

ERA SOLAR

Fototérmica & Fotovoltaica

Revista de Tecnología Solar - Fundada en 1983 - Edición 194 - Septiembre/Octubre 2016 - Año XXXIV



Centrales fotovoltaicas a 1.500 V

Impacto tecnológico y económico

Evaluación de instalaciones

Captadores de placa plana y tubos de vacío

Toledo PV

Central fotovoltaica más antigua de Europa

Generación Fotovoltaica

El Reto de los Servicios de Ajuste

Centrales fotovoltaicas a 1.500 V



David Fuentes Galán, Eduardo Lorenzo

Una alternativa para reducir el coste de la electricidad fotovoltaica, que está muy en boga en la actualidad, consiste en subir la tensión del lado de CC de los generadores desde 1.000 V, que es el límite estándar de las centrales actuales, hasta 1.500 V. Este artículo analiza el impacto tecnológico y económico de esta subida de tensión. Para lo primero, recopila las exigencias de la normativa vigente y ensaya la resistencia de aislamiento y la resistencia al PID de una muestra de módulos representativos de la tecnología actual. Para lo segundo, estudia la reducción de materiales en la construcción de los generadores. Concluye que los módulos actuales de silicio cristalino son capaces de trabajar a la nueva tensión sin más que algunas ligeras modificaciones constructivas, y cifra la reducción esperable de costes entre un 2 y un 3%. Este estudio fue el Trabajo Fin de Master del primer autor para el Master en Energía Solar Fotovoltaica 2015-2016, impartido por el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid. El segundo autor fue su tutor. Los ensayos se han llevado a cabo en la sede que el IES-UPM tiene en el Campus Sur (Vallecas), entre los meses de febrero y abril de 2016.

Una de las tendencias en el mercado actual para reducir el coste de la energía de las centrales fotovoltaicas consiste en subir la tensión CC de los generadores fotovoltaicos de 1.000 V, que es el límite estándar de las centrales actuales, a 1.500 V. Este artículo analiza el impacto de este cambio tanto en términos tecnológicos como económicos.

Para estudiar los aspectos tecnológicos afectados, se ha recopilado la normativa vigente que resulta de aplicación a los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, que constituyen el grueso del mercado, y que, a efectos de este estudio, está establecida principalmente en dos normas. La primera es la IEC-61730-1 (cuenta con equivalente UNE-CE), que regula aspectos constructivos, de los que aquí importan las separaciones mínimas entre partes activas y entre partes activas y masas, como medida para evitar corrientes de fuga. La segunda es la IEC 61215 (también cuenta con equivalente UNE-CE), que regula la resistencia de aislamiento de los módulos requerida para que los

generadores fotovoltaicos contruidos con ellos resulten eléctricamente seguros; y también la IEC-TS-6204, que regula los procedimientos para la detección de PID, un fenómeno de degradación inducida por potencial entre la parte activa y el marco del módulo. El objetivo de atender a estas normas ha sido comprobar hasta qué punto la tecnología actual (vidrio como cubierta frontal, células de silicio cristalino, EVA como encapsulante y compuestos poliméricos como cubierta posterior) es capaz de satisfacer las exigencias de esta normativa cuando se adaptan los ensayos para tensiones de operación de 1.500 V. Para ello, se ha ensayado tanto la resistencia de aislamiento como la resistencia al PID, que son los fenómenos que, a nuestro entender, resultan más afectados por el cambio de tensión: Los ensayos sean llevado a cabo sobre una muestra de 10 módulos (2 especímenes por 5 tipos) considerada representativa de la oferta actual del mercado a 1.000 V sometiéndolos a ensayos a 1.500 V. La idea subyacente ha sido que, si los

