

ANEXO "Protocolo para la verificación de la calidad y la confiabilidad de la medición y el reporte al CND de las variables meteorológicas asociadas a las plantas solares fotovoltaicas en el SDL con potencia nominal o capacidad máxima declarada igual o mayor a 5 MW"

SURER



Revisión	Fecha	Descripción
0	2022-01-03	Presentación Primer borrador
1	2022-01-20	Presentación Primer borrador
2	2022-02-14	Recomendación acuerdo

Protocolo para la verificación de la calidad y la confiabilidad de la medición y el reporte al CND de las variables meteorológicas asociadas a las plantas solares fotovoltaicas en el SDL con potencia nominal o capacidad máxima declarada igual o mayor a 5 MW



1. INTRODUCCIÓN	3
2. OBJETIVO	3
3. ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	3
4. GLOSARIO.....	3
5. REFERENCIAS NORMATIVAS.....	4
6. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO DE VARIABLES METEOROLÓGICAS	4
7. VARIABLES METEOROLÓGICAS.....	5
8. PROCEDIMIENTO DE INSTRUMENTACIÓN	5
8.1 SELECCIÓN DE SENSORES	6
9. PROCEDIMIENTOS MONITOREO Y REPORTE DE INFORMACIÓN METEOROLÓGICA.....	8
APÉNDICE A PARÁMETROS MEDIDOS E INSTRUMENTACIÓN	12
APÉNDICE B MONITOREO DE LAS VARIABLES METEOROLÓGICAS.....	18
REFERENCIAS	20

1. INTRODUCCIÓN

En la resolución CREG 148 de 2021 [1] que adiciona el capítulo 11 al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, se requiere la definición del protocolo de verificación de calidad, confiabilidad de la medición y reporte al CND de las variables meteorológicas correspondientes a irradiancia horizontal global (GHI), irradiancia en el plano (POA), temperatura posterior del panel fotovoltaico (T_{mod}) y temperatura ambiente (T_{amb}) para las plantas solares fotovoltaicas. Este protocolo define los requerimientos respecto al sistema de monitoreo de las variables meteorológicas en el sitio de la planta y reporte de las mismas al CND. Las técnicas de medición y análisis técnicamente precisas recomendadas en este documento deben ser seguidas por todas las partes con el fin de asegurar la calidad y confiabilidad de la medición de las variables meteorológicas de interés. Este documento presenta procedimientos de medición y reporte que aseguran la calidad de los resultados y que éstos puedan ser replicados por otros.

2. OBJETIVO

Establecer los procedimientos para la instrumentación, monitoreo, verificación de la calidad y confiabilidad de la información meteorológica en plantas solares fotovoltaicas y su reporte al CND.

3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Plantas solares fotovoltaicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW

4. GLOSARIO

- **Intervalo de tiempo de muestra:** Tiempo comprendido entre toma de muestras por parte de los sensores.
- **Intervalo de tiempo de reporte en tiempo real:** Tiempo comprendido entre reportes en tiempo real al CND.
- **Irradiancia [G]:** Flujo de potencia radiante incidente por unidad de área [W/m^2]
- **Irradiancia en plano [G; o POA]:** La suma de la irradiancia incidente, directa, difusa y reflejada en el suelo, sobre una superficie inclinada paralela al plano de los módulos de celdas fotovoltaicas. También se conoce como irradiancia en el plano de celdas (POA, plane-of-array) [W/m^2]
- **Irradiancia horizontal global [GHI]:** Irradiancia directa más la difusa que inciden en una superficie horizontal [W/m^2]
- **Muestra:** Datos adquiridos de un sensor o instrumento de medición cada *intervalo de tiempo de muestra*.
- **Planta Solar Fotovoltaica:** Planta de generación eléctrica por medio de paneles de celdas fotovoltaicas.

- **Reporte en tiempo real:** Envío del **promedio** temporal de los datos de las variables meteorológicas registradas por los instrumentos de medición principales. Esta acción se ejecuta en un *intervalo de reporte en tiempo real*.
- **Sistema de monitoreo de variables meteorológicas:** Es el sistema de toma, registro y reporte de datos de parámetros meteorológicos de la planta solar fotovoltaica con el objetivo de evaluar su desempeño y detectar posibles fallas y necesidad de mantenimiento y corrección de sus componentes.
- **Temperatura ambiente [T_{amb}]:** Es la temperatura de la atmósfera en el entorno de la ubicación de la planta solar fotovoltaica [$^{\circ}\text{C}$].
- **Temperatura del módulo [T_{mod}]:** Temperatura de funcionamiento de las celdas fotovoltaicas [$^{\circ}\text{C}$].

