

# Fuentes de Energía

## Capítulo 9: Energía solar fotovoltaica

### Autores:

- Antonio Lecuona Neumann. Catedrático del Área de Máquinas y Motores Térmicos.
- José I. Nogueira.

Dpto. De Ingeniería Térmica y de Fluidos, [Grupo ITEA](#), [Universidad Carlos III de Madrid](#), Leganés, España.

2019

La información contenida en este documento sirve de propósito exclusivo como apuntes para alumnos en la enseñanza de la asignatura indicada y ha sido obtenida de las mejores fuentes que se han podido encontrar, generalmente de reconocido prestigio. No obstante el/los autor/es no garantizan la exactitud, exhaustividad, actualización o perfección de su contenido. Por ello no será/n responsable/s de cualquier error, omisión o daño causado por el uso de la información contenida, no tratando con este documento prestar ninguna clase de servicio profesional o técnico; antes bien, se ofrece como simple guía general de apoyo a la docencia. En caso de detectar algún error, rogamos nos lo comunique e intentaremos corregirlo. Puede contener material con copyright © por lo que su reproducción puede no estar permitida.

# Introducción al Cap. 9: Energía solar fotovoltaica

Siendo la fotovoltaica una de las renovables más dinámicas y con mayor futuro inmediato, es necesario conocer sus principios operativos, prestaciones y estructura de costes.

Este capítulo comienza con los principios físicos, citando las aún en desarrollo células de concentración y multi-unión como exponentes de la tecnología actual dominante que es la de silicio monocristalino.

Le siguen las curvas de características eléctricas, de las que se deduce que la tensión de suministro para máximo rendimiento MPP no es constante para distintas irradiancias  $G$ . También se deduce la necesidad de un controlador de máxima potencia MPPT. Se presenta la necesidad de evitar altas temperaturas, así como el problema de sombras parciales en un panel, precisando diodos. Se indica la pérdida por envejecimiento.

Las ventajas de la fotovoltaica se desgranán, citando su alta capacidad desde muy pequeñas hasta muy grandes potencias, su sencillez y alta duración, si bien su no gestionabilidad limita las ventajas.

La estructura de costes está relacionada con el coste de los paneles y con la necesidad de adaptar la electricidad de salida al consumo; se usan convertidores DC/AC. De adaptar la producción a la demanda se desprende un alto coste de las baterías, que junto a su corta duración, solo resultan justificables económicamente en sistemas aislados. El montaje y las gestiones iniciales son una parte tan importante del coste como el de los paneles. Se citan los posibles ingresos por inyectar a la red los excedentes en las instalaciones de autoconsumo.

La productividad de la fotovoltaica, viene condicionada por el recurso solar del sitio, pero también por la posibilidad de orientar al sol (hacia el ecuador) y por la ausencia de sombras. Es evaluada con ejercicios prácticos y con datos reales en España. Las granjas solares disponen de vigilancia y sistemas de limpieza de los paneles.

La abundante información que se ofrece, así como los ejercicios resueltos tratan de crear un escenario, en el cual se destacan dos contenidos fundamentales, el conocimiento de la tecnología y la capacidad de resolver estimaciones en base a datos básicos.

Las tecnologías de almacenamiento específicas para instalaciones fotovoltaicas se considera un contenido importante, pero no son necesarios detalles dada la gran diversidad en desarrollo y su escasa implantación actual.

A título informativo se cita la tecnología emergente PVT para lugares con poco espacio.

Las actividades propuestas son para ampliación y consolidación de conocimientos.

La materia se compone del núcleo expositivo, lo complementan temas avanzados, recordatorios y de ampliación (señalados en su caso como *ex cursus*), cuestiones de autoevaluación y ejercicios resueltos y propuestos sin resolver.

# Índice

9.1.- Fundamentos del efecto fotovoltaico.

9.2.- Tecnologías fotovoltaicas.

9.3.- Características eléctricas.

9.4.- Características de la energía fotovoltaica.

9.5.- Economía de la energía fotovoltaica.

9.6.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica.

9.7.- Bibliografía.

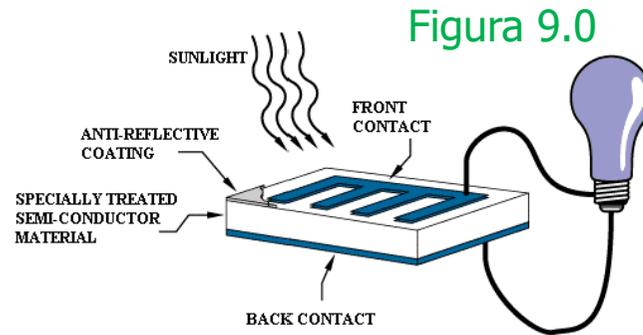
9.8.- Cuestiones de autoevaluación.

9.8.- Actividades propuestas.

**Objetivos:** Familiarizarse y dar a comprender los conceptos actualmente usados para la producción de electricidad con energía solar y el efecto fotovoltaico, su tecnología, variantes, posibilidades y costes.

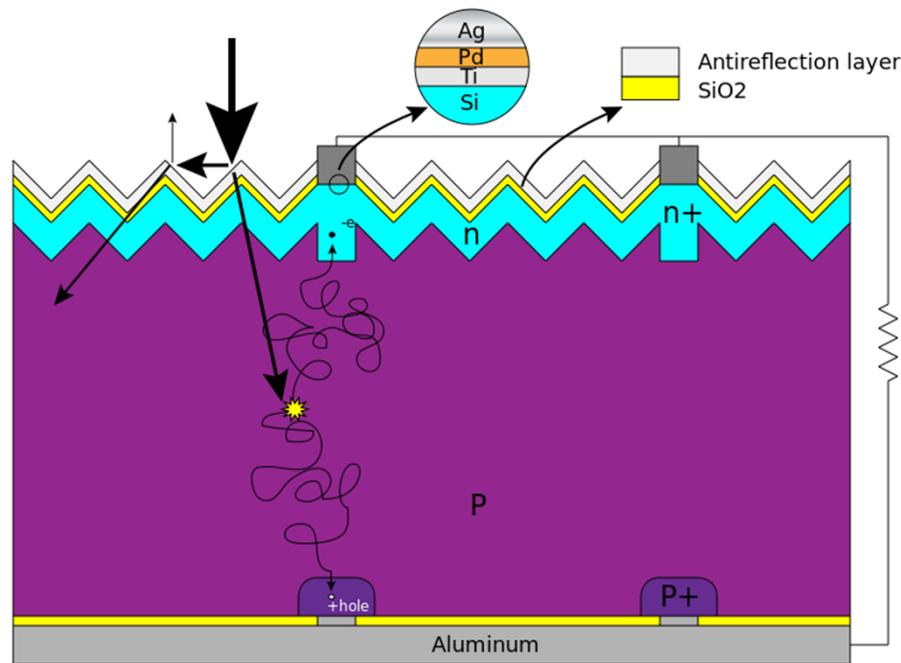
# 9.1.- Fundamentos del efecto fotovoltaico.