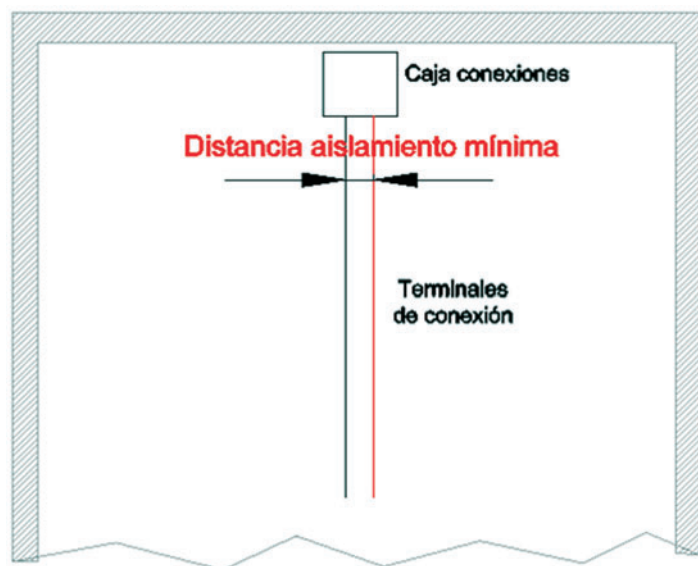


Figura 1.- Distancia de aislamiento entre terminales de conexión. Para que los módulos puedan operar a 1.500 V, la normativa exige que sea igual o superior a 11 mm.

módulos superan satisfactoriamente estos ensayos (como efectivamente ha ocurrido), la única modificación relevante en la tecnología de fabricación de módulos afecta a las dimensiones pero no a los componentes constituyentes.

Para analizar los aspectos económicos se ha estudiado el impacto de subir la tensión en la reducción de los elementos que constituyen un generador (cableado, cajas de conexión, fusibles, etc.) y se ha realizado un estudio de mercado para cuantificar la posible reducción de costes asociada.

En resumen, este trabajo ha buscado la respuesta a las dos preguntas siguientes: ¿es válida la tecnología disponible actualmente en el mercado, para construir centrales a 1.500 V CC?, ¿Cuál es, si efectivamente es el caso, la correspondiente reducción de costes?

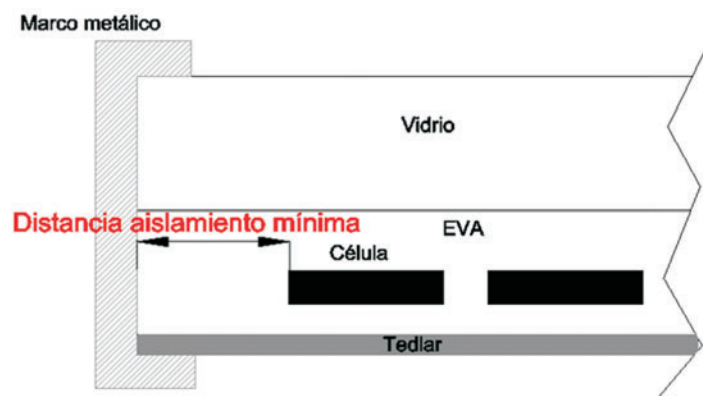


Figura 2.- Distancia de aislamiento entre célula y marco del módulo fotovoltaico. Para que los módulos puedan operar a 1.500 V, la normativa exige que sea igual o superior a 11 mm.

MÓDULOS A 1.500 V

Aspectos constructivos

La norma IEC 61730-1 define las distancias de aislamiento mínimas entre partes activas conductoras no aisladas que estén a distinto potencial, y entre la parte activa y las masas metálicas que resulten accesibles para las personas. Cuando se aplica a módulos fotovoltaicos para 1.500 V, esta norma se traduce principalmente en dos imposiciones. La una que las distancias mínimas entre los terminales del módulo, en el interior de las cajas de conexión, sea de 25 mm (en vez de los 16 que resultan para 1.000 V). La otra, que la distancia mínima entre marco y células sea de 11 mm (en vez de los 8,4 mm que resultan para 1.000 V). Las figuras 1 y 2 explican estas distancias.

