

Protección contra fallos de arco en sistemas fotovoltaicos

© Fronius International GmbH

Versión 1.0 05/2023

Unidad de Negocio Energía Solar

Fronius se reserva todos los derechos, en particular los derechos de reproducción, distribución y traducción.

Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta obra sin el consentimiento por escrito de Fronius. No debe guardarse, editarse, reproducirse ni distribuirse mediante ningún sistema eléctrico o electrónico.

Por la presente se le recuerda que la información publicada en este documento, a pesar de haber sido elaborada con el máximo cuidado, está sujeta a cambios y que ni el autor ni Fronius pueden aceptar responsabilidad legal alguna.

Índice

1	Introducción	5
2	Arcos voltaicos en sistemas fotovoltaicos.....	7
3	Detección e interrupción de arcos de CC en sistemas fotovoltaicos.....	9
4	Normas para la protección FV contra fallos de arco	12
5	Fronius Arc Guard	13
6	Mayor seguridad sin compromisos con Arc Guard.....	14
7	Referencias	15

1 Introducción

Hoy en día, los sistemas fotovoltaicos son muy seguros. Características como la RCMU (unidad de monitorización de corriente residual), el seccionador de Corriente Continua (CC) y la monitorización del aislamiento han contribuido a alcanzar un nivel de seguridad muy alto. Sin embargo, la seguridad contra incendios de los sistemas fotovoltaicos sigue siendo un tema muy debatido en la industria solar fotovoltaica.

Al hablar de este tema, hay que hacer una distinción fundamental entre:

- el **riesgo de incendio** (probabilidad de que se produzca un incendio), y
- el **riesgo para el personal de emergencia** (probabilidad de que un bombero resulte herido durante un incendio).

El **segundo riesgo** está estrictamente relacionado y es **consecuencia del primero**, es decir: el riesgo para el personal de rescate sólo existe cuando ya se ha producido un incendio. Por eso, al reducir el riesgo de incendio, se reduce automáticamente el riesgo para el personal de socorro.

En Alemania, uno de los mayores mercados fotovoltaicos con más de 2 millones de sistemas fotovoltaicos instalados, en los últimos 20 años se han producido incendios en el 0,006% de todas las instalaciones. [1]. Esto significa que, estadísticamente, **el 99,994% de** las instalaciones fotovoltaicas **no provocan incendios**. En el mercado británico se registraron cifras similares [2].

Por lo tanto, siempre que hablemos de seguridad contra incendios en sistemas fotovoltaicos, debemos tener en cuenta que estamos hablando del 0,006% de sistemas fotovoltaicos que estadísticamente están "en riesgo". Es decir 1 de cada 17.000 instalaciones.

Para reducir aún más el riesgo de incendio y disminuir el número de sistemas afectados, se pueden considerar **medidas de seguridad adicionales**, entre las que se incluyen:

- medidas de instalación (por ejemplo, garantizar una ventilación adecuada, evitar la acumulación de materiales inflamables e instalar correctamente los conductores y conectores. [3]), o
- medidas basadas en equipos técnicos, como dispositivos de protección contra fallos a tierra y fallos de arco.

Sin embargo, dado que el porcentaje de sistemas estadísticamente seguros es muy elevado, hay que tener cuidado a la hora de seleccionar medidas adicionales, para asegurar que no repercutan negativamente en otros aspectos de la seguridad. La **protección contra fallos de arco** es un buen ejemplo de una medida de seguridad que **reduce** eficazmente **el riesgo de incendio sin comprometer otros aspectos de la seguridad**.

2 Arcos electricos en sistemas fotovoltaicos

En el 0,006% de los sistemas que corren el riesgo de provocar un incendio, la causa principal se atribuye a arcos eléctricos en el lado de CC de un sistema fotovoltaico.

