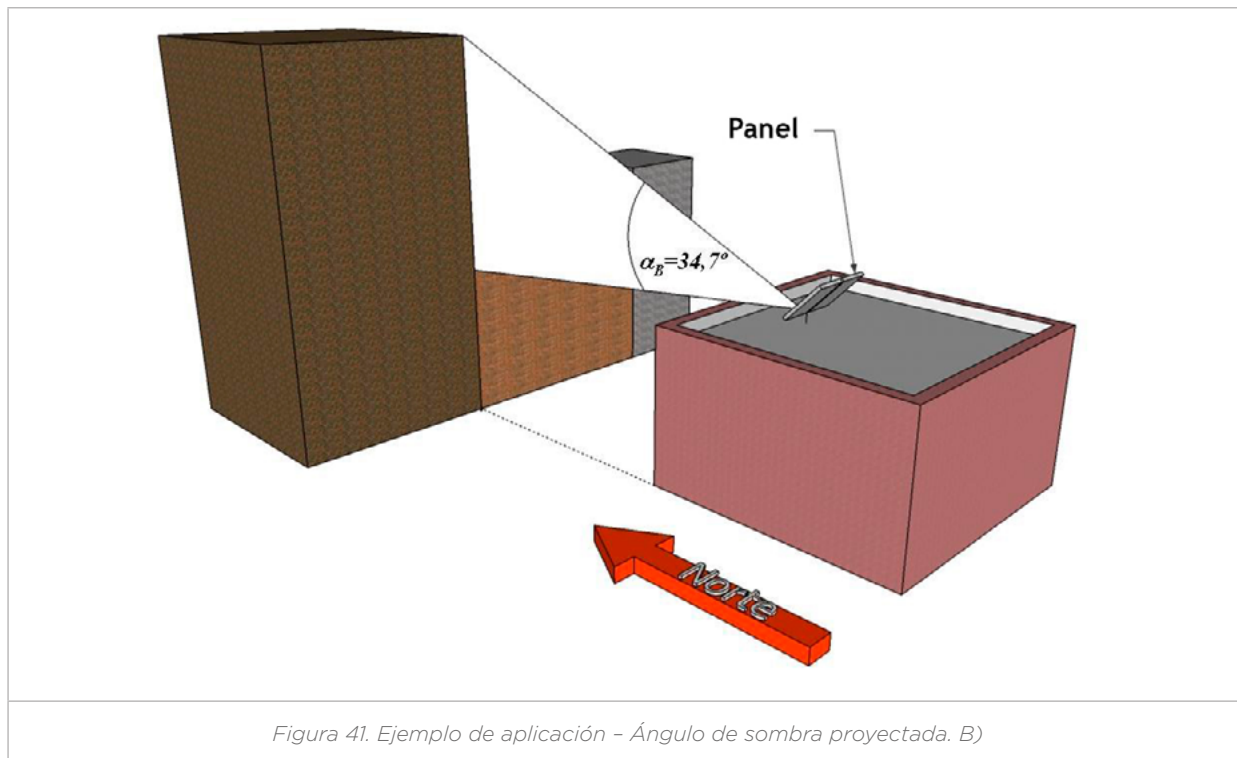


Figura 41. Ejemplo de aplicación - Ángulo de sombra proyectada. B)

Luego se repite el procedimiento para los otros dos edificios y finalmente, se vuelcan las coordenadas