Hemos estudiado estas distancias en la referida muestra de módulos a 1.000 V, resultando que todos cumplen con la primera imposición correspondiente a 1.500 V, pero que para cumplir con la segunda deben incrementar su área entre un 1 y un 5%, lo que resulta prácticamente insignificante en términos de coste.

Ensayo de aislamiento en seco

El ensayo, prescrito en el apartado 10.3 de la norma IEC 61215, consiste en cortocircuitar los polos del módulo y aplicar tensión entre la parte activa y el marco siguiendo la secuencia descrita en la tabla 1. Entonces, se mide la corriente de fuga y , con ella, se calcula la resistencia de aislamiento, R_{ISO} , que, para que el módulo resulte aprobado en el ensayo, debe cumplir la condición:

$$R_{ISO} \cdot A \geq 40 M\Omega \cdot m^2$$

donde A es el área del módulo.

	V ensayo	V fuente	Tiempo (min)
Paso 1	1.000 V 2 2·V nominal	4.000 V	2
Paso 2	V nominal	1.500 V	1

Tabla 1.- Ensayo de aislamiento en seco prescrito en IEC 61215.

La figura 3 muestra una imagen del montaje correspondiente, y la figura 4 los resultados correspondientes a los 10 módulos de la muestra. Es patente que todos ellos la superan con holgura.

Ensayo de aislamiento en húmedo

Las prescripciones de la norma IEC 61215, en su apartado 10.15, son ahora que el módulo, incluida la caja de conexión, debe sumergirse en una solución acuosa, que la tensión aplicada sea igual a la de operación (aquí 1.500 V), que el tiempo de aplicación sea de dos minutos y que la resistencia de aislamiento resultante cumpla la misma condición que la aplicable al ensayo de aislamiento en seco. La figura 5 muestra una imagen del montaje correspondiente, y la figura 6 los resultados correspondientes a los 10 módulos de la muestra. Otra vez, es patente que todos ellos superan con holgura la exigencia de la normativa. La misma norma que en el anterior ensayo en su apartado 10.15 exige que la resistencia de aislamiento del módulo en condiciones de mojado debe cumplir también la misma condición:

$$R_{iso} \cdot A \geq 40 M\Omega \cdot m^2$$

En este caso, cada uno de los módulos se introducen en un recipiente con una solución acuosa, incluida la caja de conexiones durante 2 minutos a una tensión de 1.500 V mediante el montaje que puede observarse en la figura 5. Midiéndose la corriente de fuga y calculando la resistencia de aislamiento. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 7. Volviéndose a obtener una R_{iso} muy por encima de lo exigido por la norma.

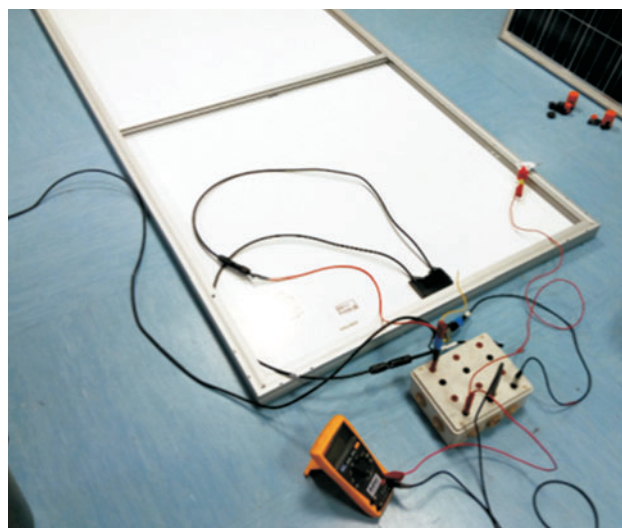


Figura 3.- Montaje del ensayo de aislamiento en seco.

