

RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED - I

E. Lorenzo

Instituto de Energía Solar
Universidad Politécnica de Madrid

Introducción

La primera experiencia española de conexión fotovoltaica a la red fue la central de 100 kWp que Iberdrola instaló en San Agustín de Guadalix en 1984. Hubo que esperar hasta 1993 para que esta experiencia tuviera continuidad, esta vez con cuatro sistemas, cada uno de 2,7 kWp, que ATERSA instaló en unas viviendas particulares de Pozuelo, y que principiaron un rosario de diversos proyectos de demostración: 42 kWp en una escuela de Menorca, 13,5 kWp en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, 53 kWp en la Biblioteca de Mataró, etc., entre los que descolló la central de 1 MW Toledo-PV, que también comenzó a funcionar en 1993. A finales de 1995 la potencia total sumaba 1,6 MW¹, pero la aplicación permanecía en el ámbito de la I+D, sin que ninguno de los sistemas en operación llegase a ser regularizado en el contexto general del sistema eléctrico.

En 1998, a imitación de lo que ocurría en otros países de Europa, el Gobierno da luz al Real Decreto 2818/1998² que reconocía la necesidad de un tratamiento específico para esta alternativa energética, estableciendo las primas (60 y 30 pesetas por kWh vertido a la red, para sistemas con potencia nominal inferior y superior a 5 kWp respectivamente) que, desde entonces, constituyen el principal combustible económico de su mercado. La normativa técnica y administrativa hasta ese momento en vigor era la general para los auto-productores de electricidad, y las exigencias que imponía –pensadas para grandes máquinas rotatorias– resultaban a todas luces exageradas para los sistemas fotovoltaicos. Dos años más tarde, sólo dos sistemas habían logrado acceder a esas primas, y el Gobierno publicó un nuevo Real Decreto, el 1663/2000³, que estableció condiciones técnicas y administrativas específicas, y supuso la apertura real de una puerta de ingreso para la tecnología fotovoltaica al sistema eléctrico español. Desde entonces, un decidido empujón de algunas Administraciones, a base de subvenciones a la inversión inicial, está haciendo crecer paulatinamente el número de sistemas en operación.

Los más de quince años transcurridos desde las primeras instalaciones hasta la publicación del RD 1636/2000 hablan de un camino tortuoso, y no falta quien lo interprete con ribetes de lucha entre unas fuerzas “progresistas”, encarnadas por el sector fotovoltaico, y otras “conservadoras”, encarnadas por las energías convencionales. Mi visión, marcada quizás por una cosmología heredada de mis abuelos en la que las peleas no gozan de localidad preferente, es distinta. Pienso que la excelente calidad del servicio eléctrico que disfrutamos (tan alta que disponer permanentemente de electricidad en cualquier vivienda se considera hoy como algo casi natural, sin parar mientes en las dificultades que conlleva el adjetivo de permanente), implica necesariamente que el sistema que lo proporciona sea muy estable y que, en consecuencia, ponga resistencias a la entrada

¹ IDAE, “*Manuales de Energías Renovables*”, Biblioteca Cinco Días, 1996.

² Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre “Producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración”.

³ Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre “Conexión de instalaciones fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión”.

de innovaciones. El sistema eléctrico español es marcadamente centralizado, y las pocas empresas que operan en él han sido pensadas para intentar que el kWh sea barato y para vender cuantos más kWh mejor. La tecnología fotovoltaica es marcadamente descentralizada, y la posibilidad de que los particulares puedan también generar electricidad tiende a reducir la facturación de esas empresas. Por lo tanto, el “grado de novedad” asociado a la incorporación de la tecnología fotovoltaica a la red es muy grande, y es lógico esperar que también lo sean las resistencias que se le oponen⁴. Con razón advierte Maquiavelo al Príncipe de que “...no hay cosa más difícil de tratar, ni más dudosa de conseguir, ni más peligrosa de conducir, que hacerse promotor de la implantación de nuevas instituciones”⁵.

En resumen, es de esperar que el devenir fotovoltaico en la red asista, todavía durante un largo tiempo, a polémicas y cambios en los procedimientos arbitrados para su integración. Este artículo pretende “retratar” algunos aspectos puntuales de la situación actual sobre los que es palpable la confusión, con el ánimo de contribuir en algo a su esclarecimiento. Una parte de su contenido recoge un trabajo anterior presentado en el último congreso del ISES⁶.

Un primer retrato de cuál es la situación actual se logra cotejando las cifras que ofrecen los dos organismos de la Administración central involucrados en el proceso: el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE), en su calidad de promotor, y la Comisión Nacional de Electricidad (CNE), en su calidad de regulador. La tabla I presenta las cifras oficiales de ambos, correspondientes a finales de 2001.