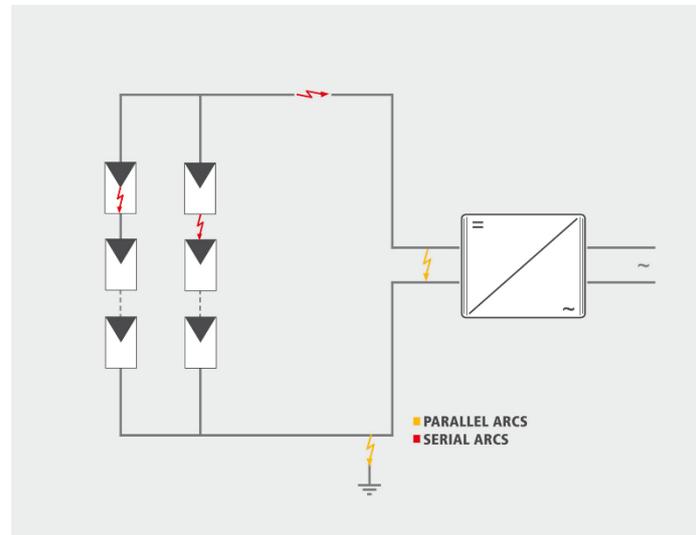


Figura 1: Arcos en serie y en paralelo en sistemas fotovoltaicos

Existen 2 tipos de arcos de CC (Figura 1):

1. **Arcos paralelos:** pueden producirse como consecuencia del aislamiento dañado de un cable, lo que puede dar lugar a un cortocircuito entre CC+ y CC-, o de CC+/CC- a tierra. Sin embargo, los arcos paralelos son muy poco probables, especialmente en los sistemas FV sin conexión a tierra utilizados en Europa: para que se produzca un arco paralelo entre 2 cables de CC, el aislamiento tendría que dañarse en el mismo punto y al mismo tiempo, mientras que en el caso de un cortocircuito doble a tierra, el monitor de aislamiento integrado en el inversor detectaría el primer cortocircuito a tierra.
2. **Arcos en serie:** están relacionados con los **puntos de conexión** (por ejemplo, en las cajas de conexiones de los módulos, los conectores de CC, las cajas combinadoras, los terminales de los interruptores de CC y los inversores, etc.), y pueden formarse cuando hay una conexión deficiente o deteriorada, que acaba interrumpiéndose. Esto puede deberse a diversos factores, como el envejecimiento o la intemperie prolongada de los contactos y las conexiones, daños mecánicos en los conectores, mantenimiento deficiente, terminales de tornillo insuficientemente ajustadas y mala instalación de los conectores de CC (por ejemplo, inserción incorrecta, prensado deficiente o desajuste). En estas situaciones, el área de contacto de la

conexión se reduce y se genera una mayor resistencia de contacto. Esto provoca un aumento de la temperatura en la conexión, lo que a su vez acelera aún más el proceso de deterioro (Figura 2). Finalmente, se interrumpirá la continuidad del conductor y se formará un entrehierro muy pequeño. Si el campo eléctrico es lo suficientemente intenso ($> 3\text{kV/mm}$ [4]), el aire se ionizará y producirá un plasma conductor (lo que definimos como un arco), permitiendo que la corriente fluya a través del entrehierro.

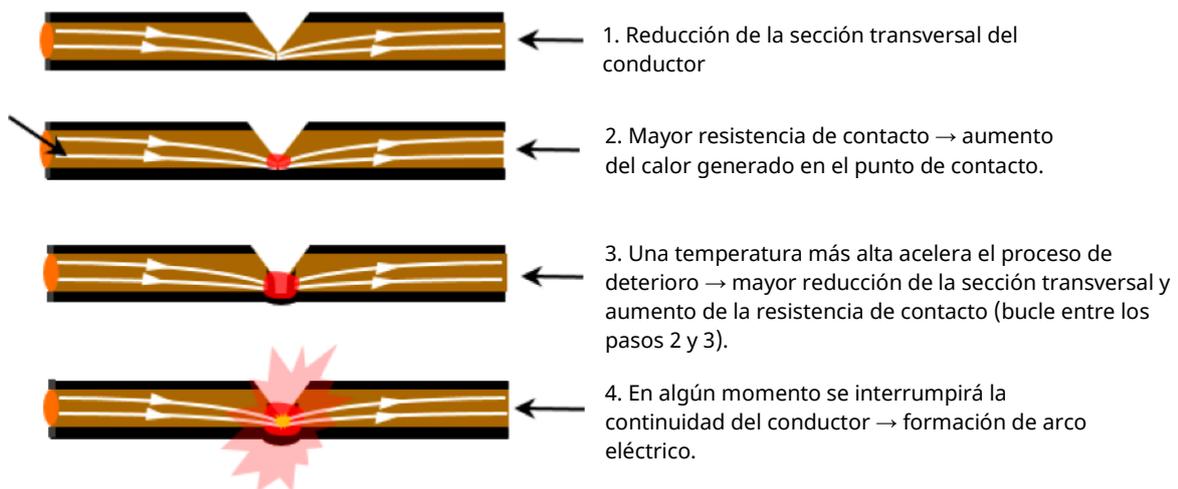


Figura 2: Proceso de formación del arco en el interior de un conductor [12]