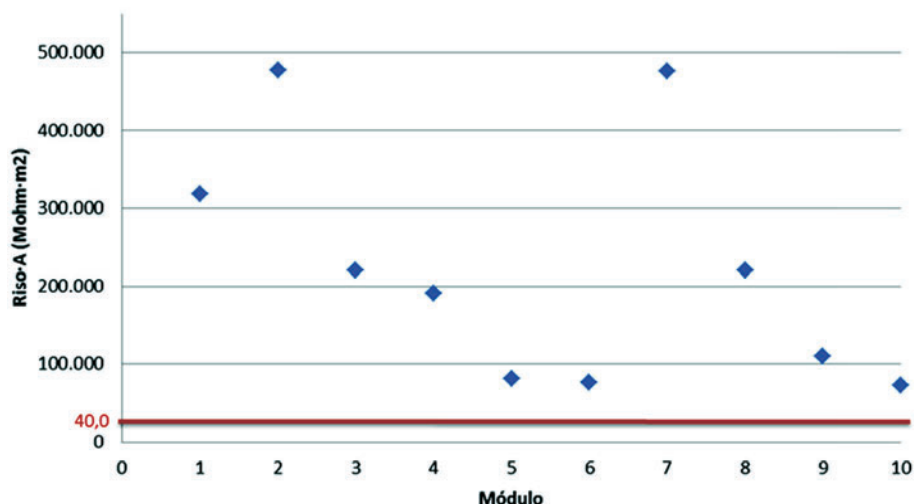


Figura 4.- Resultados del ensayo de aislamiento en seco. Las resistencias medidas superan en todos los casos la exigencia de la normativa, representada por la línea roja.

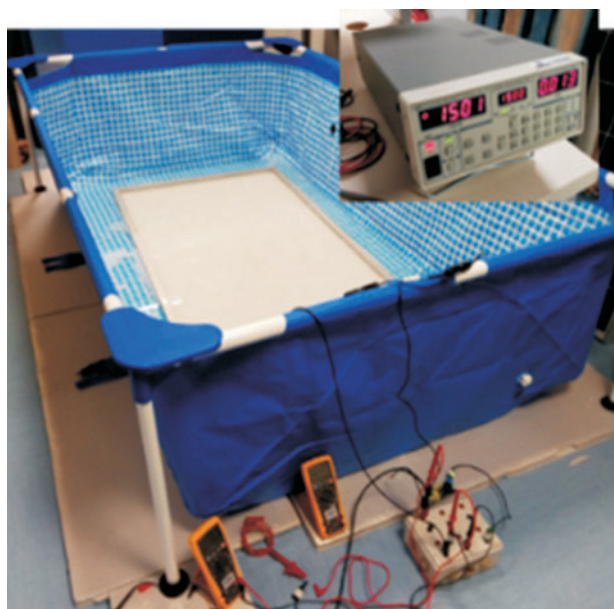


Figura 5.- Montaje del ensayo de aislamiento en húmedo.

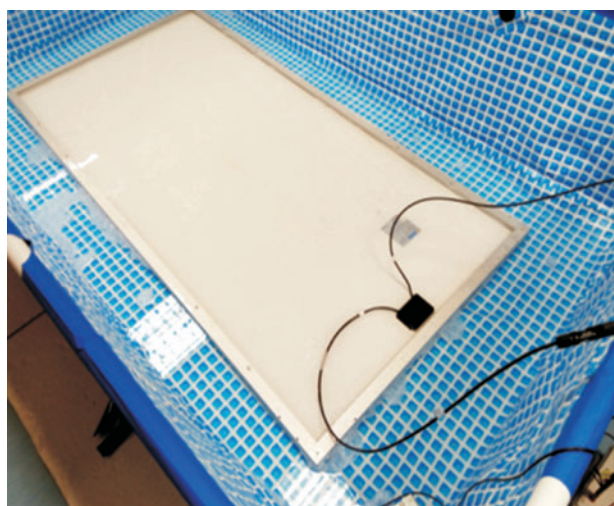


Figura 6.- Imagen módulo sumergido.