Tabla I. *Situación del parque fotovoltaico conectado a red en España a 31/12/2001.*

	IDAE	CNE
Número de sistemas	376	148
Potencia total (MW)	5,33	1,92

Salta a la vista que más del 60 % de los sistemas y de la potencia instalada permanecían entonces sin regularizar, lo que es buena prueba que la existencia de las resistencias antes mencionadas, y de que la situación de esta tecnología en la matriz eléctrica española dista aun de ser satisfactoria. Las cifras correspondientes a finales de 2002, aun no publicadas, deben pintar mejor, principalmente porque son cada día más, tanto en las empresas fotovoltaicas como en las Compañías eléctricas, los que aprenden a sortear los vericuetos del camino que conduce al cobro de las primas. Vayan aquí mis felicitaciones a todos ellos, junto con mis ánimos para mantenerse en el empeño. A todos les ruego que acepten lo que pueda haber de bueno en este artículo, como mi sincero homenaje a su encomiable esfuerzo. En un intento de contribuir a su labor, los siguientes retratos de este artículo describen los pormenores de dos de las resistencias manifiestas en la actual reglamentación. La primera se refiere al punto de conexión, y hace que muchos potenciales interesados estén prácticamente excluidos del acceso a las primas. La segunda se refiere a la seguridad eléctrica, y hace que las instalaciones estén resultando innecesariamente complicadas. El trabajo “experimental” de lo que aquí se dice está relacionado principalmente con los sistemas fotovoltaicos que funcionan en la E.T.S.I. Telecomunicación de la Universidad Politécnica de Madrid, en adelante ETSIT-UPM, y en la vivienda del autor.

⁴ E. M. Rogers, “*Difussion of innovations*”, Free Press, 1995.

⁵ N. Maquiavelo, “*El Príncipe*”, Alianza Editorial, 1996.

⁶ E. Lorenzo, E. Caamaño, “*Venturas y desventuras de la legislación fotovoltaica española*”, ISES, Vilamoura, 2002.

Los excluidos en razón del punto de conexión

El sistema eléctrico español está regulado por la CNE y responde al concepto virtual de “cesta común” por la que pasa toda la electricidad. Las Redes de Transporte y Distribución (RTD) son el vehículo por el que circula la energía, tanto la que procede de los diferentes generadores como la que llega a los diferentes consumidores. Cada generador establece un contrato individual que contempla la energía que entrega a la cesta común, reflejada por el contador correspondiente, y lo mismo ocurre con cada consumidor. En este esquema, las Compañías eléctricas, con las que se firman efectivamente los contratos, se pueden entender como las intermediarias entre el usuario (generador o consumidor) y la cesta común regulada por la CNE. Es este organismo el que, en función de las características de la energía (energía primaria, disponibilidad, etc.), establece los precios que se cobran a los consumidores y los que se pagan a los generadores. Este último se compone de un término de base, común para toda la electricidad que se genera, y de una prima que compensa los beneficios adicionales que comporta cada tipo de energía. Por ejemplo, las centrales hidráulicas pueden variar muy rápidamente la potencia de salida, lo que es interesante para que el sistema eléctrico en su conjunto pueda seguir las variaciones de la demanda. En el caso de las energías renovables, la prima está principalmente vinculada a su benignidad medioambiental.

Importa entender que en este esquema toda la energía debe pasar por la cesta común, y que ésta no contempla la energía que genera y consume directamente un usuario, es decir, sin pasar por la RTD. Por eso, el contrato de venta de los auto-productores sólo atiende al excedente de energía que vierten a la RTD. Y también por eso, tal contrato de venta es totalmente independiente del contrato de compra de energía. Tanto es así, que las Compañías con las que se firma son diferentes, incluso cuando están asociadas a la misma matriz (por ejemplo, Iberdrola Distribución e Iberdrola Comercialización).

En el caso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, la legislación permite no considerarlos como auto-productores. El RD 2818/1998 prima la totalidad de la electricidad fotovoltaica que generan los sistemas fotovoltaicos, con independencia de que finalmente sea consumida o no por el propio usuario. Esta particularidad, es coherente con la razón de la correspondiente prima (el carácter limpio de esta energía es independiente de donde se consume) y representa una ventaja indudable para los intereses fotovoltaicos. Sin embargo, conlleva la obligación de que toda la energía transite por la RTD, para que pueda ser contemplada por la CNE, y de que los contratos de venta y de compra de electricidad sean totalmente independientes, incluso cuando el generador fotovoltaico y el consumidor sean la misma persona. En mi caso, por ejemplo, parece que es a Iberdrola a quien compro la electricidad para mi vivienda, y que también es a Iberdrola a quien vendo mis kWh fotovoltaicos. Sin embargo tal parecer es engañoso, porque administrativamente esta coincidencia de actores en la compra y en la venta no es más que una casualidad, que no tiene reflejo contractual. El contrato de compra se establece entre la empresa Iberdrola-Comercialización y un señor con un “gorro” en el que hay escrito una “C”; mientras que el contrato de venta se establece entre un señor con un gorro en el que hay escrito una “V” e Iberdrola-Distribución. El que haya dos Compañías que pertenecen a la misma matriz, y que debajo de los gorros esté una misma persona, queda en la esfera de la mera curiosidad.

En términos prácticos, esto exige que el vertido de toda la energía fotovoltaica se realice físicamente “puertas afuera” del contador del consumo, tal y como indica la figura 1. Y es precisamente esta exigencia la que resulta paradójica, por excluyente, en algunos casos concretos:

Titulares con contrato de suministro en Media Tensión

En particular, en el de los sistemas fotovoltaicos inferiores a 100 kW de potencia y cuyos titulares tienen un contrato de suministro de energía en media tensión (MT). La paradoja deriva del hecho de que la práctica totalidad de la electricidad generada por el sistema fotovoltaico es, a la postre, consumida directamente por el propio usuario; sin embargo, para ello debe sufrir dos transformaciones (Figura 1-a), primero de BT a MT y después de MT a BT, de lo que resultan

pérdidas que parecen contrarias a los criterios de ahorro y eficiencia energética que, pretendidamente, inspiran la redacción de la reglamentación de los sistemas eléctricos en general. Además el coste del transformador BT/MT, con su correspondiente aparallaje, puede llegar a ser muy importante en el conjunto del sistema fotovoltaico, haciendo inviable económicamente la inversión.

