



# nuevas publicaciones

## DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

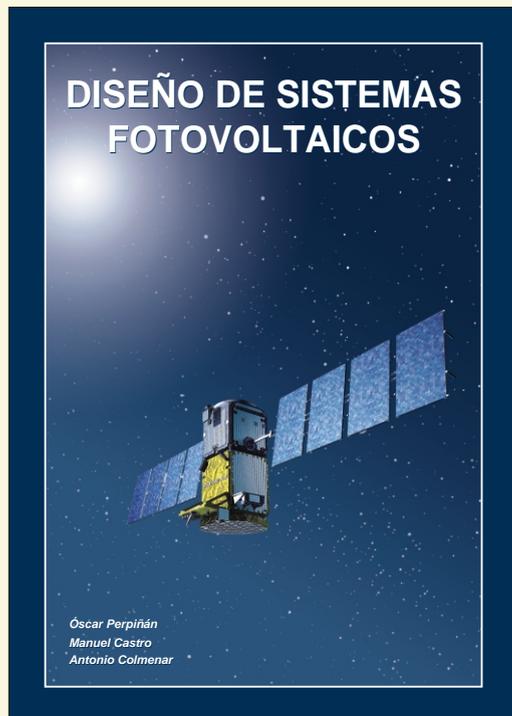
Ó. Perpiñán, A. Colmenar, M. Castro 152 págs. 64 ilustraciones(b/n y color) P.V.P.: 45 euros

*A grandes rasgos los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos: conectados a red (grid connected), autónomos (off-grid) y de bombeo, estimándose la potencia fotovoltaica instalada en el planeta al finalizar el año 2011 en unos 70 gigavatios.*

*El primer autor, Óscar Perpiñán, es Ingeniero de Telecomunicación y Doctor en Ingeniería Industrial, y uno de los especialistas en energía fotovoltaica más destacados, tanto a nivel nacional como internacional, ya que combina el conocimiento profundo de la materia con una dilatada experiencia práctica en proyectos e instalaciones fotovoltaicas, adquirida a lo largo de su actividad profesional.*

*Los coautores, Antonio Colmenar y Manuel Castro, son profesores universitarios que cuentan con muchos años de experiencia en la formación científico-técnica en el área de las energías renovables.*

*El libro tiene un nivel medio-avanzado, para técnicos con conocimientos previos en la materia y que deseen profundizar en el estudio de la Fotovoltaica. Lleva asociado un software de cálculo avanzado, que se puede descargar libremente.*



### CONTENIDO

- 1 Introducción**
  - 2 Dispositivos fotovoltaicos.** Funcionamiento de una célula solar. El módulo fotovoltaico.
  - 3 Sistemas fotovoltaicos de conexión a red.** Conceptos básicos. Inversor DC/AC. Configuración de un SFCR. Sombras en generadores. Cálculo de la productividad de un SFCR.
  - 4 Sistemas fotovoltaicos autónomos.** Conceptos generales. Componentes de un SFA. Dimensionado de un SFA.
  - 5 Sistemas fotovoltaicos de bombeo.** Conceptos generales. Componentes. Dimensionado de un SFB.
  - 6 Seguridad eléctrica en sistemas fotovoltaicos.** Introducción. Protección de las personas. Protección de los equipos. Elementos de protección.
- A Simulación de sistemas fotovoltaicos de bombeo.**
- B Enlaces útiles.** Bases de datos de irradiación procedentes de estaciones meteorológicas. bases de datos de irradiación procedentes de imágenes de satélite. Revistas. Recursos generales. Foros de discusión. Electrotecnia.
- C Ejercicios de diseño.** Sistemas fotovoltaicos de conexión a red. Sistemas fotovoltaicos autónomos. Sistemas fotovoltaicos de bombeo. Seguridad eléctrica.

### Bibliografía

Pedidos mediante talón bancario (libre de gastos), o contra reembolso (más 5 euros de gastos de envío) a: PROGENSA, c/ Comercio, 12, 41927 Mairena del Aljarafe, Sevilla (España) Tlf.: 954 186 200 Fax: 954 186 111

Tienda electrónica: [www.progenSA.es](http://www.progenSA.es)

# Ejemplos de páginas del libro *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |\phi|)} \quad (3.21)$$

A modo de ejemplo, calculemos el ROT que resulta de aplicar este criterio a un lugar con latitud  $\phi = 41^\circ$ . El ángulo de inclinación óptimo para esta latitud es, aproximadamente,  $\beta = 30^\circ$  y por tanto  $h = L/2$  y  $d_{min} = \frac{L}{2 \tan(20^\circ)} \approx 1,37 \cdot L$ . Siguiendo la figura 3.10,  $ROT = \frac{d_{tr}}{L_C} = \frac{h+L \cdot \cos(\beta)}{L}$ . Por tanto, en este caso particular,  $ROT = 2,23$ .

