

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA AUTOCONSUMO EN COMUNIDADES ENERGÉTICAS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

**Versión V05
(julio 2023)**



Joining Actors for LOcal development of New large-scale regional energy communities

LIFE21-CET-ENERCOM-JALON



Co-funded by
the European Union

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA	5
PROPUESTA ESPECÍFICA A ESTA PROBLEMÁTICA	9
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA SISTEMAS FV DE AUTOCONSUMO	11
El generador FV	11
Definiciones.....	11
Requerimientos técnicos.....	12
Generador fotovoltaico.....	12
Estructuras soporte	13
Inversores.....	14
Medición, seguimiento y adquisición de datos.....	15
Líneas eléctricas y protecciones.....	16
Puesta a tierra y protección contra rayos	18
ANEXO I. PRÁCTICAS COMUNES DE GARANTÍA DE CALIDAD.....	19
Hoja de características y garantías de los módulos fotovoltaicos.	20
Previsión de la productividad y modelización del rendimiento fotovoltaico.	20
Campañas de medidas en campo: PR and PR _{STC}	21
Medida de las condiciones de operación.....	22
Revisiones térmicas con cámaras termográficas: puntos calientes.....	22
ANEXO II. Normas.....	24

INTRODUCCIÓN

Este documento resume una propuesta de condiciones técnicas para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo destinadas a asegurar su calidad en términos de producción energética y de vida útil de los sistemas.

La propuesta se enmarca dentro del proyecto JALON, que es una iniciativa ciudadana para crear una Comunidad Energética (CE) en la Comarca de Calatayud, y que cuenta con apoyo institucional de la Comisión Europea a través del programa LIFE¹ y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) a través del programa IMPLEMENTA². Esta Comunidad Energética, llamada CERCA (Comunidad de Energías Renovables de la Comarca de Calatayud), está articulada como instrumento de innovación rural en el territorio, y tiene como finalidad producir energía limpia mediante sistemas FV para autoconsumo.

Las comunidades energéticas (CE) están reguladas por dos Directivas Europeas³, hoy en proceso de trasposición al ordenamiento jurídico español, y consisten en entidades jurídicas basadas en la participación abierta de socios que realizan proyectos para la producción local, descentralizada y distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, integrando principalmente sistemas FV, y que dicha energía es “autoconsumida” por estos socios, y los excedentes se vierten a la red con la idea de que se puedan compartir con otros miembros de la CE.

Las CE constituyen un nuevo paradigma energético para las que deben cumplirse unos requisitos de calidad mínimos que garanticen la viabilidad de los proyectos, el retorno de las inversiones a los propios miembros de la CE, así como asegurar los beneficios ambientales y sociales que de ellas se esperan. Las especificaciones técnicas definidas en este documento tratan de dar respuesta a estas necesidades de calidad.

El documento que aquí se presenta es acorde con la normativa española relativa al autoconsumo contenida en el Real Decreto 244/2019 sobre autoconsumo de energía eléctrica y en la reglamentación prescrita en la ITC-BT-40 del REBT. En este sentido, se define un sistema fotovoltaico (FV) para autoconsumo, o consumo por generación propia, como una instalación FV de generación de energía eléctrica interconectada⁴. El sistema FV está *conectado en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o está unido a este a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución. También tiene consideración de instalación de generación conectada a la red aquella que está conectada directamente a las redes de transporte o distribución*⁵. La energía generada por el sistema FV puede consumirse directamente en las modalidades de autoconsumo individual o colectivo previstas en el RD 244/2019, y los excedentes pueden almacenarse en una batería, en el caso que existiera acumulación, y/o pueden verterse a la red eléctrica, permitiendo a la CE hacer una gestión de dichos excedentes y obtener un beneficio por ello.

¹ LIFE21-CET-ENERCOM-JALON

² <https://sede.idae.gob.es/>

³ Comunidad Ciudadana de Energía, CCE (Directiva UE 2019 / 944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, Art. 16); Comunidad de Energía Renovable, CER (Directiva UE 2018 / 2001, fomento uso de energía procedente de fuentes renovables, Art. 22)

⁴ ITC-BT-40 del REBT. Instalaciones generadoras interconectadas: las que están trabajando normalmente en paralelo con la Red de Distribución Pública.

⁵ Real Decreto 244/2019.

La Figura 1 muestra un esquema básico de un sistema de autoconsumo FV sin acumulación.

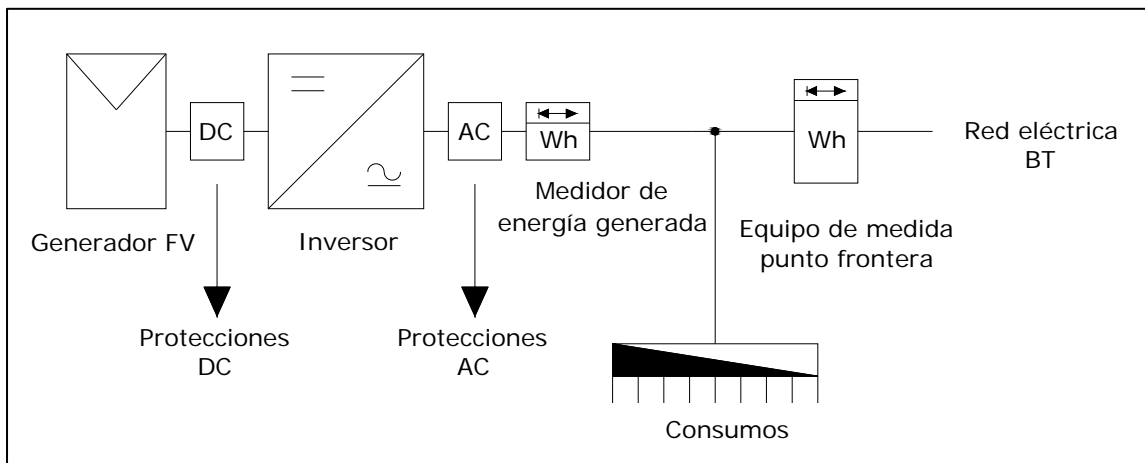


Figura 1: esquema básico de un sistema FV de autoconsumo sin acumulación.

Durante los últimos veinte años, el Instituto de Energía Solar de la Universidad politécnica de Madrid (IES-UPM) ha ofrecido servicios de control de calidad (estudios de productividad, pruebas en campo, calibraciones de sensores de irradiación, diagnóstico de fallos, etc.) a la industria FV y ha realizado campañas de pruebas in situ en más de 100 plantas fotovoltaicas por un total de 2 GW, en estrecha relación tanto con ingenierías e instaladores (EPC) como con entidades financieras. Esta experiencia adquirida ha sido extensamente publicada en revistas científicas de alto impacto, lo que nos ha llevado a la convicción de que la aplicación de procesos de garantía de la calidad técnica en sistemas FV puede incrementar la productividad de los sistemas a lo largo de toda su vida útil.

Este documento presenta, en primer lugar, una descripción de la problemática existente en cuestiones de calidad de instalaciones FV de autoconsumo, fruto de un trabajo previo de inspección de instalaciones realizadas por varios instaladores. Seguidamente se expone un conjunto de especificaciones técnicas de aplicación general para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, concebido para que pueda adaptarse e integrarse fácilmente en los marcos contractuales entre instaladores y comunidades energéticas.

