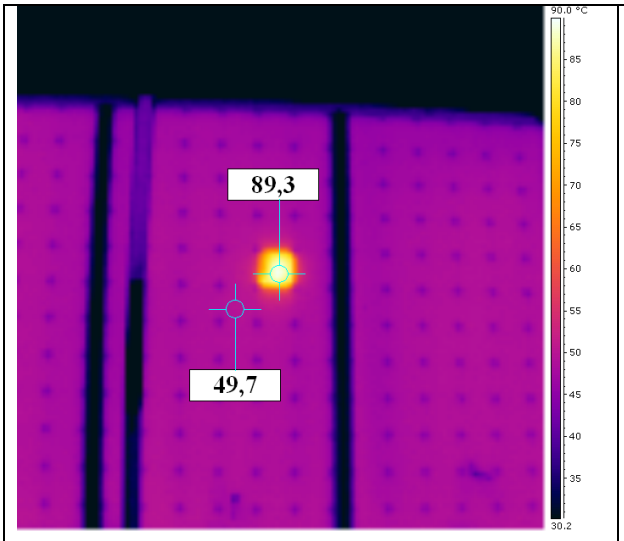
RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (XIV)

"El asunto de las células calientes"

E. Lorenzo, F. Martínez, R. Moretón
Instituto de Energía Solar
Universidad Politécnica de Madrid

Introducción

En algunos casos porque las centrales no rinden lo que se esperaba de ellas y en otros, simplemente, porque los colorines de las termografías resultan del agrado de muchos, muchos generadores fotovoltaicos han sido profusamente "termografiados" en lo que va de año, lo que ha llevado a descubrir, no sin sorpresa, y a poner sobre el tapete el fenómeno de las células calientes, es decir, células que operan a temperatura significativamente superior a otras del mismo módulo, como muestra la figura 1.



Célula cuya temperatura es 39,6º C superior a su entorno.	Ristra de células más calientes, hasta 12,6º C, que el entorno.

Figura 1. Termografías de células calientes, observadas en módulos funcionando normalmente: en ausencia de sombras y conectados a un inversor.

Este fenómeno, quizá porque está poco o nada descrito en la literatura especializada, pasó totalmente inadvertido en el momento de especificar las centrales, y es por ello que ahora está siendo motivo de intensas discusiones entre compradores y vendedores de módulos: los primeros están alarmados con lo que tienen, mientras que los segundos insisten en que los módulos se ajustan a lo especificado.

Este retrato pretende ayudar a resolver estos conflictos, esclareciendo las causas del fenómeno y proponiendo soluciones para controlarlo. Para ello, precisa recurrir a un

discurso marcadamente técnico, alejado del ánimo polémico de otros retratos anteriores. De hecho, lo que sigue está extractado de un libro sobre ingeniería fotovoltaica que debe salir a prensa en breve. Sin embargo, las numerosas peticiones de consulta sobre este fenómeno que han llegado al IES-UPM en los últimos meses llaman con premura a su aclaración y justifican, a nuestro entender, un retrato cuya lectura será seguramente más difícil que la de sus precedentes. Las ideas a exponer son:

- La principal causa del fenómeno es la dispersión de características entre módulos de un mismo generador, y entre células de un mismo módulo. La dispersión se traduce en que algunos módulos operan normalmente a tensión significativamente más baja que la de máxima potencia y es entonces cuando aparecen las células calientes. Por tanto, no es intrínseco a los módulos en los que se manifiesta, ni observable cuando éstos se miden separadamente.

- El fenómeno va en detrimento de la eficiencia energética de los generadores y también de la vida útil de los módulos.

- Para su control, conviene especificar un límite para la relación entre la diferencia de temperaturas y la irradiancia incidente, y otro para la relación entre la potencia real y la potencia nominal de los generadores.

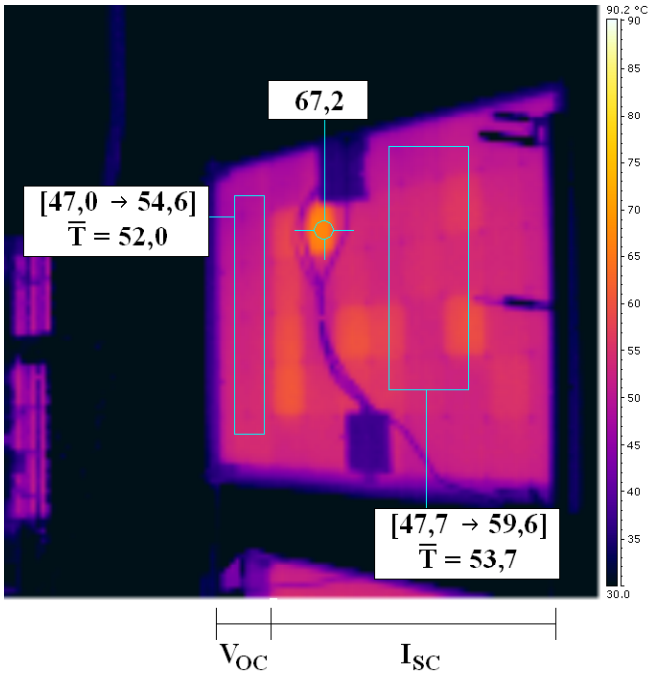
Células calientes en ausencia de sombras