## Principios



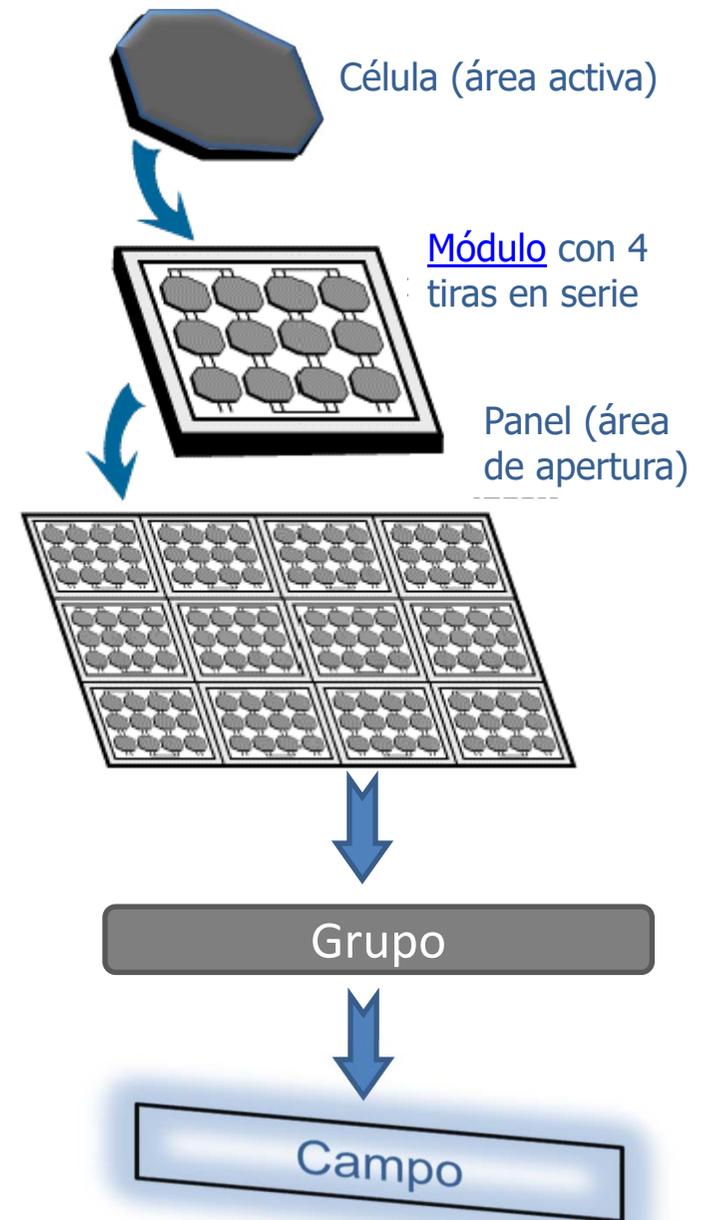
Fuente (fig. 9.0 y 9.1) Gil Knier, How do Photovoltaics Work?, [ Uso permitido citando la fuente original]

La unión directa de una célula con una resistencia no da buenos resultados.



Vista transversal de célula de unión simple. ↑ Fuente. Cyferz, CC BY 3.0.

Figura 9.1. Elementos



## 9.2.- Tecnologías fotovoltaicas.

El rendimiento eléctrico  $\eta_e$  se define como la potencia eléctrica máxima (pico) dividida por el área activa de la célula  $\times$  intensidad solar; con  $G_T = 1 \text{ kW/m}^2$ , [AM 1.5](#) y  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Tecnologías de las células: [http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency\\_chart.jpg](http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg)

**I. Sin concentración solar:** trabajan a temperatura lo más próxima al ambiente para evitar deterioro de la eficiencia y de su integridad. Son de una capa de semiconductor activo y en algún caso de varios. [Más info.](#)

- El **material** más común es el silicio obtenido por reducción de sílice. Sus variantes son el poli y el mono cristalino ( $\eta_e = 11$  a  $19\%$  resp.), con  $80\%$  del mercado. Las monocristalinas [se obtienen](#) cortando láminas de  $0,2 \text{ mm}$  de lingotes de silicio puro dopado, se pulen, se dopan, se recubren, se inscriben los contactos y se aparejan para evitar unir células de características distintas. Pueden ser [bifaciales](#). La reducción de su coste ha desplazado a las demás variantes.
- Se han anunciado recientemente otros materiales baratos depositando una capa fina sobre una banda continua de sustrato, con lo que el concepto de célula desaparece; tales:
  - Telururo de cadmio ([CdTe](#))
  - Diselenuro de cobre, galio e indio ([CIGS](#)) cobre-indio selenio ([CIS](#)).
  - [Silicio amorfo](#) ( $\eta_e = 4 - 11\%$  aunque se ha logrado un  $18\%$  a  $20\%$  en laboratorio, orientado a conseguir  $15\%$  comercial nominal, si bien a un costo muy superior).
- Más recientemente se han anunciado células poliméricas de tinta impresa sobre aluminio y [orgánicas](#) ([OPV](#)); de coste y eficiencia bajos pero llegando a records de  $12\%$  en laboratorio en configuración *tándem* (2 células ópticamente en serie, bi-unión). [Solar efficiency tables](#).

## 9.2.- Tecnologías fotovoltaicas.

Tecnologías de las células (cont.): (*ex cursus*)

**II. Con concentración solar (CPV):** Se aceptan temperaturas mayores al usar materiales especiales, capaces de eficiencias del semiconductor más altas ( $\eta_e = 30-40\%$ ) y de menor sensibilidad a la temperatura, dando un  $\eta_e \cong 20-30\%$  teniendo en cuenta la óptica de concentración. [Más info.](#)

- Se basan en que la óptica concentradora es más barata que la célula, aunque absorbe y refleja algo de la radiación incidente. P. e. células de Arseniuro de galio GaAs.
- Se disponen células absorbedoras a bandas distintas del espectro ([células multi-unión](#), 3 habitualmente aunque se desarrollan de 4, encareciendo la célula hasta 100 veces. Número de soles  $S \cong C = 500$  a 1.000 (irradiancia concentrada / irradiancia solar).
- Requieren seguimiento solar preciso ( $< 0,5^\circ$  de error) o técnicas ópticas avanzadas. **Solo usan la irradiancia directa del sol**  $G_{b,n}$  por lo que resultan adecuadas para lugares desérticos.  $\eta_{e,record} = 44\%$  en laboratorio con hasta  $S = 950$ .
- Es frecuente usar [lentes Fresnel](#), pues a la vez sirven de protección frente al polvo, lluvia y nieve. [Más info.](#)