En Anexo I, el documento resume las prácticas comunes de garantía de la calidad actuales, revelando las debilidades relevantes y discutiendo las soluciones correspondientes. En particular, se abordan tres preguntas: modelado del rendimiento energético de los generadores FV de acuerdo con la información de la hoja de datos del fabricante de módulos fotovoltaicos, pruebas en el campo sistemas FV de autoconsumo con la menor incertidumbre posible y cómo tratar en la práctica los puntos calientes.

El Anexo II resume la lista de estándares nacionales e internacionales que deben cumplir los componentes del sistema FV para garantizar la calidad, integridad y un rendimiento óptimo después de su instalación.

DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

Se ha inspeccionado un total de 20 instalaciones FV de autoconsumo pertenecientes a 10 empresas instaladoras diferentes, prestando especial atención a aspectos como: la configuración del sistema (tamaño del generador y potencia del inversor), la ubicación de los generadores FV en cubiertas, la fijación de la estructura soporte, las canalizaciones eléctricas en tejados, las puestas a tierra de masas del generador, las canalizaciones eléctricas en fachadas y las interiores, y las protecciones eléctricas en alterna y continua, entre otros.

Cabe destacar que, en general, se han observado los siguientes puntos positivos:

- Se emplean estructuras soporte de aluminio con tornillería de acero inoxidable de fabricantes especializados.
- Las fijaciones de las estructuras a los tejados suelen ser con taco químico, varilla de acero inoxidable y van bien sellados para evitar el paso del agua.
- Empleo de cables CC bien identificados, negro para el negativo y rojo para el positivo, entre generador FV y caja de protecciones.
- Todas las conexiones en CC se hacen con conectores MC4⁶ (con índice de protección IP67).
- En todos los casos, la conexión en el punto frontera se protege con un interruptor magnetotérmico instalado en el propio cuadro general del consumo.

Las principales conclusiones de la problemática observada son las siguientes:

1. Garantías de los módulos FV. En todas las instalaciones visitadas, los módulos FV presentan garantías de producto no superiores a 12 años. En relación a este punto, se ha observado, en un solo caso, la fijación de los módulos a la estructura soporte mediante taladros a los marcos del módulo con tornillos rosca-chapa. Esta práctica puede conllevar la pérdida de garantía del módulo FV por parte del fabricante.
2. Sombras. En los tejados domésticos es muy frecuente la existencia de sombras proyectadas por chimeneas, antenas, muros, etc sobre los módulos FV. Algunos instaladores emplean optimizadores para mitigar el impacto de sombras.



Figura 2: Elemento arquitectónico en tejado que puede proyectar sombras sobre los módulos FV.

3. Canalizaciones eléctricas exteriores. En muchos casos se observa el uso de conducciones de material plástico. Debe aportarse certificado de cumplimiento de lo dispuesto en el

⁶ Cumplen normas DIN V VDE V 0126-3/12.06 y DIN EN 62852 VDE 0126-300:2013-10 (TÜV)

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RTBE) relativo a las acometidas aéreas posadas sobre fachada (ITC-BT-11).



Figura 3: canalizaciones eléctricas exteriores de material plástico.

4. Los cables CC de conexión de los módulos FV no suelen estar fijados a la estructura soporte o a los propios marcos. En ocasiones esto provoca que los conectores descansen sobre las zonas convexas de los tejados y, por lo tanto, más expuestos a la humedad.



Figura 4: cable de conexión de los módulos no fijado al marco.

5. No existe consenso en la puesta a tierra de los marcos de los módulos FV. En ocasiones no hay ninguna conexión, en otros casos se unen unos marcos con otros con cable de tierra amarillo/verde y a veces son las propias fijaciones metálicas (presores) las que hacen de puentes entre los marcos.

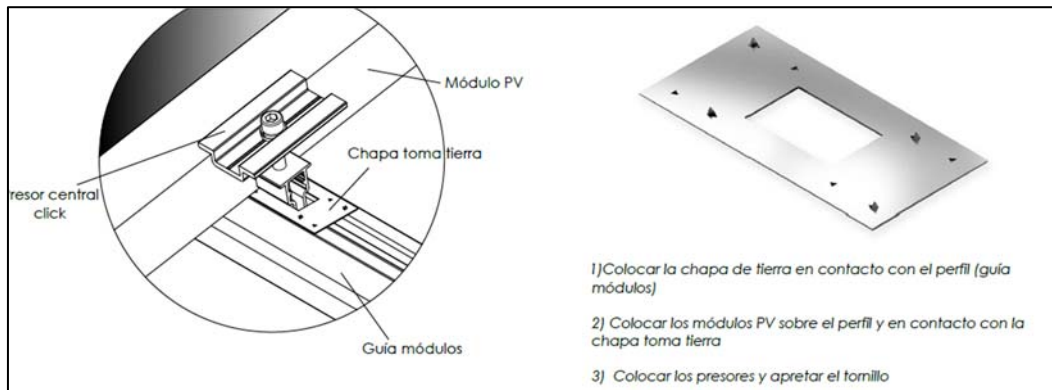


Figura 5: detalle de chapa de unión de tierras para módulos FV extraído de manual de fabricante de estructuras.

6. Puesta a tierra de las estructuras metálicas. No existe consenso sobre cuántos puntos de tierra sacar de la estructura.

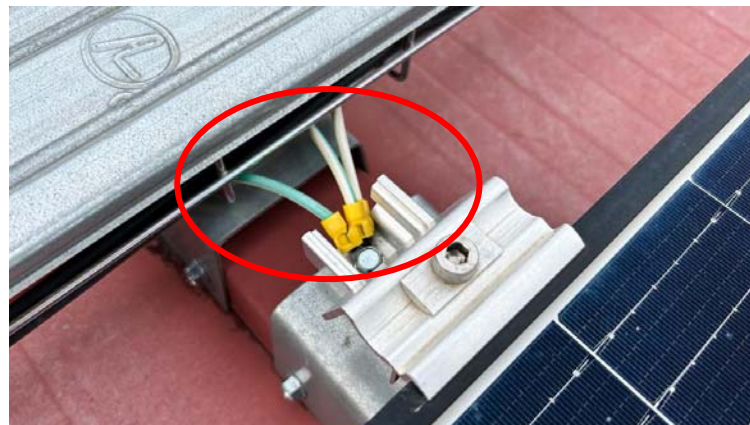


Figura 6: unión de tierras de estructura en un mismo punto con cable aislado.

7. Trazado de las canalizaciones. La norma general es que se hacen rectos horizontales y verticales, pero en algún caso se observó la excepción.



Figura 7: detalle de canalización eléctrica interior con trazado inclinado.

8. Los conductores eléctricos es difícil que puedan ir bajo canalización cuando se conectan a los inversores, ya que estos están preparados para hacer conexiones exteriores.



Figura 8: conexiones eléctricas a los inversores.

9. Protecciones CC. Aunque el uso de fusibles seccionadores es lo habitual, se ha observado alguna instalación con interruptor de continua en lugar de fusibles, o además de los fusibles. Incluso alguna instalación sin ningún tipo de seccionador, argumentado que el propio inversor incorpora fusibles de protección.
10. Protecciones CC. En algunos casos se prescinde del protector de sobretensiones en CC al incorporarlo el propio inversor.
11. Protecciones CA. En algunos casos el protector contra sobretensiones CA está en la caja de protecciones CA a la salida del inversor y en otras ocasiones en el punto frontera, es decir, en el cuadro general del consumo.



