

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 965 753**

51 Int. Cl.:

H02S 50/10 (2014.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **05.08.2020** **E 20189700 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **20.09.2023** **EP 3872985**

54 Título: **Detección temprana de degradación inducida potencial en sistemas fotovoltaicos**

30 Prioridad:

28.02.2020 US 202016804913

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

16.04.2024

73 Titular/es:

**UNIVERSITY OF CYPRUS (100.0%)
1 Panepistimiou Avenue
2109 Aglantzia Nicosia, CY**

72 Inventor/es:

**FLORIDES, MICHALIS;
MAKRIDES, GEORGE y
GEORGHIOU, GEORGE E.**

74 Agente/Representante:

DEL VALLE VALIENTE, Sonia

ES 2 965 753 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Detección temprana de degradación inducida potencial en sistemas fotovoltaicos

5 **Reivindicación de prioridad**

Esta solicitud reivindica la prioridad y el beneficio de la solicitud de patente de los EE. UU. núm. 16/804.913, presentada el 28 de febrero de 2020, titulada "Early Detection of Potential Induced Degradation in Photovoltaic Systems".

10 **Antecedentes**

La presente descripción se refiere generalmente a la energía fotovoltaica ("PV") y en particular a la detección temprana de la degradación inducida potencial ("PID") de la misma. El documento DE 10 2011 05091A es una técnica anterior relevante.

15 La degradación PID ha ganado una mayor atención en los últimos años debido al aumento de los sistemas PV de voltaje operativo. Se han propuesto diferentes materiales que supuestamente evitan la PID; sin embargo, todavía están en desarrollo y su estabilidad a largo plazo todavía tiene que confirmarse. Además, sus propiedades ópticas y su mayor coste de fabricación pueden resultar poco prácticos para su uso generalizado en la industria. Ciertos módulos PV resistentes a la PID solo pueden ser efectivos en condiciones específicas. La tendencia actual de aumentar el voltaje del sistema PV a 1500 VCC y posiblemente a 2000 VCC hará que la degradación PID sea aún peor.

20 La PID se ha convertido en un mecanismo de degradación importante para la PV a base de obleas de silicio, en particular debido al aumento del voltaje del sistema. El alto potencial que se desarrolla entre los módulos PV y el suelo, y el uso de inversores sin transformador (debido a su menor coste y mayor eficiencia), que no permiten la conexión a tierra del terminal negativo de una cadena de módulos PV, aumenta la PID. En el presente documento, se desarrolla un alto voltaje entre los terminales eléctricos de cada módulo PV y a tierra, con la mitad de los módulos de una cadena bajo polarización positiva y la otra mitad bajo polarización negativa. Los módulos bajo polarización negativa, especialmente aquellos al extremo de la cadena, son particularmente susceptibles a la PID. Los crecientes voltajes del sistema hacen que el desarrollo de un método fiable y asequible para la detección de PID sea una cuestión muy oportuna debido a la pérdida de ingresos y la reducción de la vida útil de los módulos PV. Basándose en la capacidad instalada global actual, un 1 % de degradación da como resultado más de 500 MEuros (~\$550 MM) de ingresos perdidos anualmente.

25 Un método conocido para detectar PID implica la formación de imágenes por electroluminiscencia ("EL"), pero requiere mucho tiempo, es costoso e interrumpe la producción porque los módulos PV tienen que desmontarse para realizar pruebas en interiores. Los métodos de detección de PID en exteriores incluyen el uso de un dron equipado con una cámara térmica para identificar los módulos afectados por PID, EL en exteriores, y la formación de imágenes por fotoluminiscencia. Dichos métodos requieren equipos costosos, exploraciones frecuentes, alto coste de preparación, al mismo tiempo que presentan imprecisiones. Además, los métodos son, en general, difíciles de automatizar.

40 Otros métodos de detección, tales como los algoritmos convencionales de detección de pérdida de energía basados en la monitorización de cantidades eléctricas (p. ej., voltaje y corriente CC de entrada del transformador combinados con irradiación solar), no son adecuados para la detección de PID porque su incertidumbre de estimación de energía puede ser superior al 5 % mediante métodos convencionales. La PID en condiciones en exteriores típicamente progresa lentamente, lo que conduce a una pérdida de energía a largo plazo (p. ej., un año o más) de hasta el 5 % antes de su detección. Los algoritmos de estimación de pérdida de energía de las redes neuronales artificiales ("RNA") pueden reducir el error de estimación; sin embargo, dichas redes requieren un entrenamiento a largo plazo que anula el concepto de detección temprana de PID.

45 Otro método de detección de PID usa mediciones de corriente-voltaje oscuras ("IV"). Se acepta que los iones de sodio (Na+) se desplazan bajo la influencia del campo eléctrico que resulta del voltaje de polarización negativa, lo que posteriormente provoca una derivación eléctrica de la unión p-n de la celda PV que afecta las curvas IV oscuras. El método se ha verificado en condiciones en interiores para proporcionar una estimación de pérdida de energía para la progresión de PID. Sin embargo, el método no es de coste bajo al menos en parte porque requiere una corriente relativamente alta (0 a 8 amperios) para la medición.

50 La espectroscopía de impedancia es otro método para la detección de PID. El método usa señales de baja energía, sin embargo, su coste es relativamente alto debido a las señales de corriente alterna de alta frecuencia ("CA") usadas.

60 Para cada una de las razones anteriores, se necesita un sistema de detección de PID mejorado y un método para PV.

Resumen

65 La presente descripción incluye un sistema de sensor fiable y de bajo coste como se menciona en la reivindicación 1. Otras realizaciones ventajosas se mencionan en las reivindicaciones dependientes. Independientemente del contenido del resto de esta descripción, la invención debe entenderse únicamente como se menciona en las reivindicaciones adjuntas.

Breve descripción de las figuras

- 5 La Figura 1 es una vista esquemática de una realización de un sistema de sensor fotovoltaico (“PV”) para la detección temprana de la degradación inducida potencial (“PID”) y la metodología asociada de la presente descripción que opera con una pluralidad de módulos PV y cadenas PV.
- 10 La Figura 2 es una vista en planta superior de un sensor de la presente descripción que opera con un módulo PV de una cadena PV.
- 15 La Figura 3 es una vista en planta superior de una realización de un módulo PV interrogado a través de un sensor de la presente descripción, el módulo PV incluye múltiples celdas PV, teniendo cada una resistencia de derivación inherente ilustrada como una resistencia de derivación equivalente conectada eléctricamente en serie con resistencias de derivación equivalentes de las otras celdas PV.
- 20 La Figura 4 es una vista superior de una realización de un sensor PV de interrogación de la presente descripción.
- 25 La Figura 5 es un gráfico que ilustra la FDCR y una pérdida porcentual de energía de celda PV (“ $E_{pérdida}$ ”) frente a la resistencia de derivación R_{sh} para diversos valores de corriente de polarización directa I para el sistema y metodología de la presente descripción.
- 30 La Figura 6 es un gráfico que ilustra la FDCR y el porcentaje de pérdida de energía de celda ($E_{pérdida}$) frente a una corriente de saturación oscura inversa I_0 para diversos valores de corriente de polarización directa I para el sistema y metodología de la presente descripción.
- 35 La Figura 7 es un gráfico que ilustra la FDCR y el porcentaje de pérdida de energía de celda ($E_{pérdida}$) frente a un factor de idealidad (n) para diversos valores de corriente de polarización directa I para el sistema y metodología de la presente descripción.
- 40 La Figura 8 es un gráfico que ilustra la FDCR y el porcentaje de pérdida de energía de celda ($E_{pérdida}$) frente a la corriente de saturación oscura inversa I_0 y un factor de idealidad (n) para diversos valores de corriente de polarización directa I para el sistema y metodología de la presente descripción.
- 45 La Figura 9 incluye gráficos que ilustran los experimentos realizados para verificar los resultados anteriores para la detección temprana de PID para el sistema y la metodología de la presente descripción.
- 50 La Figura 10 es un gráfico que ilustra curvas I/V de luz para diversos valores RDCR de resistencia CC inversa para el sistema y metodología de la presente descripción.
- 55 La Figura 11 incluye gráficos que ilustran la FDCR y RDCR en diferentes condiciones de polarización frente a la progresión PID para el sistema y metodología de la presente descripción.
- 60 La Figura 12 es un gráfico que ilustra las curvas de FDCR oscuras a diferentes valores RDCR (es decir, niveles de degradación PID).
- 65 La Figura 13 es una vista frontal de una pantalla de visualización que proporciona una interfaz de usuario para navegar la salida del sensor de la presente descripción.

Descripción detallada

50 Con referencia ahora a los dibujos y en particular a la Figura 1, se ilustra una realización de un sistema 10 y una metodología asociada para la detección temprana de la degradación inducida potencial (“PID”). La Figura 1 ilustra que el sistema de sensores 10 opera con una o más cadenas fotovoltaicas 12a. 12n. Cada cadena fotovoltaica 12 puede incluir una pluralidad de módulos fotovoltaicos, p. ej., módulos 14a ... 14n. Como es típico en la industria, los módulos 14a a 14n de PV en el sistema 10 están conectados eléctricamente en serie, mientras que las cadenas 12a a 12n de PV están conectadas eléctricamente en paralelo.

60 Las cadenas 12a a 12n de PV recogen voltajes generados fotovoltaicamente a través de los extremos 12+ y 12- de las cadenas, que se aplica a un convertidor de energía 34, que convierte el voltaje generado fotovoltaicamente en una forma y cantidad deseadas por una red eléctrica de CA o CC 36. Por lo tanto, debe apreciarse que cada cadena 12a a 12n tiene un extremo de voltaje negativo 12- asociado y un extremo de voltaje positivo 12+.

65 Los sensores 50 en la realización ilustrada de la Figura 1 están ubicados para interrogar el módulo 14n de PV, que está ubicado en el extremo de voltaje negativo 12- de la cadena 12a a 12n de PV asociada. La razón de esto es que es más probable que el módulo PV 14n desarrolle una degradación inducida potencial (“PID”). Para la detección temprana de PID, por lo tanto, es mejor interrogar el módulo PV 14n ubicado en el extremo de voltaje negativo 12- de la cadena.

Los sensores 50 incluyen cada uno un alojamiento del sensor 52, que puede ser un alojamiento de plástico o metal. Los sensores se comunican con el módulo PV 14n interrogado a través de conductores o contactos 54 y 56. Los sensores 50 también se comunican con una base de datos central o servidor 100 una conexión alámbrica, p. ej., mediante cable 76, y/o de forma inalámbrica, p. ej., a través de un transceptor 74. La comunicación alámbrica puede ser mediante conexión Ethernet, por ejemplo. La comunicación inalámbrica puede realizarse a través de cualquiera de Bluetooth™, WiFi™, Zigbee®, Zave®, Universal Serial Bus (“USB”), o protocolos infrarrojos, o a través de cualquier otra tecnología de comunicación inalámbrica adecuada. El servidor 100 puede incluir uno o más servidores que incluyen uno o más procesadores y una o más memoria. El servidor 100 incluye un cable 102 para comunicación alámbrica y/o un transceptor 104 para comunicación inalámbrica.

El servidor 100 emite localmente o remotamente a uno o más ordenadores personales 106 y/o dispositivo inteligente 108, tal como un teléfono inteligente o tableta. El ordenador 106 y el dispositivo inteligente 108 incluyen cada uno una pantalla de visualización 110 para proporcionar resultados analizados y compilados desde las salidas de los sensores 50 hasta un usuario. El sensor 50 y el servidor 100 se analizan en mayor detalle a continuación.

La Figura 2 ilustra la comunicación eléctrica entre el sensor 50 y el módulo PV 14n interrogado en mayor detalle. Una línea de sensor positiva 54 suministra una señal eléctrica aplicada a un conductor positivo 14+ del módulo PV 14n, mientras que una línea de sensor negativo 56 devuelve la señal eléctrica aplicada del conductor negativo 14- del módulo PV 14n al sensor 50.