Tal es el caso de la ETSIT-UPM, quien compra electricidad en MT a Iberdrola Comercialización—estando el correspondiente contador físicamente situado en el lado de MT—, y es propietaria del transformador MT/BT (cuyas pérdidas quedan reflejadas como consumo de energía en el contador de MT). Por otro lado, la ETSIT-UPM cuenta con dos generadores fotovoltaicos de 13 kWp y 26,5 kWp, respectivamente. El primero funciona desde diciembre de 1994 y ya ha inyectado a la red más de 80000 kWh. El segundo lo hace desde el mes de octubre de 2002. Ambos producen energía en BT, y ninguno de los dos ha podido ser regularizado, mediante la firma de un contrato de venta con Iberdrola-Distribución. En su momento, planteamos la posibilidad de que la conexión del sistema fotovoltaico, con su correspondiente contador, se realizase físicamente en el lado de BT (Figura 1-b). Tal posibilidad, carente de problemas técnicos, se enfrenta, sin embargo, al hecho de que la electricidad fotovoltaica, primero, se vendería a la cesta común, recibiendo de la CNE la correspondiente prima y, después, se consumiría en la propia ETSIT-UPM, sin pagar nada por ella, lo que sería una especie de trampa, poco presentable y nada defendible. Para evitar esta trampa, propusimos que, a la hora de establecer la facturación correspondiente a la compra de energía, se sumase a lo que refleja el contador de suministro en MT una cantidad igual a la que refleja el contador de generación fotovoltaica en BT, lo que representa el caso peor para los intereses económicos del consumidor. Esta posibilidad, de impecable apariencia, se enfrenta al problema de que dicha facturación estaría considerando la lectura de un contador asociado a un contrato diferente al de compra. El cálculo de valores netos, partiendo de contadores asociados a contratos diferentes no sólo no está contemplado directamente en la actual reglamentación, sino que podría interpretarse como contrario a la independencia entre la venta y la compra de energía a esa cesta común, que constituye, como ya vimos, un elemento clave en la actual ordenación del sistema eléctrico español.

Posteriormente, y esta vez por iniciativa de Iberdrola, consideramos la posibilidad de transferir el contador de suministro en MT al lado de BT del transformador (Figura 1-c), aun manteniendo el contrato de suministro en MT, lo que parecía acorde con el RD 2818/1998, el cual en su capítulo III, artículo 22 (“Condiciones de la cesión de energía eléctrica”), punto 4, establece:

“La medida se efectuará inmediatamente antes del límite de conexión con la empresa distribuidora. En el caso en que la medida no se efectúe en dicho punto, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar las pérdidas que pudieran producirse hasta tal punto, que correrán a cargo del productor.”

De esta forma, el vertido de la energía fotovoltaica podría hacerse en BT, puertas afuera del contador de suministro, y sin afectar a la independencia de los contratos de compra y venta de electricidad. Esta alternativa no es, de hecho, novedosa. Es de aplicación muy frecuente en los suministros en MT con potencias inferiores a 50 kVA y transformador MT/BT sobre poste. Para leer un contador en MT habría que subirse al poste, y para evitar este incordio se recurre a la lectura en BT. Pero ocurre que la estimación de las pérdidas del transformador también está reglamentada (al término de energía hay que sumarle dos sumandos: el 4% de la energía consumida, y 6 kWh al mes por cada kVA de potencia en el punto de conexión) y resulta a todas luces excesiva para el caso de la ETSIT (el consumo anual es de 2,45 millones de kWh, y la potencia del transformador es de 700 kVA). Los términos a sumar a la facturación anual serían entonces 98036 kWh y 50400 kWh, respectivamente, o sea, un total de 148436 kWh que, a 0,059 euros/kWh, supondrían 13359 euros, frente a los aproximadamente 10000 que se recaudarían con la venta de la energía fotovoltaica. La materialización de esta alternativa, por tanto, requeriría de establecer un acuerdo específico y peculiar entre Iberdrola-Comercialización y la ETSIT, y eso es poco probable porque el tremendo lío que habría que organizar para lograrlo no se corresponde con la menudencia que representan las cantidades de energía de las que hablamos.

Otros sistemas fotovoltaicos se encuentran en la misma situación que el de la ETSIT. Además, esta situación representa un freno para muchos clientes potencialmente interesados. Por ejemplo, muchas pequeñas y medianas empresas, centros de enseñanza, etc. se suministran en MT. La Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) se ha hecho consciente de este problema, y realiza actualmente gestiones con el Ministerio de Industria y Energía encaminadas a darle solución. Desde aquí hago votos para que resulten fructíferas.

