

Rendimiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica y su aplicación a BIPV

José María Román, Centro Láser UPM.

Los sistemas fotovoltaicos son una de las formas de generación de energía renovable que más se ha extendido durante los últimos años, en España en particular y en el mundo en general. Con el cambio de legislación y el aumento de las tarifas de la energía eléctrica que se están sucediendo últimamente, estos sistemas ya resultan competitivos al haberse reducido su coste de forma muy importante en los últimos años. La publicación del RD 1699/2011 que se centra en el desarrollo del autoconsumo favorecerá la proliferación de pequeños sistemas fotovoltaicos integrados como elementos constructivos de edificaciones. Solamente es necesario tener en cuenta las especificidades de la instalación de sistemas solares en entornos urbanos de forma que su rendimiento no se vea afectado de forma negativa.

En los últimos años, la generación de electricidad mediante la tecnología solar fotovoltaica ha sido primada en el marco del Plan de Energías Renovables 2000-2010 para conseguir una reducción de coste mediante la economía de escala, de modo que en este momento ya resulta competitiva a nivel de consumidor, con los precios de consumo a 15 c€/kWh y

José María Román es doctor en Ciencias Físicas por la Universitat de Barcelona. Ha instalado la línea de producción de BIPV de Romag, ha sido jefe de Servicio de Sistemas Fotovoltaicos de CENER y director del Laboratorio de Calidad y Control de Sistemas Fotovoltaicos de INGENA Solar Energy. En el Centro Láser UPM ha trabajado en la formación de contactos metálicos en células solares mediante láser, y actualmente es responsable del Laboratorio de Ingeniería de Yingli Solar para Europa.



subiendo, al haberse dividido por tres el precio de las instalaciones desde el año 2005. A comienzos de este año, el nuevo marco legislativo español ha eliminado las primas a las energías renovables, siguiendo la puesta en marcha de una reglamentación para el 'autoconsumo' de energía generada por medios renovables, establecida en el RD 1699/2011 [1]. Es decir, un consumidor puede instalar y consumir de un sistema de energía renovable, no necesitando la utilización de la red de la compañía eléctrica. Aunque esto ya era posible con anterioridad, la parte interesante de este RD queda por desarrollar y consiste en la solución técnica que se conoce como facturación de 'balance neto' o *net-metering*. En este caso, el productor/consumidor con acceso a la red eléctrica podría exportar a la red eléctrica el exceso de energía que produjese, digamos, durante el día, para 'recuperarla' posteriormente durante la noche (o verano/invierno en plazos anuales).

London Science Museum (Romag).

Los sistemas fotovoltaicos se adecuan al autoconsumo por parte de pequeños consumidores debido a su versatilidad y escalabilidad, que permite la adaptación del tamaño del sistema a las necesidades de consumo y características de la edificación y entorno mediante la integración de la tecnología como parte de los elementos constructivos de las edificaciones y equipamiento urbano. La integración de sistemas como parte de los elementos constructivos de las edificaciones se conoce como BIPV (Build Integrated Photovoltaics - Fotovoltaica Integrada en Edificios), y lo forman además de los módulos estándar, tejas, fachadas y techos semitransparentes, revestimiento de fachadas, etc. A la hora de determinar la producción energética (o rentabilidad económica, si se quiere) de una instalación fotovoltaica es necesario entender de una forma detallada los efectos que contribuyen al rendimiento, algunos de los cuales son particularmente destacables en el caso de sistemas instalados en edificios y entornos urbanos, que están rodeados de otras construcciones e infraestructuras, lo cual constituye el objeto de este artículo. A continuación, a modo introductorio se incluye una sucinta descripción de los elementos de tecnología fotovoltaica y definiciones (para profundizar en estos contenidos puede consultarse el libro del Prof. A. Luque [2]).

GENERACIÓN DE ENERGÍA MEDIANTE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Células solares fotovoltaicas

El elemento principal de los sistemas solares fotovoltaicos es la célula solar, formada (normalmente) por un material semiconductor en forma de oblea o lámina, que es capaz de generar tensión en continua (DC) al ser iluminado por radiación solar, de forma que al ser conectada a una carga se produce el flujo de una corriente eléctrica.

Existen varios tipos de células solares, el más común es la célula de silicio cristalino (c-Si) en forma de obleas de espesores de unas 200 µm, que según su proceso de fabricación puede ser silicio monocristalino (m-Si), donde la oblea esta formada por un cristal perfecto y por tanto de aspecto homogéneo, o silicio policristalino (o multicristalino) (p-Si), donde la oblea se genera a partir de un proceso de cristalización rápida

que nuclea muchos dominios con distintas orientaciones cristalográficas, con un aspecto de estar formada por pedazos irregulares. La eficiencia de estas células está en el rango del 15-18%, con las m-Si de alta eficiencia en el entorno del 20% en línea de producción.