5. REFERENCIAS NORMATIVAS

La calidad de las mediciones depende fundamentalmente de la selección, calibración y la correcta instalación, operación y mantenimiento de los instrumentos de medición. Al respecto, se han desarrollado diversas normas, estándares y guías de mejores prácticas relacionadas con la medición de las variables meteorológicas relevantes en la operación de las plantas solares fotovoltaicas, entre las que destacan y se usan principalmente en la industria:

- El estándar **IEC 61724-1 (Edición 1.0 2017-03) Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring** [2] es uno de los referentes más utilizados en la industria de la energía solar para la medición de las variables meteorológicas y otras que pueden afectar el rendimiento de las plantas solares fotovoltaicas. Este estándar define la forma y el aseguramiento de la calidad de los datos medidos. Si bien este estándar está dirigido al análisis del desempeño de potencia de plantas solares fotovoltaicas, las especificaciones allí descritas definen un conjunto de criterios técnicos que permiten garantizar la calidad y confiabilidad de los datos medidos.
- La **Guía de Instrumentos Meteorológicos y Métodos de Observación** (Edición de 2014) de la Organización Meteorológica Mundial (WMO) [3], cuya descripción de instrumentos y sistemas de medición más usados lo convierte en el recurso principal para la correcta selección, calibración, instalación y operación de instrumentos meteorológicos apropiados.
- Los estándares **ISO9060:2018 (Solar Energy. Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation)** [4], **IEC 60904-2 (Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices)** [5] y demás mencionados en este documento, que indican los parámetros para la selección y calibración de los sensores de irradiancia usados en el sistema de monitoreo de las variables meteorológicas.

El presente protocolo parte de las recomendaciones indicadas en los estándares anteriormente citados, sin embargo, *se hace la claridad que la vigencia de este documento no está ligada a la vigencia de los anteriores.*

6. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO DE VARIABLES METEOROLÓGICAS

El estándar IEC 61724-1 [2] establece una clasificación de la exactitud de los sistemas de monitoreo de variables meteorológicas para plantas solares fotovoltaicas según su tamaño y uso de los datos. En la tabla 1 se presenta esta clasificación relacionándola con los requerimientos del sistema de monitoreo de las plantas solares. El estándar establece que para plantas conectadas a un sistema interconectado y con el propósito de la planeación y correcta operación de la red, se requiere la implementación de sistemas de monitoreo Clase A. Bajo este criterio se establecen los requerimientos consignados en este protocolo.

Tabla 1: Clasificación de los sistemas de monitoreo de las plantas solares fotovoltaicas según IEC 61724-1 [2] según su aplicación

Aplicación de los sistemas de monitoreo	Clasificación		
	Clase A Exactitud alta	Clase B Exactitud media	Clase C Exactitud básica
Evaluación del desempeño básico del sistema	X	X	X
Documentación de la garantía del desempeño	X	X	
Análisis de pérdidas del sistema	X	X	
Evaluación de la interacción con la red eléctrica	X		
Localización de fallas	X		
Evaluación de la tecnología fotovoltaica	X		
Medida de degradación de la PSF	X		

7. VARIABLES METEOROLÓGICAS

Las variables meteorológicas, de acuerdo con el del Anexo General del Reglamento de Distribución adicionado por la Resolución 148 de 2021 de la CREG [1], que se deben medir y reportar por parte de los agentes operadores de plantas solares fotovoltaicas son :

- IRRADIANCIA EN EL PLANO POA
- IRRADIANCIA GLOBAL HORIZONTAL GHI
- TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS T_{mod}
- TEMPERATURA AMBIENTE T_{amb}

Las variables de irradiancia se reportarán en unidades de vatio sobre metro cuadrado (W/m^2), y las variables de temperatura se reportarán en unidades de grados celsius ($^{\circ}C$).

8. PROCEDIMIENTO DE INSTRUMENTACIÓN

A continuación, se plantea el procedimiento con los requerimientos mínimos para realizar la instrumentación de tal forma que se busque garantizar la confiabilidad y calidad en la medición de la irradiancia en el plano, irradiancia global horizontal, temperatura de los módulos fotovoltaicos y temperatura ambiente en plantas solares

fotovoltaicas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los soportes para cada uno de los requerimientos y mayor detalle pueden ser revisados en los anexos.

El procedimiento propuesto está dividido en secciones (o etapas) las cuales deben ser cumplidas en su totalidad para garantizar el objetivo del protocolo. La primera de estas es la Selección de los sensores, la segunda etapa son los Requerimientos para la instalación de los sensores y la tercera es la cantidad y distribución de los sensores.

8.1 SELECCIÓN DE SENSORES

La medición de las variables meteorológicas, los instrumentos y sus correspondientes niveles de exactitud están regulados por estándares internacionales. En la tabla 2 se encuentran los instrumentos requeridos por el presente protocolo para la medición de las variables meteorológicas indicadas en la sección 7 [2].

Tabla 2: Tipo de instrumento a seleccionar

Variable	Instrumento	Observaciones
POA	Piranómetro de termopila	Seleccione según ISO9060:2018 (Clase A) o WMO N°8 (Alta calidad)
	Celda de referencia ¹	Seleccione según IEC60904-2
GHI	Piranómetro de termopila ²	Seleccione según ISO9060 (Clase A) o WMO N°8 (Alta calidad)
	Celda de referencia	Seleccione según IEC60904-2
T_{mod}	Termocuplas tipo T o E	Planos
	Termómetros de resistencia	Resistencias con coeficiente de temperatura bajo, $\leq 10\text{ppm por }^{\circ}\text{C}$
	Termistores	
T_{amb}	Convencional	Convencional

Para la medición de la irradiancia global horizontal (GHI) y la temperatura ambiente (T_{amb}) se requieren dos instrumentos, uno principal y uno secundario de respaldo en caso de contingencias y con fines de control de calidad. El número de instrumentos requeridos para la medición de la irradiancia en el plano (POA) y la temperatura de los módulos fotovoltaicos (T_{mod}) se establece en función del área cubierta por la planta solar fotovoltaica, según la tabla 5.