La Figura 2 también ilustra la comunicación eléctrica entre el sensor 50 y el resto de la cadena 12a, 12n de PV en mayor detalle. Una línea de cadena 16 se extiende desde el sensor 50 hasta el siguiente módulo PV adyacente 14a, 14b. Una línea de cadena 16 similar se extiende entre cada uno de los módulos 14a A 14n de PV de la cadena 12a, 12b de PV para conectar las cadenas en serie. La Figura 2 ilustra una realización en donde solo se proporciona una única cadena 12a o 12b de PV. En tal caso, el sensor 50 puede incluir una o más líneas de convertidor de alimentación 18 que se extienden a un convertidor de alimentación 34 para suministrar tensión de cadena generada individualmente al convertidor.

La Figura 3 ilustra los módulos PV 14a a 14n en mayor detalle. Si bien el módulo PV 14n interrogado se ilustra en la Figura 3, debe apreciarse que las enseñanzas de la Figura 3 se aplican a cada uno de los módulos PV 14a a 14n de cada una de las cadenas 12a a 12n. El módulo PV 14n en la Figura 3 está resaltado para ilustrar que cualquier módulo PV 14a a 14n puede incluir múltiples celdas fotovoltaicas, p. ej., celdas PV 20a a 20n. Las líneas con puntos entre las celdas PV indican que cualquier número de celdas PV puede residir en estas. Es típico para los módulos PV 14a a 14n proporcionar seis columnas de celdas PV como se ilustra, en donde cada columna puede incluir diez (como se numeran alfanuméricamente en la Figura 3) o doce celdas PV, totalizando sesenta o setenta y dos celdas PV por módulo PV 14a a 14n.

La conexión en serie de las celdas PV 20a a 20n es facilitada por conexiones eléctricas, p. ej., trazas de placa de circuito impresas, entre las celdas PV de una misma columna, líneas eléctricas 22 en los extremos inferiores de, y pares conectores de, columnas de celdas PV 20a a 20n, y líneas eléctricas 24 que conectan las columnas de celdas PV 20a a 20n, que no están conectadas por líneas eléctricas 22, entre los diodos 26a a 26c ubicados dentro de una caja de conexiones 28 provista a lo largo de un lado, p. ej., posterior, del módulo PV 14n. Los diodos 26a a 26c (pueden proporcionarse menos o más de tres) fuerzan a la corriente a fluir en una dirección deseada. Los diodos 26a a 26c protegen las células PV 20a a 20n de voltajes de polarización inversa debido, por ejemplo, a error humano o sombreado (obstrucción de la luz solar por objetos físicos tales como árboles, edificios, nubes, etc.). En el caso de sombreado, los diodos 26a a 26c protegen las celdas PV 20a a 20n de daño debido al voltaje de polarización inverso y también proporcionan una ruta eléctrica para los módulos PV no sombreados 14a a 14n de la cadena 12a a 12n para continuar suministrando energía.

En la Figura 3, el conductor negativo o el terminal 14- del módulo PV 14n se extiende de manera conductora a la primera celda PV 20a del módulo, mientras que el conductor positivo o terminal 14+ del módulo PV 14n se extiende de manera conductora a la última celda PV 20n del módulo. Los terminales 14- y 14 + del módulo PV 14n también están conectados eléctricamente respectivamente a los diodos 26a y 26c.

La línea de sensor positivo 54 y la línea de sensor negativo 56 del sensor 50 en la Figura 3 terminan respectivamente en el terminal positivo 54+ y el terminal negativo 56- en el alojamiento 52 del sensor 50. El terminal positivo 54+ y el terminal negativo 56- del sensor 50 se colocan en la conexión eléctrica respectiva con el terminal positivo 14+ y el terminal negativo 14- del módulo PV 14n si el alojamiento 52 está montado en la caja de conexiones 28 del módulo. En la realización de la Figura 3, no es necesario el cableado externo del sensor 50 al módulo PV 14n (excepto quizás para los cables de la sonda del sensor de temperatura que se analizan a continuación).

En ciertas realizaciones preferidas, el sensor 50 se instala cerca del módulo PV 14n o se une a la parte posterior del módulo. Pueden proporcionarse conectores eléctricos enchufables (no ilustrados) en el alojamiento 52 del sensor 50 para recibir conectores de módulo 14n de PV y la cadena 12a de PV a conectores 12n, que pueden ser convenientemente del tipo enchufable.

Cada celda PV 20a a 20n puede modelarse como que tiene una fuente de corriente de iluminación, un diodo de unión p-n, un resistor de derivación y un resistor en serie. La Figura 3 ilustra un resistor de derivación 30 equivalente (no real) y una fuente 32 de corriente de iluminación equivalente (no real) equivalente para cada celda 20a a 20n. La fuente 32 de corriente de iluminación equivalente en una realización suministra una corriente I_L en proporción a la irradiación solar recibida por la celda PV. Como se analiza en detalle a continuación, la prueba de una o más cadenas 12a a 12n de PV se realiza por la noche, p. ej., en condiciones “oscuras”, de tal manera que la salida de la fuente 32 de corriente de iluminación equivalente es cero.

La detección y prueba del sistema 10 tiene en cuenta que una resistencia de derivación R_{sh} reducida del resistor de derivación 30 equivalente provoca pérdidas de energía en las celdas PV 20a a 20n al proporcionar un trayecto de corriente alterna para la corriente generada por luz a una fuente 32 de corriente de iluminación equivalente. La desviación reduce la cantidad de corriente en los terminales de salida de la celda PV efectuada y la energía generada por la celda. El efecto de una resistencia de derivación R_{sh} reducida puede ser particularmente grave a niveles de luz bajos, ya que hay menos corriente generada por luz, en donde la pérdida de corriente a través del resistor de derivación 30 equivalente tiene un impacto mayor.

En consecuencia, el sistema 10 proporciona el sensor 50, que mide la resistencia de derivación R_{sh} colectiva de los resistores de derivación 30 equivalentes de las celdas PV 20a a 20n para evaluar si el módulo PV 14n está experimentando el inicio de PID. Los resistores de derivación 30 equivalentes de las celdas PV 20a a 20n, como las celdas PV mismas, están conectados eléctricamente en serie dentro del módulo PV 14n. Aplicar una corriente de medición del sensor 50 en el terminal positivo 14+, hacer fluir la corriente a través de los resistores de derivación 30 equivalentes de cada una de las celdas PV 20a a 20n, y devolver la corriente de medición al sensor 50 a través del terminal 14- del módulo PV 14n, permite que la resistencia de derivación R_{sh} colectiva se mida. Y como se describe anteriormente, al ubicar el sensor 50 para la operación con el módulo PV 14n en el extremo de voltaje negativo asociado 12- de una cadena 12a a 12n se permite que el sensor 50 sea el protector para toda la cadena porque el extremo de voltaje negativo 12- es donde el inicio de PID está, o más probablemente, se produce.

La Figura 4 ilustra el sensor 50 y su conexión al módulo PV 14n en mayor detalle. Como se describe anteriormente, el sensor 50 incluye un alojamiento 52, tal como un alojamiento de plástico o metal. Como se ilustra en la Figura 4, el sensor 50 incluye un terminal 56- negativo de la línea 56 de sensor negativo que conecta al terminal 14- del módulo PV 14n negativo, mientras que el terminal 54+ positivo de la línea 54 de sensor positivo se conecta al terminal 14+ positivo del módulo. En este caso, a diferencia de la Figura 3, el sensor 50 puede incluir uno o más cables que llevan líneas 54 y 56 positivas y negativas al módulo PV 14n. La conexión eléctrica del sensor 50 al módulo PV 14n coloca el módulo PV 14n en una comunicación eléctrica en serie con los otros módulos PV 14a, 14b, etc., de la cadena 12a a 12n a través de líneas eléctricas o electrodos 58 ubicados dentro del sensor. Debe apreciarse que las líneas eléctricas o electrodos 54, 56, 58 (y cualesquiera otras líneas o electrodos del sensor 5) pueden formarse a través de trazas aplicadas a una placa de circuito impreso, que también monta los componentes del sensor 50.

Un dispositivo de aislamiento 60 está ubicado a lo largo de al menos una de las líneas eléctricas o electrodos 58 que colocan el módulo PV 14n en serie con el resto de los módulos PV 14a, 14b, etc., de la cadena 12a a 12n. El dispositivo de aislamiento 60 puede ser cualquier tipo de dispositivo eléctrico que puede abrir una línea o circuito eléctrico, tal como un interruptor o un transistor de efecto de campo de semiconductor de óxido de metal (“MOSFET”), que está bajo el control de una unidad de procesamiento central (“CPU”) 62 que tiene una o más memoria y uno o más procesadores.

En la noche, cuando es momento de probar el módulo PV 14n, la CPU 62 hace que el dispositivo de aislamiento 60 aisle el módulo PV 14n interrogado del resto de los módulos 14a, 14b, etc., de la cadena 12a a 12n. A continuación, la CPU 62 del sensor 50 interroga al módulo PV 14n, p. ej., la resistencia de derivación R_{sh} de los resistores de derivación 30 equivalentes en serie del módulo PV 14n, después de lo cual la CPU 62 hace que el dispositivo de aislamiento 60 vuelva a poner en línea el módulo el módulo PV 14n interrogado. Por la mañana, toda la cadena 12a a 12n de PV está completamente lista para operar.

La Figura 4 ilustra que el sensor 50 en una realización también incluye una batería 64, que puede ser una batería reemplazable o una batería recargable. Si es reemplazable, el alojamiento 52 proporciona una cubierta extraíble para intercambiar baterías 64. Si es recargable, se contempla conectar eléctricamente la batería recargable 64 para que se recargue dentro del sensor 50, p. ej., fuera del sistema de circuitos eléctricos de cadena eléctrica que porta la carga para la cadena 12a a 12n de PV.

En la realización ilustrada de la Figura 4, el sensor 50 incluye un suministro de energía 66 que alimenta todos los componentes electrónicos del sensor 50 y convierte la energía de la batería en un voltaje de un tipo y cantidad necesarios para probar el módulo PV 14n interrogado de la cadena 12a a 12n. En una realización, ese voltaje de suministro es un voltaje de CC en una cantidad suficiente para entregar 10 mA o menos a cada una de los resistores de derivación 30 equivalentes del módulo PV 14n, p. ej., sesenta o setenta y dos resistores de derivación para sesenta o setenta y dos celdas 20a a 20n, respectivamente, del módulo PV 14n. De forma adicional, el suministro de energía 66 alimenta todos los circuitos secundarios del sensor 50 y también puede cargar la batería 64 durante el día mientras hay producción de PV. En una realización, el suministro de energía 66 durante la noche suministra todos los circuitos secundarios del sensor 50 a través de la energía almacenada de la batería 64. También debe apreciarse que cuando

se usa comunicación alámbrica con el sensor 50, también puede suministrarse energía a lo largo del mismo cable de comunicación 76. En tal caso, la batería 64 puede no ser necesaria.

Como se describió anteriormente, el módulo PV 14n puede incluir una cantidad diferente de celdas PV 20a a 20n, p. ej., sesenta a setenta y dos celdas. Se contempla que el sistema 10 suministre un voltaje de detección o interrogación al módulo PV 14n que produzca una corriente que se suministre a las celdas PV 20a a 20n, que se encuentre dentro de un rango aceptable, p. ej., menos de 10 mA, independientemente del número de celdas PV. Si surge una situación en la que el número de celdas PV varía hasta el punto de que un solo voltaje no dará como resultado un voltaje aceptable para cada variedad de módulo PV, el sensor 50 en una realización tiene la capacidad de variar el voltaje de detección o interrogación basado en el número de celdas PV 20a a 20n del módulo PV 14n. Aquí, el voltaje de detección o interrogación se establece manualmente, p. ej., a través de la selección del interruptor en el sensor 50, o automáticamente, p. ej., el sensor 50 ejecuta un voltaje de prueba para determinar cuántas celdas PV existen y establece el voltaje de detección o interrogación en consecuencia. En otra realización, se proporcionan diferentes sensores 50 que proporcionan diferentes voltajes de detección o interrogación para diferentes módulos PV.