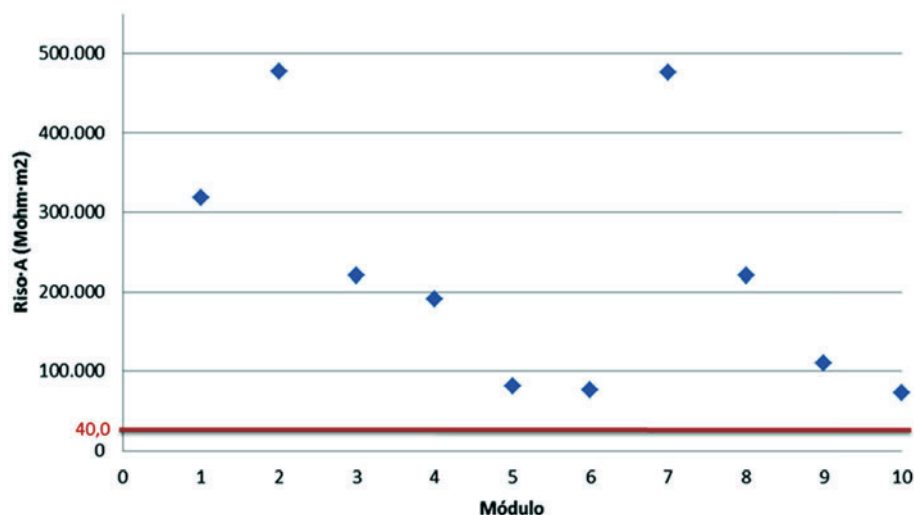


Figura 7.- Resultados del ensayo de resistencia de aislamiento en húmedo.

Ensayo de PID (Degradación Inducida por Potencial)

El PID es un fenómeno asociado al desplazamiento de carga estática (principalmente iones de sodio) desde el vidrio de la cubierta frontal de los módulos hasta la superficie de las células. La acumulación de esta carga, que tiende a crecer cuando lo hace la tensión entre el marco y las células, puede afectar al comportamiento eléctrico de las células en el sentido de disminuir su resistencia paralelo y, con ello, su eficiencia. La instrucción técnica IEC-TS-62804 prescribe dos ensayos para detectar la propensión de los módulos a resultar afectados por PID. Uno de ellos, precisamente al que se ha recurrido en este trabajo, consiste en aplicar tensión entre la parte activa y el marco al tiempo que se envuelve el módulo en una lámina conductora, para eliminar la resistencia eléctrica longitudinal del vidrio y acelerar así el fenómeno. Nosotros hemos utilizado papel de aluminio como lámina conductora (figura 8). La tensión aplicada debe ser igual a la máxima de operación (aquí 1.500 V, aunque también se hicieron ensayos a 3.000 V, y con idéntico resultado), mantenerse durante 176 horas (aproximadamente una semana) y, para superar el ensayo, la degradación correspondiente debe ser inferior al 5%. Es costumbre acompañar el proceso con electroluminiscencias del módulo al principio y al final del ensayo, y con curvas de oscuridad (que permiten medir la resistencia paralelo, sin necesidad de llevar el módulos a un simulador solar o sol real) a lo largo del proceso.

La figura 8 muestra una vista del montaje experimental realizado en este trabajo, la figura 9 electroluminiscencias antes y después del ensayo (por razones

didácticas, se ha añadido una electroluminiscencia de un módulo degradado en otras circunstancias, porque la diferencia entre las obtenidas antes y después del ensayo que nos ocupa han sido verdaderamente muy ligeras), la figura 10 las curvas de oscuridad medidas en 4 momentos a lo largo del ensayo y la figura 11 la evolución de la degradación correspondiente. El caso presentado en estas figuras corresponde a un módulo particular, pero resulta representativo de lo que ha ocurrido con el resto de los módulos de la muestra: ninguno de ellos manifestó degradación apreciable.



Figura 8.- Montaje ensayo PID.