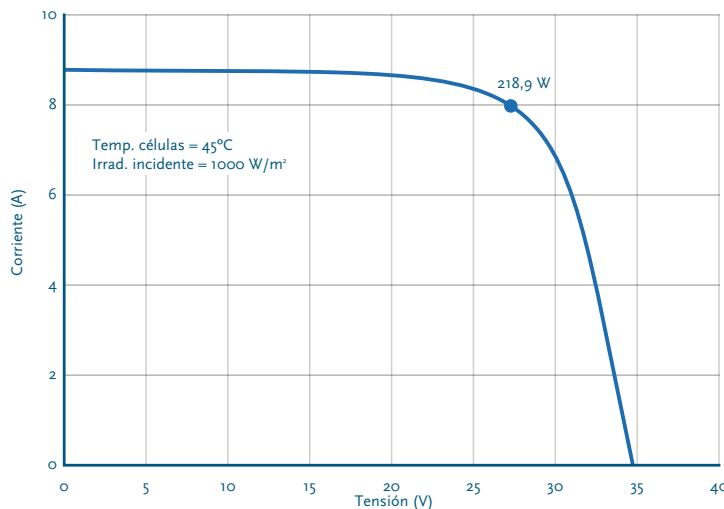
Otro tipo de células está formado por células de lámina delgada obtenidas por combinación de elementos II-VI, telurio de cadmio (CdTe) y sulfuro/selenuro de indio-cobre-galio (CIGS) principalmente, con las que suele incluirse el silicio amorfo (a-Si). En este caso se depositan películas de unos 50 µm de espesor sobre vidrio (normalmente). El proceso de depósito no necesita ser tan delicado como en el caso de las células cristalinas, por lo que resulta más barato, pero tienen una menor eficiencia que las cristalinas de silicio, con valores del 12-13%, incluso alcanzando el 15%.

Un tercer grupo de células, utilizado para aplicaciones muy especializadas (sistemas de concentración y aplicaciones espaciales) está formado por elementos de los grupos III-V, como el arsenuro de galio (GaAs), que pueden doparse con fósforo (P), indio (In), germanio (Ge), etc. para variar sus características eléctricas. Se producen mediante el depósito controlado de átomos capa a capa, de forma que incluso el dopaje puede variarse para cada capa. Estas son las células más eficientes que pueden llegar hasta un 43% de eficiencia en sistemas de concentración de 1000x. También existen células formadas a partir de materiales orgánicos, conocidas como *dye-sensitized solar cells*, (células solares de tinta sensible) en las que hay puesta una gran esperanza por su facilidad de producción en cadena, aunque su eficiencia sea del orden de 6-7%. Últimamente se está investigando en las propiedades fotovoltaicas de los nanotubos de carbono y otros materiales de fácil fabricación.

Módulos y sistemas solares fotovoltaicos

Las células son elementos frágiles y por su tamaño generan una pequeña cantidad de energía. Para protegerlas, y a la vez incrementar la energía producida, se interconectan eléctricamente entre sí y se encapsulan para formar módulos fotovoltaicos. (Precisar que en los módulos de lámina delgada se deposita el módulo completo y solo posteriormente median- →

Módulo FV: Yingli Solar, YL240-23P KIT



Módulo FV: Yingli Solar, YL240-23P KIT

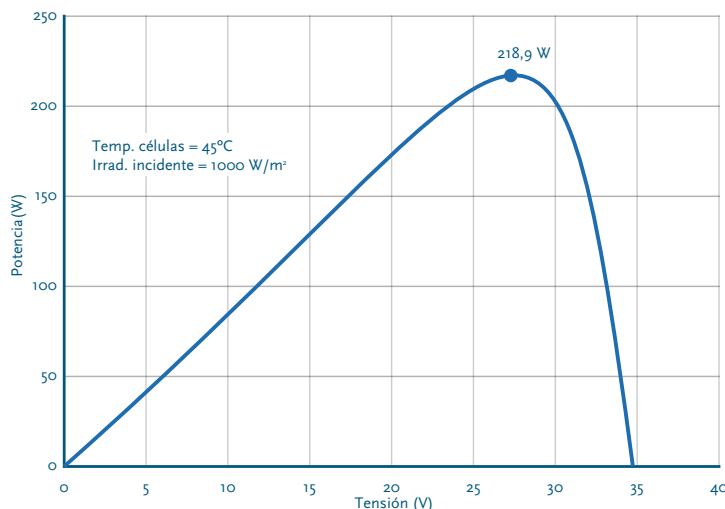


Figura 1- Curva característica I-V generada por un módulo solar fotovoltaico sometido a una irradiancia de 1000 W/m². La potencia presenta un valor máximo, que depende de la irradiancia, y la temperatura. La Potencia Pico del módulo se define a 1000 W/m² (del espectro AM1.5G) y 25 °C de temperatura del módulo [3].