## 9.2.- Tecnologías fotovoltaicas.

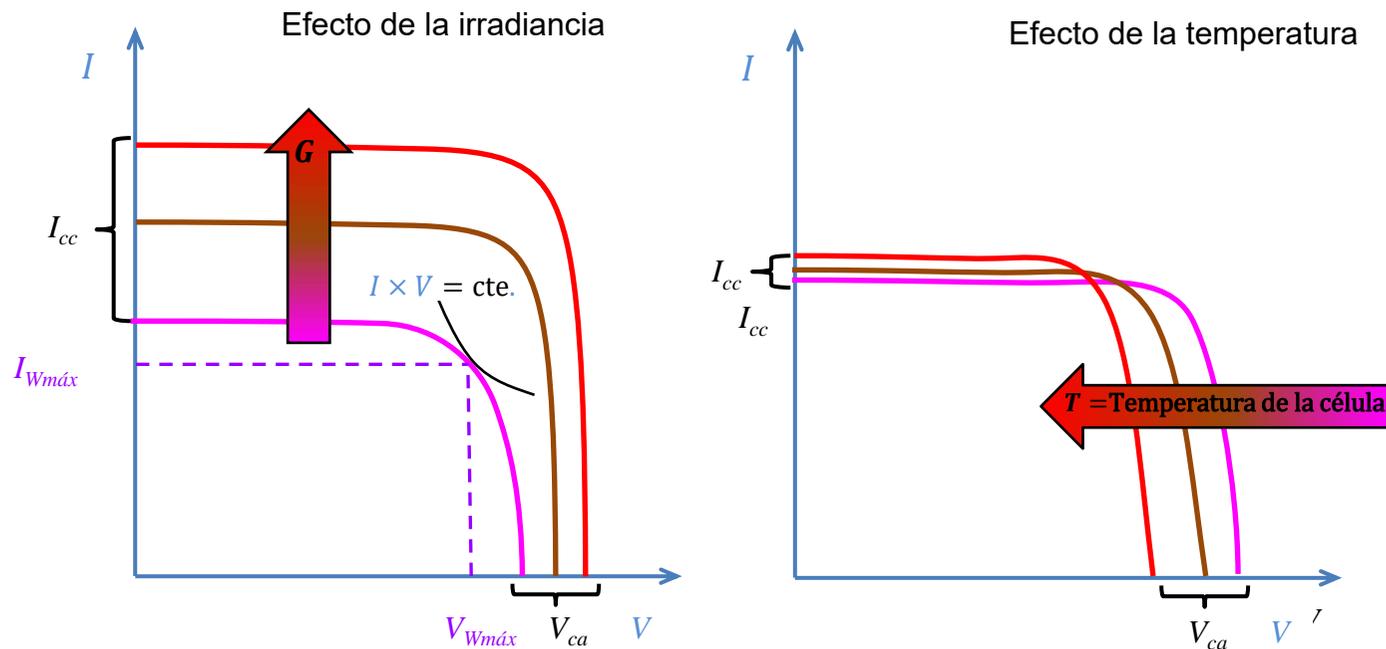
### Tecnologías de las células (cont.): Características generales

- Debido a la forma de las células, el área activa resulta inferior al área de apertura. Además, los electrodos frontales dan sombra sobre la célula. **Fig. 9.1.**
- Se logran factores de empaquetamiento  $p = \text{área activa}/\text{área total}$  del 80% al 90%. Por ello se prefiere no ofrecer la potencia por  $\text{m}^2$ , sino por vatio pico en condiciones de referencia.
- Las eficiencias menores tienen como resultado el ocupar más espacio para una potencia eléctrica dada.
- Estado mundial a 2019: 800  $\text{GW}_e$  instalados produciendo con  $FC = 13,2\%$ . Este valor medio/bajo puede en parte deberse a instalaciones antiguas y pequeñas instaladas en lugares no idóneos. Tiende a aumentar, ver **ap. 9.6.**
- En España hay y se prevé instalar varios  $\text{GW}_e$ , habiéndose solicitado > 10  $\text{GW}_e$  en 2019.
- Actualmente entran en el mercado los paneles bifaciales, capaces de aprovechar la irradiación reflejada  $G_g$ .

### 9.3.- Características eléctricas.

La relación tensión-intensidad de una célula (y de un panel si es de células idénticas) se caracteriza por un diagrama Tensión-Intensidad ( $I - V$ ) correspondiente a un diodo, por lo tanto no lineal:

- La tensión de circuito abierto ( $I = 0$ ) es  $V_{ca} \approx$  constante con  $G$  y disminuye con la temperatura de la célula  $T$ .
- La intensidad de cortocircuito ( $V = 0$ )  $I_{cc} \propto G \times A$  y aumenta ligeramente con  $T$ .
- La irradiancia se considera normal al plano de la célula  $G_{Tr}$ , aunque no se exprese.

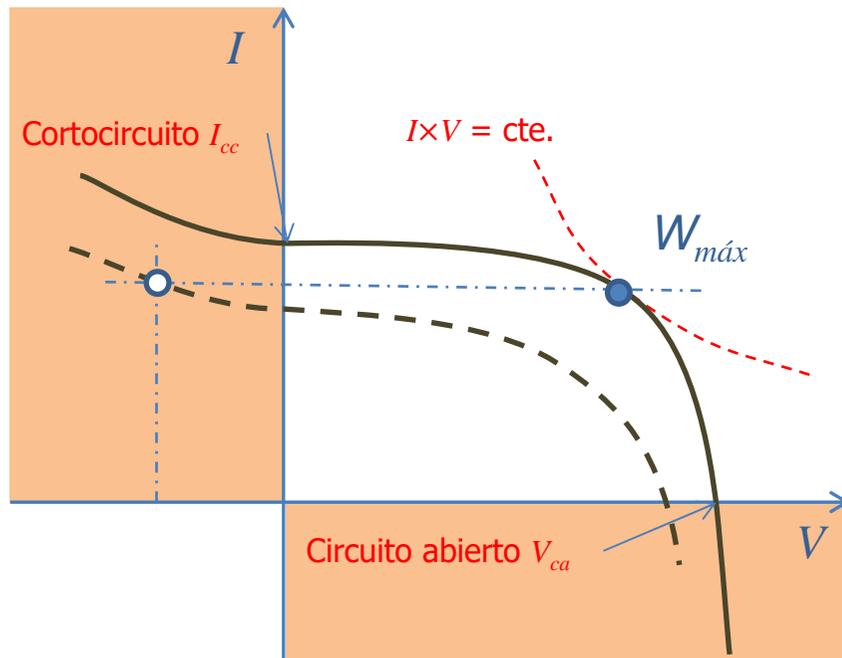


- El factor de relleno o *Fill Factor*  $FF$  alcanzado es  $\sim 80-90\%$ , próximo al factor de empaquetamiento  $p$ :

$$FF = \frac{W_{max}}{I_{cc} V_{ca}}$$

### 9.3.- Características eléctricas (cont.).

- Las células ostentan una curva de diodo desplazada en tensión por la irradiancia y se visualiza con la intensidad inversa como positiva. Células idénticas de área  $A$  se conectan en serie para lograr la tensión  $V$  deseada (típ. 24V), o en paralelo para aumentar la intensidad  $I$  y así lograr la potencia deseada  $W = I \times V$ .



- Un dispositivo electrónico (seguidor, tracker) se encarga de maximizar la potencia ( $W_{max} = \max(I \times V)$ ) eligiendo la operación en el punto relleno con  $V \approx 0,5 V$  por célula. Este dispositivo radica en el convertidor CC/CC o en el inversor CC/CA.
- Las células sanas producen una potencia máx. aproximadamente proporcional a  $G \times A$ .  
Más información en: <http://pvpmc.org/> o <http://pveducation.org/pvcdrom/instructions>
- Si una célula se encuentra **estropeada o en sombra** traslada su curva (indicada a trazos genéricamente) y por estar en serie con una normal pasa por ella la misma intensidad  $I$ , con resultado de quedar polarizada inversamente (punto hueco  $V < 0$ ) y por ello contribuye como una carga,  $W < 0$  (zona con fondo naranja), disipando potencia producida por las demás y pudiendo sobre-calentarse. El panel perderá potencia notablemente. Para evitar daños por punto caliente se suelen proteger conjuntos de células en serie con diodos de bypass en paralelo [6], que desvían el paso de la corriente del resto de células del tramo afectado.

## 9.3.- Características eléctricas (cont.).

- Datos típicos.