8.2 REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE LOS SENSORES

Los sensores de irradiancia deben estar ubicados en sitios donde no haya sombras incidentes, más que las propias de la atmósfera. Los requerimientos para la instalación y la localización correcta de los sensores de irradiancia se listan en la tabla 3 [2]. Para los sensores de temperatura, los requerimientos se listan en la tabla 4.

¹ Instrumento preferido para esta variable

² Instrumento preferido para esta variable

Tabla 3: Instalación y localización de los sensores de irradiancia

Irradiancias primarias (obligatorias)	
<i>POA</i>	- Distribuidos <i>adecuadamente</i>³ por el área de la planta solar - Deben estar inclinados en el mismo ángulo en el que están inclinados los paneles de celdas solares - Sobre los soportes de los paneles o sobre una extensión hecha a estos soportes - Sin sombras incidentes
<i>GHI</i>	- Ubicación representativa de la planta - Deben estar montados de manera horizontal - Sin sombras incidentes

Tabla 4: Instalación de los sensores de temperatura

Temperatura de los módulos solares	
<i>Posicionamiento</i>	<i>En la planta:</i> Distribuidos adecuadamente ⁴ por los módulos de la planta solar
	<i>En el módulo:</i> Debajo del centro de una celda próxima al centro del módulo <i>Fijación permanente:</i> Cinta de poliéster y pegante epóxico <i>Fijación temporal:</i> Cinta de poliéster
	<i>NOTA: el material o adhesivo de interfase entre el sensor de temperatura y la superficie trasera del módulo deberá ser térmicamente conductivo</i>
<i>Tipo</i>	Termocuplas tipo T o E
	Termómetros de resistencia
	Termistores
<i>Geometría</i>	Se recomienda que sean planos
Resolución e incertidumbre	$\leq 0.1^{\circ}\text{C}$ y $\pm 2^{\circ}\text{C}$
Temperatura ambiente	
<i>Posicionamiento</i>	En un punto alejado al menos 1m de los paneles solares y demás instalaciones de la planta, donde el aire circule libremente
<i>Tipo</i>	Convencional
Resolución e incertidumbre	$\leq 0.1^{\circ}\text{C}$ y $\pm 1^{\circ}\text{C}$

8.3 CANTIDAD Y DISTRIBUCIÓN DE LOS SENSORES

Los agentes, quienes conocen las características de sus plantas solares fotovoltaicas, deben propender por entregar información fiable al CND. Esto implica la prevención de proveer

³ Observar sección 8.3 y A.1.2.

⁴ Observar sección 8.3 y A.1.2.

datos sesgados, que perjudiquen la precisión de los modelos predictivos por parte del CND.

En este sentido, la ubicación de los sensores es determinante para que se consiga un conjunto de datos representativo de las variables meteorológicas [2].

1. Para la medición de la irradiancia global horizontal, GHI , y la temperatura ambiente, T_{amb} , el número mínimo de sensores requeridos es de dos (2), donde uno es el sensor principal y el otro, denominado secundario, tiene la función de sensor de control cruzado para verificación de calidad y respaldo.
2. El número mínimo de instrumentos principales requeridos para la medición de la irradiancia en el plano (POA) y la temperatura de los módulos fotovoltaicos se establece en función de la capacidad AC de la planta según la tabla 5 [2]. La distribución de los mismos debe garantizar que las mediciones hechas estén libres de sesgos y de la incidencia de perturbaciones ajenas a la naturaleza física de las variables monitoreadas. En ese sentido se sugiere una distribución uniforme, procurando cubrir toda el área donde se encuentren instalados los módulos fotovoltaicos. Los puntos de ubicación de los sensores de temperatura en los módulos deben ser los más cercanos posible a los puntos de instalación de sensores para la medición de la irradiancia en el plano. Cada agente y el CND acordarán de manera bilateral el número de datos de la irradiancia en el plano (POA) y de temperatura en los módulos (T_{mod}) que serán transmitidos de manera que sea posible caracterizar de manera adecuada la planta solar fotovoltaica. En cualquier caso se transmitirá como mínimo un valor de cada variable y hasta un máximo correspondiente al número de sensores instalados.

Tabla 5: Número mínimo de sensores de irradiancia en el plano (POA) y temperatura de los módulos fotovoltaicos (T_{amb}) según la capacidad de la planta solar fotovoltaica (AC)

Capacidad del sistema (AC)	Número de sensores
< 40 MW	2
≥ 40 MW y < 100MW	3
≥ 100 MW y < 200 MW	4
≥ 200 MW y < 300 MW	5
≥ 300 MW y < 500 MW	6
≥ 500 MW y < 750 MW	7
≥ 750 MW	8

9. PROCEDIMIENTOS MONITOREO Y REPORTE DE INFORMACIÓN METEOROLÓGICA

Tanto las irradiancias, GHI y POA como las temperaturas de los módulos fotovoltaicos, T_{mod} deben ser reportadas en tiempo real, como **promedios** temporales de 5 minutos de datos tomados con un intervalo de muestreo de 10s. Para la temperatura ambiente, T_{amb} el intervalo de muestreo será de 1 minuto, manteniendo el reporte en tiempo real como promedio de 5 minutos. Esta información deberá ser reportada por los agentes al CND. Los intervalos para la ejecución de estas tareas correspondientes al sistema de monitoreo se muestran en la tabla 6.