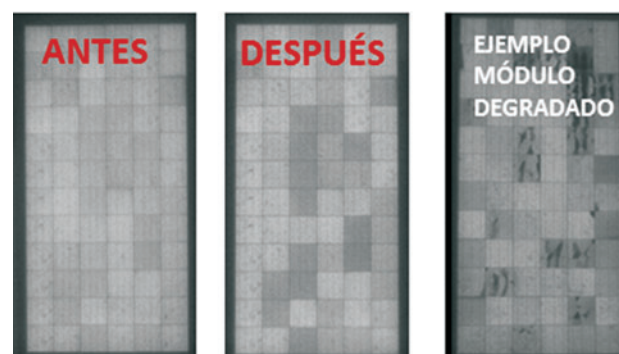


Figura 9.- Electroluminiscencias realizadas inicial y finalmente. Se observa el oscurecimiento de alguna de las células debido a una disminución de su resistencia en paralelo, no llegando a afectar a la curva I-V en oscuridad medida.

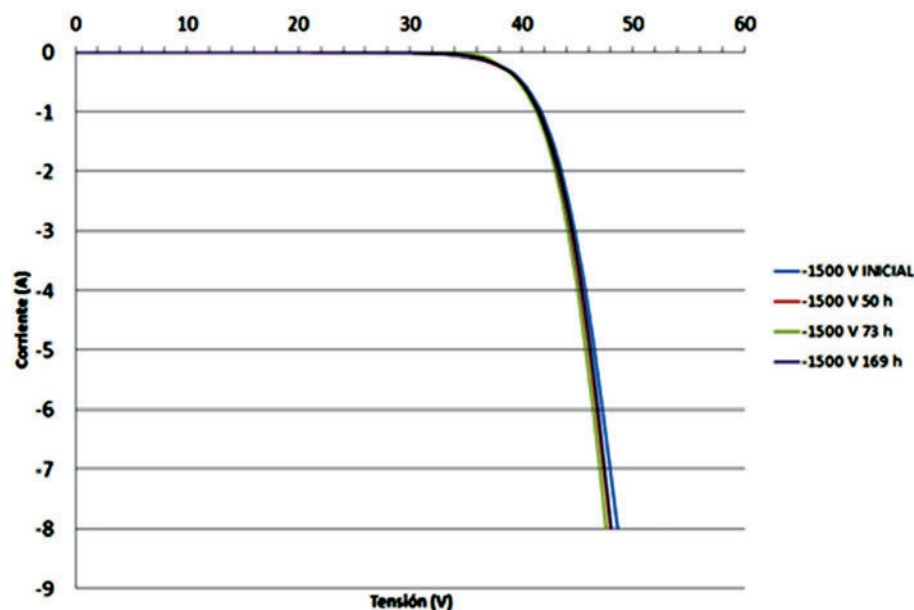


Figura 10.- Ejemplo curva I-V en oscuridad de un módulo ensayado. Se observa que la pendiente de la resistencia de aislamiento del módulo no se ha visto afectada después de someterlo al ensayo de PID.

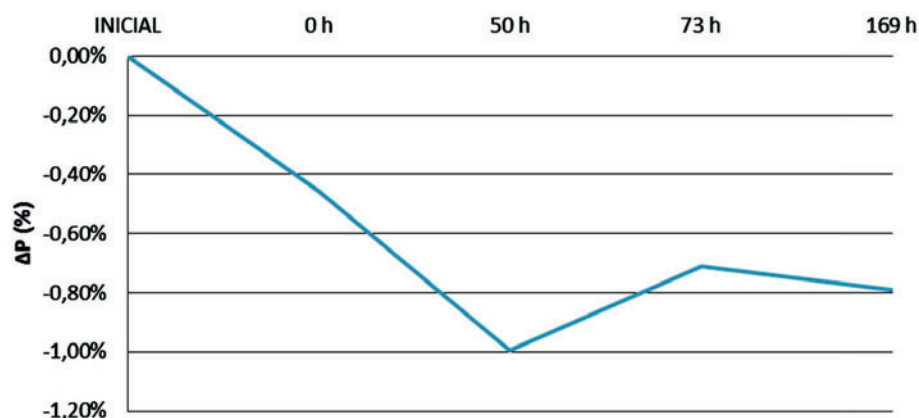


Figura 11.- Curva de degradación de un módulo en el ensayo de PID. Se observa que la degradación es inferior al 1%.