te tecnología láser se divide ese depósito en elementos más pequeños o 'células'; y que en el caso de las células del grupo III-V todo lo que se utiliza puede ser una célula de 1 cm², que recibe la luz concentrada por un conjunto de espejos o lentes montadas sobre seguidores solares). La potencia generada por un módulo fotovoltaico depende principalmente de la irradiancia (W/m²) de la luz solar que recibe, la temperatura del módulo en ese momento y de la tensión de trabajo. La Figura 1 muestra la curva característica I-V de un módulo, que determina la intensidad de corriente para cada valor de tensión, de modo que la potencia que el módulo puede generar presenta un máximo. La Potencia Pico del módulo se define como el máximo de potencia generada para una irradiancia de 1000 W/m² del espectro AM1.5G y 25 °C de temperatura de célula (Condiciones Estándar de Medida –STC, Standard Test Conditions), cuya unidad se conoce como Wp (vatío pico). La potencia generada por el módulo normalmente no alcanzará este valor, dado que no siempre recibe 1000 W/m², y la temperatura de trabajo habitual estará en el rango 40-60 °C. De la misma forma que se hacía con las células fotovoltaicas, los módulos fotovoltaicos se interconectan entre sí para dar lugar a los campos fotovoltaicos según las necesidades de potencia y tensión requeridas (la conexión en serie aumenta la tensión, la conexión en paralelo aumenta la intensidad de corriente). Por lo tanto, los campos solares pueden variar desde un pequeño número de módulos instalados en un tejado hasta grandes sistemas como pueden verse a lo largo y ancho de la geografía nacional. Lo que se conoce como sistema fotovoltaico está formado por este campo, junto con el resto de elementos que permiten extraer y utilizar la energía (estructuras soporte, cableado, protecciones, reguladores, inversores, contadores, casetas, etc.), que recibe el nombre de Balance del Sistema (BOS – Balance of System).

La clasificación principal de los sistemas fotovoltaicos corresponde a sistemas aislados y conectados a red. En lugares donde no existe acceso a la red eléctrica se utilizan medios de acumulación de energía, principalmente baterías, pero también bombeo de agua, pilas de combustible o *fuel cells*, volantes de inercia (*flying wheels*), etc., que permiten acumular la energía generada durante el día para su utilización en momentos de necesidad. Estos sistemas requieren un diseño muy específico para ajustar los picos de consumo y la autonomía del sistema en previsión de días en los que no luzca el sol o altos picos de demanda. Además el proceso de



carga y descarga de los elementos de acumulación tiene unas pérdidas del orden del 20%. En el caso de localizaciones con acceso a red es más interesante inyectar el exceso de energía generada a la red eléctrica, que se hace con unas pérdidas relativamente moderadas del 5-10%, y obtener el déficit de la red en periodos de necesidad. Además, en este caso, el diseño del sistema no requiere tanto detalle sobre las necesidades específicas de consumo, dado que es suficiente con hacer una valoración anual de las mismas, al poder utilizar la red eléctrica como soporte. La siguiente sección se centra en instalaciones conectadas a red, y en particular instaladas en edificación y/o entornos urbanos.

RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Las estimaciones iniciales de la producción de una instalación fotovoltaica se realizan utilizando bases de datos históricas de radiación y temperatura en el emplazamiento (ver PVGIS, NASA, SoDA... [4-8]). En todo caso, una vez instalado el sistema se incluyen equipos de monitorización que realizan la medida de la irradiación solar que llega a la superficie de los módulos fotovoltaicos y la energía generada por el sistema. La irradiación solar (kWh/m²) se mide por medio de un piranómetro o una célula de referencia (Célula de Tecnología Equivalente, CTE). La irradiación solar que se recibe en un emplazamiento se divide en tres componentes: radiación directa, difusa y albedo. La primera proviene directamente del sol (en línea recta), y representa un promedio del 50-60% de la irradiación total recibida, aunque en lugares altos y secos puede alcanzar valores de hasta el 80%. La radiación difusa procede de toda la bóveda celeste debido a la difusión producida en la atmósfera, y puede llegar al 30-40% del total. El albedo corresponde a la radiación reflejada en el entorno, que finalmente incide sobre los módulos fotovoltaicos, y se estima que puede tener un valor del orden del 20%, aunque depende fuertemente del entorno, puesto que en una zona nevada este valor se incrementará considerablemente; y en zonas urbanas pueden producirse reflexiones en edificios del entorno.

El rendimiento de un sistema fotovoltaico o *Performance Ratio* (PR) es la relación entre la energía anual realmente producida por un sistema (inyecta a la red o a los acumuladores de carga) y la energía anual máxima que podría haber producido con la irradiación solar recibida por cada kWp (kilovatio pico) de potencia instalada. (No confundir con la 'eficiencia', que es la relación entre la energía que genera el sistema y la energía recibida en forma de radiación solar). El *Performance Ratio* viene determinado por las condiciones meteorológicas del emplazamiento, su entorno próximo y por las características propias de los equipos instalados. Todos los efectos que producen una reducción del rendimiento se recopilan en los tres grupos que se detallan a continuación. El IDAE ofrece una guía para el diseño de instalaciones que es ampliamente utilizado como referencia en el sector [9].