Tabla 6: Intervalos de muestreo y reporte en tiempo real

Intervalo de muestreo	
Irradiancias y temperatura en los módulos T_{mod}	10 s

Temperatura ambiente T_{amb}	1 min
Intervalo de reporte en tiempo real	5 min

Los datos usados para el cálculo de los promedios que serán transmitidos provendrán de los sensores denominados *principales* de no presentarse contingencias con alguno de estos sensores. Los sensores *secundarios* serán usados con fines de control cruzado para las verificaciones del sistema y como respaldo ante posibles daños, descalibraciones, actividades de mantenimiento y limpieza de los sensores principales, teniendo en cuenta que la funcionalidad de dichos sensores debe ser reestablecida lo antes posible.

9.1 RANGO DE TIEMPO DE MONITOREO DE LAS VARIABLES METEOROLÓGICAS

Para plantas solares el rango de tiempo diario de toma de muestras de las variables meteorológicas está limitado por la disponibilidad de luz solar. El estándar [2] indica que el límite de irradiancia disponible para comenzar y detener el registro de las mediciones es de 20 W/m^2 . El registro de las mediciones de temperatura están ligadas a este mismo rango. Por fuera de este rango de irradiancia, no se efectúa ninguna tarea de registro de datos ni de reporte de los mismos. Así mismo, el porcentaje de pérdida de información anual está sujeta a la información que se presenta dentro de este rango.

9.2 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE MONITOREO

El mantenimiento del sistema de monitoreo debe darse sin que interfiera con el funcionamiento de este. De ser posible, las intervenciones a los sensores, data loggers y demás componentes del sistema deben realizarse en campo, para rehabilitarlos en el menor tiempo posible. Cuando un sensor principal u otro componente se retira, la calidad de la medición no se afecta en la medida que los sensores secundarios y demás sensores y componentes instalados deben respaldar la función de dicho elemento retirado. No obstante, se aconseja tener sensores y demás componentes almacenados, para usarlos como reemplazo si un componente se retira y no hay facilidad en reemplazar su función con los demás instalados. Los procedimientos de limpieza y recalibración deben ajustarse a lo requerido en las fichas técnicas de los fabricantes [2]. La calibración de los piranómetros está regulada por el estándar ISO9846 y 9847, así como por el estándar ASTM G183. La calibración de los dispositivos fotovoltaicos de referencia se encuentra regulada por el estándar IEC60904-3.

9.3 ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN

La calidad de los datos adquiridos por el sistema de monitoreo de las variables meteorológicas se asegura mediante la aplicación de los lineamientos expresados en este protocolo, haciendo énfasis en el posicionamiento correcto de los sensores, en el procedimiento de mantenimiento y calibración de los mismos y demás equipos del sistema, y en que se asegure la redundancia en las mediciones, haciendo chequeos cruzados entre las tomas de varios sensores para la verificación de su correcto funcionamiento.

Los instrumentos de medición deben ir acompañados de sistemas de acondicionamiento de señales que hagan un filtrado de los datos adquiridos. Se debe establecer valores mínimos y máximos razonables para que el sistema deseche los datos atípicos, cuyos valores estén por

fuera de este límite, para que no sean tenidos en cuenta para el cálculo del promedio de las variables medidas. El establecimiento de los parámetros de este filtrado está a discreción de cada agente operador de las plantas solares de acuerdo con las condiciones ambientales del lugar de la planta.

Para verificar la calidad de la información se sugiere implementar rutinas de validación, las cuales están diseñadas para evaluar cada parámetro medido y marcar valores sospechosos para su posterior revisión. Se pueden agrupar en dos categorías principales: verificaciones generales del sistema y verificaciones de parámetros medidos.

9.3.1 Verificaciones generales del sistema

Dos pruebas simples que se describen a continuación evalúan la integridad de los datos recopilados:

- *Registros de datos.* El número de campos de datos debe ser igual al número esperado de parámetros medidos para cada registro.
- *Secuencia de tiempo.* El sello de fecha y hora de cada registro de datos se examina para ver si faltan datos o están fuera de secuencia

9.3.2 Verificación de parámetros medidos

Comúnmente se realizan tres verificaciones de parámetros de medición: pruebas de rango, pruebas relacionales y pruebas de tendencia. Estas pruebas se aplican en secuencia, y los datos deben pasar las tres para que se consideren válidas.

- *Pruebas de rango.* En las pruebas de rango, los datos medidos se comparan con los valores límite superiores e inferiores permitidos.
- *Pruebas relacionales.* Estas pruebas se basan en relaciones entre varios parámetros medidos. Por ejemplo, debe haber una relación entre el aumento de las temperaturas de los módulos con un aumento de la irradiancia en el plano para los paneles donde están montados.
- *Pruebas de tendencia.* Estas verificaciones se basan en la tasa de cambio de un valor a lo largo del intervalo de medición.

Cada agente operador está en la obligación de comunicar al CND cuando se detecten problemas durante las rutinas de validación, alertando de posibles errores en los datos que fueron transmitidos y emprender acciones de corrección en intervalos de tiempo razonables. Las rutinas de validación aquí presentadas deben ser realizadas por lo menos cada 7 días.