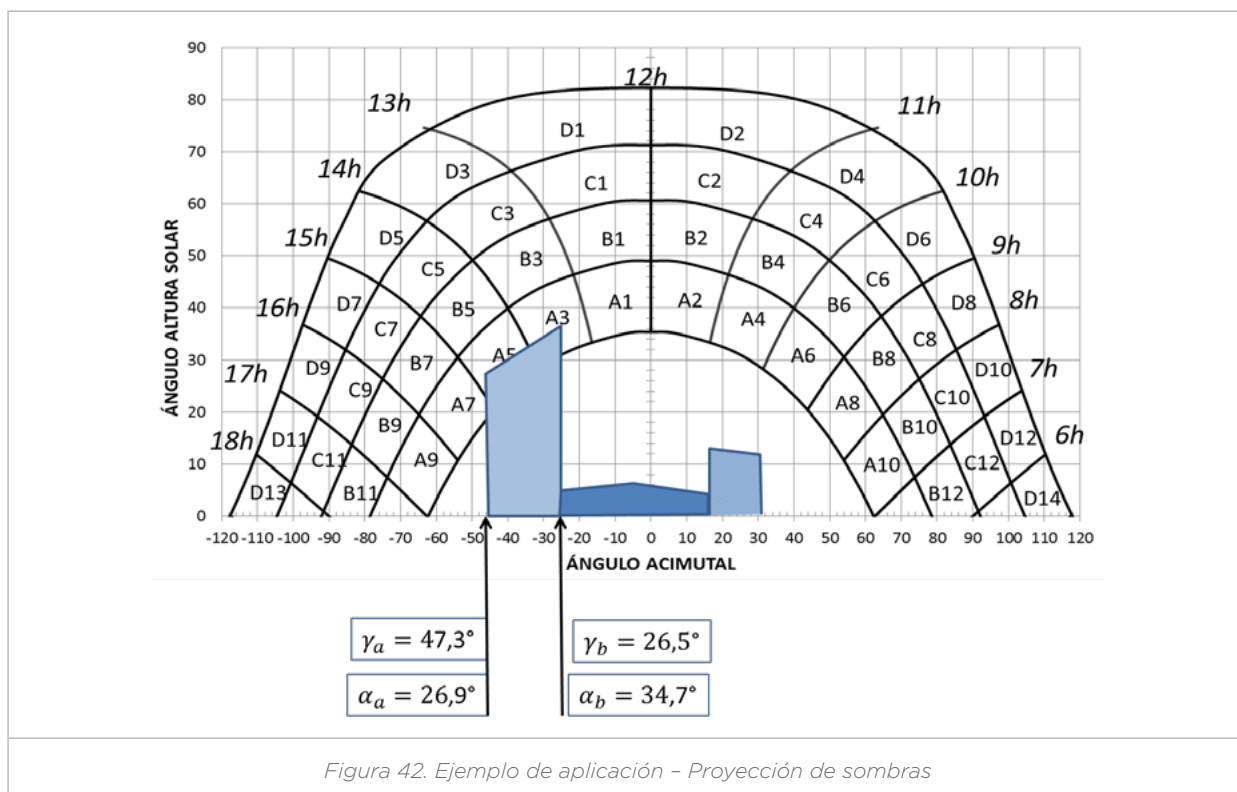


Figura 42. Ejemplo de aplicación - Proyección de sombras

De los tres edificios, solo el primero obstruye la trayectoria aparente del sol. La obstrucción del mismo conforme a los factores de llenado es la siguiente:

$$A5 = 0,5 ; A3 = 0,25$$

Se busca la tabla adecuada para las condiciones de inclinación ($\beta=30^\circ$) y orientación ($\gamma=0^\circ$) del ejemplo y se buscan los porcentajes de la energía anual que corresponden a los cuadrantes en cuestión.



| $\beta=30^\circ$ $\gamma=0^\circ$ | A | B | C | D | E | F | G | H |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 13 | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,04% | 0,05% | 0,14% |
| 11 | 0,00% | 0,13% | 0,10% | 0,13% | 0,16% | 0,20% | 0,23% | 0,53% |
| 9 | 0,43% | 0,50% | 0,33% | 0,38% | 0,42% | 0,46% | 0,50% | 1,08% |
| 7 | 1,10% | 1,00% | 0,61% | 0,66% | 0,71% | 0,75% | 0,79% | 1,67% |
| 5 | 1,71% | 1,49% | 0,87% | 0,94% | 0,97% | 1,02% | 1,06% | 2,21% |
| 3 | 2,20% | 1,87% | 1,08% | 1,15% | 1,18% | 1,23% | 1,26% | 2,63% |
| 1 | 2,48% | 2,09% | 1,20% | 1,27% | 1,29% | 1,34% | 1,38% | 2,86% |
| 2 | 2,48% | 2,09% | 1,20% | 1,27% | 1,29% | 1,34% | 1,38% | 2,86% |
| 4 | 2,20% | 1,87% | 1,08% | 1,15% | 1,18% | 1,23% | 1,26% | 2,63% |
| 6 | 1,71% | 1,49% | 0,87% | 0,94% | 0,97% | 1,02% | 1,06% | 2,21% |
| 8 | 1,10% | 1,00% | 0,61% | 0,66% | 0,71% | 0,75% | 0,79% | 1,67% |
| 10 | 0,43% | 0,50% | 0,33% | 0,38% | 0,42% | 0,46% | 0,50% | 1,08% |
| 12 | 0,00% | 0,13% | 0,10% | 0,13% | 0,16% | 0,20% | 0,23% | 0,53% |
| 14 | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,04% | 0,05% | 0,14% |