Figura 9: caja de protecciones CA a la salida del inversor con diferencial y magnetotérmico pero sin protección contra sobretensiones. El cuadro superior corresponde a la caja de CC, que contiene seccionadores portafusibles y protecciones contra sobretensiones.

PROPUESTA ESPECÍFICA A ESTA PROBLEMÁTICA

A esta problemática manifestada se propone una serie de medidas con la finalidad de unificar criterios técnicos de acuerdo a objetivos de calidad y de seguridad eléctrica.

	Problemática	Propuesta
1	Garantías de los módulos FV. Taladros en los marcos de los módulos.	Se admitirán periodos de garantía de producto de 12 años. De cara a mantener dicha garantía, en ningún caso se realizarán taladros en los marcos de los módulos para su fijación a la estructura soporte.
2	Sombras por chimeneas, antenas, muros, etc sobre los módulos FV.	Se buscará minimizar el impacto de las sombras en cubiertas, siendo obligatorio que el generador FV esté libre de sombras en las 4 horas solares centrales en el solsticio de invierno. No se admitirán pérdidas energéticas anuales por sombreado superiores al 10%.
3	Canalizaciones eléctricas exteriores.	Deben cumplir con ITC-BT-11 (1.2.1) y aportarse ficha del fabricante que certifique su cumplimiento. (ver especificación número 53)
4	Los cables CC de los módulos FV no suelen estar fijados a la estructura soporte o a los propios marcos.	Fijación con elementos de sujeción resistentes a los marcos de los módulos y/o partes de la estructura.
5	No hay consenso en la puesta a tierra de los marcos de los módulos FV.	No será necesario interconectar con cable de tierra los marcos de los módulos, siempre y cuando estos estén montados sobre estructura soporte metálicas, con cuyo contacto se asegura la continuidad eléctrica de sus masas.

6	Puesta a tierra de las estructuras metálicas.	Deben tomarse puntos de tierra en la estructura unidos entre sí de modo que se asegure que el valor de resistencia de tierra de cualquier punto de la estructura soporte no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V (ITC-BT-09 del REBT). Esta tierra siempre debe ir a la tierra del propio edificio asegurando la conexión equipotencial de todas las masas metálicas.
7	Trazado de las canalizaciones.	El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan el local donde se efectúa la instalación. Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores (ITC-BT-21 del REBT).
8	Los conductores eléctricos es difícil que puedan ir bajo canalización cuando se conectan a los inversores	Empleo de canaleta instalada en horizontal, según características expuestas en ITC-BT-21 (canales protectoras) del REBT, bajo el inversor y cajas de protección a los que se accederá por la parte interior. De la canaleta horizontal al inversor los cables pueden ir sin canalización siempre que la distancia sea inferior a 30 cm.
9	Protecciones CC.	Obligatoria la instalación de protecciones – seccionadores a la entrada de CC al inversor. Así mismo, se instalará protector de sobretensiones con independencia de que el inversor lo incorpore interiormente.
10	Protecciones CA.	Instalación de protección contra sobrecargas (magnetotérmico), interruptor diferencial y protección contra sobretensiones en la caja de protecciones CA a la salida del inversor.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA SISTEMAS FV DE AUTOCONSUMO

En este apartado se presentan las especificaciones técnicas para el caso particular de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sin acumulación.

Todas las instalaciones previstas se engloban en la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada prevista en los artículos 13 y 14 del RD 244/2019. Para ello, todas las instalaciones tendrán una potencia instalada igual o inferior a 100 kW⁷, considerando la potencia instalada como la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores. Además, se prevé la instalación de un equipo de medida de generación bidireccional que registre la energía horaria neta generada por el sistema FV (energía bruta generada menos la energía consumida por los servicios auxiliares de producción en un periodo horario)⁸.

El generador FV

La Figura 1 describe el diseño eléctrico básico de una instalación FV para autoconsumo. Está formado por una o varias unidades de generación compuestas por generadores FV e inversores de conexión a red, pudiendo además estar constituidas por un solo inversor o por el paralelo de varios inversores, cada uno con su generador FV correspondiente (Figura 10). El sistema FV debe incluir un equipo de medida de la energía generada, de un sistema de monitorización y, cuando se requiera, de sensores de radiación y temperatura (módulos de referencia o células calibradas).

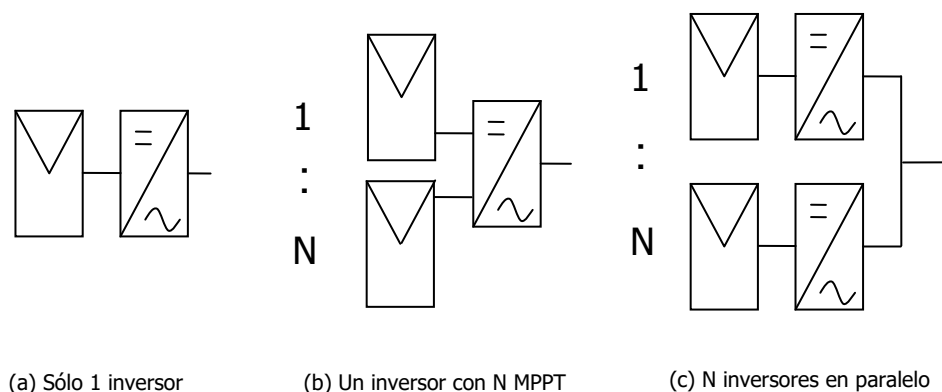


Figura 10: Alternativas para la conexión entre strings y los inversores.

Definiciones

La potencia CEM del sistema FV se entiende aquí como la potencia nominal del conjunto de generadores FV, es decir, el producto del número total de módulos FV por la potencia CEM indicada en la hoja de datos del fabricante. Esta puede ser diferente de la potencia del sistema

⁷ ITC-BT-40 del REBT. 4.3.1 Potencias máximas de las centrales interconectadas en baja tensión. [...] la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central.

⁸ El equipo de medida bidireccional que mide la energía horaria neta generada podrá ser sustituido por un equipo que mida la generación bruta y un equipo que mida el consumo de los servicios auxiliares.

FV, que viene dada por la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores.