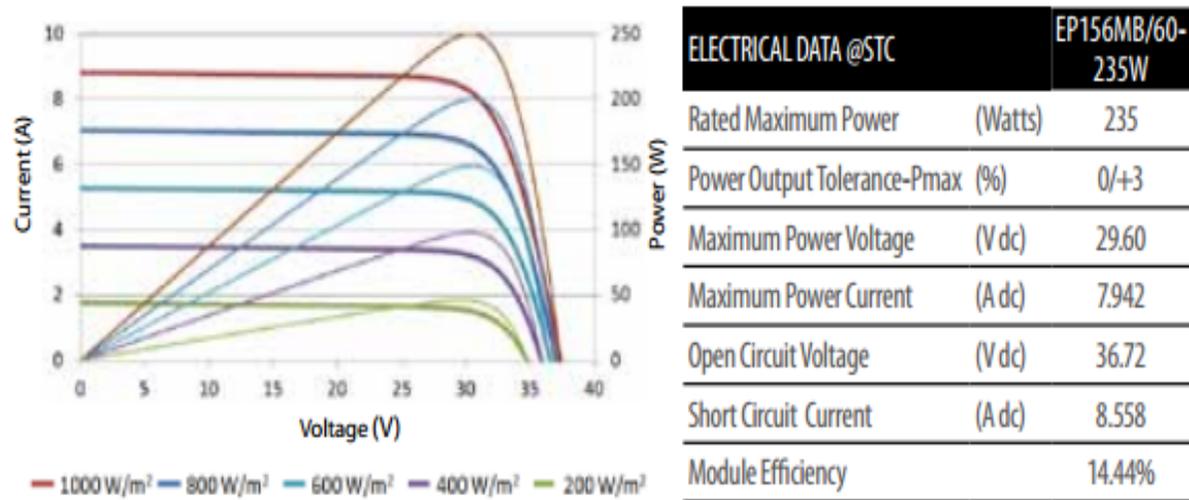


Figura 9.x.- (a) Curva  $I-V$  y  $W-V$  de panel solar Eoply 235W monocristalino en condiciones nominales. (b) Características eléctricas. Fuente: [Manual Eoply 235W](#). Enero 2016.

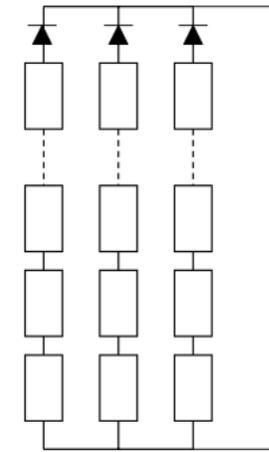
### Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.09% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.32% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

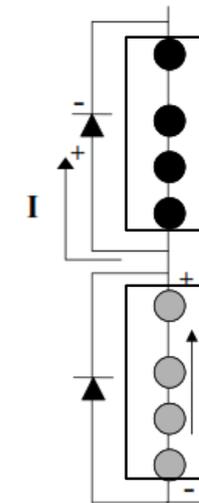
Figura 9.y.- Características de temperatura panel fotovoltaico policristalino [ATERSA A-300M GSE](#), enero 2016.

### 9.3.- Características eléctricas (cont.).

- **Diodos de bloqueo**. Dispuestos en serie con tiras, Fig. 8.23. Impiden la corriente inversa en una tira o panel, por estar defectuosos o sombreados, aislándolos. ☹ Infligen una caída de tensión  $\approx 0,5$  V.



- **Diodos de bypass**, actúan en células al polarizarse negativamente (en negro). Pueden añadirse a un panel entero:



Peculiaridad:

Las células de silicio amorfo conteniendo germanio son capaces de producir electricidad residual durante la noche a causa de la radiación infrarroja de la atmósfera, a la que son sensibles.

## 9.4.- Características de la energía fotovoltaica.

Se prevé alcanzar la “[grid parity](#)”, o igual coste de consumo de la electricidad de la red a tarifa, que autogenerando y con facturación neta del consumo “[net metering](#)” sin primas, entre 2015 y 2020 para lugares soleados donde la tarifa sea realista, coincidiendo cuando el coste del sistema completo baje a 2-3 €/W<sub>p</sub>, véase la [Fig. 6.2](#). W<sub>p</sub> es la [potencia pico](#) en condiciones estándar G<sub>T</sub> = 1 kW/m<sup>2</sup>, [AM 1.5](#) y 25 °C.

### Ventajas de la fotovoltaica:

- Fácil escalado desde tamaños muy pequeños.
- Simplicidad y bajo mantenimiento, fiabilidad. No consume agua. Buena imagen.
- El coste continúa bajando, llegando los paneles a c<sub>0</sub> < 0,5 €/W<sub>p</sub> en ciertos mercados, p.e. origen chino continental.

### Inconvenientes:

- No es gestionable, al no generalizarse el almacenamiento de electricidad en baterías, por su elevado coste.
- La producción sigue a la irradiancia incidente por lo que presenta grandes oscilaciones al paso de nubes.
- El sombreado parcial o el fallo de una célula disminuye la producción de parte del panel (o módulo).
- El tiempo de restitución de la energía empleada en su fabricación ronda los 1,5 a 3 años y el tiempo de amortización ([payback PB](#), [Cap. 8](#)) resulta muy dependiente de las ayudas económicas y del tamaño.
- El cadmio es tóxico y se acumula en la cadena trófica. Lo contienen algunas células (telururo de cadmio) de 2 a 10 g/m<sup>2</sup>, por lo que su gestión ecológica al final de su vida útil es importante. Sin embargo, el Cd resultante (0,3 a 0,9 µg/kWh<sub>e</sub>) se debe mayoritariamente a la electricidad usada en su manufactura, pues el combustible quemado contiene cadmio: Centrales de lignito 6,1 µg/kWh<sub>e</sub>; 0,2 µg/kWh<sub>e</sub> las de gas natural.

### Estado actual:

- Potencia mundial de PV en 2019: 800 GW<sub>e</sub>. En España: 9 GW<sub>e</sub>, y termosolar 2,3 GW<sub>e</sub>, eólica 23 GW<sub>e</sub>.
- Crecimiento mundial de PV en 2019 de 20%.
- Coste de la electricidad inyectada a la red en España, entre 0,3 y 0,5 €/kWh, ver gráfico del IDAE, [Fig. 6.2](#).

## 9.5.- Economía de la energía fotovoltaica.

### Costes:

- Distribución de costes aprox.: 50% paneles y 50% instalación (inversor, cableado, sujeción, ingeniería y permisos, mano de obra). Las baterías y en menor medida el controlador de carga aparte, incrementan  $\sim 100\%$  el coste total. Mantenimiento, 2% anual del coste de la planta .

### Producción

- Productividad de célula de 1 W<sub>p</sub>:  $\dot{e} = 0,8$  a 2,0 kWh/año, dependiendo de la latitud, nubosidad, y situación, ver [Ej. 9.3. Datos](#). La **limpieza** del polvo sobre el panel mejora la producción hasta en un 7%.
- Bajo el sol **se calientan** por efecto de la radiación no convertida en electricidad, cayendo  $\eta_e$  entre un  $\beta \cong 0,2$  a un 0,5 %/K. Suelen estar 20-30 °C por encima de la ambiente en día soleado. Montaje sobre tejado significa perder un 4% de la eficiencia nominal al no refrigerarse por detrás.
- El **inversor y otras pérdidas**, como la resistiva, transformadores, etc. dan lugar una eficiencia  $\eta_{inv} \cong 80\%$  de media en el paso de [CC](#) a [CA](#). A carga parcial estas pérdidas dominan, ver [ap. 9.5](#).
- El **envejecimiento** progresivo se estima hasta en un 90% del  $\eta_e$  nominal a los 10 años y en un 80% a los 20 años. Luego:  $\gamma \cong 1\%/año$ .
- La **eficiencia media anual** es  $\eta_{an} \sim 70\%$  a 80% de la nominal (por lo tanto basada en incidencia nula, AM 1.5 y 1 kW/m<sup>2</sup>) de las células por: incidencia con orientación fija (siendo óptima la inclinación), meteorología, sombras, dispersión de  $G$  sobre el campo solar, heterogeneidad de las células, suciedad depositada sobre los paneles y carga parcial.
- Los **incidentes** originan interrupción (p. e. desconexión automática por perturbaciones en la red, mantenimiento) y **averías** pueden reducir la producción entre un 3 y un 10% en aplicaciones domésticas correctamente ejecutadas y mantenidas.