La figura 2 muestra la termografía de un módulo de referencia de los que solemos usar en el IES-UPM para el ensayo de centrales fotovoltaicas. Al objeto de medir simultáneamente la irradiancia incidente y la temperatura de célula, una parte del módulo se cortocircuita mientras que la otra se mantiene en circuito abierto. Aquí interesa observar que mientras que en la primera aparecen células más calientes que otras[1], en la segunda todas tienen prácticamente la misma temperatura; y las ideas a retener son, primero, que la aparición de células calientes es posible en ausencia de sombras y sin defectos relevantes en las células y, segundo, que la aparición de células calientes está relacionada con la tensión de operación del módulo, de manera que son tanto más probables cuanto menor es esta tensión. Conviene aclarar que esto no quiere decir que cuando la tensión es operación es baja aparezcan necesariamente células calientes (de hecho, no aparecerían si todas las células fuesen exactamente iguales), sino que cuando aparecen células calientes es muy probable que, además, la tensión de operación sea significativamente inferior a la del punto de máxima potencia.

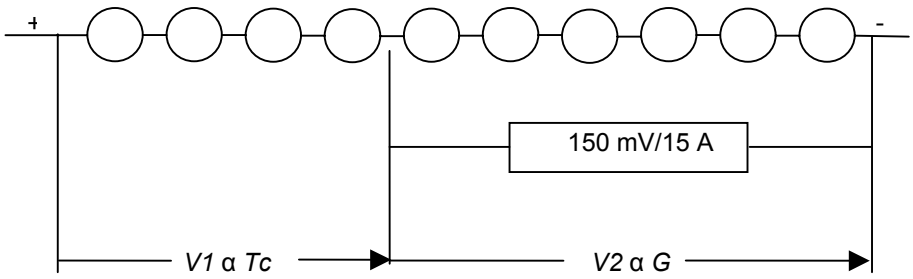
Para ilustrar el fenómeno, la figura 3 presenta el sencillo caso de dos células solares asociadas en serie: para una corriente I_A ambas células están polarizadas directamente y el conjunto de las dos está próximo a su punto de máxima potencia; sin embargo, para una corriente I_B la tensión del conjunto, aunque se mantiene positiva, es menor que antes y la célula 2 está inversamente polarizada, por lo que disipa parte de la potencia generada por la célula 1. El lector atento caerá en la cuenta de que las pérdidas por

[1] No está de más comentar que estos puntos calientes en la parte cortocircuitada de un módulo de referencia no tienen efecto sobre su calibración, puesto que no alteran la relación entre la corriente de cortocircuito y la irradiancia incidente; aunque si pueden tenerlo sobre la vida del módulo, que puede reducirse a unos pocos años. Pero esto último resulta irrelevante en la práctica, porque la duración de los ensayos es normalmente mucho menor.

dispersión son modestas para I_A pero notables para I_B. Es decir, no sólo la aparición de células calientes sino también las pérdidas de dispersión dependen del punto de trabajo de la asociación.



(a)



(b)

Figura 2. Termografía de un módulo de referencia utilizado por el IES-UPM en la caracterización de centrales fotovoltaicas. Para medir la temperatura de célula, una parte del módulo se deja en circuito abierto, mientras que para medir la irradiancia, el resto del módulo se cortocircuita. El quid del asunto es que la diferencia de temperatura entre las células es pequeña en la parte que está en circuito abierto (del orden de 7 grados, que se deben principalmente a la diferencia entre los mecanismos de disipación entre las células de las esquinas y las del centro, ya que las primeras están más frías), pero es significativamente superior entre las células de la parte cortocircuitada (hasta 20 grados).