Requerimientos técnicos

Generador fotovoltaico

- 1) Cada instalación fotovoltaica debe estar formada por módulos fotovoltaicos del mismo fabricante, tipo y modelo.
- 2) Los módulos fotovoltaicos deben ser de tecnología PERC de silicio cristalino tipo n, con tolerancia positiva, con células FV con más de 5 bus-bar y con certificación IEC 61215.
- 3) Para que un módulo de tecnología PERC resulte aceptable, su potencia máxima real referida a condiciones estándar deberá tener una tolerancia positiva de al menos +3% del correspondiente valor nominal de catálogo para compensar las posibles pérdidas producidas por el efecto LID⁹.
- 4) Los módulos fotovoltaicos deben tener la certificación IEC 61730.
- 5) Los módulos fotovoltaicos deben ser resistentes a la Degradación Inducida por Potencial (PID).
- 6) Los módulos FV deberán tener al menos 25 años de garantía de potencia y al menos 12 años de garantía de producto.
- 7) Los conectores de todos los módulos, y también de todos los cables entre los módulos y las cajas de conexión, deben ser del mismo modelo para asegurar buenas conexiones. Deben colocarse de forma que estén libres de acumulación de polvo, suciedad o agua para evitar cortocircuitos y/o degradación prematura.
- 8) Los cables de CC deben fijarse a la estructura soporte o colocarse en bandejas o tubos para evitar cables sueltos que puedan rozar objetos como tejas o estructuras puntiagudas que puedan dañar su aislamiento o incluso provocar peligro de tropiezo.
- 9) La potencia CEM medida en la entrada de cada inversor debe ser igual o superior al 95% de la potencia nominal. Es decir, la suma de las pérdidas por degradación inicial, "mismatching" y cableado no puede ser superior al 5%.

NOTA: Este valor se propone como máximo absoluto. Se pueden especificar pérdidas más bajas, en particular con módulos fotovoltaicos que ofrecen una tolerancia positiva en la potencia nominal. Cualquiera que sea el caso, este valor debe ser consistente con el escenario de pérdidas de referencia del estudio de productividad.
- 10) Los módulos FV no deben tener "puntos calientes" o "células calientes" cuando no haya sombra sobre ellos y el inversor esté operando normalmente.
- 11) Como medida de protección contra contactos indirectos, los generadores FV (polos activos) no deben conectarse a tierra.
- 12) Los rangos operativos esperados de voltajes y corrientes del generador FV (V_{OC} , I_{SC} , V_M e I_M) deben ser admisibles según las especificaciones técnicas del inversor.

⁹ Light Induced Degradation

Estructuras soporte

- 13) En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 14) Las estructuras soporte deben ser rígidas y resistentes a ráfagas de viento de hasta 150 km/h y a ambientes de corrosión igual o superior a C4¹⁰, de acuerdo con las normas ISO-12944 e ISO 9223. Con objeto de garantizar la seguridad y resistencia a los esfuerzos de viento y nieve se cumplirá lo establecido en el Código Técnico de la Edificación (CTE) apartado DB SE de Seguridad estructural, donde se establecen los requerimientos y metodología de cálculo para garantizar las exigencias básicas de seguridad estructural de los elementos estructurales o sobrepuestos en los edificios.
- 15) Se debe aportar certificado de cumplimiento del Código Técnico de la Edificación (CTE), en el que se detalle el cumplimiento y método de cálculo utilizado para acreditar los requisitos establecidos bajo condiciones de referencia estándar (localización geográfica y altura) así como el detalle de las instrucciones de fijación de la estructura (disposición y cuantía), a fin de garantizar el cumplimiento de los requerimientos de fijación de la misma en el edificio o en el suelo.
- 16) Las estructuras de soporte deben ser de aluminio o acero galvanizado en caliente o, en otros casos justificados, de madera (ej. pérgolas) o materiales plásticos (ej. sistemas autoportantes). Los procedimientos de instalación deben garantizar la protección anticorrosión. Esto también es aplicable a todos los elementos de fijación en general.
- 17) La tornillería será de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 18) Todas las partes de la estructura de soporte deben estar correctamente ensambladas, deben encajar entre sí y deben ser compatibles para evitar la corrosión galvánica.
- 19) Las estructuras soporte deben permitir que cada módulo sea accesible para inspecciones periódicas.
- 20) El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustitución de elementos.
- 21) Los módulos fotovoltaicos deben fijarse rígidamente a la estructura soporte con elementos de fijación apropiados de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los módulos fotovoltaicos.
- 22) Todos los módulos fotovoltaicos deben estar instalados de modo que se eviten sombras proyectadas por elementos adyacentes como antenas, muros, tejados u otros. Será obligatorio que el generador FV esté libre de sombras en las 4 horas solares centrales en el solsticio de invierno. No se admitirán pérdidas energéticas anuales por sombreado superiores al 10%.
- 23) Las estructuras soporte deben permitir un drenaje rápido en caso de fuertes aguaceros.

¹⁰ Zonas Industriales y costeras con moderada salinidad.

- 24) El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 25) Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 26) La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 27) Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 28) Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 29) En todos los casos se debe garantizar la estanqueidad de las cubiertas frente a la humedad, y protegerlas contra la corrosión y cualquier otro tipo de agente susceptible de causar deterioro en la misma.

Inversores

- 30) La potencia nominal del inversor fotovoltaico debe ser igual o superior al 80% de la potencia nominal CEM de su campo fotovoltaico correspondiente:

$$P_{Inv}^N \geq 0.80 P_N^*$$

- 31) La denominada "eficiencia europea" de los inversores debe ser como mínimo de 0,95. Esta eficiencia viene dada por la fórmula:

$$\eta_{EUR} = 0.03 \cdot \eta_5 + 0.06 \cdot \eta_{10} + 0.13 \cdot \eta_{20} + 0.1 \cdot \eta_{30} + 0.48 \cdot \eta_{50} + 0.2 \cdot \eta_{100}$$

donde $\eta_5, \eta_{10}, \eta_{20}, \eta_{30}, \eta_{50}, \eta_{100}$ son los valores instantáneos de eficiencia energética al 5%, 10%, 20%, 30%, 50% y 100% de carga.

- 32) Los inversores deben operar correctamente a su potencia nominal y con una temperatura ambiente $T_A = 50^\circ\text{C}$.
- 33) Para preservar la calidad del servicio eléctrico general, los inversores deben cumplir con IEC 61000-6-2 e IEC 61000-6-4 (EMI), con EN 50178 (Requisitos de calidad de la red) y también con códigos nacionales particulares.
- 34) Los inversores deben incluir protección anti-isla con apagado automático una vez que se cumplan los requisitos, de acuerdo con la norma IEC 62116.
- 35) El encendido del inversor después del restablecimiento de la tensión de red y la frecuencia debe retrasarse entre 1 y 3 minutos.
- 36) Los inversores deben incluir protección contra polarización inversa en su entrada CC, contra cortocircuito en su salida CA, contra sobretensiones (pararrayos operativo) tanto en la entrada CC como en la salida CA, y contra fallo de aislamiento con salida a relé.

- 37) Los inversores deben incluir detección y protección en caso de falta de aislamiento de acuerdo a la norma IEC 60364-7-712.
- 38) El inversor debe incluir un dispositivo de parada de emergencia (software o hardware) y debe ser de fácil acceso.
- 39) En el caso de instalaciones exteriores, el inversor debe tener (y respetar) al menos una protección IP54, y ser resistente a la radiación UV.
- 40) Los inversores instalados en el exterior deben ubicarse en lugar protegido de la exposición solar directa.
- 41) El consumo propio de los inversores puede ser alimentado por la misma línea que conecta el inversor.
- 42) El inversor debe registrar datos sobre las principales variables eléctricas de operación (corrientes CC y CA, tensiones CC y CA; potencia CC y CA; factor de potencia, estado de alarmas) con buena precisión y por lo menos cada 15 minutos.
- 43) Los inversores deben disponer de una API local abierta que permita a otras aplicaciones leer datos directamente del inversor a través de una conexión de comunicación apropiada. Además de este API local, el inversor podrá disponer de otra interfaz web en la “nube” del fabricante.
- 44) Deberá instalarse una línea de comunicaciones (cable de red de categoría 5) entre el inversor y el cuadro eléctrico de la vivienda/edificio.