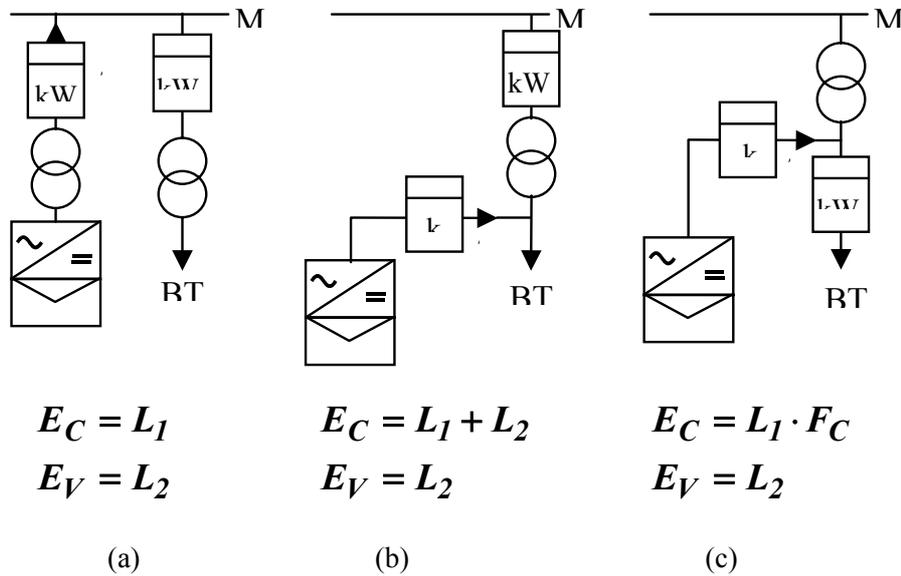


Fig. 1. Posibilidades de conexión de sistemas fotovoltaicos, en caso de clientes con contrato de suministro en media tensión. E_C y E_V indican, respectivamente, las cifras a considerar en los contratos de compra y venta de energía. L_1 y L_2 indican, respectivamente, las lecturas de los contadores 1 y 2. F_C es un factor de corrección para considerar las pérdidas del transformador MT/BT.

Titulares en edificios de varias viviendas

En este caso, el vertido de la energía fotovoltaica puertas afuera del contador del consumo exige la instalación de un cable específico, entre la salida del sistema fotovoltaico, normalmente situado en las alturas de los edificios, y el cuarto de contadores, siempre situado en la parte baja de los mismos. A las dificultades técnicas de instalar este cable (las galerías de cables que van de los cuartos de contadores a los pisos no suelen destacar por lo holgado de su paso), se suma la de necesitar el previo acuerdo de la comunidad de vecinos, lo que puede desanimar a muchos.

En el caso de mi vivienda, situada en un edificio de pisos en el casco histórico de Madrid, se dio la afortunada circunstancia de que, por avatares derivados de las reformas en viviendas antiguas, existía en mi propiedad un cable desocupado entre la terraza donde se ubica mi sistema y el cuarto de contadores. Pude, pues, instalar mi sistema fotovoltaico sin depender de obras ni de vecinos, convirtiéndome así en uno de los poquísimos españoles que tiene un “piso fotovoltaico”. La gran mayoría de los españoles vive en pisos, pero la reglamentación actual les pone muy difícil lo del sistema fotovoltaico. Esta posibilidad queda confinada a los propietarios de viviendas unifamiliares, que además de ser los menos, son también la franja más pudiente de la población. Aquí no puedo más que dar las gracias al cielo, por haber dispuesto suavemente las cosas a mi favor, y expresar mi deseo solidario de que alguna próxima modificación del marco regulador permita al resto del colectivo de los habitantes de pisos aspirar a ser, también, productores de energía solar.

Seguridad eléctrica, ¿cuánta complicación!

Obviamente, el apellido fotovoltaico no debe traducirse en riesgos para nadie, ni para las personas, ni para los edificios ni para la red eléctrica, lo que obliga a que los sistemas fotovoltaicos incorporen medidas de protección. Aquí se discurre sobre las relativas a la protección de las personas frente al contacto indirecto, actualmente causantes de mucha confusión.

Protección de las personas frente al contacto indirecto

Como es bien sabido, los efectos de la corriente sobre el cuerpo humano dependen de la intensidad y de la duración. Los sistemas eléctricos se aíslan convenientemente para evitar la ocurrencia de contactos; pero el aislamiento puede fallar accidentalmente, dando origen a situaciones peligrosas que deben ser atajadas mediante medidas de protección. Cuando se produce un fallo (avería, contacto inoportuno, etc.), se dice que ha ocurrido un defecto, y a la corriente resultante se le llama corriente de defecto, que es precisamente la que puede ocasionar daños a las personas. Para lo que sigue, importa retener que existen normas generales a este respecto⁷, como son las del Reglamento de Baja Tensión (RBT) o la norma UNE 20460-4-41 (equivalente a la IEC/CEI60364-4-41), y que todas son unánimes al señalar la existencia de niveles de corriente que conviene evitar por el riesgo que suponen para la salud de las personas (daños orgánicos). Así, los sistemas de protección se basan, o bien en limitar las corrientes de defecto, o bien en detectar su ocurrencia y eliminar la tensión que las produce antes de que puedan dañar a las personas. El interruptor diferencial que existe en la mayoría de nuestras casas es el ejemplo más conocido: detecta corrientes de defecto en AC y desconecta el circuito cuando su valor es superior a 30 mA en un tiempo inferior a 0,2 s. El límite equivalente para corrientes DC está en 100 mA, siendo el tiempo máximo de actuación 5 segundos.