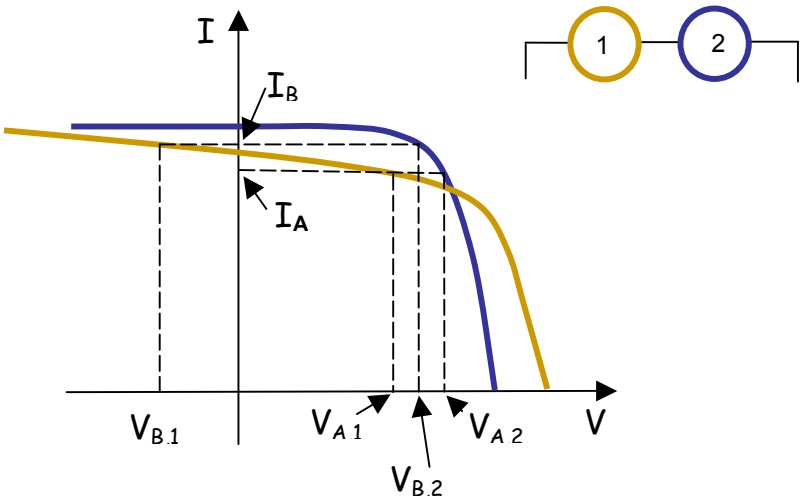


Figura 3. Asociación en serie de dos células solares con características diferentes: para la corriente I_A ambas están polarizadas directamente, pero para la corriente I_B la célula 1 está polarizada inversamente mientras que la 2 lo está directamente.

Este fenómeno hace que sea posible que un módulo no exhiba ningún punto ni célula caliente cuando opera a tensiones cercanas a las del punto de máxima potencia pero que sí lo haga cuando opera a tensiones significativamente menores que ellas. Y es oportuno comentar que, por ello, incluso módulos con la homologación IEC 61215 y que no tengan defecto alguno pueden envejecer aceleradamente si su tensión de operación es normalmente muy pequeña, ya que esta circunstancia puede hacer que alguna célula se mantenga permanentemente en polarización inversa y disipando potencia, y la consecuente elevación de temperatura puede ir en detrimento de la vida útil del encapsulado. No conocemos ahora elementos para cuantificar esta posible reducción. A falta de algo mejor, diremos que en la terraza del IES-UPM se mantienen varios módulos en cortocircuito y expuestos al sol desde hace 5 años, y algunas células están hasta 30º C más calientes que las otras (con irradiancia de 1000 W/m^2). El resultado más visible hasta el presente es que el encapsulado sobre estas células se ha amarilleado.

Ahora toca entender que es efectivamente posible que módulos fotovoltaicos totalmente normales, es decir, homologados y sin defectos, operen permanentemente a tensiones bajas cuando forman parte de un generador. Otra vez, esto es consecuencia de la dispersión de características. A modo de ejemplo ilustrativo, la figura 4 muestra varios módulos asociados en serie, de los cuales todos menos uno tienen una curva $I = I(V)$ idéntica y caracterizada por una resistencia paralelo muy elevada (el tramo de curva correspondiente a las tensiones bajas es prácticamente paralelo al eje de abscisas), mientras que el otro, aunque su potencia máxima sea igual a la de los demás (todas las curvas son tangentes a la parábola $I\,V$ = cte), tiene una curva $I = I(V)$ caracterizada por una resistencia paralelo algo inferior. Pues bien, resulta que cuando se asocian los módulos en serie esa ligera diferencia de resistencia paralelo puede traducirse en una diferencia significativamente mayor en las tensiones de operación. En efecto, es intuitivo entender que el punto de máxima potencia de la serie (que será precisamente el que imponga el inversor) corresponderá a uno de corriente muy próxima a la de máxima potencia de los módulos idénticos, y que entonces la tensión de operación del módulo "distinto" es bastante inferior a la del resto. Y, combinando esto con la idea expuesta en el párrafo anterior, el lector no debería tener grandes dificultades para comprender que

en ese módulo “distinto” podrían ahora manifestarse puntos o células calientes de entidad significativa que no se manifestarían con el módulo operando a tensión cercana a la suya propia de máxima potencia.

En otro orden de cosas, la eficiencia de la asociación se vería afectada en una medida relativamente modesta. Por ejemplo, se puede imaginar que la serie tiene 20 módulos y que la tensión de operación del módulo distinto fuese 2/3 de su tensión de máxima potencia; entonces, es fácil ver que las pérdidas del módulo serían del orden del 33 % pero las del conjunto de la asociación sólo del 1,7 %. En otras palabras, la situación resulta peligrosa para la vida útil del módulo, aunque su impacto en la generación de energía sea relativamente modesto.