Medición, seguimiento y adquisición de datos

Sensores de temperatura de célula e irradiancia incidente efectiva

- 45) Se deberá instalar un sensor de irradiancia incidente efectiva, G_{ef} , y de temperatura de célula en operación, T_c , tipo célula calibrada. Deberá instalarse con la misma orientación e inclinación que el generador FV y en una zona de fácil acceso para facilitar su limpieza.
- 46) Las señales de salida del sensor tipo célula calibrada deberán llevarse hasta un cuadro anejo al inversor.

Sistema de monitorización

- 47) El objetivo del sistema de monitorización es recopilar los datos necesarios para la gestión energética de la instalación de autoconsumo y realizar tareas de O&M de forma remota. Es equivalente a un sistema SCADA en una planta fotovoltaica, pero a menor escala y simplificado. El conjunto principal de variables a registrar son:
 - a) Condiciones de funcionamiento: valores de irradiancia incidente efectiva, G_{ef} , y temperatura de célula en operación, T_c extraídos de la célula calibrada.
 - b) Funcionamiento CC: Información de los parámetros eléctricos en la entrada al inversor.
 - c) Funcionamiento CA: Información de los parámetros eléctricos en la salida del inversor.
 - d) Operación de la Zona de Generación: Información eléctrica y energética de la salida de la zona de generación. Esta información es medida por diferentes dispositivos.

- 48) Con el objetivo de reducir los requisitos de monitorización, los dispositivos de medida a instalar se reducen a tres:
- Célula calibrada.
 - Inversor: Los inversores miden en su entrada (funcionamiento CC) y su salida (funcionamiento CA).
 - Medidor de energía generada: Mide el funcionamiento de la Zona de Generación. Se trata de un contador de energía activa Clase 1 (EN62053-21) que registra el flujo de energía y que se instala a la salida del sistema FV tal como se indica en la Figura 2.
- 49) La información generada por estos dispositivos en forma de señales tiene que ser compatible para su registro en un sistema central de monitorización estándar. Este sistema de monitorización no será responsabilidad del instalador.
- 50) La Figura 11 muestra un esquema conceptual de la instalación junto con el sistema de monitorización. Son necesarias las conexiones a través de cables de comunicación de cada dispositivo de medición al sistema central de monitorización. Las características de estos cables dependerán del protocolo de comunicación, considerando dos tipos:
- RS485: Cables de dos hilos para implementar un bus de comunicación.
 - TCP/IP Ethernet: Cables de red en configuración punto a punto.

En ambos casos, los datos se transfieren a través del protocolo Modbus.

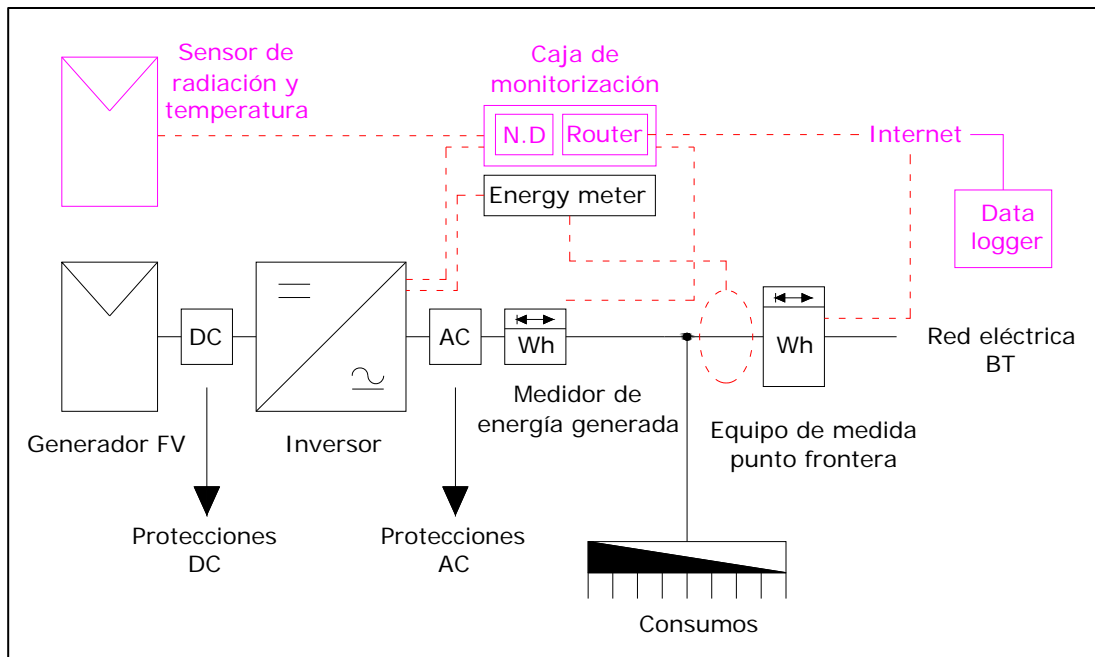


Figura 11: Esquema general de un sistema de monitorización para una instalación de autoconsumo

Líneas eléctricas y protecciones

- Las líneas de CC y CA instaladas interior y exteriormente estarán sujetas a las prescripciones del ITC-BT-06 Redes Aéreas para Distribución en Baja Tensión del REBT.
- Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 1,5% tanto entre el generador fotovoltaico y el/los inversor/es, y entre el/los

inversor/es y el punto frontera de conexión. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

- 53) Los conductores exteriores irán directamente posados sobre fachadas o muros protegidos con tubos rígidos de las características indicadas en la ITC-BT-11 del REBT, artículo 1.2.1, incluso por encima de 2,5 metros desde el suelo, tomando las medidas adecuadas para evitar el almacenamiento de agua en dichos tubos. Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores (ITC-BT-21 del REBT). El fabricante de las canalizaciones deberá certificar el cumplimiento de la norma.
- 54) Los cables de CC desde las cajas de conexión hasta la entrada del inversor deben colocarse en bandejas o canalizaciones adecuadas para evitar cables sueltos y expuestos. Se recomienda el empleo de canaleta bajo el inversor y cajas de protección instalada en horizontal, según características expuestas en ITC-BT-21 (canales protectoras) del REBT, a los que se accederá por la parte interior. De la canaleta horizontal al inversor los cables pueden ir sin canalización siempre que la distancia sea inferior a 30 cm.
- 55) Todos los *strings* formados por módulos conectados en serie deben estar protegidos con fusibles en ambos polos o seccionadores de CC. Los fusibles de *string* deben tener una capacidad nominal (a 50°C) entre 2 y 4 veces la corriente de cortocircuito CEM de los módulos, y por debajo de la corriente CC nominal de los cables de los módulos.
NOTA. Estrictamente, la seguridad eléctrica en generadores fotovoltaicos sin conexión a tierra requiere solo un fusible. Sin embargo, el segundo fusible permite una fácil separación eléctrica del string y el resto del generador fotovoltaico, lo que puede ser útil para trabajos de inspección y mantenimiento.
- 56) La asociación de *strings* en paralelo debe realizarse dentro del armario de protecciones CC que incluya los siguientes elementos:
 - a) Cada *string* con fusibles operativos o seccionadores de CC.
 - b) Dispositivos de protección contra sobretensiones entre polos tanto positivo como negativo y tierra (otro entre polos es opcional).
 - c) Etiquetar el armario advirtiendo el riesgo de descarga eléctrica.
 - d) Etiquetar individualmente cada cable, informando sobre su polaridad y su origen.
- 57) Los elementos del interior del armario CC deben estar correctamente ordenados y dispuestos de manera que los polos positivo y negativo estén lo más separados posible para minimizar el riesgo de contacto directo.
- 58) Todos los fusibles, protecciones contra rayos y sobretensiones y los seccionadores deben cumplir con la norma IEC 60634-7-712.
- 59) En instalaciones exteriores, las cajas de protecciones y conexiones deben tener (y respetar) al menos una protección IP54, de acuerdo con la norma IEC 60529, y deben ser resistentes a la radiación UV. Por lo tanto, los cables que entran a las cajas de conexión deben estar correctamente instalados y sellados para no modificar este grado de protección IP.