### Sistemas de seguimiento a doble eje

Los seguidores que componen una planta bloquean parte de la radiación que incide sobre ellos según su posición. Uno de los aspectos del diseño consiste en ubicar a los seguidores para reducir las pérdidas por sombra sin desaprovechar el terreno. Para acometer esta tarea es necesario simular el funcionamiento del sistema para diferentes posiciones relativas de los seguidores, y tomar la decisión en base a los resultados de productividad y ROT de cada posibilidad<sup>28</sup> [63]. La geometría de un sistema de seguimiento a doble eje está determinada por los siguientes parámetros (figuras 3.11 y 3.12):

1. La inclinación del generador,  $\beta$  (idealmente igual al ángulo cenital solar), y la orientación del generador fotovoltaico,  $\alpha$ , (idealmente igual al acimut solar).
2. Factor de forma del seguidor,  $b$ , calculado como el ratio entre la longitud,  $L$ , y la anchura del seguidor,  $W$ , del seguidor (figura 3.12).
3. Separación entre los seguidores en las direcciones Este-Oeste,  $L_{eo}$ , y norte-sur,  $L_{ns}$ .

$$b = \frac{L}{W} \quad (3.22)$$

En este sistema, el ROT se calcula con:

$$ROT = \frac{L_{ns} \cdot L_{eo}}{L \cdot W} \quad (3.23)$$

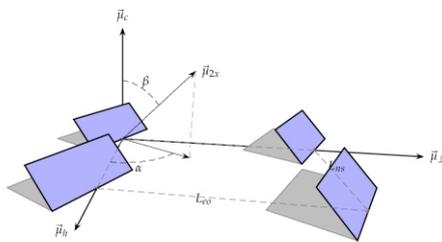


FIGURA 3.11: Sombras mutuas en un conjunto de cuatro seguidores.

<sup>28</sup>Implementado en la función `optimidad` de `soilar` [62].

CEI479-2 la corriente de descarga tiene una duración equivalente a tres veces la constante de tiempo del circuito,  $T_{desc} = 3 \cdot T = 3 \text{ ms}$  y se calcula con:

$$I_{desc} = \frac{V_{ocG}}{R_N \cdot \sqrt{6}} \quad (6.5)$$

Según la norma CEI479-2, dado que la descarga dura 3ms, se necesitan tensiones de generador superiores a los 1000V para producir dolor, y tensiones superiores a los 3000V para que exista riesgo por fibrilación [68].

### 6.2.3 Protección contra contactos indirectos

En un contacto indirecto la persona toma contacto con una parte del sistema que no debiera estar puesta a potencial (por ejemplo, la estructura metálica, el marco de los módulos o las carcasas de los equipos eléctricos). Sin embargo, algún defecto del sistema puede provocar que la resistencia de aislamiento sea demasiado baja, produciéndose un camino por el que fluye la corriente de fuga, exponiendo a la persona a un potencial de contacto peligroso. En las figuras que se muestran a continuación se supone que el contacto se produce en el marco del generador fotovoltaico, representado con una línea discontinua.

Cuando el esquema de conexión a tierra es TT, un contacto indirecto como el representado en la figura 6.5 produce una tensión de contacto,  $V_c$ , que depende de la corriente de fuga y la resistencia de la tierra de protección. Es posible demostrar que la máxima corriente de fuga posible es la de cortocircuito del generador [38]. Por tanto,

$$V_c \approx I_{scG} \cdot R_{tp} \quad (6.6)$$

Cuando el esquema de conexión a tierra es TN (figura 6.6) el circuito se cierra a través de la resistencia de aislamiento del generador y de la resistencia  $R$  que conecta la toma a tierra con el conductor puesto a tierra. Por tanto, el contacto indirecto no produce tensión en el ser humano,  $V_c = 0$ , aunque sí existirá una corriente de fuga cuyo valor depende de la resistencia de aislamiento del generador y de la resistencia  $R$  (ecuación 6.7):

$$I_{f,max} = \frac{V_{ocG}}{R_{iso} + R} \quad (6.7)$$

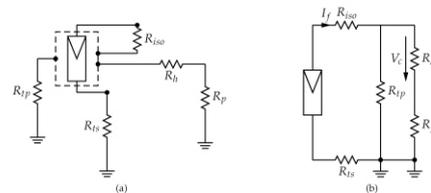


FIGURA 6.5: Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra TT.