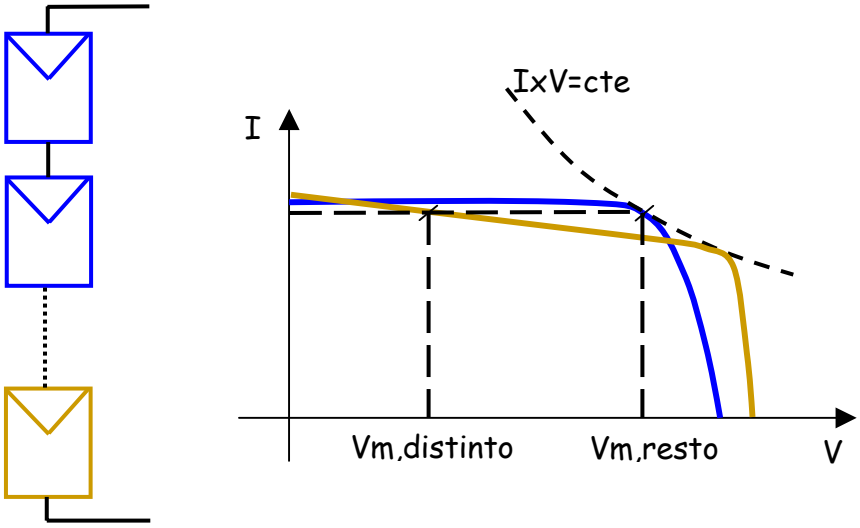
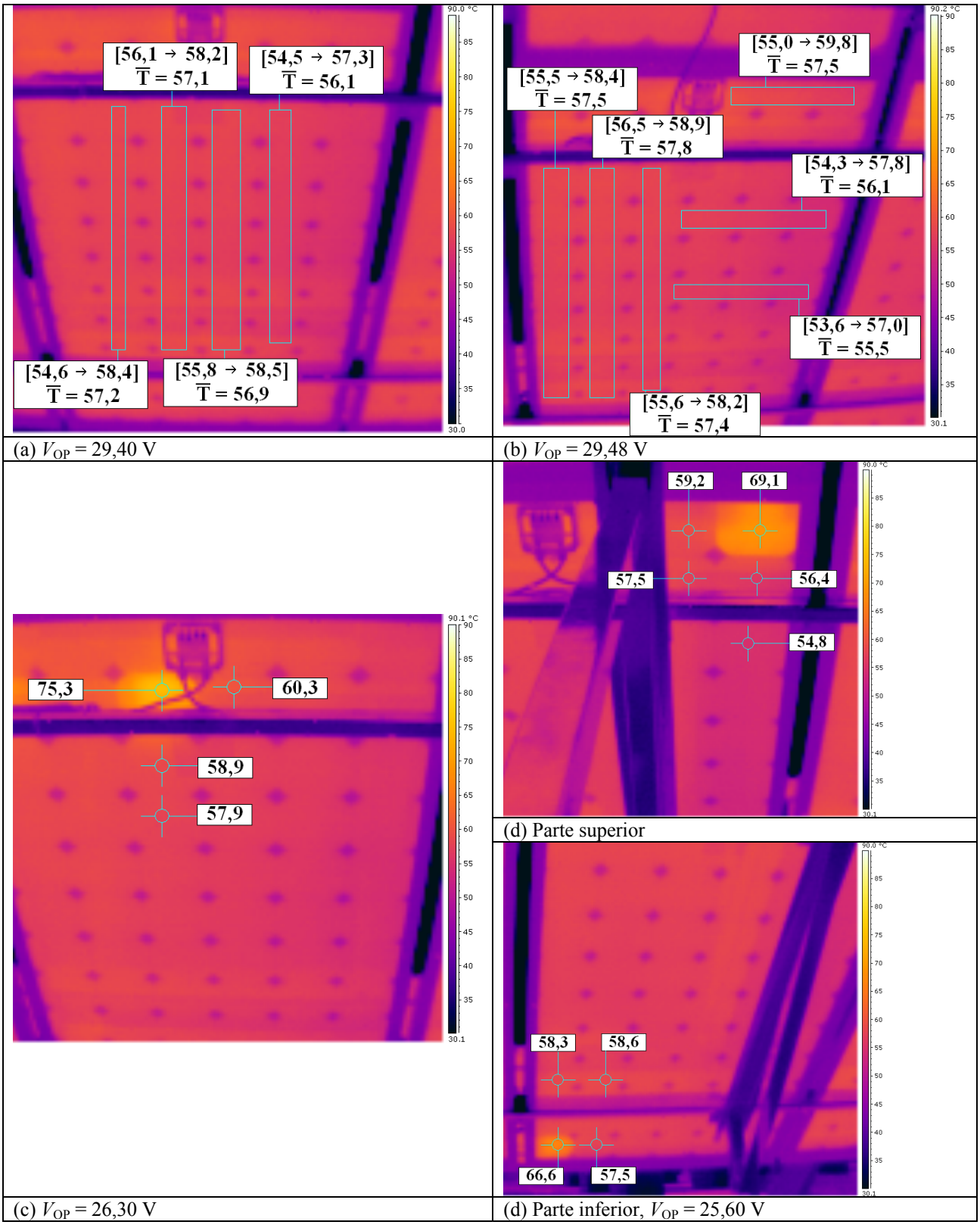


Figura 4. Asociación serie de varios módulos iguales (curva azul) con uno distinto (curva marrón), todos de la misma potencia pero este último con menor resistencia paralelo. En el punto de máxima potencia de la serie, la tensión de operación del módulo distinto es muy inferior a la de los demás.