Un arco eléctrico encendido puede alcanzar temperaturas superiores a 10.000 K [5] (que puede inflamar material combustible cercano e iniciar un incendio), y emite luz visible y ultravioleta.

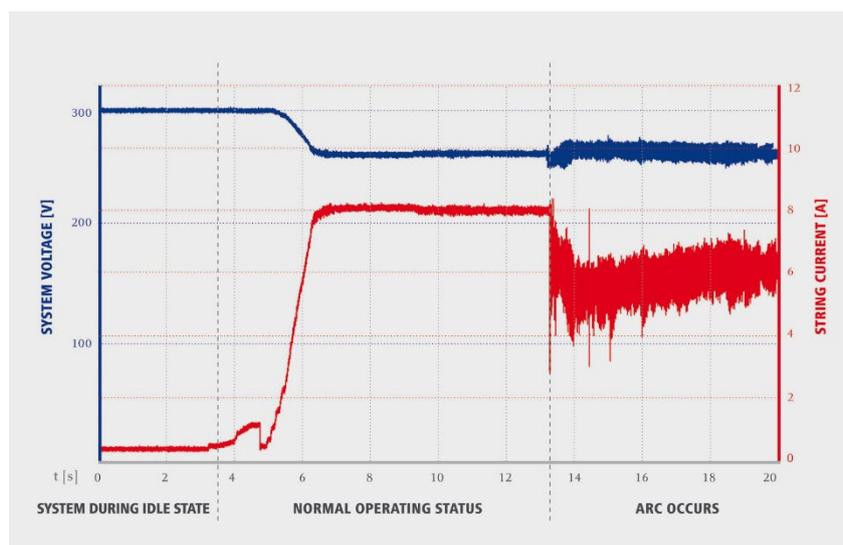
El primer nivel de protección contra los arcos eléctricos que debe observarse siempre es **reducir al mínimo el número de puntos de conexión** para minimizar el riesgo de que se produzcan arcos voltaicos. Esto puede considerarse una medida de protección "pasiva", ya que es una medida inicial a la forma en que se diseña e instala el sistema. [6]. Sólo cuando se ha observado esta medida de minimización del riesgo, tiene sentido aplicar medidas adicionales y "activas" de mitigación del riesgo.

3 Detección e interrupción de arcos de CC en sistemas fotovoltaicos

En lo que respecta a la causa principal de los incendios, entre el número (relativamente bajo) de incendios fotovoltaicos, los arcos en serie tienen una proporción mucho mayor que los arcos en paralelo, debido al gran número de puntos de contacto en el lado de CC de los sistemas fotovoltaicos. Por lo tanto, la tecnología y las normas para la detección de fallos de arco se han centrado en los arcos en serie. Además, los detectores de arcos de CA no pueden utilizarse para detectar arcos de CC, debido a sus características diferentes (para las corrientes de CC no hay cruce por cero), por lo que se necesita una tecnología específica para detectar arcos de CC.

En la última década se han desarrollado diversas técnicas para detectar e interrumpir arcos eléctricos en sistemas fotovoltaicos [7, 8, 9], pero la detección espectral de arcos es la tecnología más madura y ampliamente adoptada en el sector. Se basa en el análisis de las señales de tensión y corriente provocadas por el arco en el rango de la frecuencia.

Cuando se produce un arco en serie, las señales de tensión y corriente del sistema fotovoltaico se ven afectadas significativamente (Figura 3). Durante el funcionamiento normal, la componente de CA de las señales en el dominio temporal es muy pequeña. Cuando se produce un arco, las señales son muy inestables, con picos y altas tasas de cambio. La señal puede convertirse y analizarse en el dominio de la frecuencia mediante una FFT (transformada rápida de Fourier). Aquí, el ruido generado por el arco puede apreciarse debido a una mayor amplitud de los componentes de frecuencia, que aumentan el "ruido de fondo" global del sistema, en comparación con las condiciones normales sin arco (Figura 4).