El RD 1663/2000, en su artículo 11, punto 2, establece que el sistema de protecciones de los sistemas fotovoltaicos debe incluir un “...*interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación*”. Esta prescripción, obviamente inspirada en la extendida práctica de instalar tales interruptores en las instalaciones AC convencionales, parece difícil de cumplir aquí por las siguientes razones:

- Si se considera la inclusión de un interruptor diferencial en el lado DC de la instalación, es decir, a la entrada del inversor, ocurre que dichos interruptores en corriente continua no son equipos estandarizados en el mercado actual y carecen de homologación oficial que garantice su correcta operación. Al menos de momento, se trata de dispositivos caros, relativamente difíciles de encontrar y cuyo funcionamiento se confía exclusivamente a la buena voluntad de sus fabricantes.
- Obviando esta dificultad de adquisición en la práctica (que según algunas noticias es esperable que se resuelva en un futuro próximo), para que la protección resulte eficaz es necesario aterrar uno de los polos del generador e instalar el interruptor entre el terminal de este polo y el enlace a tierra, como indica la figura 2. De este modo, la ocurrencia de un defecto se manifiesta en la aparición de una corriente, I_d , por este enlace, que se utiliza para provocar la apertura automática del interruptor, interrumpiendo el camino para el paso de I_d . Es decir, la protección exige que normalmente el generador esté puesto a tierra, y que el interruptor diferencial elimine este aterramiento. El RD 1663/2000 no hace mención a estos detalles.

⁷ Pedro Gómez Vidal, “*Contribución al desarrollo tecnológico de la seguridad y protección a personas en aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red*”, Tesis doctoral, Universidad de Jaen, 2000.

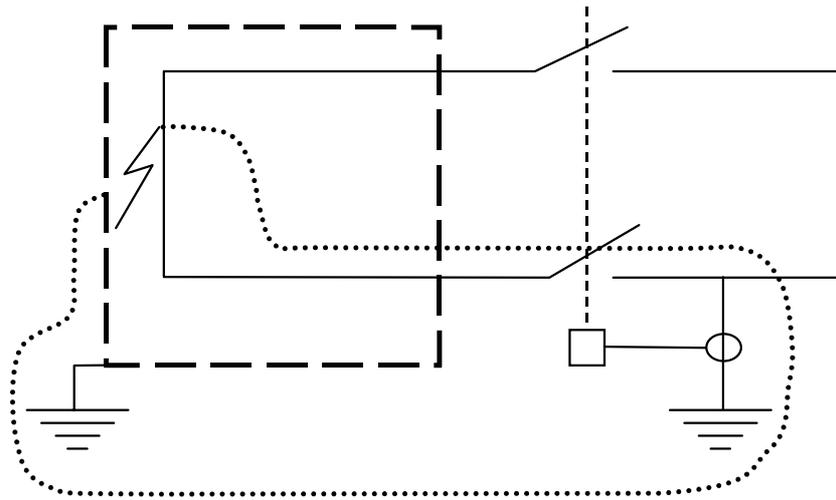


Fig. 2. Disposición del interruptor diferencial prescrito por el RD 1663/2000, para que resulte una protección eficaz contra el contacto indirecto.

Es importante señalar que en una instalación eléctrica AC convencional, la apertura del interruptor diferencial elimina totalmente la tensión en los circuitos afectados y, en consecuencia, representa una protección total. Sin embargo, en un generador fotovoltaico, la apertura de este interruptor representa una protección eficaz sólo contra el primer defecto. Si se produjera un segundo defecto, el primero cierra un camino por el que puede circular la corriente de defecto, con independencia del estado del interruptor, ya que el generador mantiene tensión (de hecho, esta tensión es mayor que la correspondiente a operación normal, porque la actuación del interruptor lleva al generador a circuito abierto que es, justamente, la condición a la que corresponde el máximo de tensión). En consecuencia, la actuación del interruptor debe seguirse de la reparación inmediata del defecto que la ha provocado. Una alternativa para conjurar el peligro asociado a un segundo defecto es que la actuación del interruptor se siga de la actuación de otro interruptor adicional que cortocircuite y aterre los polos del generador. De este modo se elimina la tensión del generador respecto a tierra, que es la causa de las corrientes de defecto. Sin embargo, la complejidad práctica de esta solución, que requiere de dos interruptores actuando en cascada, no es desdeñable. La posibilidad de instalar el interruptor diferencial de tal modo que directamente cortocircuite y aterre los polos del generador se ve impedida porque, entonces, también resultaría cortocircuitada la entrada del inversor, lo que representa una situación peligrosa para estos equipos. Quizás por estas dificultades, y porque la probabilidad de un segundo defecto es muy baja, las legislaciones que conocemos de otros países no exigen protecciones frente al mismo. En su lugar, confían en la decisión de los propietarios de las instalaciones para reparar el generador antes de que ocurra ese segundo defecto. De nuevo, el RD 1663/2000 no hace mención a estos detalles.

Por otro lado, si se considera la inclusión de un interruptor diferencial en el lado de alterna de la instalación, es decir, a la salida del inversor, ocurre que su actuación no está relacionada en modo alguno con posibles derivaciones en el lado DC, debido a la obligatoriedad de garantizar la separación galvánica entre ambas partes (artículo 12 del RD 1663/2000), por lo que en ningún caso representa una protección a las personas. Sin embargo, esta solución está siendo implementada en muchas instalaciones fotovoltaicas, más como medio de sortear el escollo que supone el artículo 11 del RD 1663/2000, que por convencimiento en que represente protección alguna. Esta situación, lamentable por insegura y más aún por chapucera, justifica por sí sola la necesidad de modificar la actual redacción del RD. Afortunadamente, ASIF está también impulsando alguna iniciativa en este sentido.