La figura 5 describe un caso real, observado en una central fotovoltaica. Se trata de cuatro módulos asociados en serie y funcionando normalmente: los (a) y (b) muestran diferencias de temperaturas pequeñas, 3,9º C (58,4 – 54,5) y 5,8º C (59,4 – 53,6), y sus tensiones de operación, 29,4 V y 29,5 V respectivamente, son muy próximas a las del punto de máxima potencia. El (c) muestra una célula que está 17,4º C (75,3 – 57,9) más caliente que las otras y su tensión de operación no es más que de 26,3 V, es decir, 3,2 V inferior a la de máxima potencia, de donde una pérdida del 11%. El (d) muestra dos células 14,3º C (69,1 – 54,8) y 9,1º C (66,6 – 57,5) más calientes que su entorno y una tensión de operación 3,9 V inferior a la de máxima potencia, de donde una pérdida del 13,2 %. Las condiciones de operación, dadas por un módulo de referencia igual a los que nos ocupan, eran $G = 1033$ W/m^2 y $T_C = 62{,}8$º C.



(a) V_{OP} = 29,40 V

(b) V_{OP} = 29,48 V

(c) V_{OP} = 26,30 V

(d) Parte superior

(d) Parte inferior, V_{OP} = 25,60 V

Figura 5. Relación entre células calientes y tensión de operación observada en cuatro módulos asociados en serie en un generador fotovoltaico real: los (a) y (b) muestran diferencias de temperaturas pequeñas, 3,9°C (58,4 – 54,5) y 5,8°C (59,4 – 53,6), y sus tensiones de operación, 29,4 V y 29,5 V respectivamente, son muy próximas a las del punto de máxima potencia. El (c) muestra una célula que está 17,4° C (75,3 – 57,9) más caliente que las otras y su tensión de operación no es más que de 26,3 V, es decir, 3,2 V inferior a la de máxima potencia, de donde

una pérdida del 11 %. El (d) muestra dos células 14,3º C (69,1 – 54,8) y 9,1º C (66,6 – 57,5) más calientes que su entorno y una tensión de operación 3,9 V inferior a la de máxima potencia, de donde una pérdida del 13,2 %. Las condiciones de operación dadas por un módulo de referencia eran $G = 1033\ W/m^2$ y $T_C = 62{,}8^oC$.

Aunque no sea objeto de este retrato, no está de más comentar que las diferencias de temperatura entre unos módulos y otros, al margen de si exhiben células calientes o no, constituyen el principal motivo de incertidumbre a la hora de caracterizar la potencia CEM de los generadores fotovoltaicos. En este sentido, la tensión de la parte de circuito abierto de un módulo de referencia como el de la figura 2 (o, incluso mejor, de un módulo de referencia utilizado todo él para medir tensión de circuito abierto) resulta de la suma de todas las células de esta parte y, por ello, la temperatura estimada a partir de ella debe ser más representativa de lo que pueda ser la medida directamente en cualquier punto individual de un módulo. Cabe argüir que una célula en circuito abierto, por no entregar potencia, tiende a estar algo más caliente que una célula en operación normal, por lo que la temperatura indicada por un módulo de referencia tiende a ser algo más alta que la de un módulo en operación normal. Pero es fácil corregir teóricamente el impacto de esa diferencia.

Temperatura y tensión de operación

Ahora, toca analizar la relación entre temperatura y tensión de operación, atendiendo al hecho obvio de que una célula debe disipar en calor la energía que recibe en forma de radiación menos la que entrega en forma de electricidad, y a que, con buena aproximación, la diferencia de temperatura entre la célula y el ambiente es directamente proporcional a la densidad de potencia a disipar. Es decir:

$$P_{DIS} = GS_C(1-\rho) - IV$$

$$T_C - T_A \approx C\frac{P_{DIS}}{S_C}$$

donde P_{DIS} es la potencia a disipar, G la irradiancia incidente, S_C la superficie de la célula, ρ su coeficiente de reflexión, T_C y T_A las temperaturas de la célula y del ambiente, respectivamente, y C es la constante de proporcionalidad, que puede calcularse aplicando estas ecuaciones al caso particular de las condiciones de medida de la *TONC* ($I = 0$; $G = 800$ W/m^2; $T_A = 20$º C). Como ejemplo representativo, para *NOTC* = 47º C y $\rho = 0{,}06$ se obtiene $C = 0{,}036$ºC/(W/m^2).