Variación por MWp			
Partidas	Cantidad (%)	Precio (%)	
		Actual	Futuro
GENERADOR			
Preparación del terreno	0	0	0
Vallado y puertas de acceso	0	0	0
Estructura	0	0	0
Módulos	0	0	0
Caja de conexiones	-33	-22	-31
Protecciones	-33	+39	-34
Cableado 4 mm²	-2	-2	-2
Cableado BT	-46	-55	-55
Tubos corrugados	-33	-46	-46
INVERSOR	0	-10	-10
RESTO	0	0	0

Tabla 2.- Partidas afectadas, en cantidad y en precio, por el paso de 1.000 a 1.500 V.

INVERSORES A 1.500 V

Los inversores no han sido objeto de estudios particulares en este trabajo. En vez de ello, nos hemos limitado a consultar con los principales fabricantes españoles (afortunadamente contamos con un elenco muy bueno) de quienes hemos entendido que la principal modificación tecnológica para pasar de 1.000 a 1.500 V consiste en utilizar IGBTs capaces de soportar tensiones inversas de 100 V (en vez de los 1.200 V característicos de los IGBTs de los inversores actuales) y que de ello cabe esperar, por un lado, reducciones en el precio por kW de las estaciones de potencia (conjunto de inversores y transformador BT/MT) entre 5 y 10% y, por otro lado, que la eficiencia se mantenga igual a la de los inversores actuales. Una ventaja no desdeñable de los inversores a 1.500 V deriva de que el margen de tensiones DC en el que son capaces de seguir el punto de máxima potencia del generador es bastante mayor que la correspondiente a los actuales inversores estándar de 1.000 V. Esto se traduce en un mayor grado de libertad a la hora de elegir el número de módulos en serie.

ESTUDIO DE MERCADO

Para estudiar el impacto económico del paso de 1.000 a 1.500 V, se han analizado los elementos que resultan afectados y se ha hecho una prospección muy cuidadosa de los correspondientes precios en el mercado. El resultado, que corresponde al escenario de una central concreta de 100 MW, que entendemos como razonablemente representativa de las que componen el panorama actual, se muestra en la tabla 2 y en la figura 12. Para simplificar la presentación, otras partidas que no resultan afectadas (vigilancia, monitoreo, beneficios, etc.) no figuran aquí. La primera columna corresponde a la variación en cantidad de los elementos. El signo negativo indica