Pérdidas de captación

Las pérdidas de captación están provocadas por elementos que impiden que parte de la luz potencialmente disponible alcance la superficie del módulo.

... **Horizonte:** La cantidad de luz que deja de recibirse debido a que es bloqueada por el horizonte se conoce como pérdida de horizonte. Esta 'estimación' de pérdida permite comparar instalaciones en diferentes emplazamientos, y no es evitable por un desplazamiento 'pequeño' del sistema, como sería el caso de un poste eléctrico.

Trazado de la línea del perfil de obstáculos

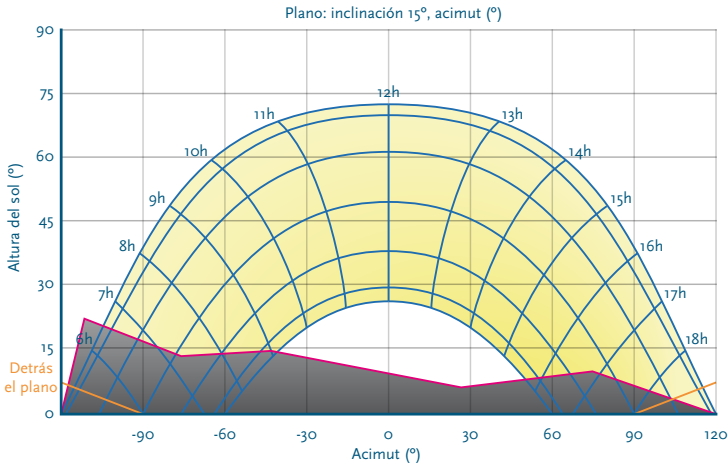


Figura 2- Línea de horizonte sobre las trayectorias solares a lo largo del año. El sol sale por el este y se desplaza hacia la derecha siguiendo el arco de cada época anual. El arco inferior corresponde al solsticio de invierno (situación más desfavorable, y el arco superior corresponde al solsticio de verano. La parte de trayectoria solar sombreada queda bloqueada detrás del horizonte.

... **Orientación e inclinación:** Un sistema solar fijo en una latitud determinada recibe el máximo de energía solar en cómputo anual en una orientación e inclinación óptimas, que en España y países de nuestro entorno corresponde a orientación sur e inclinación 30°. Cuando la orientación e inclinación son diferentes el sistema recibirá una menor irradiación solar a lo largo del año, lo que se conoce como pérdidas de orientación e inclinación. Este efecto es difícil de evitar en edificios (salvo en cubiertas planas) puesto que no existe la posibilidad de elegir la orientación de los mismos una vez construidos.

... **Sombreado de elementos cercanos y autosombreado:** Elementos cercanos del entorno del sistema fotovoltaico tales como edificios, postes de comunicaciones, chimeneas, torres de ventilación, árboles, cableado aéreo, etc. proyectarán su sombra de forma total o parcial sobre los módulos, dependiendo de la época del año y de la hora del día. La propia distribución física de los módulos en filas provoca, en las horas iniciales y finales del día, un autosombreado del sistema de unas filas sobre otras. En el caso de un sistema en campo abierto, éste debe diseñarse de forma que se minimicen los autosombreados separando las filas de módulos. Más problemática resulta la situación de sistemas instalados en edificaciones (BIPV), puesto que las sombras proyectadas por los elementos cercanos son móviles, y debe llegarse a un compromiso. Para minimizar en lo posible estos efectos los módulos llevan instalados unos diodos de paso, que permiten transmitir la corriente generada por las células iluminadas, que de otra forma sería bloqueada por las células en sombra, provocando un efecto global sobre el sistema fotovoltaico, a pesar de ser la causa localizada. La colocación del medidor de irradiancia debe evitar en cualquier caso las sombras para poder hacer un análisis adecuado del rendimiento.

... **Suciedad:** La radiación que alcanza el módulo se ve reducida por la presencia de polvo y suciedad general en su superficie. Este efecto es importante en zonas secas con polvo y en medios urbanos, y

deben planificarse limpiezas periódicas ajustadas a los momentos de mayor incidencia del mismo.

... **Reflectividad:** La superficie plana del módulo produce una reflexión acusada de la radiación cuando su ángulo de incidencia es superior a 60°, lo que se observa claramente en las horas iniciales y finales del día. Este efecto puede cuantificarse realizando una comparación de los valores de irradiancia registrada por un piranómetro (no refleja radiación) y una célula de referencia. Este efecto, por tanto, debe descontarse solamente cuando el sistema de monitorización utilice un piranómetro para la medida de la irradiación recibida (el módulo refleja la luz y el piranómetro no).