## C.4 Seguridad eléctrica

### C.4.1 Entorno del diseño

Suponiendo que en una planta con varios inversores trifásicos existe la posibilidad de ubicar los inversores debajo del generador FV (*distribución en alterna*) o en un centro específico junto al punto de conexión a red (*distribución en continua*), ¿cuál es la tensión de trabajo en continua que permite optar por una distribución en continua? Para simplificar la resolución a esta cuestión se emplearán las siguientes suposiciones:

- El inversor trabaja con una eficiencia constante de 0,95.
- El inversor no genera potencia reactiva.
- La caída de tensión admisible es  $\Delta V = 1,5\% \cdot V_{nom}$ , siendo  $V_{nom}$  la tensión de trabajo en cada una de las dos opciones. Para trifásica, sea  $V_{nom} = 400 \text{ V}$ .

### Solución

El punto crítico que decide sobre el tipo de distribución a emplear es aquel en el que la masa de cableado coincide en las dos opciones. Dado que en trifásica se emplean 3 cables (en general, los inversores fotovoltaicos no exigen el cableado del neutro) y 2 en monofásica, esta condición es  $2 \cdot S_{dl} = 3 \cdot S_{3ac} \cdot l$ , donde  $l$  es la longitud de cable a emplear en cualquiera de las dos opciones. La sección de la distribución en continua se calcula con:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l \cdot I_{dc}}{56 \cdot \Delta V_{dc}}$$

mientras que la correspondiente a una distribución trifásica se calcula con:

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot l \cdot I_{3ac}}{56 \cdot \Delta V_{3ac}}$$

donde se supone que el factor de potencia del inversor es la unidad.

Estas expresiones pueden reescribirse utilizando la relación entre potencia, tensión y corriente:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l \cdot P_{dc}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{dc}^2}$$

$$S_{3ac} = \frac{l \cdot P_{3ac}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{dc}^2}$$

Con estas ecuaciones la condición primera se expresa de la siguiente forma:

$$2 \cdot \frac{2 \cdot l \cdot P_{dc}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{dc}^2} = 3 \cdot \frac{l \cdot P_{3ac}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{dc}^2}$$

y teniendo en cuenta las suposiciones propuestas se puede simplificar para obtener la siguiente relación:

$$\frac{4}{V_{dc}^2} = \frac{3 \cdot 0,95}{400^2}$$



FIGURA 6.11: Efectos del funcionamiento de un diseño defectuoso de una caja de protecciones que incluye varistores.

### 6.4.1 Protecciones en DC

#### Cortocircuitos

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico. Puede, sin embargo, ser perjudicial para el inversor. Como medio de protección se recomienda incluir fusibles en cada polo<sup>10</sup>. Por otra parte, el portafusible asociado sirve como elemento de seccionamiento, facilitando las tareas de mantenimiento. Aunque el cortocircuito no sea peligroso para el generador, su establecimiento o extinción pueden ocasionar fácilmente un arco eléctrico si la maniobra no se realiza con suficiente seguridad. De ahí que el seccionamiento de parte del generador empleando los portafusibles deba realizarse exclusivamente cuando el inversor se encuentra en modo de parada.

Por otra parte, para evitar cortocircuitos ocasionados por eventuales pérdidas de aislamiento en cables, es recomendable la conducción separada del positivo y del negativo. Esta recomendación debe realizarse de forma que el área efectiva ante tormentas eléctricas siga siendo la mínima posible.

La elección de los fusibles se realiza mediante las ecuaciones 6.11 y 6.12:

$$I_B < I_n < I_2 \quad (6.11)$$

$$I_2 < 1,45 \cdot I_2 \quad (6.12)$$

siendo  $I_B$  la intensidad de diseño de la línea,  $I_n$  la intensidad nominal del dispositivo de protección,  $I_2$  la intensidad admisible por el conductor e  $I_2$  la intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección. Para fusibles, normalmente  $I_2 = 1,6 \cdot I_n$ . En instalaciones fotovoltaicas suele emplearse la relación  $I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc}$  para evitar paradas innecesarias, siendo  $I_{sc}$  la corriente de cortocircuito de la rama asociada al fusible en cuestión.

En las instalaciones eléctricas convencionales es frecuente el empleo de fusibles (y otros elementos de protección) en cascada con poder de corte creciente en dirección al punto de conexión a red. Esta práctica se basa en que, en la red convencional, la corriente de cortocircuito es sustancialmente superior a la de operación. Sin embargo, su traslación directa a los sistemas fotovoltaicos carece de sentido dada la similitud entre ambas corrientes. Aunque puede defenderse su utilidad al permitir el seccionamiento parcial del generador, debe tenerse en cuenta que esta funcionalidad la ofrece el portafusibles y no el fusible mismo.

#### Sobretensiones

La entrada de los equipos electrónicos (inversores o reguladores) está protegida mediante varistores, tal y como ha sido descrito en el apartado de protección de equipos. El rango de la tensión de

<sup>10</sup>Para instalaciones fotovoltaicas son de uso común los fusibles de tipo gG, normalizados según la norma EN 60269.