Las técnicas básicas de detección comparan los valores medidos de la señal de corriente y tensión con valores umbral definidos, para determinar si el sistema se encuentra en una condición de arco o sin arco.

Sin embargo, determinar cuándo el sistema está experimentando un arco no es sencillo y presenta varios retos [7, 9] por ejemplo:

- el propio inversor crea picos de ruido a determinadas frecuencias (dependiendo del inversor) que pueden solaparse con la firma del arco, como puede verse en la figura 4.
- la frecuencia de conmutación de otros dispositivos electrónicos alimentados, incluidos los reguladores de carga y los convertidores CC/CC, así como la presencia de otros dispositivos electrónicos (dentro o cerca del campo fotovoltaico) pueden introducir ruido adicional.
- Los cables fotovoltaicos largos pueden comportarse como antenas, añadiendo ruido en la banda de frecuencias comprendida entre 100 kHz y 500 MHz. Los cables fotovoltaicos también pueden actuar como un filtro de paso bajo, debido a su componente inductivo, atenuando así el ruido de arco a altas frecuencias y dificultando la detección de un arco.
- para frecuencias inferiores a 1 kHz, los escalones y variaciones de corriente, causados por ejemplo por la desconexión del inversor, los ajustes de potencia o las condiciones ambientales, incluidas las nubes que se mueven rápidamente o las vibraciones causadas por el viento, pueden hacer que la señal de corriente se parezca a un arco.

Todas estas fuentes de interferencia pueden crear **2 tipos de problemas** para el detector de fallos de arco:

- el ruido adicional puede confundirse con la señal del arco ("**enmascaramiento**"), y el arco puede persistir sin ser detectado, o bien
- el ruido adicional puede interpretarse como un arco real ("**ruido o disparo falso**"), y el inversor puede dispararse, aunque no se esté produciendo ningún arco real, interrumpiendo así la generación de energía.

El problema del enmascaramiento está relacionado con la seguridad, mientras que los falsos disparos están más relacionados con el rendimiento y el coste, debido al tiempo de inactividad no deseado del sistema. Un detector de arcos adecuado y robusto debe ser capaz de gestionar estos retos y detectar los arcos con gran fiabilidad y precisión, minimizando al mismo tiempo el riesgo de falsos disparos. [10].

Figura 3: Señal de tensión y corriente en un sistema fotovoltaico en el dominio temporal, antes y durante un arco

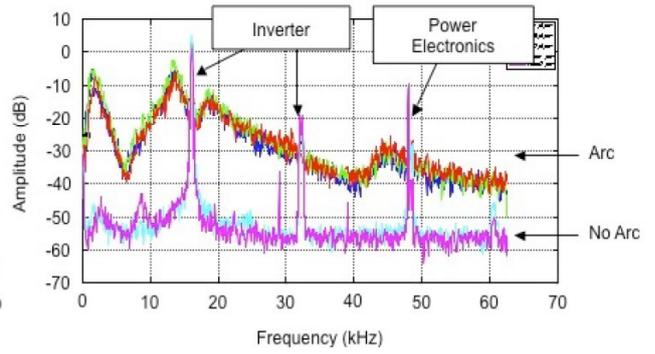
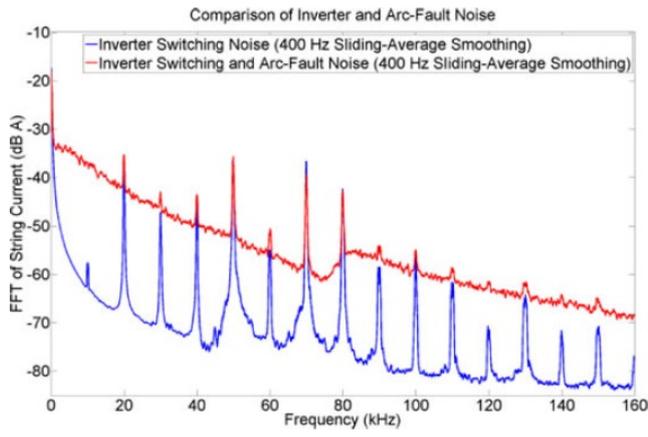