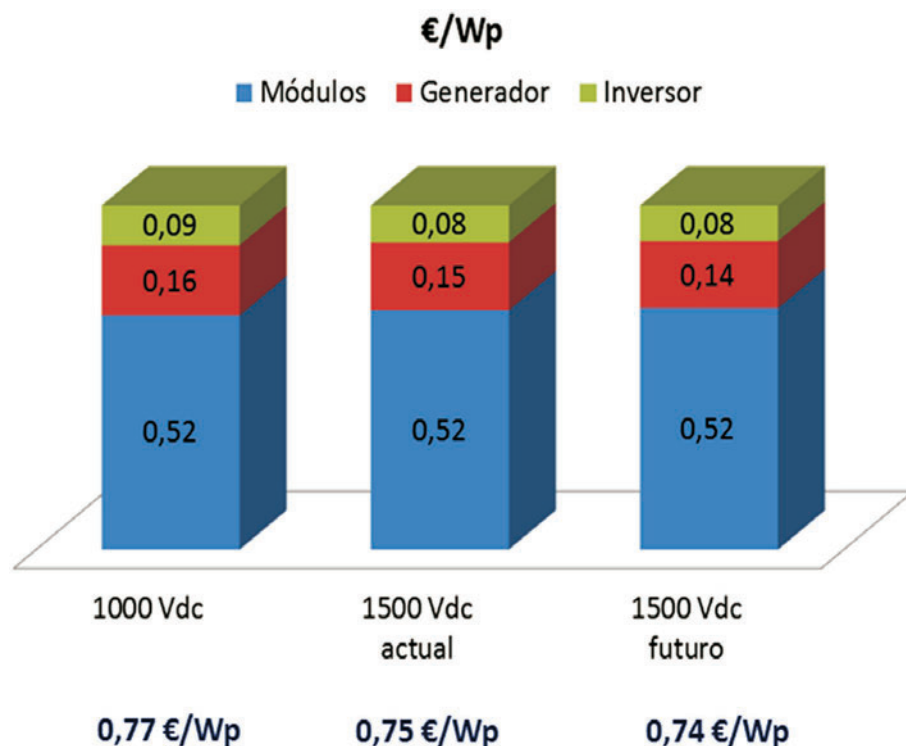


Figura 12.- Coste de instalación de centrales fotovoltaicas a 1.000 y 1.500 V.

reducción de material. Las cifras más llamativas corresponden al cableado de BT (esencialmente, el cableado y las cajas de conexión de CC se reducen en un tercio, para la misma potencia de generador). La segunda columna describe la variación económica correspondiente a esa variación en cantidad. Ahora el dato más llamativo está en la partida de protecciones que, a pesar de la reducción del 33% en cantidad, se incrementa en 39%, lo que se debe esencialmente a que la paramenta de protección (principalmente fusibles) es actualmente mucho más cara para 1.500 que para 1.000 V. La última columna analiza la variación del coste de las centrales suponiendo una situación futura en la que los precios de esa paramenta se equipararen a los de 1.000 V por motivos de crecimiento de la demanda, por ejemplo en la paramenta de protección se igualarían los precios de los fusibles.

El resultado final es que el coste de instalación de las centrales, estimado en la actualidad en 0,77 €/Wp con 1.000 V, se reduce a 0,75 €/Wp al pasar a 1.500 V y que puede reducirse a 0,74 €/Wp en el futuro inmediato.

CONCLUSIONES

La construcción de centrales fotovoltaicas a 1.500 V es posible manteniendo en lo esencial la tecnología

actual. Los cambios más significativos no son más que ligeras modificaciones dimensionales en los módulos fotovoltaicos y el uso de IGBTs capaces de soportar tensiones inversas de hasta 100 V en los inversores.

De este paso cabe esperar reducciones de entre el 2 y el 3% en el coste unitario de las centrales. Esta reducción puede parecer pequeña en términos absolutos, pero es bastante significativa en el marco francamente competitivo en el que se desarrolla el mercado actual.

REFERENCIAS

- [1] Rubén Inzunza, Ryota Okuyama, Tsuguhiro Tanaka and Masahiro Kinoshita, "Development of a 1.500 Vdc Photovoltaic Inverter for Utility-Scale PV Power Plants" Energy & Environment Power Electronics Systems Department, Toshiba Mitsubishi-Electric Industrial System Corporation, Tokyo, Japan.
- [2] Emanuel Serban, Senior Member, IEEE, Martin Ordonez, Member, IEEE, and Cosmin Pondiche, Member, IEEE, "DC-Bus Voltage Range Extension in 1.500 V Photovoltaic Inverters" IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics, vol. 3, no. 4, December 2015.
- [3] Ines Rutschmann, "Power losses below the surface", Photon International, November 2012.
- [4] Benoit Braisaz, Didier Binesti, Khalid Radouane "Evaluation of "PID 1500V Ready" modules: a new test protocol" IEDF R&D - ENERBAT, Moret sur Laing, 77250, France 2EDF EN, La Defense, 92400, France.
- [5] Eduardo Lorenzo, Electricidad solar fotovoltaica, "Volumen III: Ingeniería Fotovoltaica". Editorial Progenesa.

David Fuentes Galán, Eduardo Lorenzo.

Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, España.