Pérdidas de célula

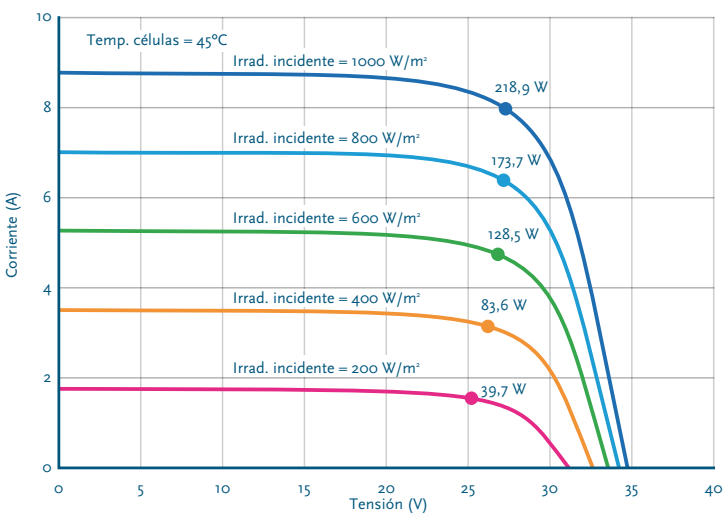
Una vez la luz ha alcanzado la célula solar se producen pérdidas propias del funcionamiento de la célula fotovoltaica.

... **Desacople espectral:** La célula solar tiene una respuesta espectral a la radiación solar, es decir, no absorbe por igual en todas las longitudes de onda, además el espectro solar depende de la localización, momento del año y hora del día, de forma que éste variará respecto del estándar AM1.5G (*Air Mass 1.5 Global*, radiación global una vez atravesada una capa atmosférica de espesor 1,5AM durante la primavera en la zona central de Alemania según normativa IEC-60904-3). Las pérdidas debido a este efecto son pequeñas para células de Silicio cristalino, mientras que para células de tipo Silicio amorfo pueden existir diferencias apreciables entre los meses de invierno y verano. Nuevamente, dado que un piranómetro tiene una respuesta espectral plana y una CTE no, este efecto solo debe descontarse en el caso de realizar la medida de la radiación con un piranómetro.

... **Periodos de baja irradiancia:** La absorción de la radiación para irradiancias por debajo de 400 W/m² es menos eficiente que a 1000 W/m², lo que se conoce como 'pérdidas' de baja irradiancia. Una de las ventajas que presentan las células de a-Si, CIGS y CdTe frente a las de c-Si es que la reducción de eficiencia a baja irradiancia es aproximadamente la mitad. Por otro lado, las células del grupo III-V suelen utilizarse con valores de concentración de hasta 1000x, y bajo esas condiciones incrementan su eficiencia de absorción desde valores del 25% hasta el 38%, o incluso el 43% (siendo el efecto una 'ganancia' en este caso).



Módulo FV: Yingli Solar, YL240-23P KIT



Módulo FV: Yingli Solar, YL240-23P KIT

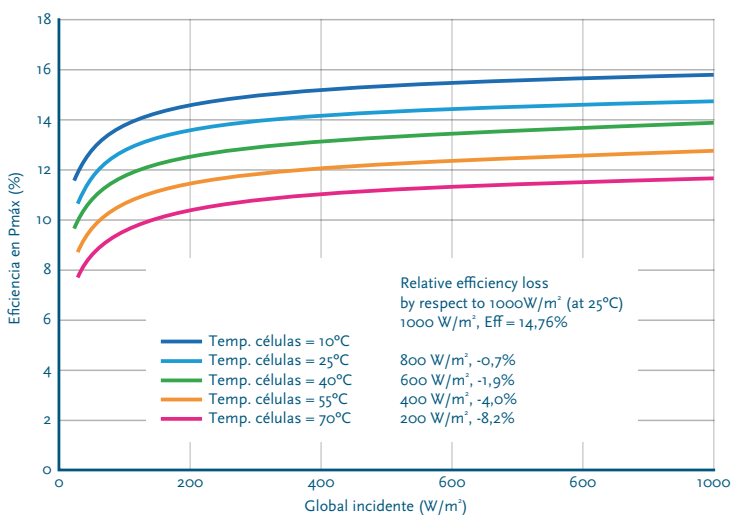


Figura 3- El comportamiento del módulo en función de la irradiancia es aproximadamente lineal: (a) curva i-v para distintos valores de irradiancia. Sin embargo, la potencia máxima generada se desplaza hacia valores inferiores de tensión (a), por lo que la eficiencia del módulo disminuye al reducir la irradiancia (b).

... **Temperatura:** La tensión generada por una célula solar disminuye con el aumento de la temperatura de ésta, lo que implica la reducción de la potencia generada. Éste es el efecto más importante sobre el rendimiento de las células debido a que la temperatura de operación habitualmente alcanza 40-60 °C, valores muy superiores a 25 °C, temperatura de referencia utilizada para definir la potencia pico. Mientras las células de Silicio cristalino presentan unas pérdidas por temperatura del 0,4-0,5%/°C, las de lámina delgada reducen su potencia en 0,2-0,3%/°C. Las células de grupo III-V tienen pérdidas menores, y además se instalan con sistemas de refrigeración activa y pasiva que las minimizan más si cabe. Típicamente la temperatura provoca una reducción del 4-7% del rendimiento del sistema fotovoltaico (Silicio cristalino).