El estado del arte de la electrotecnia contiene, por fortuna, varias soluciones bien desarrolladas para proteger a las personas frente a derivaciones en el lado DC de los sistemas fotovoltaicos. Descripciones detalladas se encuentran en el RBT y en la norma UNE 20460-4-41. A nuestro parecer, las que presentan mayor interés general son:

- *Baja tensión.* Consiste en limitar las tensiones de operación, para que en caso de contacto accidental la corriente sea siempre inferior a 100 mA. En la práctica, esto se traduce en imponer a los generadores fotovoltaicos la condición $1,25 V_{OC}^* \leq 120 \text{ V}$ ⁸, donde V_{OC}^* es la tensión de circuito abierto del generador en condiciones estándar. Esto equivale a que la tensión nominal del sistema sea inferior a 80 V. El recurso a esta medida representa una protección total de las personas y, en consecuencia, hace innecesario el acudir a cualquier otra medida adicional de protección. El precio a pagar deriva de que la baja tensión conlleva corrientes altas, de donde se implica cables gruesos y tendencia a bajar la eficiencia de los inversores. Por estas razones, la medida no resulta de aplicación práctica en sistemas de potencia superior a unos pocos kWp.
- *Configuración flotante del generador,* es decir, que sus dos polos estén aislados de tierra. Al no existir un camino de retorno para la corriente, esta medida garantiza una protección total en el caso de un primer defecto. En términos de seguridad de las personas, esta situación es equivalente a la que se logra con el interruptor diferencial que prescribe el RD 1663/2000, aunque tiene la notoria ventaja de que no precisa aparallaje alguno, puesto que la protección es una característica intrínseca de esta configuración. El único requisito que exige su implantación es que la resistencia de aislamiento, R_{ISO} , entre generador y tierra, anterior a la ocurrencia de la derivación, sea tan alta como para limitar la corriente de derivación a un máximo de 100 mA. En la práctica esto es equivalente a imponer que $R_{ISO} \geq 1,25 V_{OC}^* / 100 \text{ mA}$. Esta condición es no sólo muy fácil de cumplir (las resistencias de aislamiento en generadores reales suelen ser del orden de los M Ω), sino también muy fácil de comprobar, por lo que el recurso a ella es altamente recomendable.
- *Vigilancia permanente del aislamiento.* Consiste en la incorporación de un dispositivo capaz de medir el valor de R_{ISO} y de avisar en caso de que, por ocurrencia de algún defecto en la instalación, no se cumpla la condición de seguridad definida en el párrafo anterior. De esta forma, el defecto puede ser reparado antes de que ocurra un segundo defecto (léase contacto indirecto de alguna persona) que, ahora sí, podría resultar fatal, ya que el primer defecto representa un camino por el que la corriente de retorno podría circular con comodidad.

La combinación de esta medida con la anterior proporciona un alto grado de seguridad, y es francamente recomendable para sistemas que no se acojan a la medida de baja tensión. Muchos de los inversores con presencia en el mercado actual incorporan la facilidad de la vigilancia del aislamiento, por lo que la implantación práctica de esta medida es relativamente sencilla (la comprobación de su funcionamiento no requiere más que de un potenciómetro). Quizás por eso, es la solución seguida mayoritariamente en la escena internacional, a excepción de USA, donde el Reglamento de Seguridad Eléctrica (NEC) prohíbe expresamente la configuración flotante para cualquier instalación con tensión superior a los 50 V. No es aquí lugar para ahondar en el debate. Diremos sólo que tal imposición es general (no específicamente fotovoltaica) y que data de 1897, cuando se publicó la primera versión del NEC y cuando los daños que provocaban los rayos en las líneas eléctricas eran muy importantes y aconsejaban potenciar las medidas de aterramiento en general. En Europa, las líneas eléctricas tienen una extensión comparativamente menor y son, por ello, más fáciles de proteger frente a los rayos, por lo que las medidas que se imponen a las instalaciones domésticas priman la protección de las personas frente al contacto indirecto y, en consecuencia, potencian el recurso a las configuraciones flotantes.

⁸ Tensión de seguridad, o tensión de contacto máxima admisible durante un tiempo límite de 5 segundos.

- *Doble aislamiento*. También llamada Clase II, esta medida de protección consiste en separar las partes accesibles de las instalaciones de sus partes activas, mediante un doble aislamiento o un aislamiento reforzado. Es una medida a la que se recurre en las instalaciones convencionales cuando, o bien no se permite la chispa que ocasionan los interruptores (galerías de minas, etc.), o bien cuando no se puede recurrir a recubrir los equipos con una envoltura metálica aterrada. Esto último es, de hecho, lo que ocurre con muchos electrodomésticos (televisores, secadores de pelo, etc.), lo que hace que las formas prácticas de lograr este grado de protección estén bien descritas en las normas generales.