Figura 4: Ejemplos de espectro de frecuencias con (curvas rojas) y sin (curvas azules/moradas) un arco [8, 10]

4 Normas de protección fotovoltaica contra fallos de arco

La primera normalización se produjo en 2011 en EE.UU. con la **norma UL1699B**, que introdujo por primera vez el nombre "AFCI" (Arc-Fault Circuit Interrupter) por el que se conoce comúnmente esta tecnología. A nivel internacional, también existe una norma IEC (**IEC 63027**), que utiliza una terminología algo diferente: un "AFD" (Arc-Fault Detector) es el dispositivo que monitoriza las señales de CA en el cableado de CC y detecta arcos, mientras que un "AFI" (Arc-Fault Interrupter) es el dispositivo que corta realmente el circuito, tras recibir la orden del AFD al detectar un arco. La combinación de AFD y AFI forma lo que se conoce como "**AFPE**" (**Arc-Fault Protection Equipment**). Puede ser un dispositivo independiente o estar integrado en el inversor.

La norma IEC 63027 exige probar el AFPE en diferentes condiciones de arco, incluidas diferentes corrientes de arco, tensión de circuito abierto y tensión mpp, diferentes separaciones de arco y velocidades de separación de los electrodos del generador de arco. El arco debe detectarse en un plazo de 2,5 segundos, o antes de que la energía del arco supere los 750 J, lo que ocurra primero (Figura 5).

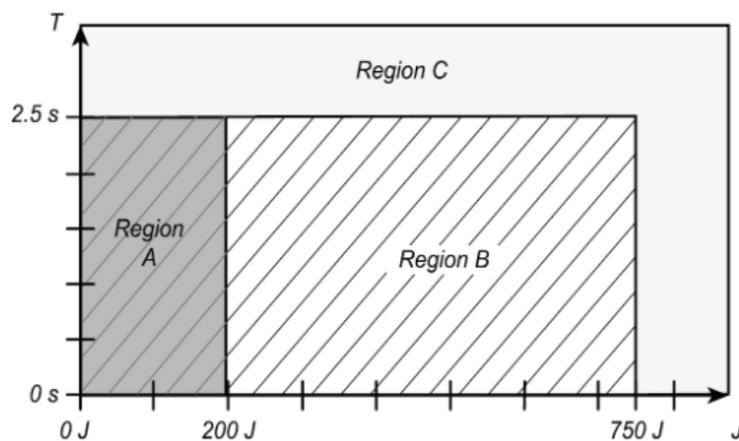


Figura 5: Ilustración de la norma UL1699B de los requisitos de tiempo y energía, también establecidos por la norma IEC 63027, para la detección de fallos de arco, [11]

5 Fronius Arc Guard

El concepto de seguridad de Fronius se centra en 2 niveles:

- El primer y fundamental nivel es la minimización del riesgo (pasivo): el riesgo de arcos de CC debe reducirse en la medida de lo posible mediante un diseño, una instalación y un mantenimiento adecuados del sistema. Las mejores prácticas incluyen **reducir al mínimo el número de puntos de conexión**, garantizar que todas las conexiones se realicen correctamente, así como proporcionar una garantía de calidad mediante la formación de los instaladores, el mantenimiento periódico y las inspecciones. Estas medidas reducirán el número de posibles fallos de arco que surjan y requieran atención.
- El segundo nivel es la extinción real de los arcos (activa): una vez que el número de posibles fallos de arco se ha reducido al mínimo, la seguridad del sistema fotovoltaico puede mejorarse aún más con un AFPE.

Para proporcionar este segundo nivel de protección, Fronius ha desarrollado una tecnología de detección e interrupción de arcos, el Fronius Arc Guard.

En el desarrollo de esta tecnología, Fronius ha aprovechado los amplios conocimientos y la larga experiencia en soldadura con arco de su división Perfect Welding. El resultado fue una tecnología robusta basada en el clásico detector de arco espectral FFT y desarrollada con técnicas avanzadas de reconocimiento de patrones. El Arc Guard también hace uso de un algoritmo de detección de arco entrenado que es mejorado regularmente por el departamento de I+D de Fronius, con el fin de aumentar constantemente la precisión de la detección a lo largo del tiempo.