- 60) Las protecciones en la salida de los inversores en CA cumplirán las prescripciones de la instrucción ITC-BT-40 Instalaciones Generadoras de Baja Tensión y lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Estas incluirán, como mínimo, las siguientes:
- a) Interruptor automático diferencial de 30 mA de sensibilidad. Se selecciona el dispositivo para una corriente al menos 1,5 veces superior a la corriente máxima de salida de los inversores y teniendo en cuenta si la instalación es monofásica o trifásica.
 - b) Interruptor automático magnetotérmico. Se selecciona el dispositivo para una corriente al menos 1,5 veces superior a la corriente máxima de salida de los inversores y teniendo en cuenta si la instalación es monofásica o trifásica.
 - c) Protector de sobretensiones de categoría II según ITC-BT-23 del REBT.

Puesta a tierra y protección contra rayos

- 61) Todas las estructuras metálicas y aparatos conectados en la línea BT deben estar puestos a tierra según RD 1663/2000 e ITC-BT-40. Esta conexión debe ser equipotencial. Además:
- a) Deben tomarse puntos de tierra en la estructura unidos entre sí de modo que se asegure que el valor de resistencia de tierra de cualquier punto de la estructura soporte no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V (ITC-BT-09 del REBT).
 - b) Los conductores de protección deben conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación, que a su vez se conectará al electrodo principal de tierra a través del conductor de enlace.
 - c) Las secciones de los conductores de protección y de enlace, y las características de los electrodos de tierra (dimensiones, conexiones, etc.), cumplirán lo prescrito en la instrucción ICT-BT-18 del REBT. La sección del conductor de tierra para la estructura soporte metálica no podrá ser, en ningún caso, de menos de 16 mm² de sección para las líneas principales de tierra ni de 35 mm² para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.
- 62) Generador fotovoltaico: No requiere un sistema externo de protección contra rayos.
- 63) Generador fotovoltaico. Todos los marcos de aluminio deben estar unidos por un cable de tierra y conectado a la tierra de la instalación siempre y cuando la estructura soporte no sea metálica.

ANEXO I. PRÁCTICAS COMUNES DE GARANTÍA DE CALIDAD

Para garantizar la calidad de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo que operan en el seno de una comunidad energética, se debe definir una serie de procedimientos con la finalidad de ajustar las “expectativas” a la “realidad” de una manera lo más estricta posible durante toda la vida útil del sistema, tanto en términos de producción energética como en tasa de consumo por generación fotovoltaica propia.

La “expectativa” se establece antes de la instalación del sistema FV de autoconsumo. Es el resultado de un ejercicio de simulación de productividad energética bajo un escenario de referencia respecto al recurso solar y al rendimiento energético de la instalación fotovoltaica. Más detalladamente, el recurso solar se modela por medio de series temporales de valores, en condiciones de operación, de la irradiancia sobre el plano del generador FV (G) y de la temperatura de la célula solar (T_C). El rendimiento de la instalación de autoconsumo se modela a través de su respuesta de potencia a estos valores, $P_{AC} = P_{AC}(G, T_C)$. Una vez que la instalación FV está en operación, se debe hacer un seguimiento para analizar el cumplimiento de estos modelos.

Por otro lado, existe también una “expectativa” de consumo por generación FV, considerado este como la tasa de producción FV consumida en el punto de suministro, y que depende de la casación horaria entre la producción FV y el consumo eléctrico en dicho punto de suministro. Se debe, pues, simular dicho autoconsumo en base a las series temporales de las condiciones de operación del sistema FV y los datos históricos de consumo eléctrico en el punto de suministro, disponibles a través de la web de la distribuidora.

Aunque para la “expectativa” es necesario establecer un escenario tanto de la productividad del sistema FV como del consumo eléctrico, es importante entender que la calidad del sistema FV sólo va a incidir en su productividad y no así en el consumo. Sin embargo, en un sistema FV de autoconsumo, la predicción de la tasa de autoconsumo obliga a considerar ambas variables.

La “realidad”, que se conoce mediante el seguimiento y análisis de los sistemas FV una vez están en funcionamiento, nos confirma los desvíos existentes con las “expectativas” previas, que, en el caso de una buena previsión, deben de ser lo más ajustados posible. Estos desvíos se van a producir tanto por las diferencias en las condiciones reales de radiación y temperatura como por la variabilidad de los perfiles de consumo de energía, los cuales pueden depender, entre otros, de factores meteorológicos, y de la adquisición de nuevas pautas de consumo debido a la existencia del propio sistema FV.

Predecir la evolución de las condiciones de operación en la ubicación de la instalación FV depende de los datos meteorológicos disponibles, lo cual está lejos de ser una ciencia exacta y nadie se puede responsabilizar de la evolución meteorológica futura. Sin embargo, la productividad de la instalación de autoconsumo depende de su calidad técnica y de responsabilidades que recaen sobre las ingenierías y los instaladores quienes, a su vez, exigen responsabilidades a los fabricantes de módulos, acumuladores e inversores fotovoltaicos. Por este motivo, las especificaciones técnicas y los protocolos de medidas deben ser lo suficientemente discriminatorios como para dar lugar a decisiones claras de aceptación / rechazo de la instalación FV.

Existen algunas prácticas comunes para asegurar la calidad en sistemas fotovoltaicos que merecen algún comentario:

Hoja de características y garantías de los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos se clasifican de acuerdo a su potencia en condiciones de estándar de medida (CEM o STC, con $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$ y $T_c=25^\circ\text{C}$). Sin embargo, la eficiencia de los módulos FV varía con la irradiancia y la temperatura, por lo que la potencia que entregan en condiciones de operación reales viene dada por:

$$P_{DC}(G, T_c) = P^* \frac{\eta(G, T_c)}{\eta^*} \quad (1)$$

donde el superíndice * significa CEM, P^* es la potencia nominal y η es la eficiencia.