Módulo FV: Yingli Solar, YL240-23P KIT

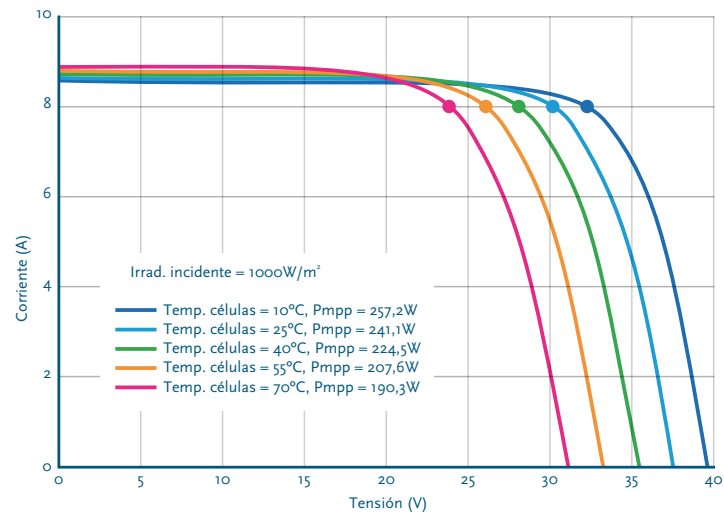


Figura 4- La tensión generada por un módulo se reduce con el aumento de temperatura, y correspondientemente se reduce la potencia. Esta pérdida es lineal con la temperatura y del orden de 0,4-0,5%/°C (en módulos de c-Si).

Pérdidas de módulo y sistema

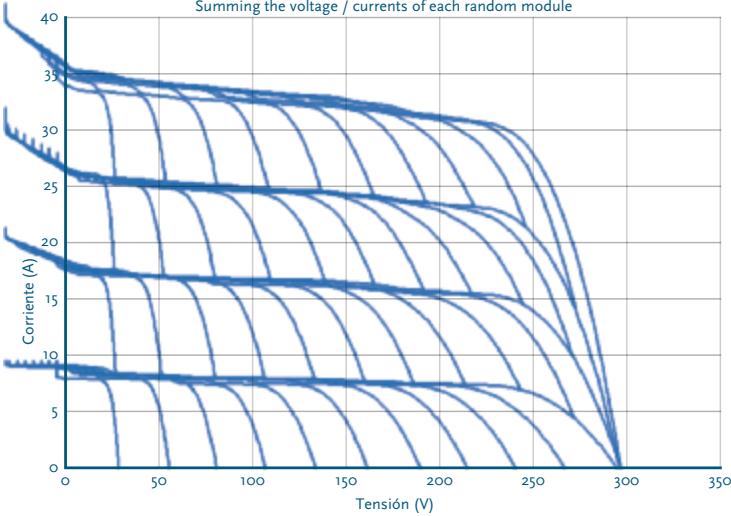
El transporte y acondicionamiento de la energía eléctrica para su uso conlleva la existencia de pérdidas del sistema.

... **Mismatch:** Los sistemas fotovoltaicos se construyen por la interconexión de módulos fotovoltaicos en serie y paralelo de forma que la generación eléctrica depende de la 'superposición' de las características eléctricas de todos los módulos. Las diferencias existentes entre estas características de los módulos fotovoltaicos dan lugar a unas pérdidas denominadas pérdidas de *mismatch* (ver Figura 5). Para minimizar estas pérdidas se realiza una ordenación de los módulos atendiendo a sus parámetros eléctricos, interconectando entre sí aquellos con parámetros eléctricos similares. Las pérdidas por este efecto pueden ser del 1-3%.



Meridian Gardens en el O2 de Londres (Romag).

Módulo FV: YL185P-23b (KIT) de Yingli Solar



Módulo FV: YL185P-23b (KIT) de Yingli Solar

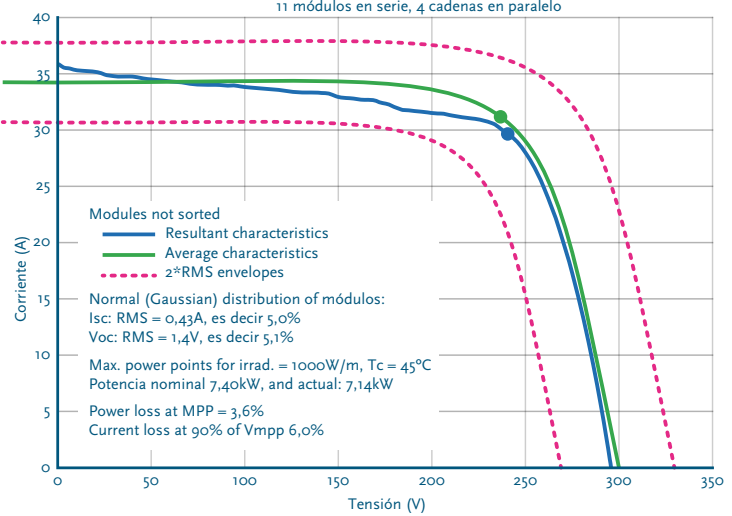


Figura 5- Al conectar en una configuración serie-paralelo los módulos fotovoltaicos sus características i-v se componen de modo que la característica i-v del conjunto ofrece un valor inferior (línea azul) al ideal (línea verde).