Tabla 3. Porcentajes de energía media anual que arriba al plano en cada uno de los cuadrantes del ábaco de la figura 44.

De acuerdo con la tabla 3, para $\beta=30^\circ$ y $\gamma=0^\circ$; el total de energía anual que se pierde por sombra se obtiene mediante la siguiente suma:

$$\text{Pérdidas} = A5 \cdot 0,5 + A3 \cdot 0,25$$

Reemplazando se obtiene:

$$\text{Pérdidas} = 1,71\% \cdot 1 + 2,20\% \cdot 0,25 = 2,26\%$$

De esta manera, la sombra proyectada por los edificios circundantes provocará una pérdida del 2,26% sobre la energía anual que reciban los paneles.

Si bien se han descrito varios métodos para estimar las sombras de los obstáculos aledaños a una instalación fotovoltaica, la realidad es que la mayoría de las veces se utilizan programas específicos para llevar a cabo los cálculos.

ESTIMACIÓN DE LA GENERACIÓN DE UN SISTEMA CONECTADO A RED

El primer obstáculo a la hora de definir el sistema fotovoltaico es el área disponible. En la mayoría de los casos, el área libre o con pocas sombras tiene limitaciones. Por este motivo, el tamaño final no lo definirá la demanda de energía sino más bien el área disponible para la instalación de paneles. El área disponible definirá una cierta cantidad y tipo de paneles. Por ejemplo, si se dispone de 8 m² de superficie libre, será posible colocar como máximo esa superficie de paneles fotovoltaicos. Si se utilizan paneles de 250 Wp de un área de 1,6 m² cada uno, entonces la instalación podrá tener 5 paneles (1250 Wp como máximo).

De la "Guía del Recurso Solar"[2], es posible estimar para cada mes la irradiación solar promedio

diaria que llega al plano de interés. Por ejemplo, si de la estimación de la irradiación solar se obtiene que para la inclinación y orientación deseada llegan 7 kWh/m² al plano de interés, es equivalente a decir que el panel producirá el equivalente energético de 7 horas a 1000W/m². Entonces, la instalación de 1250 Wp de potencia fotovoltaica (P_{pv}) generará esa potencia durante 7 horas, otorgando una energía aproximada de 8750 Wh por día en ese mes. Luego, y como se describe a continuación, es importante considerar también las pérdidas que tiene el sistema por temperatura y eficiencia del inversor de conexión a red.

Pérdidas por temperatura

La tabla 4 muestra la hoja técnica de una familia típica de un fabricante de un panel solar:

| | | | | | | | | |
|---|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Potencia Nominal (Pmax) | 255W | 260W | 265W | 270W | 275W | 280W | 285W | 290W |
| Tensión de circuito abierto (Voc) | 37,9V | 38V | 38,1V | 38,2V | 38,3V | 38,4V | 38,5V | 38,6V |
| Corriente de cortocircuito (Isc) | 8,76A | 8,88A | 9,00A | 9,12A | 9,24A | 9,37A | 9,49A | 9,62A |
| Tensión a potencia nominal (Vmp) | 30,8V | 30,9V | 31V | 31,1V | 31,2V | 31,3V | 31,4V | 31,5V |
| Corriente a potencia nominal (Imp) | 8,28A | 8,42A | 8,55A | 8,69A | 8,82A | 8,95A | 9,08A | 9,21A |
| Eficiencia (%) | 15,67% | 15,98% | 16,29% | 16,60% | 16,90% | 17,21% | 17,52% | 17,83% |
| Temperatura de operación | -40°C a +85°C | | | | | | | |
| Máxima tensión del sistema | 1000V DC | | | | | | | |
| <i>STC: Irradiancia 1000W/m², Temperatura de celda 25°C, AM1.5</i> | | | | | | | | |
| <i>Tabla 4 Características eléctricas en condiciones STC</i> | | | | | | | | |