Los fabricantes de módulos FV disponen de las hojas de características de cada modelo. De acuerdo con la norma EN 50380 (*"Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules"*) esta hoja debe incluir lo siguiente:

- La temperatura de operación nominal de célula (T_{ONC}).
- Los valores de 3 puntos de la curva característica I-V (corriente de cortocircuito I_{SC} , tensión de circuito abierto V_{OC} y potencia y tensión en el punto de máxima potencia P_{DC} y V_M) en dos condiciones diferentes de radiación y temperatura de célula (G, T_c): CEM (G^*, T_c^*) y T_{ONC} ($G = 800 \text{ W/m}^2, T_c = T_{ONC} \approx 45^\circ \text{C}$).
- La reducción de la eficiencia de condiciones estándar (CEM) a ($G = 200 \text{ W/m}^2, T_c^*$).
- Los coeficientes de variación de temperatura para la tensión de circuito abierto, β , y para la corriente de cortocircuito, α .

Sin embargo, también es deseable que la hoja de características indique el valor del coeficiente de variación de la temperatura para la potencia nominal (γ). Actualmente, las garantías estándar están restringidas al valor de P^* , mientras que el resto del contenido de la hoja de características se brinda a modo de información general, sin la intención particular de respaldar los controles de calidad de eficiencia. La experiencia del IES-UPM en el control de calidad de grandes plantas FV incluye varios casos de fabricantes fotovoltaicos que ofrecen garantías también sobre los valores de γ . Esto es importante porque las pérdidas térmicas (debido a $T_c \neq T_c^*$) suelen ser particularmente relevantes en el balance energético de una instalación FV.

Previsión de la productividad y modelización del rendimiento fotovoltaico.

La simulación de productividad energética de sistemas FV se realiza generalmente por medio de paquetes de software disponibles en el mercado. La mayoría de ellos describen el comportamiento FV por medio de la ecuación modelo de un diodo. Los datos de entrada necesarios para este modelo (resistencia en serie y en paralelo, fotocorriente, corriente de saturación y factor de calidad del diodo) no se encuentran en las hojas de datos del fabricante de los módulos FV. Esta situación podría generar una ruptura de la cadena de responsabilidad de la calidad de un sistema FV. Para evitar este problema, se han revisado los modelos de rendimiento fotovoltaicos disponibles teniendo en cuenta tanto su precisión como el cumplimiento de la información de las hojas de datos, concluyendo que el modelo siguiente sería el más conveniente:

$$\frac{\eta(G, T_c)}{\eta^*} = [1 + \gamma \cdot (T_c - T_c^*)][a + b \frac{G}{G^*} + c \cdot \ln \frac{G}{G^*}] \quad (2)$$

Este modelo describe las pérdidas térmicas mediante γ , valor que casi siempre se encuentra en las fichas técnicas de los fabricantes. Además, los tres parámetros, a , b y c , que describen la dependencia de la eficiencia de la irradiancia, se obtienen a partir de valores correspondientes

a dos valores de irradiancia distintos de G^* , que también deben encontrarse en las hojas de datos, siempre que cumplan con la norma EN 50380. Este modelo se ha implementado en SISIFO, un software de simulación FV desarrollado por el IES-UPM, disponible gratuitamente en www.sisifo.info

Campañas de medidas en campo: PR and PR_{STC} .

La productividad de una instalación FV conectada a la red suele evaluarse mediante el índice de rendimiento PR (performance ratio), observado a lo largo de un período de funcionamiento determinado. Este índice, definido en IEC 61724 “*Photovoltaic system performance monitoring: guidelines for measurement, data exchange and analysis*”, se calcula como:

$$PR = \frac{E_{AC}}{P_N^* \frac{G_T}{G^*}} \quad (3)$$

donde E_{AC} es la energía efectivamente entregada a la red, P_N^* es la potencia nominal del generador FV, entendida como el producto del número de módulos FV por la potencia CEM de cada módulo, y G_T es la irradiación anual durante ese período. El valor de PR se puede calcular directamente sin ningún tipo de modelado, porque los valores de E_{AC} , P_N^* y G_T los proporciona directamente el medidor de energía generada por el sistema¹¹, la hoja de datos del fabricante fotovoltaico y la integración de una señal de radiación solar (siempre que se justifique su disponibilidad en la instalación).

Sin embargo, cuando se consideran períodos inferiores al anual, el PR depende de ciertas pérdidas “inevitables” por lo que requiere de una adecuada corrección, dado que el resultado del PR de una misma instalación FV varía con las condiciones climáticas del período en que se evalúa. Estas pérdidas son las derivadas de la variación de la eficiencia con la temperatura y la irradiancia, de fenómenos intrínsecos al diseño fotovoltaico (sombras y saturación del inversor), y de posibles diferencias de respuesta angular y espectral entre el generador FV y el sensor de irradiancia (en caso de existir). Una forma conveniente de hacer tal corrección es considerar el llamado PR en condiciones estándar de medida, PR_{STC} , que puede entenderse correctamente como el PR de la misma planta FV pero correspondiente a un período hipotético en el que el generador FV se mantiene permanentemente en condiciones CEM ($G = 1000 \text{ W/m}^2$; $T_C = 25^\circ\text{C}$). El PR_{STC} para un período dado, Δt , viene dado por:

$$PR_{STC,\Delta t} = \frac{PR_{\Delta t}}{\prod_u (1 - \Delta E_u)} \quad (4)$$

donde ΔE representa las pérdidas de energía durante el período considerado y el subíndice “ u ” se extiende a todos los fenómenos de pérdidas de energía inevitables. Todas estas pérdidas deben calcularse a partir de los valores medidos de G y T_C , que requieren algún tipo de modelado. La coherencia del proceso de garantía de calidad total requiere el uso del mismo modelo de rendimiento fotovoltaico que en la previsión de rendimiento energético.

Las pérdidas térmicas suelen ser las más significativas en el balance energético global de una planta FV. En términos energéticos, $\Delta E_{T_C \neq T_C^*}$, resultan de ponderar las pérdidas térmicas de potencia, $\Delta P_{T_C \neq T_C^*}$, por la irradiancia incidente. Eso es:

¹¹ Debe establecerse este sistema de medición, que generalmente consistirá en las lecturas de energía dadas por el inversor conectado al sistema de monitorización.

$$\Delta E_{T_C \neq T_C^*} = \frac{\int_{\Delta t} \Delta P_{T_C \neq T_C^*} \cdot G \cdot dt}{\int_{\Delta t} G \cdot dt} \quad (5)$$

donde $\Delta P_{T_C \neq T_C^*}$, de acuerdo con el modelo de rendimiento FV aquí seleccionado, definido por la ecuación (2), viene dado por:

$$\Delta P_{T_C \neq T_C^*} = \gamma \cdot (T_C - T_C^*) \quad (6)$$

Medida de las condiciones de operación.

Generalmente, y sobre todo en plantas FV, cuando se realizan pruebas in situ de los valores de PR o PR_{STC} , la irradiancia efectiva se puede medir directamente mediante el uso de un módulo de referencia¹² del mismo tipo que el del generador FV en cuestión. De esta manera, y las incertidumbres correspondientes a la corrección del PR_{STC} (típicamente alrededor del 3%) se evitan por completo.

De forma similar, el voltaje de circuito abierto de un módulo FV de referencia es, en la práctica, mejor indicador de la temperatura de célula T_C que las mediciones directas de temperatura proporcionadas por un termopar pegado a la parte posterior de los módulos. El método V_{OC} , descrito en la norma IEC 60904-5, evita posibles fallos por adherencia de termopares y también la incertidumbre asociada a distribuciones de temperatura no homogéneas dentro de los módulos FV.