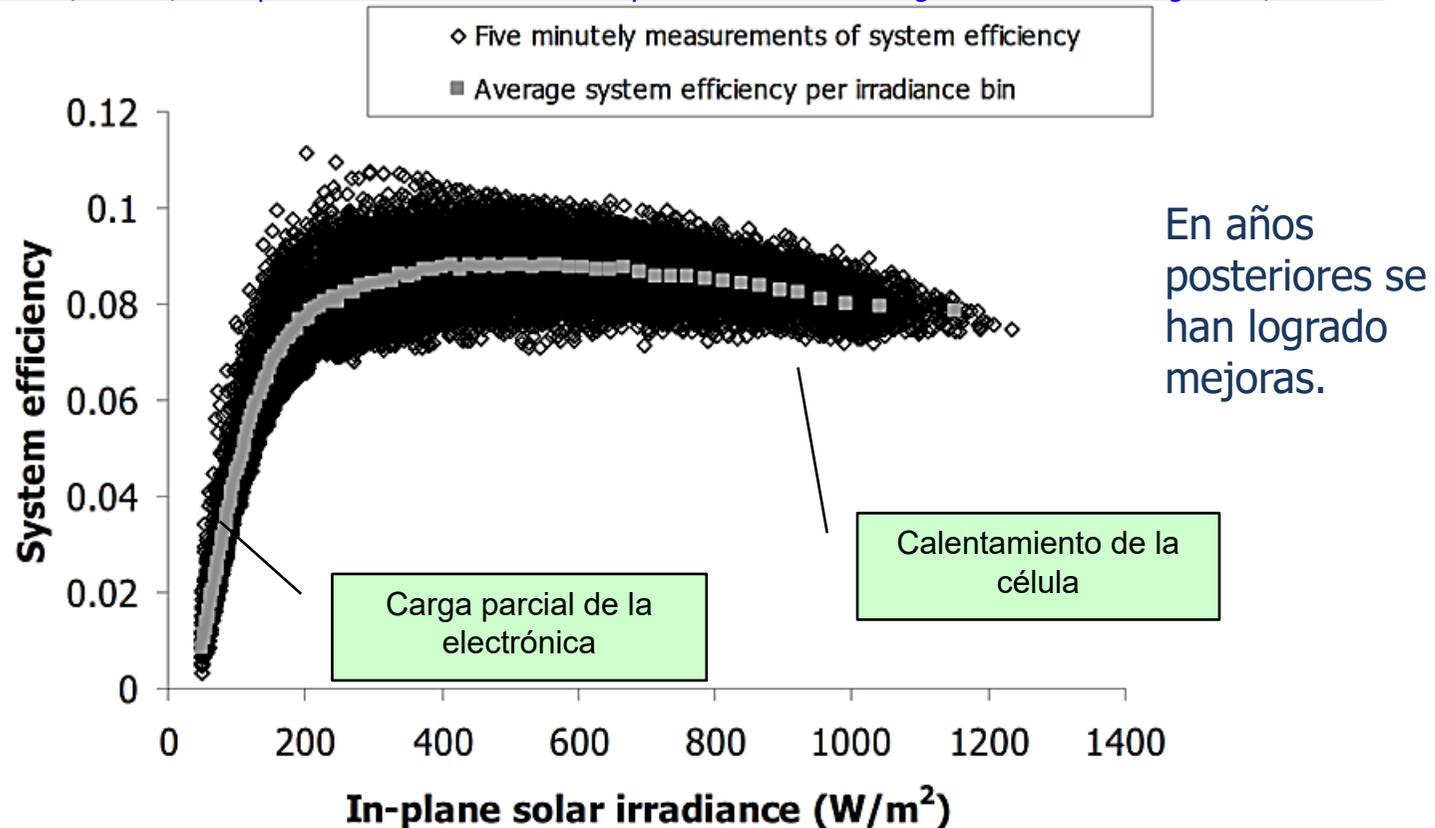
## 9.5.- Economía de la energía fotovoltaica.

### Economía:

Un resultado de eficiencia global instantánea de instalación PV doméstica de 11,7 m<sup>2</sup> AstroPower sobre tejado en el sudoeste del Reino Unido conectada a red, excluyendo incidencias en el funcionamiento y eliminando datos < 50 W/m<sup>2</sup> de irradiancia en el plano ( $G_T$  tilted, Cap. 7) y su media  $\square$ .

Fuente: A SIMPLE MODEL OF DOMESTIC PV SYSTEMS AND THEIR INTEGRATION WITH BUILDING LOADS. S. K. Firth, R. A. Buswell and K. J. Lomas. 11th Int. IBPSA Conference , Glasgow, Scotland, July 27-30, 2009. CC BY-NC-ND 4.0

[https://repository.lboro.ac.uk/articles/A\\_simple\\_model\\_of\\_domestic\\_PV\\_systems\\_and\\_their\\_integration\\_with\\_building\\_loads/9432050](https://repository.lboro.ac.uk/articles/A_simple_model_of_domestic_PV_systems_and_their_integration_with_building_loads/9432050)



## 9.5.- Economía de la energía fotovoltaica.

**Ejercicio 9.1:** Determine la fracción de la potencia nominal de un panel instalado de tal forma que aumenta su temperatura 30° C sobre un ambiente a 35 °C, condiciones de mediodía en un lugar soleado del Sur de España y en pleno verano.

**Solución:** Asumiendo un coeficiente térmico de  $\beta = 0,45\%/^{\circ}\text{C}$  con potencia nominal a 25 °C, resulta  $0,45\%(^{\circ}\text{C})^{-1} \times (55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 18\%$  de pérdida  $\rightarrow$  82% de la potencia nominal.

**Ejercicio 9.2:** El fabricante proporciona una eficiencia de referencia (AM 1.5, 25 °C y 1.000 W/m<sup>2</sup>)  $\eta_r = 0,045$  para un módulo semitransparente\* de a-Si y  $\beta = 0,002/^{\circ}\text{C}$ . Estimar la eficiencia media en CA a un valor medio de  $G = 200 \text{ W/m}^2$  y  $t = 35^{\circ}\text{C}$  de temperatura media del módulo, a los 10 años, con orientación fija óptima.

**Solución:** Se asume que  $G$  no influye en el rendimiento. De acuerdo a datos anteriores:

$$\eta_e = \underbrace{0,75}_{\substack{\text{Media} \\ \text{anual} \\ \eta_{an}}} \times \underbrace{0,9}_{\substack{\text{Envej.} \\ \text{a mitad} \\ \text{de la vida}}} \times \underbrace{0,8}_{\substack{\text{CC a} \\ \text{CA y} \\ \text{otros} \\ \eta_{inv}}} \times \eta_r \left[ \underbrace{1 - \beta(t - t_{ref})}_{\substack{\text{Sensibilidad a} \\ \text{la temperatura}}} \right] = 0,75 \times 0,9 \times 0,8 \times 0,045 [1 - 0,002(35 - 25)] = 2,38\% .$$

Puede observarse que resulta aproximadamente la mitad del rendimiento de referencia.

Comentario: Las instalaciones de alta montaña parecen especialmente favorables por: alta irradiancia, baja nubosidad, aire limpio, bajas temperaturas ambiente y viento favoreciendo el rendimiento.