Mientras tanto la célula se mantenga polarizada en el primer cuadrante, la potencia que entrega varía desde cero, cuando está en cortocircuito o en circuito abierto, hasta el producto $G\,S_C\,\eta$, donde η es la eficiencia de la célula en el punto de máxima potencia. Y de esto es fácil deducir (considérese el lector invitado a intentarlo) que la diferencia máxima de temperatura entre células del mismo módulo y siempre que todas están polarizadas directamente es $C\,G\,\eta$. Por ejemplo, para $G = 1000$ W/m^2 y $\eta = 0{,}18$ se concluye que esta diferencia máxima es de 5,4º C. Parece razonable esperar que un módulo así viera muy poco afectada su durabilidad.

Ahora bien, cuando la célula se polariza inversamente el panorama puede cambiar de modo significativo, ya que la célula debe disipar en calor lo que recibe como radiación solar más lo que recibe como electricidad (el producto $V\,I$ es ahora negativo) y ésta puede llegar a crecer mucho. En el caso particular de que las formas de las curvas *I-V* de las células sea de tal manera que el diodo de paso entre en conducción y que las células que se mantienen polarizadas directamente trabajen muy cerca de su potencia máxima, se deduce (nueva invitación al lector) que la diferencia de temperatura entre estas células y la caliente es $C\,G\,\eta\,N_S$, siendo N_S el número de células protegidas por el diodo de paso.

Siguiendo con el ejemplo anterior y para $N_S = 17$, se llega a un valor de 91,8º C. Otro caso, aún peor, es si la célula tiene en alguna zona "defectos" que actúen como drenadores de corriente, lo que equivale a reducir la superficie de disipación. Se habla entonces de "puntos", más bien que de células, calientes La diferencia de temperatura (otra vez, invitación al lector) que predice el modelo para este caso viene dada por una expresión algo complicada pero que, suponiendo $\rho << 1$ y $S_C/\ S_D >>1$, se puede aproximar por $C.G.[1+(N_S\text{-}1).\eta].(\ S_C/\ S_D)$, siendo S_D la superficie de disipación.Volviendo al ejemplo, si la célula disipase sólo por el 20 % de su superficie, se llegaría a una diferencia de más de 600º C. Aunque las diferencias reales serían bastante menores, porque cuando la temperatura de la célula se va haciendo tan grande como resulta en estos casos la relación entre temperatura y potencia disipada deja de ser lineal y el modelo que nos ocupa pierde validez. Además, la propia zona de drenaje probablemente se traduciría en una curva *I-V* de forma tal que probablemente el diodo de paso no entraría en conducción. De hecho, el abanico de posibilidades reales es muy grande y en su conjunto no tan dramático como sugieren estos dos casos extremos. Quien desee profundizar más puede consultar algunos estudios especializados[2-3].

De cualquier manera, y esto es lo que interesa señalar aquí, no deja de ser cierto que la dispersión de características entre módulos, por otro lado totalmente normales, puede hacer que algunas células de los generadores reales trabajen permanentemente en polarización inversa, que esta situación es potencialmente peligrosa para la vida de estos módulos y que no está contemplada en las actuales normas, que se limitan a considerar la polarización inversa como un fenómeno de ocurrencia eventual. Así, cuando los estudios termográficos de los generadores, que afortunadamente se hacen cada vez con más frecuencia, revelan diferencias de temperatura entre células de un mismo módulo, la polémica entre compradores y vendedores está servida: aquellos están disconformes con lo que tienen, mientras que estos insisten en que los módulos son acordes con lo especificado.

Células calientes en el panorama actual

La formación de puntos y células calientes en operación normal de las células tiene hoy mayor presencia real que en el pasado. A ello, quizás, contribuya el hecho de que el material del que se partía entonces para fabricar las células era silicio rechazado de la

[2] La norma IEC 61215, en su apartado dedicado a la resistencia a la formación de puntos calientes, distingue entre células limitadas por corriente y células limitadas por tensión

[3] M. C. Alonso García, "*Caracterización y modelado de asociaciones de dispositivos fotovoltaicos*". Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid (2004).

microelectrónica que, aunque caro, resultaba excelente para fabricar células (las cualidades exigibles para microelectrónica y para células son diferentes, por lo que el rechazo en un ámbito es compatible con la excelencia en el otro); mientras que en la actualidad el silicio se produce específicamente para las células y, en aras de bajar mucho el precio, se utilizan procedimientos (silicio metalúrgico mejorado, llamado "Si-umg", cristalización acelerada, etc.) que lo hacen más propenso a "defectos" y a diferencias entre unas células y otras. Por otro lado, el tamaño de las células prácticamente se ha doblado en este tiempo (desde los 80 cm^2 de las redondas de 10 cm de diámetro hasta los más de 200 cm^2 de las cuadradas de 15 cm de lado), y con él la corriente y las potencias a disipar. Por último, el propio crecimiento actual del sector, que propicia la incorporación de empresas sin experiencia previa y, con ellas, de procesos de fabricación poco cuidadosos (temperaturas desajustadas, golpes, etc.) también debe estar contribuyendo a esta situación.