Como se mencionó anteriormente, estos datos están especificados para una temperatura de celda de 25°C. Esta condición es muy difícil que se cumpla en la práctica, por lo cual los fabricantes espe-

cifican coeficientes para realizar correcciones por temperatura. La tabla 5 muestra los coeficientes de corrección por temperatura de un fabricante

| | | |
|--------------------------------------|---|-------------|
| CT_{Pmax} | Coeficiente de temperatura de Pmax | -0,41% / °C |
| CT_{Voc} | Coeficiente de temperatura de Voc | -0,31% / °C |
| CT_{Isc} | Coeficiente de temperatura de Isc | 0,05% / °C |
| <i>Tabla 5 Coeficientes térmicos</i> | | |



La relación entre los coeficientes de la tabla 5 y la potencia del panel está dada por la ecuación:

$$P_{maxTcelda} = P_{max 25^{\circ}C} \cdot (1 + (T_{celda} - 25^{\circ}C) \cdot CT_{Pmax})$$

Donde $P_{maxTcelda}$ es la potencia máxima del panel a la temperatura de celda, $P_{max25^{\circ}C}$ es la potencia máxima del panel a 25°C, T_{celda} es la temperatura en cuestión y CT_{Pmax} es un coeficiente de pérdidas de potencia debido a la temperatura de celda específico para ese panel.

Por ejemplo, para un panel de potencia nominal 270W a 25°C operando a 70°C, se tiene que:

$$P_{max70^{\circ}C} = P_{max 25^{\circ}C} \cdot [1 + (T_{celda} - 25^{\circ}C) \cdot CTP_{max}]$$

$$P_{max70^{\circ}C} = 270W \cdot [1 + (70^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot (-0,41 \%/^{\circ}C)] = 270W \cdot [1 - 0,1845] = 220,18W$$

$$P_{max70^{\circ}C} = 270W \cdot [1 - 0,1845] = 220,18W$$

Por lo tanto, un panel solar que a 25°C de celda genera 270W, al trabajar a 70°C generará 220,18W.

Pérdidas por rendimiento del inversor

Como todo equipo electrónico, el inversor de conexión a red posee pérdidas en su operación normal propias de su funcionamiento las cuales varían levemente en función de la potencia a la que se encuentre trabajando. Los fabricantes suelen especificar solamente el rendimiento máximo, el cual generalmente se encuentra entre 97% y 98%.

Para simplificar las correcciones anteriormente mencionadas, se utiliza el factor de corrección (FS), que es un factor de dimensionamiento relacionado con la posibilidad de que el sistema fotovoltaico trabaje a su potencia nominal (altamente

relacionado con la latitud del lugar y la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos) y está dado según la tabla 6.

| Latitud | FS |
|----------|----------|
| (55-70°) | 0,65-0,8 |
| (45-55°) | 0,75-0,9 |
| (35-45°) | 0,85-1,0 |

Tabla 6. Valores del factor de corrección FS

Este factor incluye todas las pérdidas del sistema: temperatura, rendimientos, cables, etc. Este es un método aproximado, para mayor precisión en el dimensionamiento se debe calcular cada pérdida por separado.

De acuerdo con lo antes explicado, la potencia que generarán los paneles conectados al inversor de red (P_{inv}) está dada por la ecuación 3:

$$P_{inv} = FS \cdot P_{fv} \quad (3)$$

De esta manera, para cada mes es posible estimar la generación de un equipo fotovoltaico utilizando los datos de los paneles fotovoltaicos, la “Guía del Recurso Solar”[2] y el dato del área de paneles a instalar.