\* Los módulos semitransparentes dejan pasar el espectro no absorbido, útil para otros usos, como iluminación o calentamiento, sea pasivo e incluso activo, p. e. [PVT](#).

## 9.6.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica.

### 1. **Sistemas aislados (CC o CA por intermedio de un inversor):**

- Son especialmente interesantes para pequeñas potencias  $< 10 \text{ kW}_e$ . Salen más baratas que la extensión de la red y de menor mantenimiento que generadores térmicos y baterías.
- Una forma de almacenar indirectamente la energía es bombear o desalinizar agua, cuando esto es uno de los productos deseados.
- Si dispone de almacenamiento en baterías, además necesita un controlador de carga y eventualmente un conversor CC/CC y/o CC/CA para el consumo.
- El almacenamiento en baterías tiene una eficiencia media salida/entrada del 70% al 80%.
- La hibridación con eólica es favorable en lugares ventosos, especialmente para cubrir favorablemente el invierno.
- El respaldo Diésel para reducir el coste de baterías es muy conveniente si el coste y disponibilidad del combustible lo permite. También para emergencias.

NorthwesTel Mountaintop Repeater Station, Northern British Columbia, Canada



Fuente: [www.retscreen.net](http://www.retscreen.net). Photo Credit: Vadim Belotserkovsky [uso permitido citando Fuente original]

## 9.6.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica (cont.).

### 2. Sistemas conectados a la red eléctrica. Tamaños considerables, hasta el GW<sub>p</sub>



- Coste típico de adquisición  $c_0 \cong 2 \text{ €/W}_p$  sin IVA, instalado y con potencias en torno a  $100 \text{ kW}_p$ . Para tamaños mayores baja hasta  $c_0 \cong 1 \text{ €/W}_p$ .
- Se prevé aún bajadas para 2030.
- Coste de la electricidad (*LCOE*)  $0,04 \text{ €/kWh}$ , ver [Cap. 6, Ap. 6.1](#), ó más completo y reciente [Cap. 8, Ap. 8.11.](#):
  - $n \cong 25$  años de vida útil.
  - $\cong 2\%$  del coste de adquisición para operación y mantenimiento anual.

↑ Central PV con seguimiento de 1 eje polar. Fuente: U.S. Department of Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy. Planta solar situada en la Nellis Air Force Base, EEUU.

Fuente. USAF - [070731-F-8831R-001](#) [Dominio público]

Fachada fotovoltaica del edificio del MNACTEC en Tarrasa, Barcelona, España. Fuente. Chixoy / Public domain [Dominio público]→



## 9.6.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica (cont.).

### 3. Sistemas en autoconsumo conectado a la red. Simplificado < 10 kW<sub>p</sub>. Comunitario < 100 kW<sub>p</sub>



**Fuente:** Gray Watson [User:E090](#)  
<http://256.com/solar/>

- Coste típico de adquisición  $c_0 \cong 3-5 \text{ €/W}_p$  sin IVA, instalado y con potencias < 10 kW<sub>p</sub> para unifamiliar y menores  $c_0 \cong 2-3 \text{ €/W}_p$  para comunidades con potencias típicamente < 100 kW<sub>p</sub>.
- Se prevé la mitad del coste para 2030 por modularización y simplificación pues el montaje y gestión es  $\cong 50\%$  del coste.
- Producción anual real en España de 1.200 a 1.600 kWh/kW<sub>p</sub>. [Datos](#). (efectos de orientación, sombras, etc.) ver [Ejercicio 9.3](#).
- Coste de la electricidad (*LCOE*) 0,05 a 0,25 €/kWh, ver [Cap. 6, ap. 6.1](#), ó más completo y reciente [Cap. 8, ap. 8.11](#). [Ejercicio 9.5](#):
  - $n \cong 25$  años de vida útil.
  - $\cong 2\%$  del coste de adquisición para operación y mantenimiento anual.

Normativa a 2019. [Real Decreto 244/2019](#). [Comentarios](#)

No se paga peaje por inyectar excedentes a la red, mientras se inyecte menos de lo que se consuma.

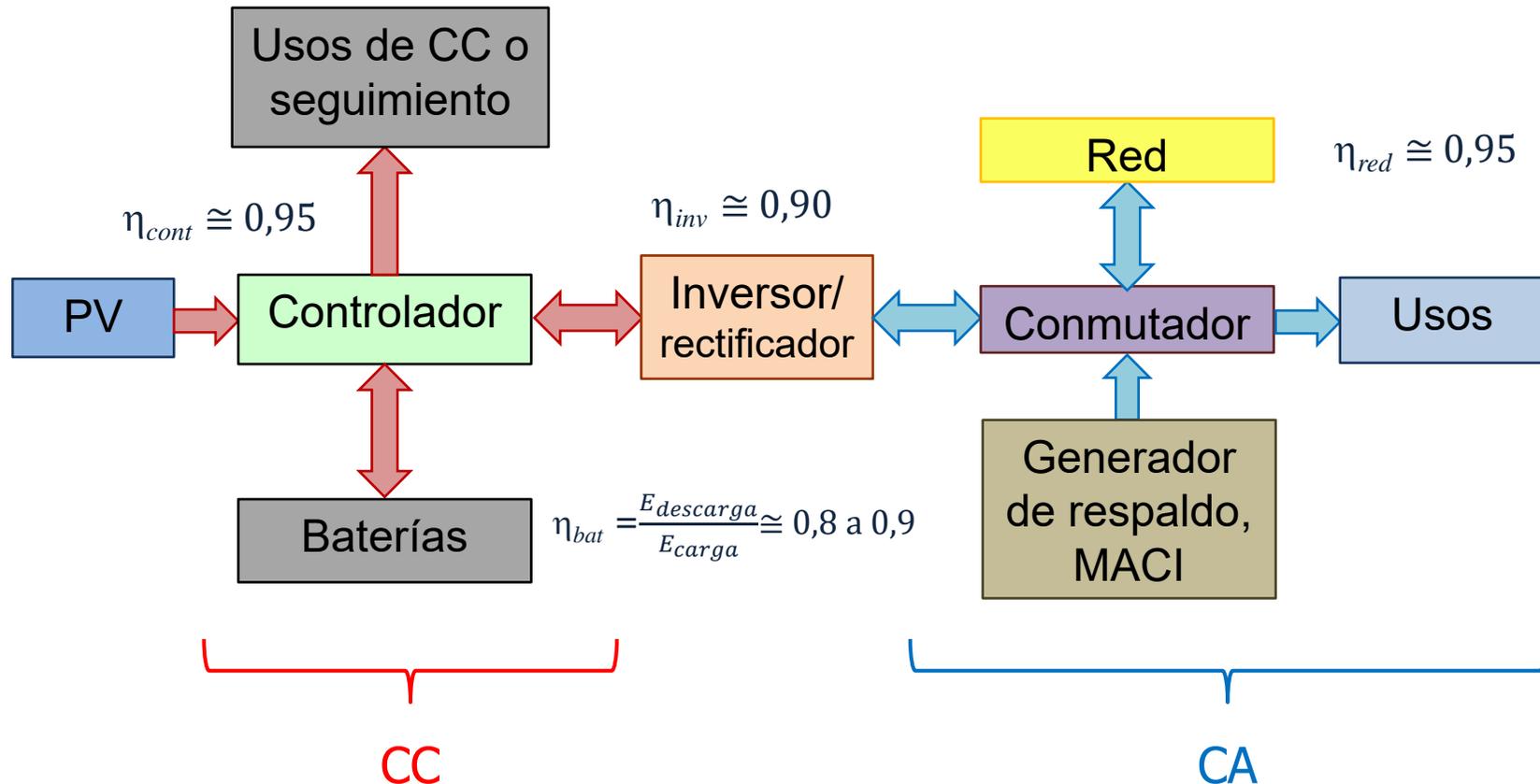
Se retribuye al precio de mercado mayorista o por pacto con una distribuidora de libre mercado.