Comoquiera que sea, este asunto de los puntos y células calientes en operación normal es hoy ciertamente preocupante, como ponen de manifiesto las numerosas protestas y reclamaciones al respecto acaecidas en España con posterioridad a la instalación, entre 2007 y 2008, de aproximadamente 4000 MW de sistemas fotovoltaicos, propiciados por los RDs 436/2004 y RDs 661/2007. A falta de mejores datos, estimamos que al menos un 10 % del total de la potencia instalada ha sido objeto de alguna reclamación. Para más inri, hay que recordar que algunas de estas calenturas no se manifiestan hasta pasado algún tiempo de funcionamiento, cuando ya ambos, vendedor y comprador, tienden a dar por sentado que todo funciona según lo previsto, y viven con desagrado cualquier alteración de esta percepción; y que, incluso entonces, tales calenturas no aparecen cuando los módulos que los exhiben funcionan separadamente del generador, que es precisamente lo que ocurre si los mismos se someten a análisis en un laboratorio especializado.

La consecuencia práctica es que el manejo de este asunto escapa a los procedimientos habituales de control de calidad, que se limitan a exigir que el diseño de los módulos cuente con la certificación IEC 61215, o similar, y a imponer condiciones de tolerancia a los valores de potencia medidos en los simuladores. Sin embargo, módulos que superan los requisitos de estos procedimientos pueden, no obstante, adolecer de células calientes en su operación real, en detrimento tanto de su eficiencia como de su vida útil; y con el agravante de que la eficiencia de los generadores que los integran puede verse afectada en medida tan escasa que el fenómeno no sea detectable en los habituales ensayos de rendimiento global (*PR*). Es de esperar que la normal evolución tecnológica termine por poner coto a esta situación y logre reducir a lo anecdótico la realidad de los puntos y células calientes. Mientras tanto, el proyectista fotovoltaico debe enfrentar este problema con el recurso de lo que logre imponer en los contratos de suministro.

Acotando el problema

Un sabio adagio dice que conviene buscar acuerdos antes de que el dinero esté encima de la mesa. En aras de ello, aquí proponemos que se basen en:

- Exigir módulos homologados según IEC 61215, y contrastar los valores de potencia dados por el fabricante con medidas independientes de algunos

ejemplares, previa exposición solar de 200 kWh/m^2, para garantizar la estabilización de su potencia.

- Rechazar automáticamente cualquier módulo que presente algún punto caliente de temperatura superior a 100º C, incluso en las condiciones de sombra que sean propias de la instalación (sombras mutuas entre seguidores, sombras proyectadas por postes, casetas, etc.).

- Limitar la diferencia de temperaturas entre células en ausencia de sombras hasta un nivel que no resulte peligroso para la vida de los módulos, estableciendo un límite máximo para la relación entre esa diferencia, ΔT, y la irradiancia incidente. Un criterio que se nos antoja razonable es que la razón $\Delta T/(G/G^*)$ no supere 20º C, lo que debe ser suficiente para garantizar que la temperatura absoluta de las células se mantiene siempre inferior a 85º C. Otro posible criterio, más restrictivo, consiste en perseguir que ninguna célula trabaje permanentemente en polarización inversa, limitando esa razón a 12º C (5 grados por variación de eficiencia, según el ejemplo del apartado anterior, más 7 grados por diferencias entre mecanismos de disipación).

- Limitar también las perdidas por dispersión en ausencia de sombras, lo que obliga a atender a la potencia CEM de los generadores estableciendo un límite para la razón entre el valor real y el valor nominal, $(P^*_{\mathrm{REAL}}/P^*_{\mathrm{NOMINAL}})$. Para facilitar su comprobación experimental, es conveniente definir la interfaz entre generador e inversor en algún punto cercano a este último, por ejemplo, en los propios bornes de su entrada DC o en alguna caja de conexión inmediatamente anterior a él, y establecer un límite inferior para aquella razón, elegido en el intervalo de 0,9 a 0,95.

Para freno de apresurados, conviene recordar que las especificaciones técnicas de un proyecto no tienen la virtud de modificar el estado del arte de una tecnología, sino sólo la de anticipar la solución de posibles conflictos entre compradores y vendedores. Por ello, establecer límites inferiores tan altos que sólo permitan la aprobación de generadores excepcionalmente buenos es más bien arte de crear expectativas inalcanzables, y como tales condenadas a la frustración, que arte de buena ingeniería. Y eso es, a nuestro entender, lo que ocurriría especificando más allá de la frontera de calidad marcada por los hitos: $\Delta T/(G/G^*) \leq 12^{\circ}\,\mathrm{C}$ y $(P^*_{\mathrm{REAL}} / P^*_{\mathrm{NOMINAL}}) > 0{,}95$