... **Cableado:** La caída de tensión en los cables que conducen la corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hasta el inversor producen las pérdidas de cableado, que dependen de la sección del cableado y la intensidad de corriente. Es aconsejable que el máximo no supere 1,5% y para minimizarlas suele utilizarse cable de cobre y configuraciones con el mayor número de módulos en serie, que implica tensiones más altas.

... **Sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT):** El punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico depende de la irradiancia y la temperatura, por lo que varía a lo largo del día. En el inversor fotovoltaico (o regulador de carga) existe un mecanismo que realiza una búsqueda de este punto óptimo (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*). El propio seguimiento obliga al sistema a 'salirse' del punto óptimo, y provoca una pérdida, aunque pequeña. En días con nubes, o cuando hay sombras que barren el campo fotovoltaico, la característica eléctrica es variable, y el sistema de MPPT necesita más tiempo para ajustar el punto óptimo y por tanto se producen más pérdidas.

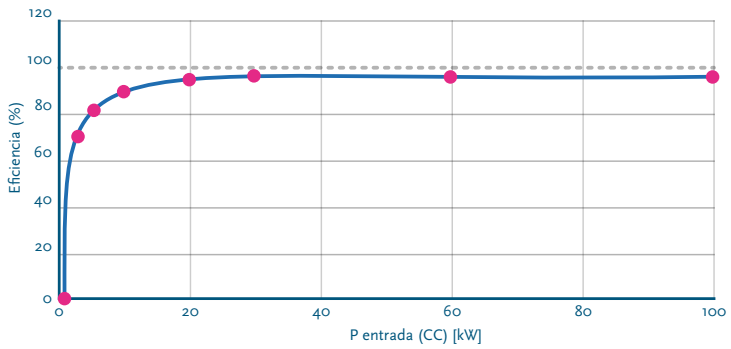


Figura 6- La eficiencia con que el inversor convierte corriente DC en AC es bastante estable, pero para valores pequeños de potencia la eficiencia cae de forma muy rápida, lo que tiene un gran efecto en días oscuros o con niebla.

... **Inversor:** El campo fotovoltaico genera corriente continua, y el inversor realiza una conversión de la misma a corriente alterna, para ser inyectada a la red eléctrica a la frecuencia y tensión definidas por ésta. Este proceso de conversión DC/AC conlleva las llamadas pérdidas de inversor, que pueden ir desde el 1,5-7% dependiendo del inversor, normalmente cuanto mayores son los inversores más eficientes. Estos valores de eficiencia del inversor están especificados para altos valores de carga de trabajo, pero por debajo del 20% el inversor sufre una caída abrupta de su eficiencia, de modo que en periodos de baja luminosidad, cuando el campo fotovoltaico genera poca potencia, en el inversor se produce una pérdida adicional a todas las anteriores. Para reducir este efecto en sistemas fijos se sobredimensiona la potencia pico respecto del valor nominal del inversor en 10-20%.

... **Pérdidas de transporte y transformación:** El transporte de la energía eléctrica hasta el punto de conexión conlleva pérdidas en el cableado entre el inversor, el contador y el punto de conexión a la red, que no deben superar el 2,0%. En el caso de instalaciones



de gran tamaño, cuyo punto de conexión se encuentra en la red de distribución de Media Tensión (20 kV o 66 kV), existe un transformador que eleva la tensión de la energía eléctrica generada. Estos transformadores generan una pérdida debida al bobinado (pérdida resistiva o de cobre) y una pérdida magnética (pérdida de hierro, aproximadamente constante).

Cálculo de la producción de la planta fotovoltaica

La acumulación de todos los efectos anteriores supone una pérdida típica respecto a la situación ideal de entre el 20% y el 30%, por lo que el valor del *Performance Ratio* anual se situará en el entorno del 70-80%.