Posibilidades:

- Evitar inyección de excedentes a la red con un aparato antivertido (se puede tener baterías o no tenerlas)
- Inyectar excedentes a la red. 2 posibilidades: balance neto o retribución. [Interesante artículo](#). Consideraciones: ¿Se ha de retribuir?, ¿A qué precio? ¿Cómo se ha de controlar la retribución, instantáneo, al mes, al año ...?, ¿A qué precio?. ¿Se ha de aplicar peaje?, ¿Horario del balance neto?, ¿Merece la pena la complejidad para retribuciones muy pequeñas?, ¿Mantenimiento y seguridad?, ¿No sería mejor ser socio de una huerta solar próxima (llevado por profesionales y a un coste menor) que ocuparse de una instalación en el tejado o azotea de la propia casa?. Complicaciones al vender una casa con instalación de autoconsumo (ceder contratos ...). ¿Querrá Hacienda cobrar por los ingresos?. Los Ayuntamientos podrían poner tasas a las instalaciones. Coste del seguro de responsabilidad civil. ¿Estética?

## 9.6.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica (cont.).

### Esquema general de una instalación PV



El controlador permite tensión algo mayor cuando carga que cuando se descarga las baterías. Evita sobrecargar la batería y descargarla en exceso. Permite usar energía a tensión regulada tomando de la batería, de las células, o de ambas. Además dispone de seguidor de potencia máxima para los paneles ([MPPT](#)).

## 9.5.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica (cont.).

**Ejercicio 9.3:** Estimación de la producción de PV en el sur de España con una estimación de  $\eta_e = 10\%$  medio anual y pico del 12,5%.

**Solución:** A falta de un dato más apropiado, recurrimos a la Fig. 7.2 de irradiación total anual representativa sobre la superficie **horizontal**  $H_y = 1.800 \text{ kWh/m}^2$  que hace una producción anual de  $180 \text{ kWh/m}^2$ , despreciando el efecto de la inclinación  $\beta$  y de  $\alpha$ . Si asumimos una irradiancia pico de  $1.000 \text{ W/m}^2$  que es la normalizada para PV, con la eficiencia dada se produce nominalmente  $100 \text{ W}_p/\text{m}^2$  lo que implica  $1,8 \text{ kWh}/(\text{W}_p \times \text{año})$ .

Si se asume una degradación de la eficiencia el 0,2% anual por envejecimiento, aproximando esta pérdida a la mitad de la vida operativa, queda la producción unitaria:

$$\dot{e} = 1,8 \frac{\text{kWh}}{\text{W}_p \times \text{año}} \left( 1 - \frac{0,2}{100} \times 12,5 \right) = 1,755 \frac{\text{kWh}}{\text{W}_p \times \text{año}}$$

Si más datos no se puede tener en cuenta orientación, ni sombras, ni averías. Ver [ap. 9.5](#). [Ver datos reales](#). [Datos más detallados](#).

**Ejercicio 9.4:** Estimar el **factor de capacidad** medio anual  $FC$  del ejercicio anterior.

**Solución:**

$$FC = \frac{\text{Producción anual}}{\text{Potencia nominal} \times \text{año}} = \frac{\dot{E}}{W \times 8.760 \text{ h/año}} = \frac{\dot{e}}{8.760 \text{ h/año}} = 1,764 \frac{10^3 \cancel{\text{Wh}}}{\cancel{\text{año}} \cancel{\text{W}_p} \times 8.760 \cancel{\text{h}} / \cancel{\text{año}}} = 20\%$$

Dicho de otra manera, las horas anuales de funcionamiento a potencia pico son, en este caso, 1.764.

## 9.5.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica (cont.).

**Ejercicio 9.5:** Estime el coste de la electricidad PV del [Ejercicio 9.3](#) si se asume la amortización de la instalación en 10 años, sin considerar coste adicional ni interés alguno.

**Solución:** Asumiendo una instalación PV con seguimiento, un coste, en la [página 17](#), de  $c_0 = 3 \frac{\text{€}}{W_p}$  y una producción teórica  $\dot{e} = 1,97 \frac{\text{kWh}}{W_p \text{ año}}$  se tiene:

$$COE = \frac{c_0}{\dot{e}} = \frac{0,3 \frac{\text{€}}{W_p \text{ año}}}{1,97 \frac{\text{kWh}}{W_p \text{ año}}} = 0,15 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Este coste resulta dentro de los márgenes conocidos, ver [página 15](#), con un periodo de retorno del capital que es menos de la mitad de la vida esperada de la instalación, típicamente 25 años.

Este coste resulta superior, aunque comparable, al término de facturación de energía activa del precio voluntario al pequeño consumidor ([PVPC](#)) y tarifas, p. e. [Naturgy](#) e [Iberdrola](#). 0,1175 €/kWh en 2018, [Fuente](#).

Sería necesario añadir todos los costes para obtener unas cifras más representativas y poder realizar una comparación.

## 9.5.- Aplicaciones de la energía fotovoltaica (cont.).

**Ejercicio 9.6:** Analizando las fotografías de la página [15](#), determine dónde se sitúa el norte y si los paneles se encuentran correctamente orientados.

**Solución:** Los paneles de la imagen superior no se encuentran correctamente orientados, pues para que su área de apertura sea plenamente efectiva deberían proyectar una sombra sobre el suelo normal a ella, lo que no es el caso, ésta aparece oblicua. Si el eje de giro es efectivamente polar (paralelo al eje de la Tierra), está en un plano norte-sur (meridiano) e inclinado la latitud del lugar, por lo que puede deducirse que se trata de una latitud media. Dado que el campo está situado en el hemisferio norte, este eje señala el norte con su extremo superior. Por la posición de la sombra, la fotografía se tomó de mañana temprano.

En la imagen inferior, los paneles en filas, presumiblemente fijos por no apreciarse mecanismo de orientación, deben mirar al ecuador, que al tratarse del hemisferio norte equivale a mirar al sur. Luego, su parte superior indica el norte. Su inclinación debe ser la óptima y se puede apreciar que proyectan una sombra sobre el suelo bastante normal a su área de apertura. Están formando filas este-oeste. Debido a estas consideraciones, se puede afirmar que los tres paneles de concentración no están correctamente orientados en este momento, pues no proyectan una sombra normal a su área de apertura y además, cada uno de ellos tiene una orientación diferente. Los paneles planos del extremo inferior derecha están mejor orientados. Su aspecto sugiere un montaje de eje polar, pero éste no podría tener una orientación que no fuera norte-sur.

La hora parece próxima al mediodía.

## 9.7 Bibliografía:

- [1] Alonso García M. del C. . El generador fotovoltaico. CIEMAT-DER, para la Escuela de Organización Industrial, Madrid, 2006.
- [2] Martín J. Sistemas Solares Fotovoltaicos: Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones . Ed. Antonio Madrid Vicente, 2008, ISBN 9788496709164.
- [3] Méndez J. M. Energía Solar Fotovoltaica (4ª ED) . Ed. Fund. Confemetal, 2009, ISBN 9788496743977

Referencias para ampliación

- [4] Energy - Management, Supply and Conservation (2nd Edition) 2009 ISBN:978-0-7506-8670-9 Electronic ISBN: 978-0-0809-4288-9 By: Beggs, Clive. Distribuido por Knovel.