En la realización ilustrada de la Figura 4, el sensor 50 también incluye un detector eléctrico 68, tal como un detector de voltaje, que se coloca en comunicación eléctrica con la línea de señal eléctrica 54, 56 ubicada dentro del sensor. La línea de señal eléctrica 54, 56 se comunica con el módulo PV 14n y recibe un voltaje modulado y deseado desde el suministro de energía 66. La CPU 62 recibe una señal de salida del detector eléctrico 68 y analiza la señal para determinar si el módulo PV 14n interrogado está experimentando el inicio del PID.

El sensor 50 en la realización ilustrada de la Figura 4 incluye un sensor de temperatura 70, que mide la temperatura del módulo PV 14n interrogado. El sensor de temperatura 70 en varias realizaciones es un termistor o termopar que tiene conductores 72 que se extienden desde el sensor y se acoplan a un área del módulo PV 14n que es pertinente para la detección de temperatura, p. ej., en el centro del módulo PV 14n en su lado posterior. La temperatura medida se emite a la CPU 62, que puede usarse en combinación con la señal del detector eléctrico 68 (i) para determinar si la temperatura detectada está dentro de un rango adecuado para la resistencia de derivación R_{sh} precisa o detección de pérdida de energía, y/o (ii) como una corrección de temperatura (p. ej., determinada empíricamente) para la resistencia de derivación R_{sh} o pérdida de energía.

El sensor 50 en una realización incluye también un transceptor u otro dispositivo de comunicación inalámbrica 74 para comunicación de una sola vía o bidireccional al servidor de base de datos central 100 y su red asociada. El sensor 50 y potencialmente múltiples sensores 50 que operan con diferentes cadenas PV 12a a 12n, salida(s) al servidor de base de datos central 100. El servidor 100 puede ser un servidor en la nube y/o estar ubicado en un edificio que pertenece al proveedor del sistema 10. El sensor 50 puede incluir alternativamente o adicionalmente una interfaz de comunicación alámbrica 76, p. ej., una conexión Ethernet, para comunicación alámbrica con el servidor de base de datos central 100, por ejemplo, cuando el servidor de base de datos central 100 y las cadenas PV 12a a 12n están ubicados dentro de una misma instalación. En cualquier caso, el servidor de base de datos central 100 proporciona un portal en línea desarrollado para emitir resultados de detección a uno o más usuarios.

La interrogación por el sensor 50 del módulo PV 14n se produce por la noche para que la corriente de iluminación I_L desde la fuente de corriente 32 equivalente sea cero, y mientras la línea 54, 56 de señal eléctrica se aísla del resto de la cadena 12a a 12n a través del aislador 60, de manera que la única corriente que pasa a través de los resistores de derivación 30 equivalentes del módulo PV 14n es la corriente de prueba suministrada por el suministro de energía 66. La resistencia de derivación R_{sh} de cada resistor de derivación 28 su máxima potencia se conoce y, por lo tanto, la resistencia de derivación en serie general a su máxima potencia del módulo PV 14n se conoce y se espera. El voltaje suministrado por el suministro de energía 66 para lograr una corriente de polarización directa deseada I es de una cantidad que asume que cada uno de los resistores de derivación 30 equivalentes está a su máxima potencia. Cuando el voltaje es suministrado por el suministro de energía 66, la corriente de polarización directa deseada I se introduce a lo largo de la línea de señal eléctrica 54, 56, que como se ilustra en la Figura 3 se extiende a través de todas las celdas 20a a 20n de PV del módulo 14n de PV. El detector eléctrico 68 detecta un parámetro eléctrico, tal como voltaje, que refleja la resistencia de derivación R_{sh} real del módulo PV 14n determinado por la CPU 62. Si la resistencia de derivación general real del módulo PV 14n es menor que la resistencia de derivación general esperada (o pérdida de energía asociada) en o más de un umbral, p. ej., 1,0 %, en comparación con la CPU 62, entonces la CPU 62 emite una alerta, alarma, advertencia, etc., alámbrica o inalámbricamente a la pantalla 110 del ordenador personal 106 y/o dispositivo inteligente 108 como se describe en mayor detalle a continuación. Si la resistencia de derivación general real (o pérdida de energía asociada) del módulo PV 14n está dentro del umbral esperado, p. ej., dentro del 1,0 %, la CPU 62 puede proporcionar, sin embargo, una salida alámbrica o inalámbrica a la pantalla de visualización 110 del ordenador personal 106 y/o dispositivo inteligente 108 como se describe en mayor detalle a continuación.

Los inventores de la presente descripción han descubierto que una corriente directa óptima I para la detección temprana de PID en una sola celda, tal como la celda 20a de la Figura 3, a través de la medición de la resistencia de derivación R_{sh} , p. ej., antes de una pérdida porcentual de energía, es menor que 10 mA. Como establecen los inventores en Early Detection of Potential Induced Degradation by Measurement of the Forward DC Resistance in Crystalline PV Cells, IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, marzo de 2019, cuyo contenido completo se incorpora en la presente descripción como referencia y se basa en él, han descubierto que usar la resistencia de CC directa

(“FDCR”) de una celda PV, tal como la celda 20a, es beneficioso porque es un parámetro que se ve afectado por la resistencia de derivación R_{sh} de la celda. Se ha descubierto que la monitorización de la FDCR en condiciones de polarización directa baja (corriente de polarización directa I en la Figura 2) proporciona un método fiable para la detección de PID antes de que se produzca cualquier pérdida de energía significativa (p. ej., menor que 1 %). Para detectar la PID en una celda PV antes de que se pierda el 1 % de energía, la FDCR debe medirse a una corriente de polarización directa de menos de 10 mA. También es posible la detección anterior con corrientes de polarización directa incluso más bajas. Además de R_{sh} , los presentes inventores han examinado los efectos de la corriente de saturación oscura inversa I_0 , y el factor de idealidad (n) en la FDCR, ya que ambos parámetros se ven afectados por la PID. Sin embargo, se ha descubierto que el contribuyente principal a la variación de la FDCR con PID, es la resistencia de derivación R_{sh} . Los resultados experimentales han verificado que cuanto menor es la corriente de polarización cuando se mide la FDCR, más sensible es el monitoreo de PID (para detectar PID en una etapa temprana). Debe apreciarse que, aunque la prueba se ha realizado en condiciones de total oscuridad, el sistema PID 10 y su metodología asociada no requieren curvas de corriente-voltaje (“IV”) en la oscuridad completa.

La Figura 5 ilustra la FDCR y el porcentaje de pérdida de energía de la celda PV (“ $E_{pérdida}$ ”) frente a la resistencia de derivación R_{sh} para diversos valores de corriente de polarización directa I . La energía de salida de la celda PV inicial es 3,2 W. Cuanto más progresa el PID (véase la flecha de progresión), menor será la resistencia de derivación R_{sh} . La Figura 5 también ilustra que la FDCR medida coincide con la resistencia de derivación. Los valores de corriente de polarización crítica para detectar PID antes de diversas pérdidas de energía (0,01 % a 10 %) se muestran por las flechas. La corriente de polarización directa I menor que 10 mA se muestra para detectar la pérdida de energía inferior al 1 %.

Las Figuras 6 a 8 analizan otros parámetros conocidos afectados por PID, concretamente, corriente de saturación oscura inversa I_0 y factor de idealidad (n). La Figura 6 ilustra la FDCR y el porcentaje de pérdida de energía de celda ($E_{pérdida}$) frente a la corriente de saturación oscura inversa I_0 para diversos valores de corriente de polarización directa I . En la Figura 6, la energía de salida de la celda PV inicial es de 3,2 W. La Figura 6 muestra que a medida que aumenta la corriente de saturación oscura I_0 con progresión PID, la FDCR disminuye. Sin embargo, la variación de FDCR antes de que la pérdida de energía alcance el 1 % es insignificante y, por lo tanto, la contribución de la corriente de saturación oscura inversa a la detección de PID (variación de FDCR) en un objetivo de etapa temprana del sistema 10 es insignificante.

La Figura 7 ilustra la FDCR y el porcentaje de pérdida de energía de celda ($E_{pérdida}$) frente al factor de idealidad (n) para diversos valores de corriente de polarización directa I . La energía de salida de la celda inicial es nuevamente 3,2 W. La Figura 7 ilustra que cuando el PID aumenta debido al aumento del factor de idealidad (n), el FDCR y la energía de salida de la celda PV también aumentan. El factor de idealidad (n), en consecuencia, no es un parámetro viable para monitorizar la detección de PID temprana.

La Figura 8 ilustra la FDCR y el porcentaje de pérdida de energía de celda ($E_{pérdida}$) frente a la corriente de saturación oscura inversa I_0 y el factor de idealidad (n) para diversos valores de corriente de polarización directa I . La energía de salida de la celda PV inicial aquí es 4,1 W. La Figura 8 ilustra que la corriente de saturación oscura inversa I_0 y el factor de idealidad (n) cambian efectivamente al mismo tiempo. El efecto combinado es una velocidad de degradación más lenta que la presentada en la Figura 6. En condiciones de corriente de alta polarización (p. ej., $> 0,5$ A), el cambio en la FDCR es insignificante. En condiciones de corriente de baja polarización (p. ej., $< 0,01$ A), el cambio de FDCR es más significativo y añade positivamente a la reducción causada por la resistencia de derivación (véase la Figura 5) para la detección de PID. Esto se debe al comportamiento exponencial de la unión p-n de celda. El parámetro principal que afecta la FDCR es la resistencia de derivación R_{sh} de la celda PV. La corriente de saturación oscura inversa I_0 y el factor de idealidad (n) desequilibran parcialmente su efecto dando como resultado menos cambios en la FDCR.

La Figura 9 ilustra dos gráficos (A) y (B). El gráfico (A) muestra la FDCR y la resistencia CC inversa (“RDCR”) en diferentes condiciones de polarización, mientras que el gráfico (B) ilustra la energía de salida de la celda (E_{salida}) frente a la progresión PID. La FDCR y RDCR para el gráfico (A) se miden a una temperatura de celda (T_{celda}) de 60 °C, mientras que la energía de celda PV inicial es nuevamente 3,2 W. La relación de RDCR en -0,5 VCC a FDCR a 150 mV también se ilustra. La Figura 9 muestra experimentos realizados para verificar los resultados anteriores para la detección temprana del PID. Aquí, la progresión PID se monitorea midiendo la FDCR y la RDCR. En la Figura 9 se observa que la RDCR de la celda disminuye rápidamente al comienzo a medida que avanza la PID mientras la energía de salida de la celda (E_{salida}) no cambia significativamente. Se observa una observación similar para la FDCR a 150 mV, mientras que la FDCR a 500 mV no cambia hasta que se pierde una cantidad significativa de energía. La salida de la Figura 9 muestra que el concepto de medir la FDCR en condiciones de baja desviación para la detección temprana del PID se verifica.

La Figura 10 ilustra las curvas IV de luz para diversos valores de RDCR de resistencia de CC inversa y, en particular, las curvas IV de luz usadas para obtener la energía de salida máxima de la celda (E_{salida}) en cada RDCR con progresión PID. El primer parámetro que cambia con la progresión PID es el factor de llenado (FF) seguido del voltaje de circuito abierto (V_{ca}).