9.4 REPORTE DE INFORMACIÓN METEOROLÓGICA AL CND

El reporte de variables meteorológicas se hará siguiendo los requisitos para supervisión definidos en el Anexo General del Reglamento de Distribución adicionado por la Resolución CREG 148 de 2021 y el Acuerdo “Por el cual se aprueban los requisitos de la supervisión de las variables eléctricas de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW”, o aquellos que lo

modifiquen o sustituyan, teniendo en cuenta la periodicidad establecida en el presente protocolo.

APÉNDICE A PARÁMETROS MEDIDOS E INSTRUMENTACIÓN

Tabla 7: Variables meteorológicas a medir por medio del sistema de monitoreo

PARAMETRO	SIMBOLO	UNIDADES	PROPOSITO	OBSERVACIONES
Irradiancia				
POA	G_i	W/m ²	Recurso solar	Requerido para todos los tipos de plantas
Irradiancia horizontal global	GHI	W/m ²	Recurso solar, conexión con datos históricos y de satélite	Requerido para todos los tipos de plantas
Factores ambientales				
Temperatura de módulo fotovoltaico	T_{mod}	°C	Se determina las pérdidas relacionadas con la temperatura	Requerido para todos los tipos de plantas
Temperatura del aire del entorno	T_{amb}	°C	Conexión a los datos históricos y estimación de la temperatura de las celdas fotovoltaicas	Requerido para todos los tipos de plantas

En la tabla 7 se muestran las mediciones mínimas necesarias de un sistema de monitoreo de variables meteorológicas, las cuales se deben tomar directamente por medio de sensores. Para todos los tipos de plantas solares fotovoltaicas, es requisito medir la irradiancia en el plano, **POA** y la irradiancia global horizontal, **GHI**, así como la temperatura de los módulos fotovoltaicos y la temperatura ambiente.

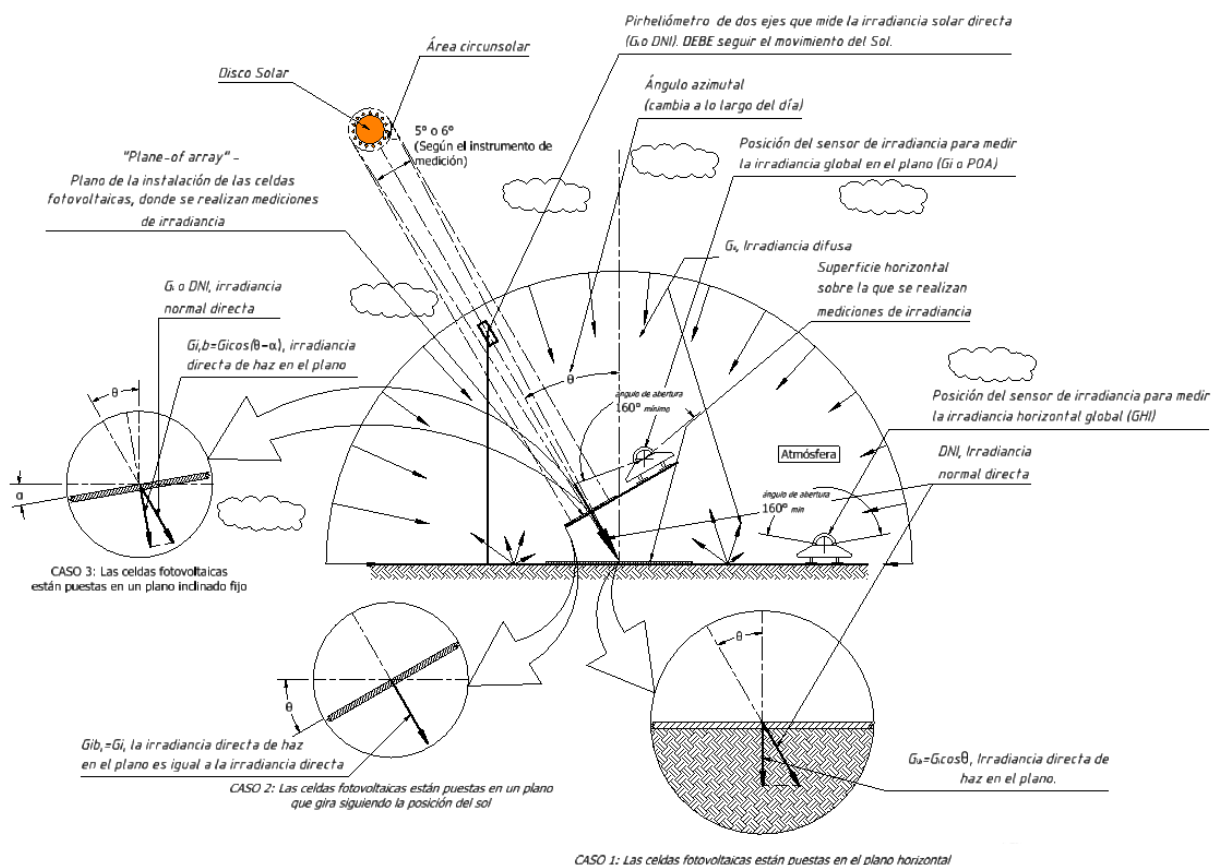
A.1 MEDICIÓN DE LA IRRADIANCIA

Las mediciones de irradiancia se deben tomar directamente en el lugar en el que se encuentran las celdas fotovoltaicas, según lo recomendado en la tabla 7.