## 9.8.- Cuestiones de autoevaluación.

9.1	La fotovoltaica de concentración requiere seguidores sofisticados	SI
9.2	Las células fotovoltaicas proporcionan una potencia lineal con la irradiancia incidente	SI
9.3	Un aumento de temperatura reduce la eficiencia de una célula fotovoltaica	SI
9.4	Cuando una célula de un panel fotovoltaico está en sombra, mientras que las demás están soleadas, se calienta	SI
9.5	Las células fotovoltaicas sin concentración solo responden a la insolación directa	NO
9.6	El coste unitario actualizado (LEC o LCOE) de la electricidad solar está dominado por los costes de amortización	SI
9.7	Un factor de capacidad del 35% es habitual en regiones soleadas para la fotovoltaica.	NO
9.8	El factor de recuperación de capital es el % del capital invertido que se recupera al año con el beneficio anual	NO
9.9	Uno de los costes mayores de la electricidad rural en micro-redes aisladas es el del almacenamiento	SI
9.10	Es lógico basar las especificaciones nominales de un panel solar con una irradiancia igual a la constante solar	NO
9.11	El punto de máxima potencia en una célula fotovoltaica depende primordialmente de la irradiancia y de la temperatura de la célula	SI
9.12	La tensión de circuito abierto que proporciona una célula PV es proporcional a la irradiancia	NO
9.13	La tensión de circuito abierto que proporciona una célula PV es proporcional al área solarizada	NO
9.14	Para una irradiancia fija, la tensión en circuito abierto es directamente proporcional al número de celdas en serie	

## 9.9.- Actividades propuestas.

**Actividad 9.1:** Busque información de la capacidad de almacenamiento para descarga completa (100%) de las baterías (acumuladores electroquímicos) comerciales, por unidad de peso, volumen y coste unitario y súper-condensadores. Informe sobre el número de ciclos de carga-descarga de su vida esperada y su relación con la velocidad de los mismos y profundidad de la descarga, en comparación con las baterías de arranque automovilístico. Tenga en cuenta la profundidad de descarga en % aceptable por la tecnología. Cite las fuentes usadas.

**Solución:** En [http://en.wikipedia.org/wiki/Energy\\_density](http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_density) pueden encontrarse datos de la densidad energética. Buscando "energy density" se encuentra mucha información. En resumen:

Tecnología	Wh/kg	Wh/litro	€/Wh	← en una carga /descarga	Comentario
Plomo/ácido	50	100	0,2-0,5		No se recomiendan profundidades de descarga > 80%
Litio - ión	100-300	250-500	0,3-0,5		Velocidad de des/carga similar a Pb/ácido
Super-condensadores	5	10	8		Velocidad de des/carga 100 veces mayor que baterías

- La descarga completa de una batería de Pb/ácido la hace peligrar (max de 10 a 50 veces), pero no de las Li-ión.
- La carga y descarga lentas provocan rendimientos energéticos de recuperación de energía de 0,8 a 0,9 tanto mayores cuanto más lentas y aumenta la duración de la batería.
- Para baterías la vida en ciclos de carga/descarga aumenta a menores intensidades y si la profundidad de la descarga es menor. 3.000 a 5.000 ciclos es normal con profundidades del 10%, pero  $\approx$  5 veces menos si se descarga al  $\approx$  50% y 10 veces menos al 80%, para batería de descarga profunda. Las baterías de Pb/ácido de arranque de motores térmicos están pensadas para pequeñas profundidades de descarga y grandes intensidades.
- Lo súper o ultra-condensadores admiten descarga completa y altas intensidades, ciclos de vida muy grandes. Su tensión es lineal con la carga lo que limita su capacidad de acumulación. Caros.

## 9.9.- Actividades propuestas (*ex cursus*)

**Actividad 9.1 (cont.):** Busque información sobre almacenamiento de energía (calor, frío, electricidad, energía mecánica, química (combustible y dentro de ellos, los renovables), etc.). Necesidad actual y futura. Escalas (individual, residencial, comercial e industrial, fuera de red (microredes), servicios a la red, etc.) Trayectorias electricidad a electricidad, electricidad a calor/frío, calor/frío a electricidad, tiempo de almacenamiento, de segundos a varios meses. Analice la capacidad de almacenamiento para descarga completa ... en aquellas baterías que lo permitan, densidad másica y volúmica de energía, duración (número de ciclos) potencia máxima de carga y de descarga, coste por W máximo y coste por MWh almacenado (incluye el rendimiento), impacto medioambiental, reservas, etc. Eficiencia energética de ida y vuelta. Sistematice la información en una tabla.

**Solución:** Algunas fuentes de información reciente permiten comparar las baterías con otras tecnologías: [Wikipedia](#), [introducción](#), escalas [REE](#), [TFG](#), [Una presentación](#), [aire comprimido](#), [Baterías para suavización de desvíos](#), [DOE](#), [Energy storage news](#), [Energy storage association](#), [USA EPA](#).

R1  
AL9

## Diapositiva 26

---

**R1** cambiar imagen o pedir permiso a la fuente

RRD; 11/03/2020

**AL9** Eliminada

Antonio Lecuona; 01/06/2020

## 9.9.- Actividades propuestas (*ex cursus*)

**Actividad 9.2:** Analice Las tecnologías de captadores híbridos fotovoltaico-térmico (PVT) y describa las funciones del fluido caloportador. Compare en términos de espacio usado, eficiencia eléctrica, eficiencia térmica, coste (con especial énfasis en la repercusión del coste de instalación en el precio de la energía producida) y temperatura de operación de las células PV y del fluido caloportador. Posibilidades p. e. [sin concentración](#) y [con concentración](#) solar [Sistema innovador](#). [Base de datos bibliográfica](#). [Otro ejemplo](#).. Discrimine por fluido caloportador (aire o agua). Considere el problema del exceso de producción del colector térmico. Cite las fuentes usadas.

**Solución:** El los captadores PVT se refrigera la célula PV con fluido caloportador, limitando su temperatura, y recogiendo el calor para una aplicación térmica. El calor por m<sup>2</sup> disponible es aproximadamente  $G(1 - \eta_{PV}) \sim 80\%G$ . Por ello la proporción es alta para células uni-unión actuales, pero la temperatura posible en la célula ha de ser inferior a 100 °C. La células multi-unión permiten que pueda subir a unos 150 °C o incluso más, posibilitando empleos mejores del calor. Sin embargo necesitan concentración óptica y por ello un seguimiento solar preciso. El fluido que evacúe el calor estará a unos 5-15 °C menos que la célula PV.

Producir electricidad con el calor recabado sería con una baja eficiencia, dada la baja exergía del calor (coeficiente de Carnot), pudiendo ser un candidato el ciclo de Rankine Orgánico ([ORC](#)). Sin embargo, sí sería posible alimentar una [máquina de absorción](#). Si el calor resulta ser excedentario, por no consumirse, es necesario disponer de un circuito de evacuación al ambiente, aumentando el coste.

No hay elementos en el mercado suficientes para tener una idea fiable de costes de adquisición.

El coste de instalación será menor que si se empleara separadamente energías solares fotovoltaica y térmica. El espacio usado, es del orden de la mitad, importante en las ciudades.

Recuperar el calor con aire serviría para calefacción ambiental y facilitaría evacuar el calor excedentario en verano.

Conseguir buena homogeneidad de temperaturas entre las distintas células exige saltos térmicos pequeños entre entrada y salida del fluido caloportador.