En lo que respecta a los generadores fotovoltaicos, el tema a considerar es hasta qué punto pueden los módulos considerarse como elementos clase II. La discusión es más larga de lo que cabe aquí, y diremos sólo que la mayoría de los países están otorgando esa consideración a los módulos de Si cristalino, sin más que exigir un ensayo de aislamiento adicional a la norma IEC-61215. Superada esta prueba, los requisitos a imponer al resto de los componentes de los generadores (cables, armarios, etc.) para que puedan entenderse como de clase II son sencillos, fáciles de implementar sin coste adicional significativo, y también fáciles de comprobar. Por estas razones, resulta una medida muy recomendable, a la que puede recurrirse bien como medida adicional a las anteriores, o bien como única medida de protección, aunque en este último caso convendría exigir una revisión periódica (por ejemplo, una vez cada dos años) que garantice el mantenimiento del aislamiento clase II.

- *Puesta a tierra*. La puesta a tierra de las masas de una instalación es, en general, una medida que tiene como objeto proteger a las personas en el caso de que un defecto provoque la aparición de tensión donde normalmente no debe de haberla (entonces, la puesta a tierra hace que tal tensión se mantenga por debajo de la peligrosidad); y también permite que funcionen otras medidas de protección, como por ejemplo los interruptores diferenciales mencionados anteriormente. El RD 1663/2000 prescribe, en su artículo 12, que “*Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro*”.

Desconozco las razones que han inspirado la imposición de separar las masas del sistema fotovoltaico de las del resto del suministro, aunque puedo imaginar que deriven de una interpretación muy estricta del concepto de separación galvánica, que también inspira al RD 1663/2000. En la práctica, la independencia de las tierras, impide utilizar la toma de tierra y el hilo general de protección (PE) presentes en todas las viviendas, para aterrar los marcos y las estructuras de soporte de los generadores fotovoltaicos. En su lugar, hay que disponer una nueva toma de tierra y un nuevo hilo de protección, lo que representa una complejidad añadida, cuya justificación no se me alcanza. Por último, hay que señalar que cuando el generador pueda considerarse inaccesible a las personas, como es el caso de muchos de los dispuestos sobre tejados, las exigencias de protección frente al contacto indirecto pueden relajarse. Por ejemplo, en tales casos tendría sentido considerar no aterrar las masas, como forma de proporcionar una mejor protección frente al fenómeno de la sobretensión⁹.

Estas razones hacen que, sea cual sea la futura redacción de la normativa fotovoltaica española, y aunque recomiende alguna solución técnica en particular, debería dejar las puertas abiertas a cualquier solución particular que se ajuste a otras normas de carácter más general, como son el RBT y la UNE 20460 / IEC 60364. En relación con esta última, cabe señalar la reciente aprobación de la parte 7-712¹⁰, relativa a instalaciones fotovoltaicas que, es de esperar, se convertirá en breve en norma española.

⁹ TÜV Immissionschutz und Energiesysteme GmbH, “*Lighting and overvoltage protection in Photovoltaic and Solar Thermal systems*” (THERMIE-B Programme Action N° SME-1662-98-DE), TÜV-Verlag GmbH, 2000.

¹⁰ IEC 60364-7-712, Ed.1: “Electrical installations of buildings” – Part 7-712: “Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems”.

Moraleja

Dice el Diccionario que moraleja es “*la lección que se extrae de un cuento, fábula, anécdota, etc.*” Ninguna de estas cosas hay en lo que hasta aquí va dicho, por lo que cabría deducir que no cabe moraleja. Sin embargo, si hubiéramos contado el proceso de elaboración de los RD 2818/1998 y RD 1663/2000, habríamos tenido un cuento del que habríamos podido extraer una moraleja.

Hemos renunciado a contar ese cuento porque, además de no ser motivo del artículo, seguro que alguien encontraría en él razones para enojarse, y nada más lejos de nuestra intención que andar provocando los enojos de nadie. Nuestra idea sobre los errores en general se ajusta a aquello de que “errar es de humanos”, y a que es preferible hacer errando que no hacer para no errar; así que, si tuviéramos que emitir un juicio sobre quiénes y cómo participaron en la elaboración de esos decretos, no podría ser más que favorable. Ahora bien, la renuncia a contar el cuento no conlleva la renuncia a extraer la moraleja, porque ello sería tanto como renunciar a aprender de lo pasado, y este es camino que conduce a eso de que “el hombre es el único animal que tropieza dos veces en la misma piedra”, lo cual, aun siendo comprensible, se nos antoja que conviene evitar.

Del cuento de cómo se elaboraron los reales decretos anteriores diremos sólo que hubo esperanzas en el proceso (muchos creyeron, o quisieron creer, que la regulación administrativa de la conexión a la red actuaría, como una varita mágica, abriendo las puertas de un mercado fabuloso), pero que también hubo miedos.

De las esperanzas muy crecidas se aprende, en general, que no es bueno sustituir la realidad por la idea en los empeños, porque la resultante irrealidad deja, siempre, herencia de desilusión, y la vida con desilusión es fardo muy pesado de llevar. En lo de los RDs, la idea que ha sustituido la realidad ha sido la de creer que la cosa de las normas es fácil. A base de suponer que las normas técnicas son, más que algo útil en sí mismo, especies de piedrecillas en el zapato que introduce el enemigo para incordiar el propio caminar, fueron bastantes los que despreciaron la dificultad técnica que arrostra la tarea de definir una norma que persigue la seguridad. Y esto se vio en que hubo muchas más reuniones y comidas para hablar de que había que hacer una norma, que para discutir los pormenores de la norma en sí; y también se vio en que la tarea fue confiada a una especie de anónimo voluntario, lo que bien se deduce si se observa que nadie conoce al autor, ni a nadie se pagó por ello. La realidad, sin embargo, es que todo lo que afecta a la seguridad es siempre difícil, porque supone tratar sobre eventos que nunca deben llegar a ocurrir, lo que obliga a no ir directamente a la cosa en sí, sino a la representación imaginaria de la misma.