Para demostrar la robustez del sistema 10 y su metodología asociada, la celda PV interrogada se somete a una serie de ciclos de recuperación/degradación PID como se muestra en la Figura 11. La Figura 11, en particular, ilustra FDCR

y RDCR en diferentes condiciones de polarización frente a la progresión PID. La progresión PID es una combinación de recuperación (flecha R, R_{sh} en aumento) y degradación (flecha D, R_{sh} en disminución) a +1000 VCC y -1000 VCC, respectivamente a 60 °C. Los subgráficos A, B a C, y D son vistas en despiece de las áreas A, B a C y D correspondientes del gráfico principal, respectivamente. Como se ilustra, la recuperación/degradación comienza en puntos indicados por R/D y continúa hasta el siguiente evento R/D. La FDCR y RDCR se miden nuevamente a una temperatura de celda PV de 60 °C, mientras que la energía de la celda inicial es 3,2 W.

La prueba para los resultados mostrados en la Figura 11 se realizó veintidós días después de la prueba inicial para obtener los resultados en la Figura 9 (día 1), es decir, la primera prueba de degradación de la Figura 9 se realizó veintidós días antes de la serie de ciclos de recuperación/degradación de la Figura 11. Desde el día 1 hasta el día 21, la celda PV se dejó a temperatura ambiente (15 a 18 °C) para recuperarse lentamente y para ilustrar cómo se realiza el método de detección propuesto después de diferentes etapas de degradación. La recuperación de la celda después del día 21 se realiza usando un voltaje de +1000 VCC a 60 °C. La Figura 11 ilustra que la recuperación de la celda PV ocurre en menos de quince minutos.

A partir de la prueba de la Figura 11, se muestra que el método de detección propuesto en condiciones de polarización baja es capaz de capturar los procesos de degradación y de recuperación independientemente del historial PID de la celda PV, es decir, no depende de si la celda se ha sometido a una recuperación lenta (polarización a alto voltaje de 0 VCC) o rápida (polarización a alto voltaje de +1000 VCC HV) o de la duración (varios días o unas pocas horas) del proceso de recuperación. Otro resultado útil que puede deducirse a partir de los gráficos de la Figura 11 es la tasa de progresión de la FDCR a 150 mV y la RDCR con PID. Su relación cuando se calcula produce un valor constante (véase la Figura 9). Esto indica que el mismo mecanismo (resistencia de derivación R_{sh} de celda PV) en condiciones de polarización baja impulsa los cambios observados en las mediciones de polarización directa (FDCR) e inversa (RDCR).

Los gráficos anteriores demuestran que la FDCR es un buen parámetro para usarse para la detección PID temprana. Esto se confirma a través de los resultados en la Figura 12, que presentan FDCR oscuro. La Figura 12 en particular ilustra curvas FDCR oscuras a diferentes valores RDCR (es decir, niveles de degradación PID). Aquí, la temperatura de la celda PV es nuevamente 60 °C, mientras que la energía de la celda inicial es 3,2 W. La resistencia de derivación R_{sh} se estima a partir de las curvas FDCR. La Figura 12 ilustra que la FDCR cambia abruptamente con la progresión PID y especialmente en condiciones de polarización directa bajo. La Figura 12 también ilustra que el cambio relativo en la FDCR se reduce a medida que aumenta la corriente de polarización directa. La FDCR a valores de corriente de alto polarización tiende al mismo valor excepto en condiciones PID severas ($R_{sh} < 0,5 \Omega$). La Figura 12 ilustra además que el valor de FDCR se reduce a corrientes de baja polarización. Desde aquí, la resistencia de derivación R_{sh} de la celda PV en las diversas etapas de PID puede estimarse, lo que está cerca del valor de RDCR estimado.

Con referencia ahora a la Figura 13, la pantalla de visualización 110 del ordenador personal 106 y/o el dispositivo inteligente 108 ilustra una posible interfaz de usuario presentada a un usuario u operador del sistema 10 de la presente descripción. La pantalla de visualización 110 se actualiza mediante el servidor 100 después de cada interrogación realizada por los sensores 50. Las CPU 62 de los sensores 50 pueden incluir u operar con temporizadores internos o ser accionados por el servidor 100, p. ej., por la noche cuando no hay luz ambiental presente, de tal manera que la corriente de iluminación I_L en la fuente de corriente 32 equivalente es cero o muy cerca de cero. Tras la activación del temporizador interno o la actuación del servidor remoto 100, los sensores 50 interrogan al módulo 14n más negativo de PV de cada cadena 12a a 12n de PV asociada con un grupo PV, tal como un área de cadenas 12a a 12n de PV, una instalación de cadenas 12a a 12n de PV, un grupo de cadenas de 12a a 12n de PC de propiedad común, o alguna otra filiación de la misma. Una vez completada la interrogación programada o predefinida de los módulos PV 14n, cada sensor 50 envía sus resultados al servidor 100 de una manera alámbrica o inalámbrica descrita anteriormente.

Se contempla que el servidor 100 muestre los últimos resultados de los sensores 50. También se contempla que el servidor 100 analice los últimos resultados de los sensores a la luz de datos pasados. Esto permite que el servidor 100 desarrolle tendencias, p. ej., en un módulo 14n de PV por base de módulo 14n de PV y base de cadenas PV asociadas. Esto también permite que el servidor 100 reconozca patrones en un tipo de inteligencia artificial ("IA"), de tal manera que el servidor 100 pueda llegar a conclusiones y hacer predicciones. Las tendencias de salida almacenadas en el servidor 100 no solo permiten que un usuario u operador vea el rendimiento pasado, sino que también permiten generar curvas directas para predecir el rendimiento futuro y los momentos potenciales de falla. Los patrones pueden usarse, por ejemplo, para definir áreas o momentos "problemáticos", que aumentan la atención dada a las celdas PV asociadas o módulos PV por el servidor 100 y/o el usuario u operador. Por ejemplo, el servidor 100 puede reconocer que ciertas cadenas 12a a 12n de PV dentro del grupo tienden a estar más predisuestas a PID que otras cadenas PV. En otro ejemplo, el servidor 100 puede reconocer que las cadenas 12a a 12n de PV son más propensas a desarrollar PID durante ciertos momentos del año o durante ciertos tipos de condiciones meteorológicas. En cualquier ejemplo, el servidor 100 puede programarse para interrogar a las cadenas o afecciones "en riesgo" rigurosamente (p. ej., probarlas más frecuentemente), y/o el servidor 100 puede programarse para alertar al usuario u operador del sistema 10 para que examine las cadenas o afecciones "en riesgo" más rigurosamente.

La Figura 13 ilustra un ejemplo de una pantalla de visualización 110 que permite al usuario u operador ver los resultados más recientes y profundizar más para ver las tendencias y los patrones desarrollados en el servidor 100. La pantalla de visualización ilustra las cadenas 1 a 8 de PV, que reciben nombres de ubicación, tales como Lakeshore

1 y 2, Oceanview 1 a 3, Paradise Hill 1 y Sunset 1 y 2. En la realización ilustrada, las ubicaciones pueden ser diferentes calles de un mismo vecindario o grupos de edificios residenciales o comerciales. En realizaciones alternativas, las ubicaciones pueden ser áreas o líneas diferentes de una sola instalación, o ubicaciones en múltiples instalaciones diferentes, o en cualquier ubicación que desee el uso de fotovoltaicos. Las cadenas 1 a 8 de PV, etc., pueden presentarse o no en un mismo orden o yuxtaposición como orden físico o yuxtaposición de las cadenas PV en la una o más ubicaciones. Por ejemplo, la pantalla de visualización 110 puede mostrar un mapa geográfico del área en la que se ubican las cadenas PV que muestran las cadenas PV ubicadas en sus ubicaciones mapeadas.

En el ejemplo de la Figura 13, cada cadena 1 a 8 de PV se muestra en relación con una pérdida porcentual de la resistencia de derivación R_{sh} del módulo 14n de PV asociada (o pérdida de energía asociada) y un número previsto de días hasta que se cumple el umbral de mantenimiento, p. ej., 1,0 %. Cuando el porcentaje de pérdida de resistencia de derivación R_{sh} del módulo PV 14n es cero, el número previsto de días hasta el umbral es correspondientemente N/A. Cuando el porcentaje de pérdida de resistencia de derivación R_{sh} del módulo PV 14n es bajo, p. ej., 0,3 %, el número correspondiente de días es mayor, p. ej., siete. Cuando el porcentaje de pérdida de resistencia de derivación R_{sh} del módulo PV 14n está cerca del umbral, p. ej., 0,8 %, el número correspondiente de días para la recuperación es menor, p. ej., dos días.

En una realización, cualquiera de las cadenas 1 a 8 de PV seleccionada, cada una ilustrada en casilleros seleccionables puede seleccionarse para avanzar a una nueva visualización en la pantalla de visualización 110 (p. ej., mediante pantalla táctil, mouse y cursor, etc.), que resalta la cadena 1 a 8 de PV seleccionada. Una vez que se selecciona una cadena 1 a 8 de PV, la pantalla de visualización 110 en una realización avanza a una nueva pantalla que está dedicada a la cadena de PV seleccionada. La pantalla PV dedicada puede ilustrar y una o más de (i) una tendencia de laminación que muestra la resistencia de derivación R_{sh} del módulo 14n de PV (o pérdida de energía asociada) representada a lo largo del tiempo, p. ej., destacando cuándo se ha realizado una recuperación (si corresponde), (ii) cuántos módulos son parte de la cadena, (iii) cuántas celdas son parte de los módulos, (iv) un registro de mantenimiento que destaca cualesquier notas asociadas con cualquier mantenimiento realizado, etc. Cualquiera de las pantallas empotradas de la pantalla de visualización 110 puede estar provista de un botón "posterior" o área seleccionable para permitir que el usuario u operador navegue hacia adelante y hacia atrás por diferentes cadenas 1 a 8 de módulos PV.

Por lo tanto, la pantalla de visualización 110 permite comenzar la recuperación de una cadena 1 a 8 de PV incluso antes de alcanzar la pérdida de resistencia de derivación umbral R_{sh} (o pérdida de energía asociada), p. ej., 1,0 %. En una realización, el procedimiento de recuperación incluye aplicar un voltaje positivo en el extremo negativo 12- de la cadena 12a a 12n de PV por la noche usando una unidad de suministro de energía de alto voltaje. La misma unidad de suministro de energía de alto voltaje puede usarse durante el día para recuperación desconectando la cadena de PV 12a a 12n efectuada del resto del sistema PV 10 y desviando su extremo negativo 12- con el voltaje positivo.