Los módulos de referencia de silicio cristalino (Si-x) son productos de muy buena calidad (diseño aprobado por IEC 61215, mediciones normalizadas por IEC 60904-1) que permiten mediciones en campo de las características del generador FV con la menor incertidumbre posible, por lo tanto, son especialmente adecuados para evaluar la calidad técnica de las plantas FV. Sin embargo, en tejados FV no siempre va a ser posible utilizar tal módulo de referencia por cuestiones de disponibilidad de espacio. Una solución a este problema es el empleo de células calibradas, cuyo menor tamaño las hace versátiles para su instalación en cualquier generador FV por pequeña que sea su ubicación.

Revisiones térmicas con cámaras termográficas: puntos calientes.

Un punto caliente (*hot-spot*) consiste en un sobrecalentamiento localizado en un módulo FV. Aparece cuando, por alguna anomalía, la corriente de cortocircuito de la célula afectada se vuelve inferior a la corriente de funcionamiento de todo el módulo y da lugar a polarización inversa, disipando así la energía generada por otras células en forma de calor. La Figura 1 muestra dos imágenes infrarrojas (IR) de puntos calientes. Las anomalías que provocan los puntos calientes pueden ser externas al módulo FV (sombra o polvo) o internas (microfisuras, soldaduras defectuosas, degradación inducida por potencial –PID). En general, cuando un punto caliente persiste en el tiempo, implica tanto un riesgo para la vida útil del módulo FV como una disminución de su eficiencia operativa.

¹² Los módulos de referencia deben prepararse específicamente, lo que significa estabilización seguida de calibración. Los requisitos de estabilización están formulados en las normas internacionales IEC 61215 e IEC 61640. En cualquier caso, para la estabilización es necesaria una exposición solar mínima de 60 kWh/m².

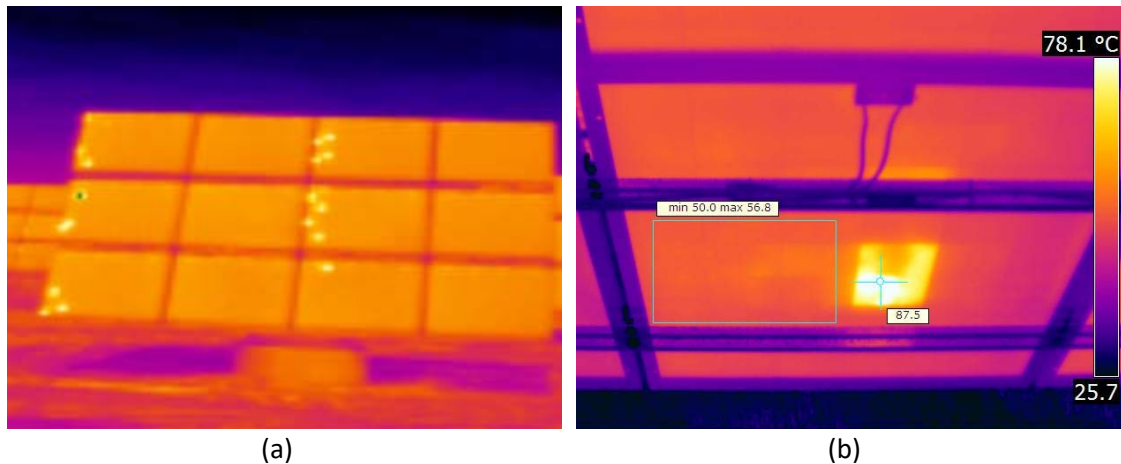


Figura 1. *Hot-spots* en dos módulos. (a) Vista general de un tracker con puntos calientes causados por PID. (b) Punto caliente causado por microfisuras. La temperatura de funcionamiento del *hot-spot* es de 87 °C mientras que la temperatura media del resto del módulo es de 53 °C.

IES-UPM ha investigado los impactos de los puntos calientes en la vida útil y en la eficiencia operativa del módulo afectado (es decir, la eficiencia del módulo FV cuando está integrado en un generador FV y conectado a un inversor con seguimiento del punto de máxima potencia). En primer lugar, los puntos calientes se caracterizan por el aumento de temperatura de esta célula en relación con las no defectuosas y se normalizan a la irradiancia en condiciones CEM, ΔT_{HS}^* . Después de haber realizado observaciones en más de 200 módulos afectados como soporte experimental, se proponen los siguientes criterios de aceptación/rechazo:

1. Si $\Delta T_{HS}^* < 10^\circ C$, considerar el módulo como no defectuoso, excepto en el caso de que uno o más diodos de by-pass estén defectuosos.
2. Si $\Delta T_{HS}^* > 20^\circ C$, considerar el módulo defectuoso.
3. Si $10^\circ C < \Delta T_{HS}^* < 20^\circ C$, considerar defectuosos todos los módulos con una pérdida de potencia efectiva (medida como una disminución en el voltaje de operación en relación a un módulo no defectuoso del mismo *string*) que supere las pérdidas de potencia pico admisibles fijadas en las garantías.

ANEXO II. Normas

Todos los componentes del sistema FV deben cumplir con los estándares nacionales e internacionales, garantizando calidad, integridad y un rendimiento óptimo después de su instalación.

Algunas normas afectan a los dispositivos específicos del sistema FV: módulos, generadores e inversores. Particularmente interesantes son:

- IEC 61215 *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules: Design Qualification and Type approval*
- IEC 61730 *Photovoltaic Module Safety Qualification*
- IEC 60364-7-712 *Electrical Installations of Buildings – Part 7-712: Requirements for Special Installations or Locations Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems*

Los dispositivos más generales (líneas eléctricas, cables, medidores de energía, edificios y sistemas de protección) deben cumplir con las normas nacionales vigentes. Particularmente relevantes son:

- IEC 60555-2,-3 *Disturbances in supply systems caused by household appliances and similar electrical equipment - Part 2: Harmonics, Part 3: Voltage fluctuations.*
- IEC 61727 *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- IEC 62116 *Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters.*
- IEC 1024-1 *Protection of structures against lightning. Part 1: General principles*
- IEC 62305-4 *Protection against lightning. Part 4: Electrical and electronic systems within structures*
- IEC 60309 *Plugs, socket-outlets and couplers for industrial purposes – Part 1: General requirements.*

Otras normas a tener en cuenta, especialmente en los procedimientos de control de calidad, son:

- IEC 62446 *Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentations, commissioning test and inspection.*
- IEC 61829 *Crystalline silicon photovoltaic (PV) array: On-site measurement of I-V characteristics.*
- IEC 60891 *Photovoltaic devices – Procedures for temperatures and irradiance corrections to measured I-V characteristics*
- IEC 61853-1 *Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating: Part1: Irradiance and temperature performance measurement and power rating.*

Si la estructura soporte de los módulos FV está construida con perfiles de acero galvanizado en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

NOTA FINAL. El Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM) en calidad de autor de estas normas y como coordinador del proyecto JALON (LIFE21-CET-ENERCOM-JALON/101076395), se reserva el derecho de llevar a cabo inspecciones, controles y medidas dentro de los protocolos establecidos en referencia a las citadas especificaciones técnicas en todas aquellas instalaciones FV de autoconsumo que pertenezcan a la comunidad energética CERCA.