La fracción de la demanda que será cubierta por los paneles fotovoltaicos dependerá de la cantidad de energía consumida durante las horas de sol. Este es un parámetro difícil de estimar dado que depende de los hábitos de consumo energético de cada usuario.

DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA CONECTADO A RED

A modo de ejemplo, se analiza el caso de un sistema de generación distribuida solar fotovoltaico residencial en la provincia de Buenos Aires. En base al análisis

de la factura de electricidad, un usuario típico residencial tiene un consumo anual de 4.000 kWh.

De la “Guía del Recurso Solar”[2] se obtiene la irradiación en el plano horizontal y en el plano inclinado como muestra la tabla 7.

| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | MA |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| IPH | 6,91 | 5,97 | 4,87 | 3,57 | 2,72 | 2,18 | 2,44 | 3,27 | 4,46 | 5,34 | 6,48 | 7,00 | 4,60 |
| IPI | 6,02 | 5,67 | 5,23 | 4,50 | 4,02 | 3,47 | 3,74 | 4,41 | 5,12 | 5,32 | 5,82 | 6,00 | 4,94 |

Tabla 7. Irradiación solar en kWh/m². IPH: Irradiación plano horizontal. IPI: Irradiación Plano Inclinado. MA: Media Anual

En el lugar analizado no hay sombras y se pretende instalar un sistema conformado por 4 paneles fotovoltaicos de 250 Wp (1 kWp de potencia), con inyección a red. Con estos parámetros, podemos obtener los siguientes resultados para un año:

De acuerdo a la ecuación 4 y utilizando un valor FS de 0,9 para Buenos Aires (Latitud 34°), la potencia

efectiva de los paneles actuando en conjunto con el inversor será de 0,9 kWp.

La **energía anual generada (EAG)** por el sistema fotovoltaico para cada mes (i) surge de la ecuación 4 donde EMGi es la energía mensual generada en kWh, ND_i es la cantidad de días del mes i:

$$EAG = \sum_{i=12}^i EMG = \sum_{i=12}^i IPI \cdot P_{inv} \cdot ND_i \quad (4)$$

En la tabla 8, se muestran los datos de EMG para cada mes del ejemplo.

| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | EAG |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| EMG | 168 | 143 | 146 | 122 | 112 | 94 | 104 | 123 | 138 | 148 | 157 | 167 | 1623 |
| ND | 31 | 28 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 365 |

Tabla 8. Resultados de aplicar la ecuación 4 a los datos del ejemplo.

De esta manera, la EAG por el sistema fotovoltaico asciende a 1623 kWh al año.

El **autoconsumo estimado respecto del total de energía generada** será del orden de un 40%, resultando en el ejemplo en 650 kWh/año que se constituyen en energía eléctrica no abonada al distribuidor.

La **inyección respecto del total de energía generada** será del orden de un 60%, resultando en el ejemplo en 973 kWh año.

El **consumo de red** será de aproximadamente 3350 kWh/año, y la energía inyectada 973 kWh/año, cubriendo aproximadamente un 40% de la energía total necesaria con el sistema de generación distribuida (lo que no significa que el ahorro económico

en las facturas de electricidad sea del 40%)

Es importante destacar que dichos valores estimados dependen en buena medida del comportamiento de consumo energético de cada usuario, mejorando el ahorro económico a medida que aumente la proporción de energía autoconsumida respecto de la generación total. Esto último puede lograrse mediante acciones de eficiencia energética que concentren ciertos usos de energía en los horarios de mayor generación.

Dependiendo de la región geográfica y otras particularidades, es posible que se presenten ventajas comparativas para la implementación de una tecnología sobre otras, como es el caso de generación eólica en lugares de alta calidad de vientos.



Sistemas aislados

Para los sistemas aislados el procedimiento es similar pero con algunas diferencias. Dado que el sistema es aislado, no se cuenta con facturas de electricidad disponibles. De esta manera, la estimación de la energía consumida en cada mes surge de relevar la potencia de cada uno de los artefactos y estimar el tiempo de uso diario de cada uno de ellos en las diferentes épocas del año.