Irradiancia en el plano (POA): Es la irradiancia directa mas la difusa incidente en un plano inclinado, generalmente, el plano donde se encuentran los módulos fotovoltaicos. La irradiancia en el plano se debe medir con un sensor puesto en el plano de los módulos, (**POA**, *plane of array*). La apertura del sensor debe tener un campo de al menos 160° (en cualquier plano perpendicular a la apertura del sensor). El sensor debe estar montado sobre el soporte de las celdas o cualquier otra estructura alineada de forma paralela a ellas. Si la planta solar fotovoltaica tiene un seguidor del Sol que mueve el plano del arreglo de celdas, el soporte del sensor de Irradiancia en el plano debe seguir el cambio del ángulo de inclinación de dicha instalación para no desalinearse y tomar datos erróneos.

Irradiancia horizontal global (GHI): Es la irradiancia directa más la difusa que inciden sobre un plano horizontal. Se usa un sensor de irradiancia orientado horizontalmente.

En la figura 1 se muestra un esquema general de la irradiancia del sol en el horizonte, donde se puede ubicar cada uno de los tipos de irradiancia explicados en esta sección, junto con otros tipos de irradiancia que también se pueden medir en una planta solar fotovoltaica.



- Los dispositivos fotovoltaicos de referencia miden la irradiancia solar útil que incide sobre la potencia de salida de la planta solar fotovoltaica. Los datos leídos pueden diferir de los datos históricos y meteorológicos, según los instrumentos empleados. Se recomienda el uso de estos dispositivos para la medición de la irradiancia en el plano (**POA**) [2].

La selección de los instrumentos de medición de la irradiancia debe seguir los estándares indicados por la Guía de Instrumentos Meteorológicos y Métodos de Observación [3], y los estándares ISO9060 [4] e IEC60904-2 [5], según la tabla 8.

Tabla 8: Selección de sensores y requerimientos para las irradiancias en el plano y global

Tipo de sensor	Estándares de reglamentación	Calibración
Piranómetro de termopila	ISO9060:2018 (Clase A) WMO N°8 (Alta calidad) (Incertidumbre $\leq 3\%$)	ISO9846 ISO9847 ASTM G183
Dispositivo fotovoltaico de referencia	IEC60904-2 Incertidumbre $\leq 3\%$ de 100 W/m ² a 1500 W/m ²	IEC60904-3

A.1.2 Localización y cantidad de los sensores

En una planta solar, se solicita ubicar un punto de medición para la irradiancia global horizontal, **GHI**, y para la temperatura ambiente, **T_{amb}**. En dicho punto, ubicado en un sitio cercano al centro del área donde están ubicados los paneles fotovoltaicos, se deben tener un sensor principal, que es el que envía los datos al CND, y uno de redundancia que sirva de respaldo para el principal en contingencias y que tome datos redundantes de estas dos variables meteorológicas.

Para la medición de las variables restantes, es decir, la irradiancia en el plano, **POA**, y la temperatura en los módulos, **T_{mod}**, se solicita usar la cantidad de sensores indicada en la tabla 5 y hacer una distribución *adecuada* de los mismos en el área de la planta solar. Esta distribución debe garantizar que los valores de las variables meteorológicas sean representativos de la planta, es decir, que su valor no esté sesgado por anomalías tales como sombras, reflejos de luz, efectos de procesos de la planta que puedan alterar su real valor (salidas de aires acondicionados, exostos, configuraciones de los soportes de los módulos solares distintos entre sí). Teniendo en cuenta este criterio, se requiere que la distribución sea *uniforme* en el área de la planta, procurando cubrir toda su extensión ajustando un *radio representativo* a la topografía de cada planta y al número solicitado de sensores para tal fin.

Se recomienda [6] que los puntos de medición en los que se vaya a instalar los sensores de temperatura en los módulos sean los mismos en los que estén instalados los sensores de irradiancia en el plano.

A.1.3 Alineación de los sensores

Los sensores, dependiendo de la irradiancia que van a medir, deben alinearse en el ángulo horizontal o en el ángulo en el que están los paneles de módulos solares. Se recomienda el uso de inclinómetros digitales para garantizar la exactitud en la posición de los sensores de

irradiancia, indicada en la tabla 9. Para verificar la exactitud de los sensores respecto al ángulo azimutal, se recomienda el uso de un GPS.

Tabla 9: Exactitud de la alineación de los sensores de irradiancia

Angulo de instalación	1°
Angulo Azimutal	2°

A.2 TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La temperatura de los módulos fotovoltaicos puede variar en el área de los tableros y en un mismo arreglo de celdas, debido a la presencia de viento o de la misma estructura de soporte de los módulos (que puede ser un disipador de calor). La diferencia es más acentuada en módulos fotovoltaicos con concentrador de luz solar, en donde las temperaturas más altas se dan en las regiones donde se concentra el haz de luz. Es por eso que se recomienda ubicar varios sensores distribuidos de forma uniforme en el panel de celdas, para obtener un dato más acertado de la temperatura media del mismo [2].

La temperatura de los módulos fotovoltaicos es medida con un sensor de temperatura instalado en la parte inferior de una o varias celdas⁶. La incertidumbre de la medición de este valor debe ser ≤ 2 °C. Imágenes infrarrojas del panel de celdas pueden servir para contrastar las mediciones de temperatura de los sensores.