6 Mayor seguridad sin compromisos con Arc Guard

Los sistemas fotovoltaicos ya son muy seguros. Estadísticamente, más del 99,994% de los sistemas instalados no se verán afectados por un incendio, por lo que el número de "instalaciones seguras" ya es extremadamente alto. Esto significa que cualquier intento de aumentar este porcentaje aún más podría resultar en un aumento relativamente pequeño (por ejemplo, 0,001%). Por lo tanto, **cualquier medida de seguridad adicional debe evaluarse cuidadosamente**, asegurándose de que el beneficio (pequeño) no conlleva ningún efecto secundario que haga cuestionable el uso de dicha medida.

Un ejemplo es el uso de electrónica de potencia a nivel de módulo. Se supone que su función de desconexión aumenta la seguridad de los bomberos, pero el despliegue de estas cajas electrónicas bajo cada módulo fotovoltaico introduce un elevado número de conectores de CC en el campo fotovoltaico (aunque en primer lugar deberían reducirse al mínimo, como protección fundamental de primer nivel). De hecho, aumenta el riesgo de arcos eléctricos, así como el riesgo de incendio, como señala el informe técnico IEC TR 63226, que proporciona directrices para reducir el riesgo de incendio en los sistemas fotovoltaicos de los edificios. [3].

Por otro lado, la **seguridad adicional que proporciona** el Arc Guard se consigue utilizando software y hardware **integrados** en el inversor, por lo que no se necesitan dispositivos o cajas externas adicionales, **ni se introducen puntos de conexión adicionales** en el sistema. También significa que no hay que realizar ningún esfuerzo adicional durante la instalación.

Además, como AFPE, el Arc Guard se basa en el principio de precaución, es decir: detecta y **extingue los arcos antes de que puedan provocar un incendio**. Cuando el Arc Guard reconoce un "estado de arco", las etapas de potencia del inversor interrumpen la transmisión de potencia y detienen la inyección de potencia a la red. De este modo, se interrumpe el flujo de corriente y se extingue el arco.

Como **Arc Guard reduce aún más la probabilidad de que se produzca un incendio**, también es la mejor protección para el personal de emergencias, ya que **sin fuego no hay riesgo para los bomberos**.

7 Referencias

- [1] Fraunhofer ISE "Recent Facts about Photovoltaics in Germany", Fraunhofer ISE, División Módulos Fotovoltaicos, Sistemas y Fiabilidad, Friburgo, 2021.
- [2] BRE National Solar Centre, "Fire and Solar PV Systems - Investigations and Evidence", 2017.
- [3] IEC TR 63226, "Gestión del riesgo de incendio relacionado con los sistemas fotovoltaicos (FV) en edificios", 2021.
- [4] Shibo Lu, et al., "Study on DC Series Arc Fault in Photovoltaic Systems for Condition Monitoring Purpose", en *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2017.
- [5] TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, "Assessment of the fire risk in PV-arrays and development of security concepts for risk minimization", Colonia, 2015.
- [6] L. E. Norum y F. Schimpf, "Recognition of electric arcing in the DC-wiring of photovoltaic systems", en *INTELEC 2009 - 31st International Telecommunications Energy Conference*, 2009.
- [7] Shibo Lu, et al., "A comprehensive review on DC arc faults and their diagnosis methods", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, pp. 88-89, 2018.
- [8] M. K. Alam, et al., "A Comprehensive Review of Catastrophic Faults in PV Arrays: Types, Detection, and Mitigation Techniques", *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, vol. 5, no. 3, pp. 982-997, 2015.
- [9] G. Artale, et al., "DC series arc faults in PV systems. Detection methods and experimental characterization", en *22nd International Workshop on ADC and DAC Modelling and Testing*, 2020.
- [10] NREL, Laboratorio Nacional de Energías Renovables, "Low Cost Arc Fault Detection and Protection for PV Systems", 2013.
- [11] UL 1699B: 2018, "Norma para la protección de circuitos fotovoltaicos (FV) de CC contra fallos de arco".
- [12] K. Yang, et al., "A Novel Arc Fault Detector for Early Detection of Electrical Fires", *Sensors*, vol. 16, no. 4, p. 500, 2016.