En función del requerimiento estimado o medido se determina la cantidad de paneles necesarios para cubrir la demanda. Dependiendo de la época de uso predominante, anual, verano o invierno, la cantidad de paneles necesarios varía mucho.

Apuntar a satisfacer el 100% de la demanda en una determinada época del año sin observar lo que ocurre el resto del año puede llevar a diseñar sistemas innecesariamente sobredimensionados.

La gran diferencia en este tipo de sistemas la hacen las baterías, que proveerán la energía eléctrica en las horas donde no hay sol. El tamaño del banco de baterías se estima en función de la demanda de energía diaria y la autonomía que se desea obtener con las mismas. Por ejemplo, una demanda de 2000 Wh diarios y 3 días de autonomías implican que el banco de baterías deberá ser capaz de proveer 6000 Wh.

Como ya se explicó anteriormente en la sección de “Reguladores de Carga”, la carga y descarga de las baterías no posee una eficiencia del 100%. Un regulador PWM puede tener un 80% de eficiencia mientras que un MPPT puede tener 95% o 98%. De esta manera la energía generada en los paneles es afectada por estos valores.

Adicionalmente, la batería no absorbe el 100% de la carga. En el mejor de los casos, la eficiencia de carga de las baterías se encuentra en el rango de 90%-95%.

En los sistemas aislados, conocer las pérdidas por la longitud de cables, reguladores y baterías es esencial y es necesario minimizar las mismas en la medida de los posible.

DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA AISLADO

Tomaremos como punto de partida el ejemplo del caso anterior. Un consumo anual de 4000 Kwh, implica un consumo diaria de 10,95 kWh día. El banco de baterías deberá estar dimensionado para proveer toda esa energía en los días en que la energía generada por los paneles no sea suficiente.

Por otro lado, como se explicó anteriormente, las baterías no absorben el 100% de la energía generada por los paneles ni tampoco pueden entregar el 100% de su capacidad de almacenamiento. La máxima capacidad de entrega de un banco de baterías está dada por su profundidad de descarga. Una batería diseñada para su uso con energías renovables puede ser descargada al 80% de su capacidad.

Por otro lado, dependiendo del tipo de regulador que actúa con el panel (PWM o MPPT), la fracción de la energía eléctrica generada por los paneles que efectivamente es absorbida por los paneles ronda el 0,7 a 0,95 y este factor se conoce como eficiencia de la carga de baterías.

De esta manera, suponiendo que las baterías son específicas de uso con renovables (baterías de descarga profunda) se puede asumir que la capacidad del banco de baterías está dada por la ecuación 5, donde C_b es la cantidad de baterías, DE es la demanda de energía en kWh, CD es la capacidad de descarga de las baterías y NDa es el número de días de autonomía:

$$C_b = DE_i \cdot (1 - CD) \cdot NDa \quad (5)$$

Para el caso del ejemplo:

$$C_b = 10,95 \cdot (1 + (1 - 0,8)) \cdot 1 = 13,14 \text{ kWh}$$

De esta manera, la capacidad del banco de baterías debe ser de 13,14 kWh. La misma está dada por el producto de la tensión por la corriente que entrega. Entonces el banco de baterías puede ser diferente dependiendo de la batería seleccionada. La energía que puede entregar la batería está dada por la ecuación 6, donde se reemplazan los datos para una batería de 12V y 220Ah:

$$EB = \text{Tensión}_{bat} \cdot \text{Capacidad}_{bat} = \quad (6)$$

$$12V \cdot 220Ah = 2640Wh = 2,64kWh$$

De esta manera se requieren 5,16 baterías de esas características para satisfacer toda la demanda energética suponiendo un día en que la generación de los paneles fotovoltaicos fue nula.

ESTRUCTURAS

Como se explicó anteriormente, la inclinación y orientación del panel son fundamentales a la hora de instalar un sistema solar fotovoltaico. Las distintas estructuras de montaje permiten el anclaje y posicionamiento del mismo según las necesidades de cada caso.