A.2.1 Selección e instalación de sensores de temperatura de módulos fotovoltaicos

El tipo de sensor y la forma de sujeción en la parte inferior de los módulos fotovoltaicos tiene un impacto en la temperatura medida, lo que incide en posibles errores. Se debe procurar condiciones para que las medidas sean seguras y confiables por un periodo largo de tiempo. Se prefieren sensores planos diseñados para uso prolongado, como termocuplas tipo T o E, termómetros de resistencia (RTD) o termistores⁷ (se debe procurar que la geometría de los sensores evite el encapsulamiento del aire cuando se adhieran a la base de las celdas fotovoltaicas, por lo que los sensores planos son preferibles a los de forma cilíndrica).

Es recomendable el uso de recubrimientos adhesivos o cintas para fijar los sensores y aislarlos del ambiente (previniendo errores de medición). El adhesivo debe ser resistente a las condiciones ambientales, como humedad o radiación. *No se recomienda* el uso de cintas aislantes, de ductos, de empaquetamiento, de poliamida y similares dado que su adhesivo es sensible al calor y a que se debilitan con el tiempo, o se fragilizan con la radiación solar. *Tampoco se recomienda* el uso de adhesivos de cianoacrilato, porque al contacto con los polímeros que conforman la capa trasera de las celdas produce una degradación de ésta

⁶ Si se emplea un adhesivo para pegar los sensores de temperatura, se debe usar uno que, además que sea conductor de calor, tenga resistencia prolongada a las condiciones ambientales del sitio donde se instala la planta solar fotovoltaica y no deben afectar el material de las celdas. La conductancia térmica del adhesivo debe ser mayor que 0.5 W/mK, y debe aplicarse una capa no mayor a 1mm.

⁷ El circuito del instrumento, usando termistores o RTD, debe tener una resistencia. Se debe seleccionar una con un coeficiente de temperatura bajo, ≤ 10 ppm por °C.

última, eventualmente dañando el módulo solar. *Se recomienda*, por el contrario, cintas de poliéster o adhesivos de silicona sensibles a la presión.

La fijación de los sensores en los módulos fotovoltaicos puede ser de carácter temporal o permanente. Las fijaciones deben diseñarse de forma temporal si los módulos están instalados de forma provisional o si son módulos de reemplazo usados en un mantenimiento de la planta solar. Se puede hacer uso de fijaciones permanentes, por el contrario, si los módulos están instalados de forma indefinida.

Los sensores de temperatura se deben ubicar en el centro o cerca al centro de los módulos, debajo de una celda, evitando estar en la frontera entre celdas en lo posible. La superficie de la parte inferior del módulo debe ser limpiada para que no hayan contaminantes entre ésta y el sensor. Para el caso de una fijación permanente, se debe preparar un pegante epóxico conductor del calor siguiendo las instrucciones de su fabricante, para luego ponerlo en la superficie del sensor que va a ir contra la superficie del módulo. Se pone el sensor y luego se presiona para que no queden bolsas de aire. Sobre el sensor puesto se pone ahora una cinta de poliéster con adhesivo de silicona para protegerlo (es recomendable que este parche no tenga esquinas agudas, ya que así se favorecería que se abra la protección y que entre contaminantes al sensor).

Para el caso de una fijación temporal, se debe cortar el encapsulamiento del sensor con un *offset* de 3mm alrededor del cuerpo del instrumento (con las esquinas redondeadas). Este sensor debe ser puesto en la mitad de un tramo de cinta de poliéster (redondo o con las esquinas redondeadas). Luego, se debe poner el parche con el sensor en el sitio del módulo adecuado, que debe estar limpio. Se deben quitar las bolsas de aire que se formen en el proceso. Para éste y el caso anterior, se recomienda que el cable que va del sensor al dispositivo de acondicionamiento de señales sea fijado en puntos, de 2 a 4 por módulo, con el mismo tipo de cinta, para evitar esfuerzos cortantes en el adhesivo que une el sensor con la superficie de este módulo. La figura 2 muestra un esquema con los dos tipos de instalación de los sensores de temperatura en los módulos fotovoltaicos.