En términos menos rebuscados¹¹, esto significa que los experimentos que afianzan la teoría de la seguridad son sobre todo, y afortunadamente, experimentos imaginarios. Que sepamos, y de momento, los sistemas fotovoltaicos no han matado a nadie, y es comprensible la ilusión de que los accidentes son imposibles de por sí, cuando en realidad sólo puede deducirse que son poco probables. Los ingenieros estamos obligados, o así deberíamos sentirnos, a diferenciar entre lo posible y lo probable. Los ingenieros fotovoltaicos en general, y los españoles en particular, somos por fuerza todos jóvenes, aserto éste que no deriva de la ausencia de canas en algunos, y sí de que nuestras primeras realizaciones datan tan sólo de la década de los 80, lo que, en términos de máquinas energéticas, es poco trecho de vida. Los entusiasmos de la juventud, aunque buenos para casi todo lo demás, resultan poco adecuados para apreciar los sutiles matices que separan a aquellos

¹¹ Pedimos disculpas a quien moleste el rebuscamiento, aunque aduciendo que cada uno paga como puede los tributos que quiere; que si nosotros pagamos a la lexicografía es porque se nos antoja que el lenguaje escrito es lugar donde encuentra asiento la concordia; y que si pagamos en rebuscamiento es porque no sabemos otra manera de rendir tributo a esa virtud del lenguaje, más que la de poner una ristra de palabras intentando, eso sí, que estén sujetas por alguna ligazón.

conceptos¹²; y por eso los ingenieros fotovoltaicos hemos de recurrir, para tratar de seguridad, a las enseñanzas de los más viejos, de otros ingenieros y de otras ingenierías cuyo apellido indique un linaje más antiguo que el nuestro. Tenemos para ello la fortuna de contar con los ingenieros eléctricos; con los que han logrado que siempre haya luz en los enchufes de nuestras casas (lo que, dicho sea de paso, no siempre es verdad en todos los sistemas fotovoltaicos) y que, aún siendo millones los enchufes con 220 V (más de 100 millones en toda España), no pasen de uno o dos al año el número de muertos. ¡Admirable seguridad la del sistema eléctrico!. Y a tal fortuna se suma la de que esos ingenieros han tenido el detalle de dejar constancia escrita de sus conocimientos. Las normas generales del sector eléctrico (RBT, IEC, UNE, etc.) son buena guía para todos los desafortunados que reconozcan su despiste y quieran encontrar el buen derrotero. Claro está que para eso hay, primero, que asumir la condición de despistado y, después, reconocer la valía de lo que saben los más viejos. Y ambas cosas serían fáciles si no fuera por los miedos.

En este cuento, los miedos han llevado a muchos ingenieros fotovoltaicos a entender como enemigos a los ingenieros eléctricos más viejos. Los miedos abonaron la imaginación de que el lugar de trabajo imprime carácter, y de que las rencillas políticas en torno a los intereses energéticos alcanzan irremisiblemente a todas las personas. De ahí a deducir que los ingenieros fotovoltaicos éramos los buenos, que los ingenieros de las Compañías eléctricas eran los malos y que, en consecuencia, nada bueno podía esperarse de invitar a la mesa de trabajo, no hubo más que un paso. Así resultó que aquellos ingenieros eléctricos fueron escasamente consultados durante el proceso de elaboración de los RDs, cuya paternidad, y con ella la responsabilidad sobre sus defectos, es, sobre todo, de los ingenieros fotovoltaicos. A la postre, algunos de éstos han descubierto que los supuestos malos son un colectivo humano como cualquier otro, en el que lo abierto del carácter de las personas se ajusta a una distribución gaussiana, y que esto le pasa también al colectivo de los ingenieros fotovoltaicos.

Si como resultado de este cuento, reconociéramos los ingenieros fotovoltaicos las limitaciones de nuestra juventud, y entendiéramos que el sustantivo de ingenieros se antepone al adjetivo de fotovoltaicos, es mucho lo que podríamos aprender. Tendríamos entonces no sólo una interesante moraleja, sino también una nueva ventura que añadir a la actual reglamentación.

Agradecimiento

Las conversaciones con Estefanía Caamaño, compañera en el IES, con Hipólito Sánchez, de Iberdrola, con Javier Anta, de ASIF, y con Pedro Gómez, de la Universidad de Jaén, ha sido particularmente esclarecedoras. A todos ellos, muchas gracias.

¹² No está de más recordar que las escuelas de ingeniería han olvidado la enseñanza de la estadística, que podría colaborar a esa apreciación. En su lugar, enseñan sólo cálculo de probabilidades, que es otra cosa. La estadística es filosofía y, como tal, sirve para pensar; el cálculo de probabilidades es sólo un instrumento y, como tal, sólo sirve para calcular, que sin pensar no sirve para nada. ¡Lástima de olvido!