En otro orden de cosas, especificar lo que no se puede comprobar es simplemente arte de perder el tiempo, como también lo es el empeño en medir en condiciones tales que los resultados no sean reales. Y esto obliga a tratar sobre la comprobación experimental de las especificaciones:

- Respecto a la medida de la diferencia de temperaturas entre unas células y otras, puede hacerse con facilidad sin más instrumentación que una cámara termográfica y un medidor de irradiancia, y sin olvidar que el generador debe estar en funcionamiento, es decir, con el inversor inyectando efectivamente energía en la red. Para garantizar la estabilidad del resultado, el abanico de condiciones experimentales para medir esa diferencia puede ser similar al establecido en la norma IEC 61215 para la medida de la *TONC*.

- Respecto a la medida de la potencia real de los generadores, la principal dificultad estriba en la incertidumbre derivada de las diferencias de temperaturas entre unos módulos y otros. La pregunta de donde colocar un sensor de temperatura para que sus indicaciones resulten representativas de lo que acontece en el conjunto de un generador no tiene una respuesta evidente, porque esas diferencias suelen exhibir un comportamiento aleatorio (por ejemplo, dependiendo de la velocidad del viento). Nuestro consejo es recurrir a un vatímetro para medir la corriente y la tensión a la entrada del inversor, a uno o dos módulos de referencia para medir la irradiancia y la temperatura de célula, y a tomar numerosas muestras a lo largo de, al menos, un día. El tratamiento posterior exige eliminar los valores afectados por sombras, bien en el generador o en los sensores. Para eliminar el efecto de la suciedad, que es harina de otro costal, los módulos de referencia deben instalarse con suficiente antelación. Más detalles se encuentran en un retrato anterior[4].

Comentario final

Hemos dicho más arriba que este asunto de las células calientes está siendo hoy razón de conflictos para los que las especificaciones técnicas que regularon la compra de las instalaciones fotovoltaicas ofrecen poca solución. También hemos dicho que el propósito de este artículo era proponer alguna clave para tal solución, para lo que hemos propuesto una ventana de valores, para la diferencia de temperatura entre células, entre 12 y 20 grados. Ahora bien, comoquiera que la amplitud de esta ventana es suficientemente grande para propiciar la discusión, cabe acusarnos del pecado de tirar la piedra y esconder la mano (que también se puede formular como pecado de poca mojadura: ¡Hablas mucho, pero te mojas poco!). Vamos a defendernos de tal posible acusación incorporando la obviedad de que todo acuerdo se ve influido por las circunstancias de la negociación, y que una circunstancia siempre relevante es si el problema a tratar se plantea a priori (cuando se elaboran las especificaciones de compra) o a posteriori (cuando se discute la valoración de lo que ya está instalado).

En el primer caso se trata de prevenir, no se sabe quien llevará las de ganar o las de perder, la tensión entre los contrincantes todavía es baja y cabe proponer acuerdos sobre bases tirando a restringidas. Es, en nuestra opinión, el momento de pactar un límite sobre los 12 grados. En el segundo caso, se trata más bien de evitar que cunda el pánico cuando ambas partes tienen sentimientos de miedo a la pérdida de dinero (“Todo lo que se hace o deja de hacer por miedo termina por salir mal”, se dice en *Tieta do Agreste*, excelsa novela del eximio escritor brasileño Jorge Amado, que fue llevada al cine en una inolvidable película del mismo nombre y protagonizada por Sonia Braga), la tensión a la que se ven sometidos los contrincantes es alta, y hay que buscar un equilibrio entre lo que pierde el comprador (quien debe asumir el precio por su ignorancia, despiste u olvido cuando compró) y lo que pierde el vendedor (quien debe asumir que su producto no es tan idílico como anunció). Es, otra vez en nuestra opinión, el momento de pactar un límite sobre los 20 grados.

---

[4] *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IX)*: “Predicción y ensayo de la producción de energía fotovoltaica conectada a la red”. Era Solar, nº 139 (julio/agosto 2007).

Y con este comentario que, por divagar sobre el miedo y recordar a un novelista y a una actriz, debe servir también de pincelada para mezclar lo técnico y lo humano, en la línea de otros anteriores, concluye este retrato. Esperemos que haya sido del agrado de los lectores, e incluso que pueda serles de alguna utilidad.

Agradecimiento

Queremos expresar aquí nuestro sincero agradecimiento a J. Anta, F.Chenlo, J. Leloux, L. Marroyo y P. Valera, quienes han tenido la amabilidad de leer el original de este retrato y de hacer sugerencias de inestimable valor. Ello no supone que compartan con nosotros lo que el artículo pueda tener de opinable. En particular, la responsabilidad de los criterios propuestos para la consideración contractual del problema es exclusivamente nuestra.