Por otro lado, la degradación de la Potencia Pico debida al envejecimiento de los módulos fotovoltaicos no es un término incorporado como una pérdida en el cálculo del PR, si no que debe ser considerado independientemente. Esta degradación ha sido estudiada por varios institutos (NREL, Sandia, TÜV, ISE-Fraunhofer... [10-12]), arrojando valores de degradación en el rango del 0,2-1,0% anual durante todo el periodo de estudio. Teniendo en cuenta la cantidad de módulos analizados y la duración de los ensayos, una degradación del 0,5% puede considerarse como típica, la cual está bien dentro de los valores normalmente garantizados por los fabricantes (10% durante los primeros 10 años y 20% hasta los 25 años). En definitiva, la producción eléctrica anual de la planta fotovoltaica se obtiene utilizando la fórmula $E = PR \cdot G \cdot P_p$, donde P_p es la Potencia Pico instalada, $PR \approx 70-80\%$, $G \approx 1.500-1.900 \text{ kWh/m}^2$ ($\approx \text{kWh/kWp}$: 1 kWp es 1 kWh generado con 1 kWh/m² de irradiación) es la irradiación que se puede recibir sobre una superficie con inclinación óptima en cualquier lugar del país, con los valores más elevados en el sur. Este valor numérico de

irradiación es también el equivalente de energía ideal (por cada kWp instalado) que se generaría en ausencia de pérdidas. Por lo tanto la energía generada por kWp instalado (energía específica) estará en el rango de $E_{\text{esp}} \equiv E/P_p = 1.050-1.520 \text{ kWh/kWp}$.

Para realizar un análisis de viabilidad económica de una instalación deben considerarse periodos de amortización, costes de operación y mantenimiento (que son bajos para el caso de instalaciones fotovoltaicas, del orden del 5% de la producción anual) y algunos otros aspectos. Cuando todo esto se toma en cuenta el coste de una instalación fotovoltaica puede ser tan bajo como 2.000 € por kWp instalado, y suponiendo un periodo de amortización de 10 años, se puede tener un precio de la electricidad para el usuario de unos 0,13 €/kWh (u 8,6 años de amortización a precio de consumo, si se quiere).

CONCLUSIONES

Los dispositivos de generación de electricidad mediante tecnología fotovoltaica pueden ser instalados en diversos tamaños y configuraciones, y son lo suficientemente versátiles para adaptarlos a diferentes emplazamientos e incluso para integrarlos como elementos constructivos en los edificios, lo que reduce el coste de la instalación. El rendimiento de estos sistemas depende de un gran número de aspectos, que deben considerarse a la hora de diseñar la distribución física de los módulos fotovoltaicos y su configuración eléctrica, de forma que se minimicen las pérdidas. Haciendo un pequeño esfuerzo desde el punto de vista técnico para reducir el coste y las pérdidas de rendimiento, y teniendo en cuenta que el precio de la electricidad de consumo cada día es más elevado, ya es posible producir electricidad mediante sistemas fotovoltaicos a un coste competitivo con el mercado, y reduciéndose según pasa el tiempo. ■

REFERENCIAS

1. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Boletín Oficial del Estado Núm. 295, jueves 8 de diciembre de 2011, Sec. I, Pág. 130033.
2. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Edited by A. Luque and S. Hegedus. (2003) John Wiley & Sons Ltd,
3. Todas las gráficas presentadas han sido generadas con PVSYST, software para el cálculo del rendimiento de instalaciones solares fotovoltaicas. (<http://www.pvsyst.com/>).
4. *Base de datos de radiación solar de PVGIS*. T. Huld, M. Suri. European Comisión, DG – Joint Research Centre. (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>).
5. *Base de datos de radiación solar de NASA*. P.W. Stackhouse. Surface Meteorology and Solar Energy (release 6.0). (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>).
6. *Meteonorm Handbook v 6.1* (Ed. 2009). J. Remund, S. Kunz. METEOTEST.
7. *Base de datos de radiación solar de SoDa*. Lucien Wald, Ecole des Mines de Paris (<http://www.soda-is.com/>).
8. *Base de datos de radiación de SATEL-LIGHT*, The European Database of Daylight and Solar Radiation. (<http://www.satel-light.com/indexgS.htm>).
9. Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Conectadas a Red. PCT-C-REV - julio 2011. (http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_julio_2011_3498eaaf.pdf).
10. *Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power*. C.R. Osterwald, J. Adelstein, J.A. del Cueto, B. Kroposki, D. Trudell, and T. Moriarty. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO 80401.
11. *Lifetime performance of crystalline silicon PV modules*. Ewan D. Dunlop. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit (ESTI) - Ispra (Italy).
12. *Comparison of PV module performance before and after 11-years of field exposure*. A.M. Reis, N.T. Coleman, M.W. Marshall, P.A. Lehman, and C.E. Chamberlin. Schatz Energy Research Center, Humboldt State University.



Akademie Mont-Cenis en Herne (Romag).

SPECS NAP Systems

SPECTROSCOPY AND MICROSCOPY UNDER
NEAR AMBIENT PRESSURE CONDITIONS

NAP-XPS & NAP-SPM

„In order to understand real world chemical processes, we need to analyze them as they occur in the real world.“

Miquel Salmeron, Berkeley Lab



SPECS Surface Nano Analysis GmbH

T +49 (0)30 46 78 24-0
E support@specs.com
H www.specs.com

SPECS™