REIVINDICACIONES

1. Un sensor fotovoltaico ("PV") (50) para la detección temprana de la degradación inducida potencial ("PID") que comprende:
 - 5 un alojamiento (52);
 - una fuente de energía (64, 66) ubicada dentro del alojamiento (52);
 - una conexión eléctrica (54, 56) presentada por el alojamiento (52) para comunicar eléctricamente la
 - 10 fuente de energía (64, 66) con un módulo PV (14a a 14n); en donde la corriente suministrada por la fuente de energía (64, 66) al módulo PV (14a a 14n) es menor que 10 mA; y
 - un dispositivo de aislamiento (60) configurado para aislar eléctricamente el módulo PV (14a a 14n) del resto de una cadena PV (12a a 12n) cuando la corriente es suministrada por la fuente de energía (64, 66) al módulo PV (14a a 14n), en donde el dispositivo de aislamiento (60) incluye un interruptor o un transistor de efecto de campo de semiconductor de óxido de metal ("MOSFET").
2. El sensor PV (50) según la reivindicación 1, en donde la conexión eléctrica (54, 56) incluye conductores o contactos, conectores enchufables, o una pluralidad de líneas eléctricas para conectarse al módulo PV (14a a 14n).
3. El sensor PV (50) según las reivindicaciones 1 o 2, que incluye un detector eléctrico (68) ubicado dentro del alojamiento (52), y en donde las líneas eléctricas (54, 56) en comunicación eléctrica con el detector eléctrico (68) se colocan en comunicación eléctrica con el módulo PV (14a a 14n) para medir al menos una resistencia de derivación (R_{sh}) dentro del módulo PV (14a a 14n).
4. El sensor PV (50) según la reivindicación 3, que incluye una unidad de procesamiento central ("CPU") (62) configurada para realizar un análisis de una salida del detector eléctrico (68), la salida indicativa de la al menos una resistencia de derivación (R_{sh}) dentro del módulo PV (14a a 14n), la CPU (62) que determina al menos uno de desarrollo de PID o una pérdida de energía porcentual del módulo PV (14a a 14n) a partir del análisis.
5. El sensor PV (50) según la reivindicación 4, en donde el análisis de la salida del detector eléctrico (68) por la CPU (62) asume una corriente de iluminación (I_L) proporcionado por el módulo PV (14a a 14n) es cero.
6. El sensor PV (50) según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que incluye una unidad de procesamiento central ("CPU") (62) configurada para hacer que el dispositivo de aislamiento aisle eléctricamente el módulo PV del resto de la cadena PV.
7. El sensor PV (50) de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde la CPU (62) se configura además para hacer que el dispositivo de aislamiento vuelva a colocar el módulo PV en línea después de que la corriente se suministra por la fuente de energía al módulo PV.
8. El sensor PV (50) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que incluye al menos uno de un cable (76) para comunicación alámbrica con un servidor central (100) o un dispositivo de comunicación inalámbrica (74) para comunicación inalámbrica con un servidor central (100).
9. El sensor PV (50) según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que se configura para interrogar automáticamente el módulo PV (14a a 14n) por la noche.
10. Un sensor fotovoltaico ("PV") (50) para la detección temprana de la degradación inducida potencial ("PID") según la reivindicación 1, que comprende además:
 - 50 un detector eléctrico (68) en comunicación eléctrica con la conexión eléctrica (54, 56); y
 - una unidad de procesamiento central ("CPU") (62) configurada para analizar una salida del detector (68) eléctrico y determinar, basándose en la salida, una pérdida de energía del módulo PV (14a a 14n) con respecto a una pérdida de energía umbral.
11. El sensor PV (50) según la reivindicación 10, en donde la pérdida de energía umbral es 1,0 %.
12. Un ensamblaje fotovoltaico ("PV") para la detección temprana de la degradación inducida potencial ("PID") que comprende:
 - 60 una cadena PV (12a a 12n) que incluye una pluralidad de módulos PV (14a a 14n);
 - un sensor (50) como se mencionó en la reivindicación 1 colocado y dispuesto para detectar un módulo PV (14n) ubicado en el extremo de voltaje negativo (12-) de la cadena PV (12a a 12n), el sensor (50) incluye
 - 65 un alojamiento (52),
 - una fuente de energía (64, 66) ubicada dentro del alojamiento (52), y

- 5 una conexión eléctrica (54, 56) presentada por el alojamiento (52) para comunicar eléctricamente la fuente de energía (64, 66) con el módulo PV (14n) ubicado en el extremo de voltaje negativo (12-) de la cadena PV (12a a 12n) para detectar al menos uno de desarrollo de PID en una pérdida de energía porcentual del módulo PV (14n).
- 10 13. El ensamblaje PV según la reivindicación 12, en donde la corriente suministrada por la fuente de energía (64, 66) al módulo PV (14n) ubicado en el extremo de voltaje negativo (12-) de la cadena PV (12a a 12n) es menor que 10 mA.
- 15 14. El ensamblaje PV según las reivindicaciones 12 o 13, en donde el módulo PV (14n) ubicado en el extremo de voltaje negativo (12-) de la cadena PV (12a a 12n) incluye una pluralidad de celdas PV (20a a 20n) que tienen resistencias de derivación (R_{sh}) en la conexión eléctrica en serie (54, 56) con la fuente de energía (64, 66).
- 20 15. El ensamblaje PV según cualquiera de las reivindicaciones 12 a 14, que incluye una unidad de procesamiento central ("CPU") configurada para hacer que un interruptor aisle eléctricamente el módulo PV del resto de la cadena PV (12a a 12n).
- 25 16. El ensamblaje PV según cualquiera de las reivindicaciones 12 a 15, en donde la cadena PV (12a a 12n) es una primera cadena PV y el sensor (50) es un primer sensor (50), que incluye una segunda cadena PV (12a a 12n) que incluye una pluralidad de módulos PV (14a a 14n), un segundo sensor (50) posicionado y dispuesto para detectar un módulo PV (14n) ubicado en el extremo de voltaje negativo (12-) de la segunda cadena PV (12a a 12n), y un servidor central (100), el primer y segundo sensores (50) configurados para comunicar alámbrica o inalámbricamente resultados de interrogación de cadenas PV al servidor central (100).
- 30 17. Un sistema fotovoltaico ("PV") (10) para la detección temprana de la degradación inducida potencial ("PID") que comprende:
 un sensor (50) como se mencionó en la reivindicación 1 para detectar al menos uno de un desarrollo de PID en o una pérdida porcentual del módulo PV (14a a 14n); y que comprende además un servidor central (100) en comunicación de datos con el sensor (50), en donde el servidor central (100) se configura para permitir que una pantalla de visualización (110) se llene según los datos emitidos desde el sensor (50).
- 35 18. El sistema PV (10) según la reivindicación 17, que incluye una pluralidad de sensores PV (50) en comunicación de datos con el servidor central (100), en donde el servidor central (100) se configura para llenar al menos una pantalla de visualización (110) según los datos emitidos desde la pluralidad de sensores (50).
- 40 19. El sistema PV (10) según las reivindicaciones 17 o 18, en donde el servidor central (100) se configura para producir al menos una tendencia o determinar al menos un patrón usando una resistencia de derivación detectada (R_{sh}) del módulo PV (14a a 14n).
- 45 20. El sistema PV (10) según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 19, en donde la pantalla de visualización (110) se configura para mostrar al menos una de una (i) resistencia de derivación (R_{sh}) o un indicador de pérdida de energía del módulo PV o (ii) un tiempo restante hasta una resistencia de derivación (R_{sh}) o un indicador de umbral de pérdida de energía del módulo PV.
- 50 21. El sistema PV (10) según cualquiera de las reivindicaciones 17 a 20, en donde la pantalla de visualización (110) incluye un icono seleccionable que representa el módulo PV (14a a 14n), la pantalla de visualización (110) que muestra información adicional sobre el módulo PV (14a a 14n) cuando se selecciona el icono seleccionable.