Existen varios tipos de estructuras que se pueden adaptar a los requerimientos particulares de cada instalación. Es necesario tener en cuenta además de la estructura, el tipo de montaje a realizar, el cual dependerá principalmente del material de la

superficie de instalación (techos de teja, de loza, de chapa, piso de tierra, etc.).

Podemos distinguir entre dos categorías de estructuras:

1. Estructuras para techos:

- **Coplanar:** Se utiliza en techados inclinados y fachadas. La misma se adapta a la inclinación de la superficie de montaje. Es una estructura económica, de montaje sencillo y provee una buena integración arquitectónica, disminuyendo el impacto visual de la instalación.



Usuario Generador-Provincia de Buenos Aires.



Instalación Solar Fotovoltaica-Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

- **Con triángulo inclinado:** sirven para obtener una inclinación determinada en los paneles solares a instalar según las necesidades de cada caso, lo que permite aprovechar mejor la ra-

diación solar, generar más energía y obtener un mayor beneficio económico. Se utilizan en terrazas o techados planos aunque también se pueden utilizar en techados con pendiente.



Usuario generador-Provincia de Mendoza



Usuario generador-Provincia de Córdoba

- **2. Estructuras para piso:** Sirven para obtener una inclinación determinada en los paneles solares a instalar según las necesidades de cada caso. Suelen utilizarse estructuras de triángulo

inclinado, monoposte y biposte entre otras. Se vuelven más económicas a medida que aumenta la cantidad de paneles a instalar.



Usuario Generador-Provincia de Buenos Aires



Usuario Generador-Provincia de Córdoba

INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

Se considera que existe integración arquitectónica cuando los paneles cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los paneles se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal de los paneles, con el fin de favorecer la autolimpieza de los mismos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

BUENAS PRÁCTICAS

RECOMENDACIONES GENERALES DE MEDIDAS DE SEGURIDAD

Es importante para realizar una instalación de un equipo de generación distribuida, tomar las medidas de seguridad correspondientes, tanto para cuidar la seguridad de la persona como para realizar una correcta instalación de los equipos. Estas son

algunas de las medidas más importantes a tener en cuenta a la hora de instalar un equipo de generación distribuida:

1. Los instaladores deberán contar con equipos de protección personal (EPP) correspondiente a trabajos eléctricos en altura o en tierra, como por ejemplo cascos, calzado de seguridad, guantes, mangas, protección ocular, etc.
2. Los instaladores deben poseer y utilizar su equipo de protección individual contra descargas eléctricas.
3. Previo a la instalación del sistema, se deben instalar correctamente las cuerdas de vida provisoria o definitiva por seguridad del personal que transita y ejecuta las instalaciones.
4. Es recomendable contar con pasillos para mantenimiento posterior, en buen estado y seguros.
5. Es recomendable contar con una escalera en buen estado para acceder de forma segura al sistema fotovoltaico en altura. Los materiales en el techo deben ser asegurados y la carga bien distribuida sobre el techo.

RESUMEN

Como se anticipó en la introducción, este manual ha recorrido todos los aspectos necesarios para comprender los principios de funcionamiento, dimensionamiento e instalación de sistemas de generación distribuida solar fotovoltaica, ya sea para conexión a red o de tipo aislado.

Esta información constituye la base y punto de partida de todo aquel interesado en el desarrollo de proyectos de baja potencia basado en este tipo de tecnologías.

En futuros manuales, desarrollaremos las bases técnicas del aprovechamiento de otras tecnologías para generación distribuida, tales como la eólica de baja potencia o la mini hidráulica.



BIBLIOGRAFÍA

[1] Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables:

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida>

[2] Guía del Recurso Solar:

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf

[3] IRENA (International Renewable Energy Agency):

<https://www.irena.org/>

[4] IEA (International Energy Agency):

<https://www.iea.org/>

[5] CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista):

<https://portalweb.cammesa.com/>



Este manual fue elaborado por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética como parte de su programa de difusión de Energías Renovables.

Diciembre 2019

ARGENTINA

Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética
Av. Paseo Colón 189 - Piso 9 Oficina 903 / C.A.B.A. Argentina
www.argentina.gob.ar/energia



Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética