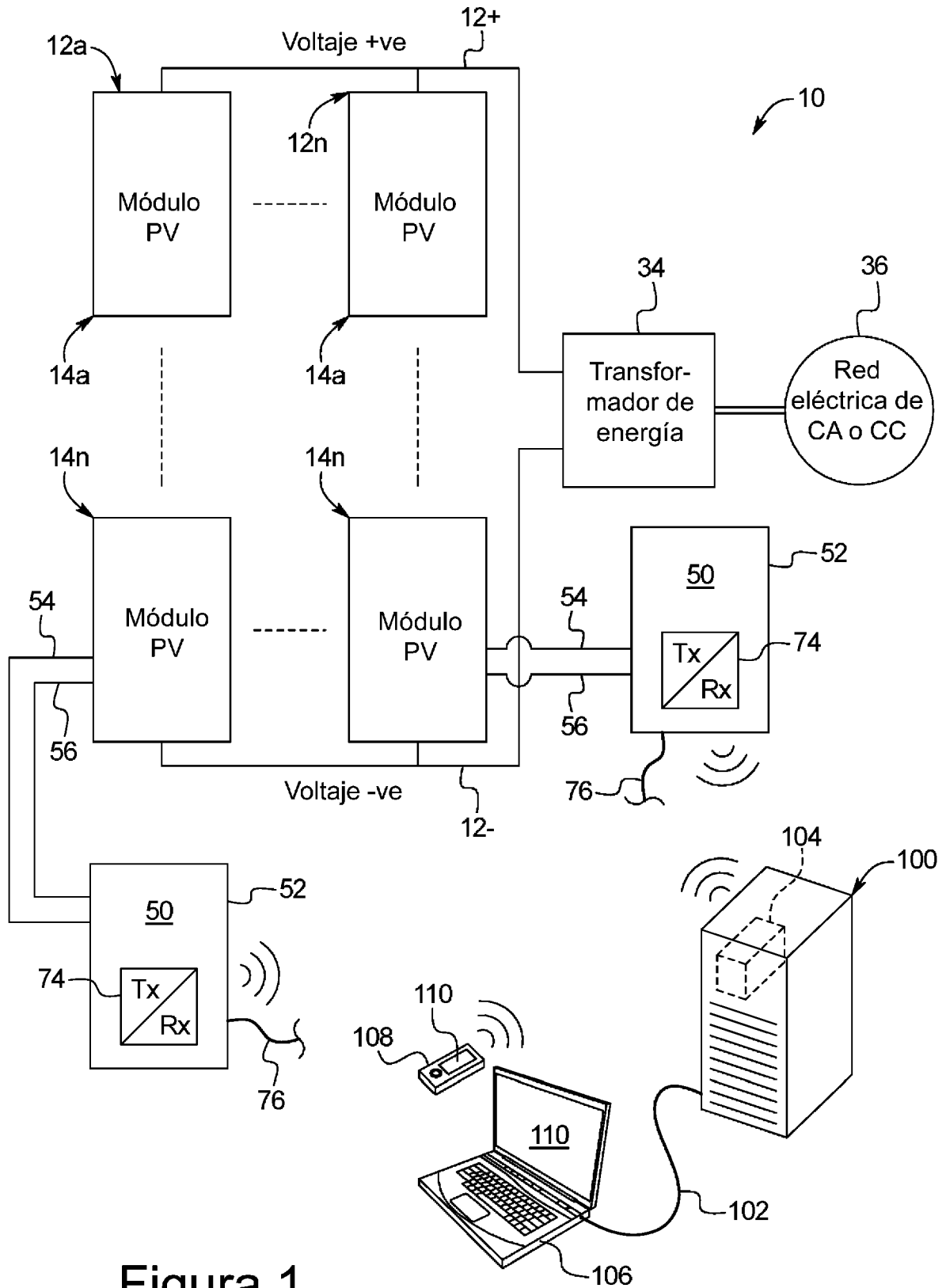


Figura 1

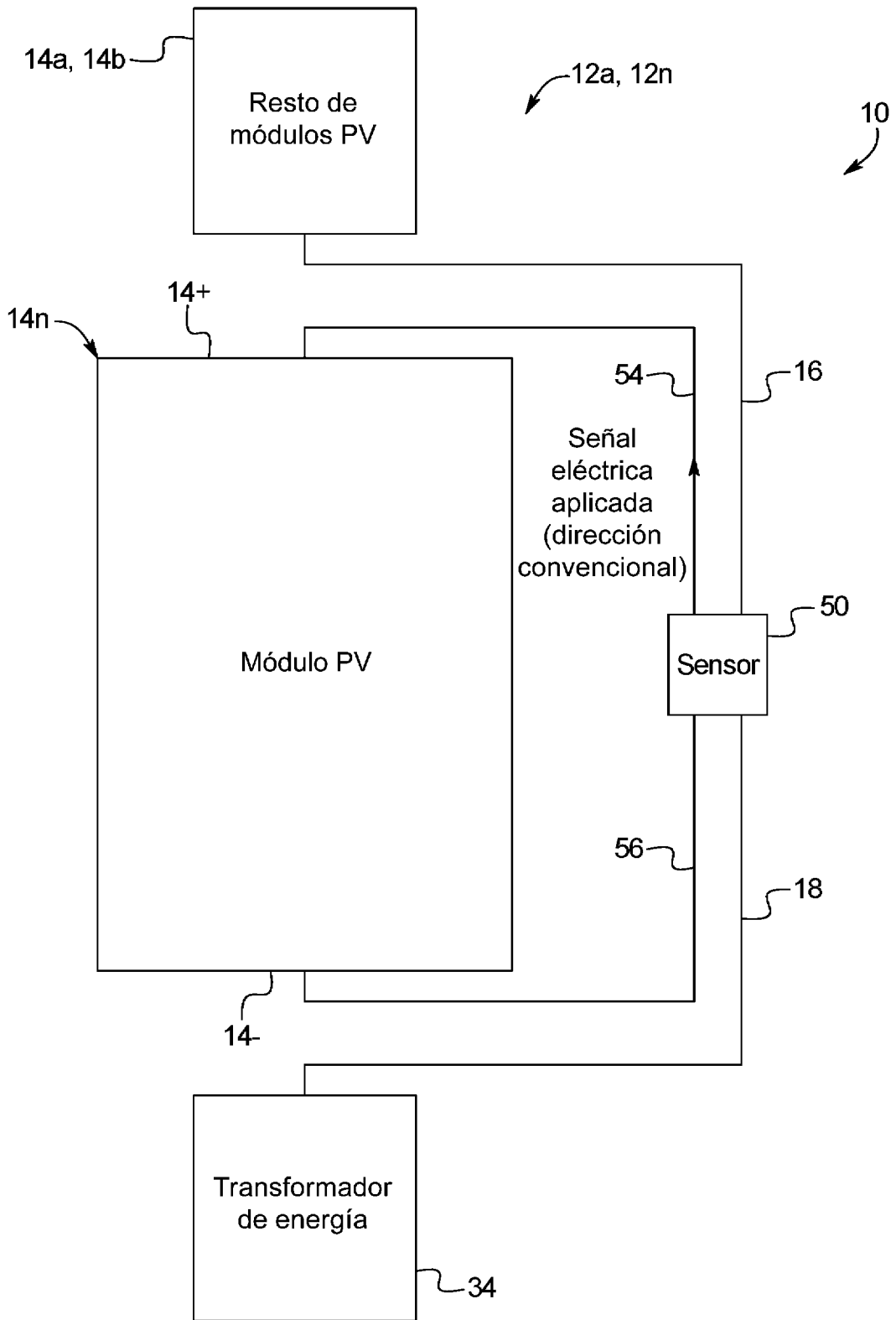


Figura 2

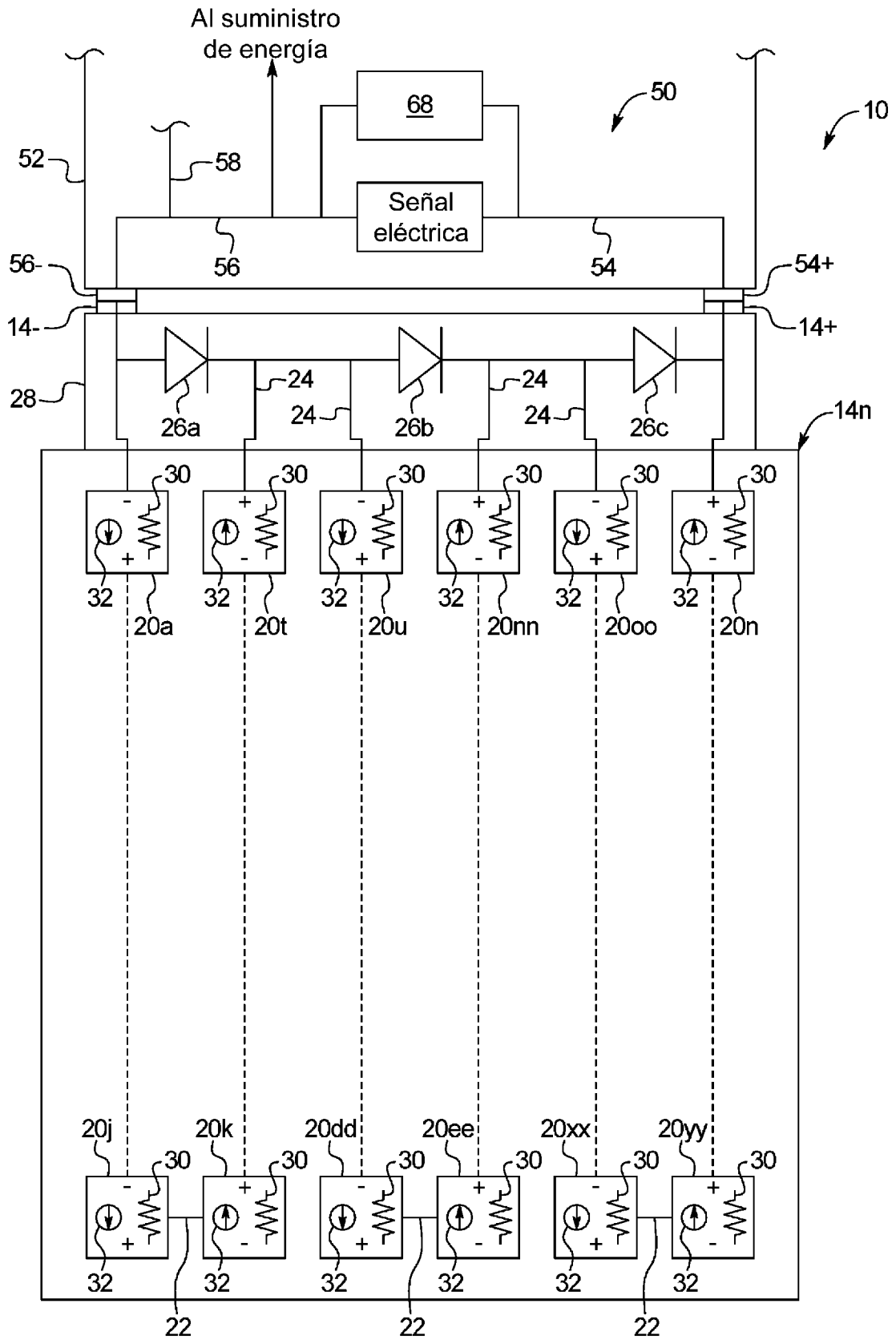


Figura 3

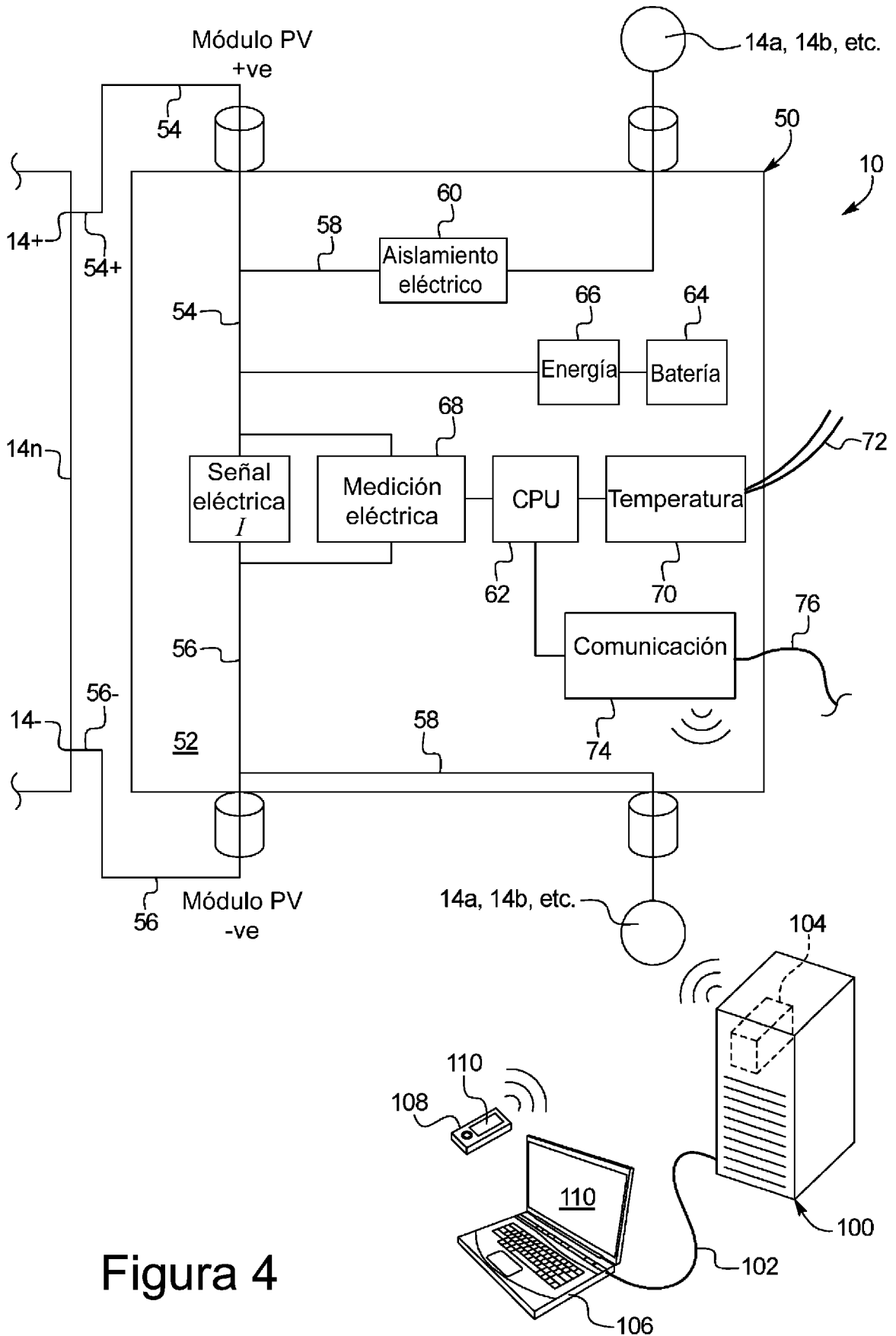


Figura 4

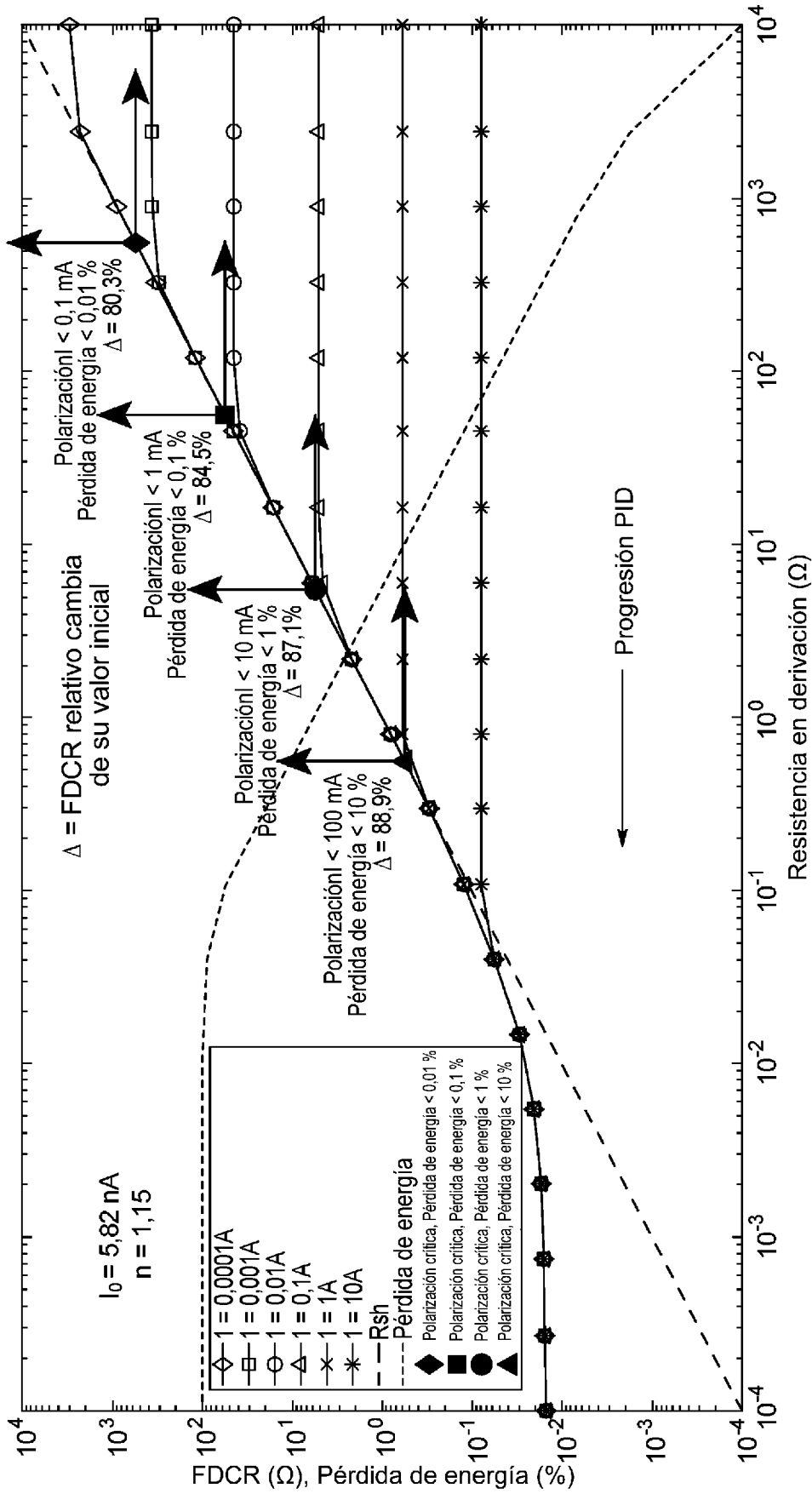


Figura 5

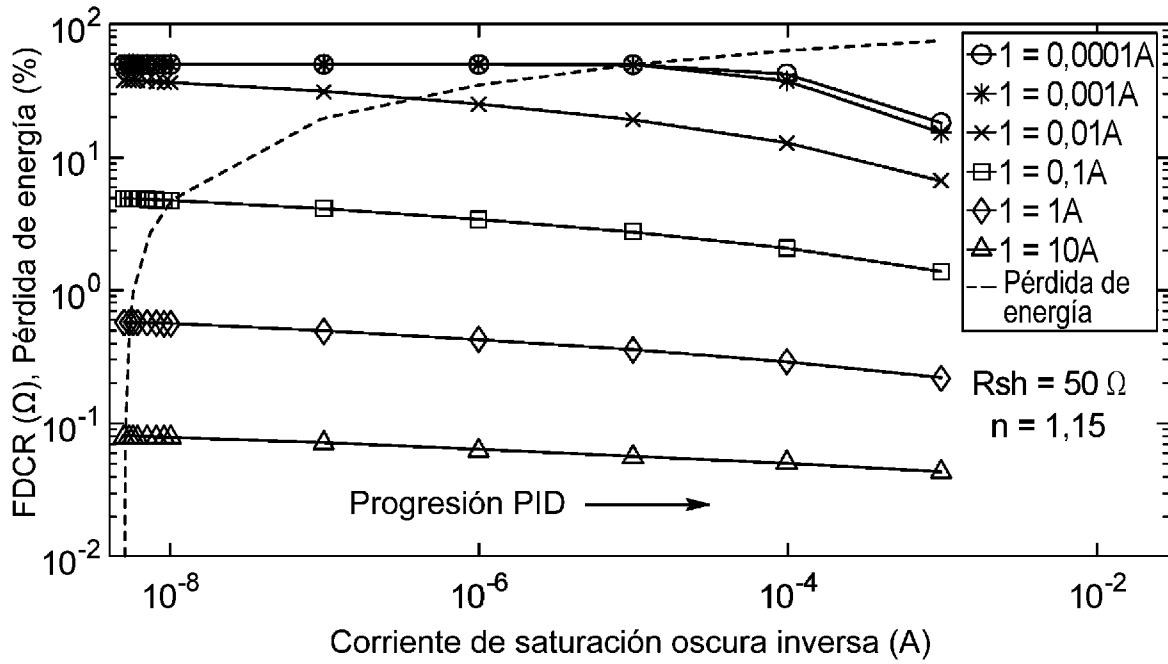


Figura 6

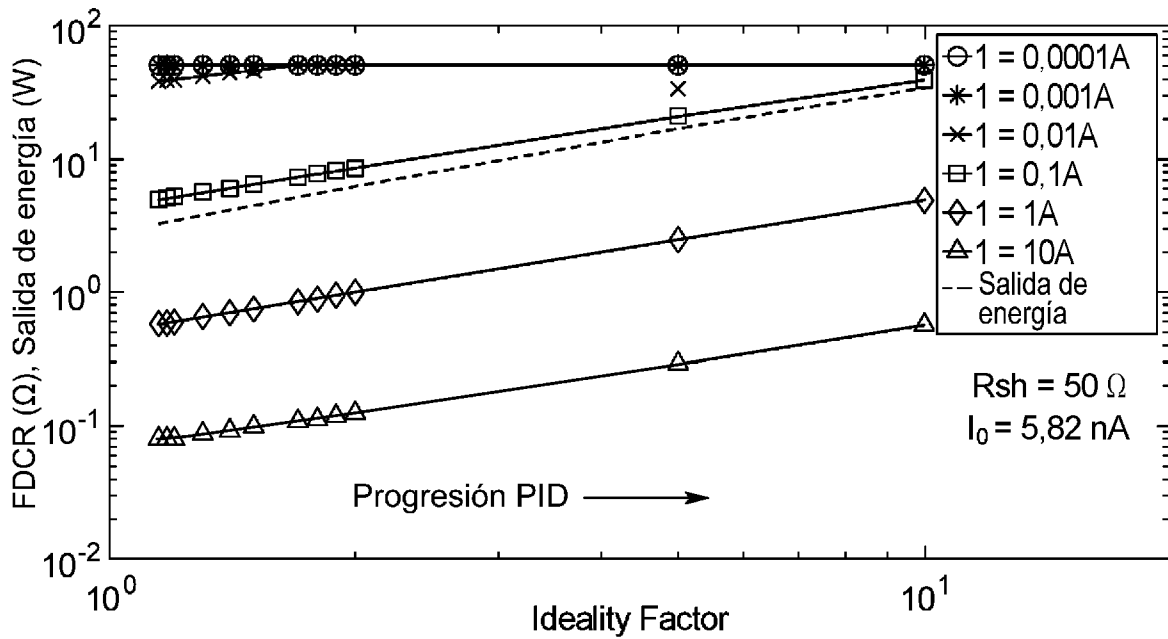


Figura 7

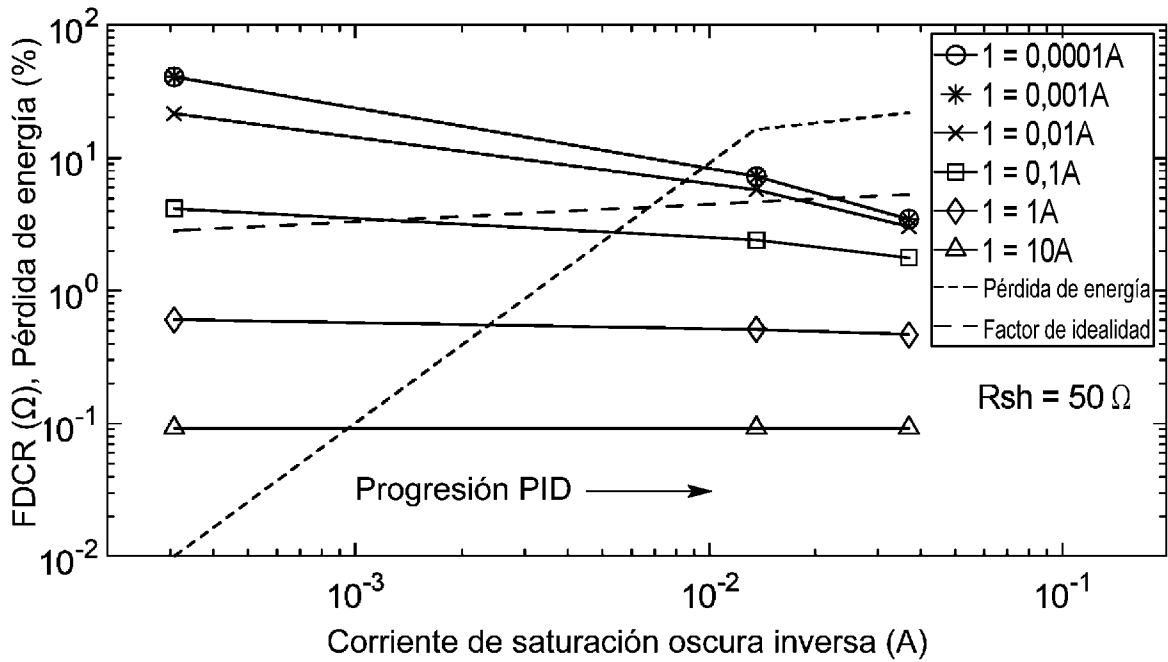


Figura 8

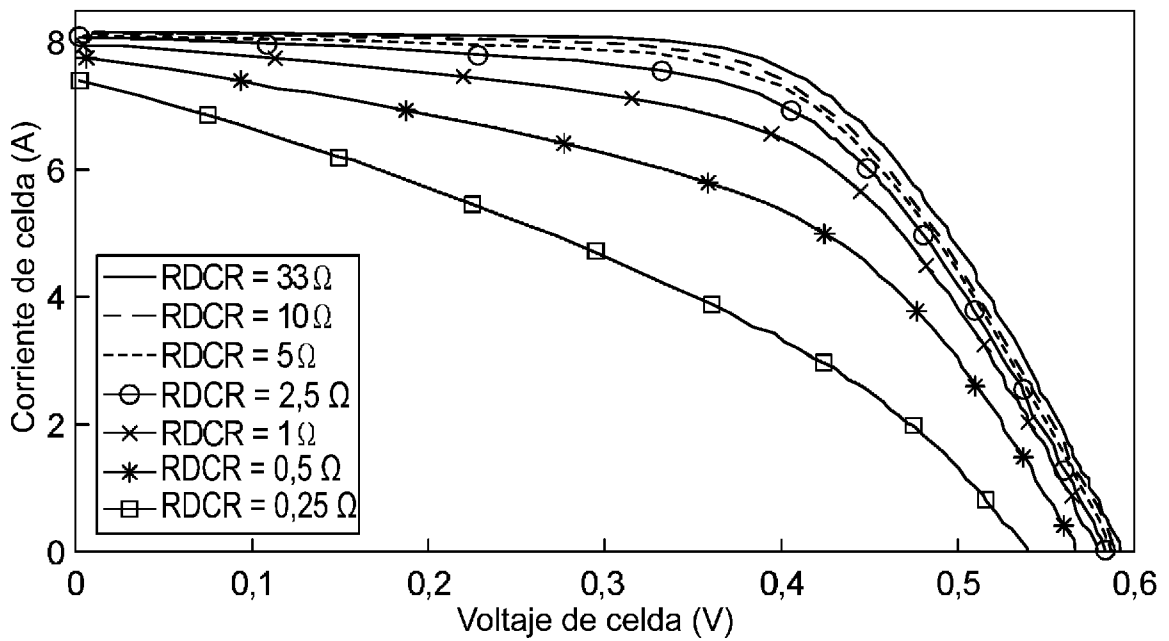


Figura 10

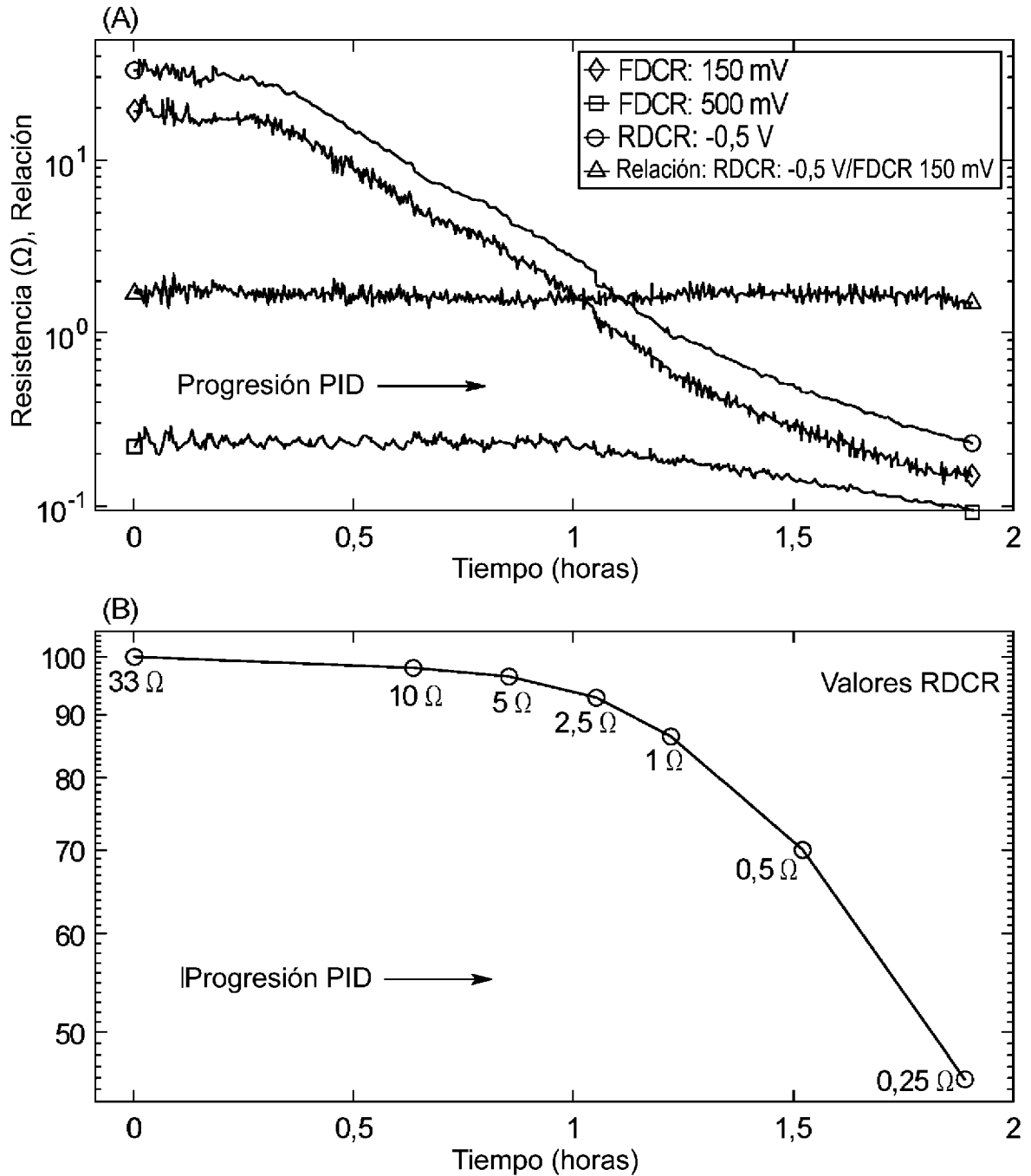


Figura 9

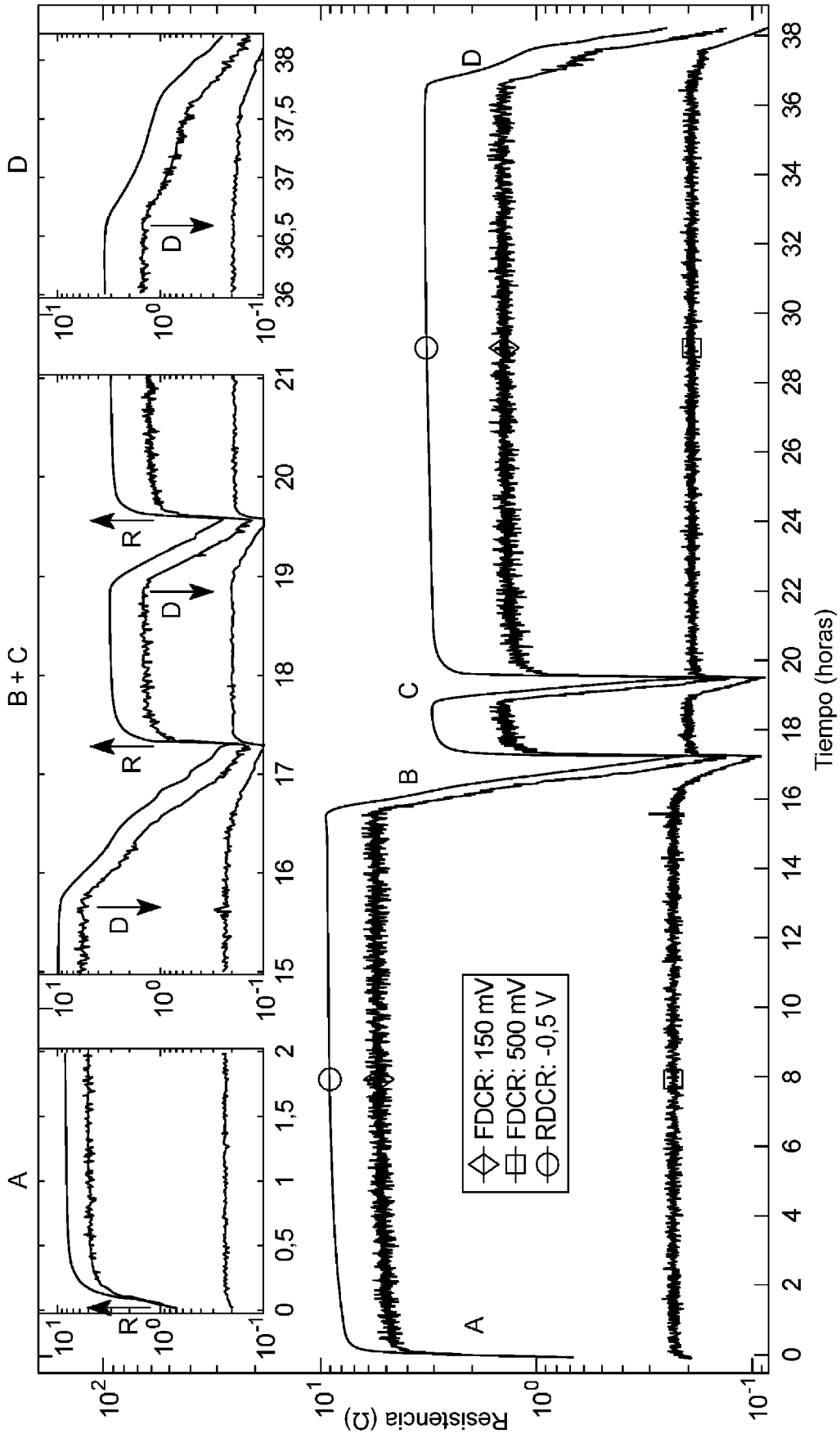


Figura 11

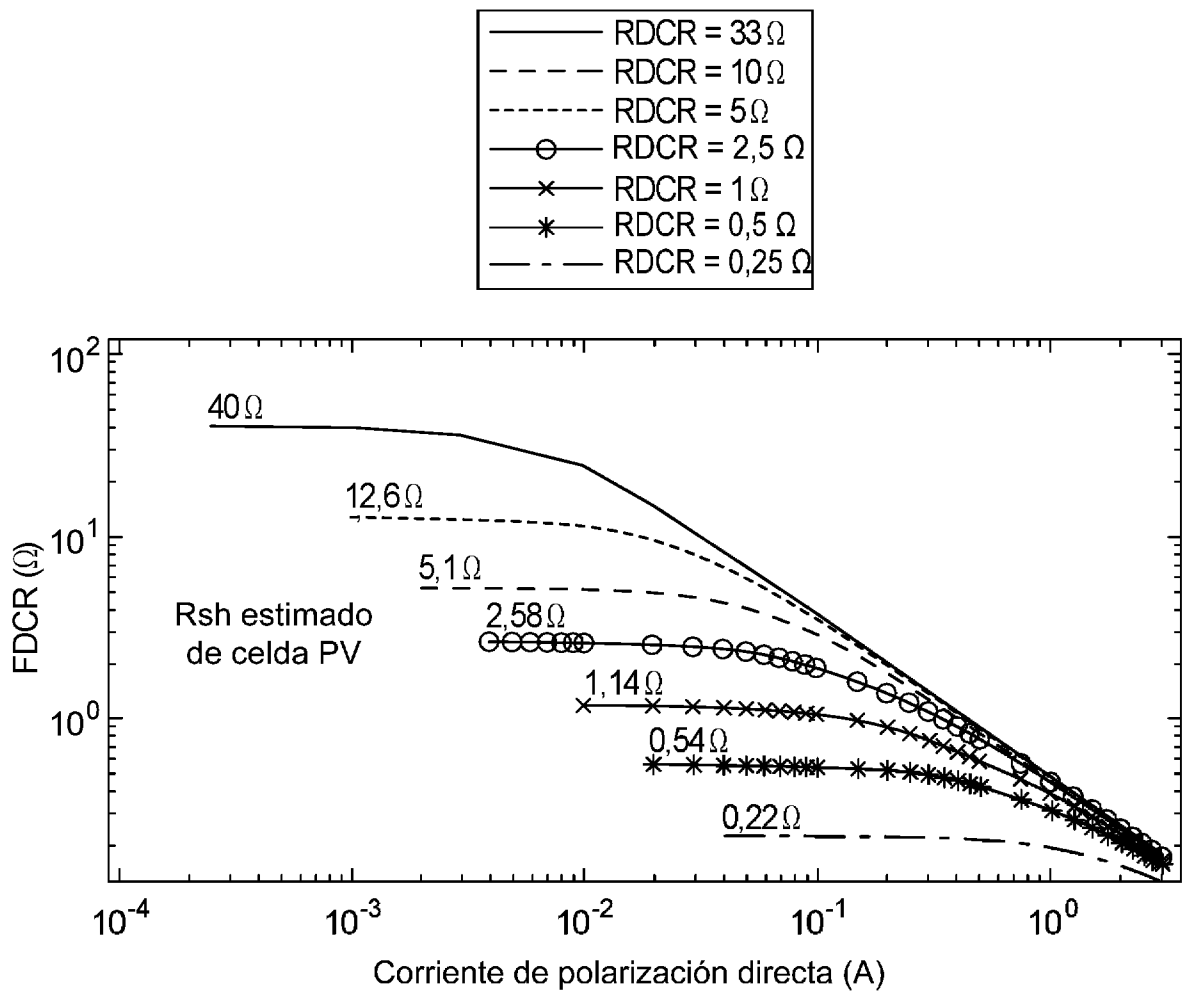


Figura 12

110

<u>Cadena</u>	<u>Ubicación</u>	<u>% de pérdida</u>	<u>Días hasta el umbral</u>
#1	Lakeshore 1	0	N/A
#2	Lakeshore 2	0,3	7
#3	Oceanview 1	0,4	6
#4	Oceanview 2	0	N/A
#5	Oceanview 3	0	N/A
#6	Paradise Hills 1	0,8	2
#7	Sunset 1	0,5	5
#8	Sunset 2	0	N/A

Figura 13