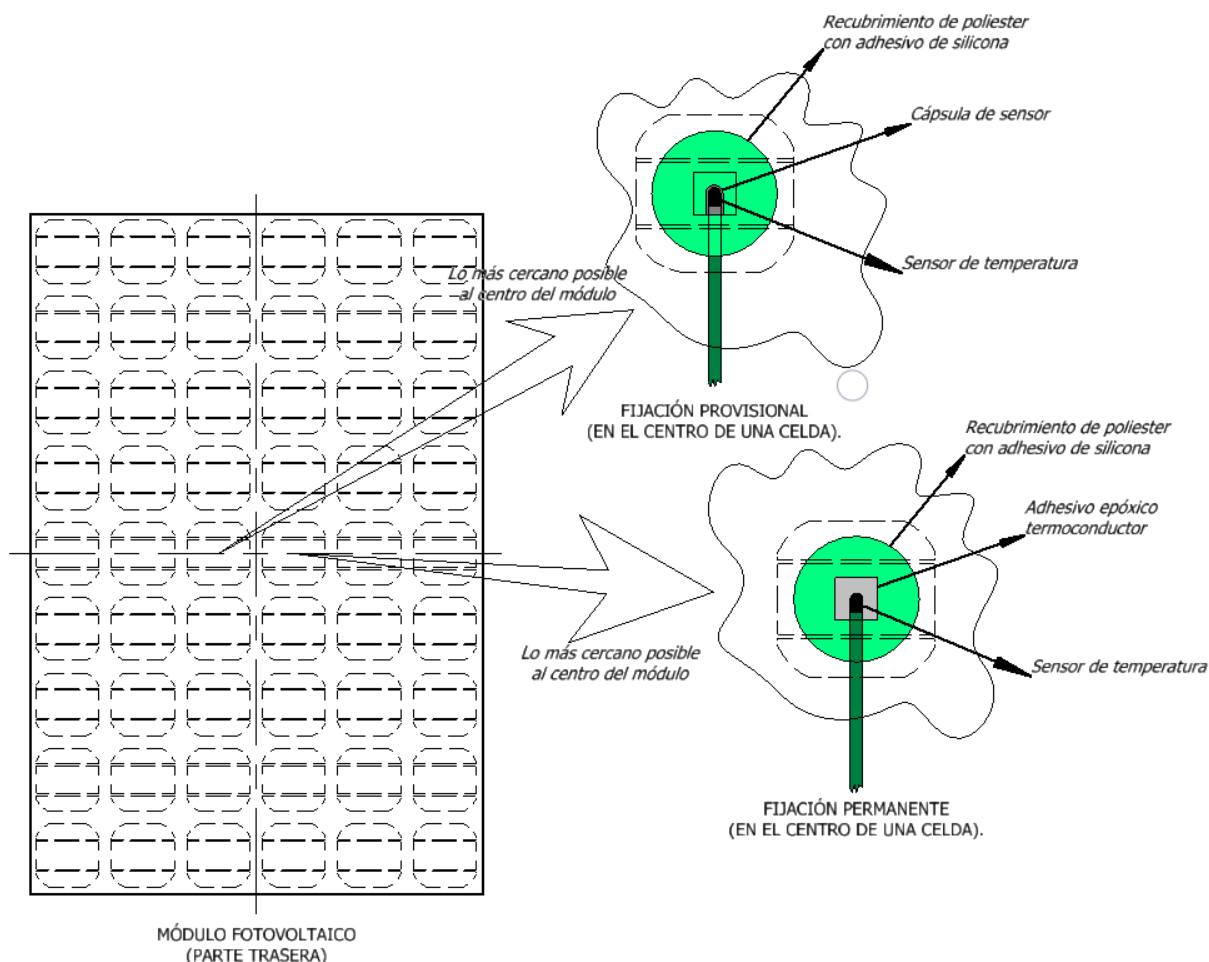


Figura 2: Fijación recomendada de los sensores de temperatura en los módulos de celdas solares

A.3 TEMPERATURA DEL AMBIENTE

La medición de la temperatura del ambiente se toma en un punto (o varios puntos) donde el aire circule libremente en zonas contiguas a la instalación de los módulos de la planta solar fotovoltaica, dejando al menos 1 metro entre los puntos de instalación de los sensores y los paneles solares u otros equipos de la planta (para evitar la interferencia de la temperatura ocasionada por su operación, de exhostos, superficies asfaltadas o techos que reflejen irradiación). La resolución de la temperatura debe ser $\leq 0.1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y la incertidumbre de la lectura debe ser $\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Para los sensores de temperatura de los módulos y del ambiente se recomienda hacer su mantenimiento y recalibración por lo menos una vez cada dos años.

APÉNDICE B MONITOREO DE LAS VARIABLES METEOROLÓGICAS

En el capítulo anterior se hizo un panorama general de las mediciones necesarias y los instrumentos para la toma de los datos. En el presente capítulo se muestra un procedimiento para el *muestreo, registro, reporte en tiempo real y reporte operativo diario* de los datos meteorológicos.

El estándar IEC 61724-1 [2] establece de manera clara la diferencia entre los intervalos de muestras y reportes. El periodo de registro debe ser un múltiplo entero del período entre muestras tomadas. Los reportes en tiempo real deben contener el tiempo exacto de su ejecución, en la hora local. Es por eso que se recomienda que los relojes del sistema de monitoreo de las variables meteorológicas estén sincronizados, sea por medio del sistema de posicionamiento global (GPS) o por protocolo de tiempo de la red (NTP). En la tabla 6 se muestran los periodos recomendados para el tipo de protocolo de monitoreo que se está especificando en el presente documento.

Generalmente los sensores de irradiancia que usan celdas de referencia son menos exactos que los piranómetros (3% contra un 2%). Si se van a usar piranómetros como sensores de irradiancia, la recomendación es que se disminuya el intervalo de muestreo de 10 segundos a 3 segundos [7].

B.1 TOMA DE MUESTRAS

El periodo de tiempo entre toma de muestras afecta la calidad del proceso de adquisición de datos. Para determinar este intervalo y métodos de filtrado, se debe tener en cuenta:

- La tasa de cambio del parámetro a ser medido.
- La tasa de respuesta del transductor de la medida.
- El uso que se le vaya a hacer a las muestras (por ejemplo, si se usan en un modelo de medición para deducir otras cantidades, debe haber concordancia entre los intervalos de esta muestra y las demás muestras usadas).
- El objetivo de las muestras y el grado de incertidumbre deseado.

Para señales que cambian rápidamente, es recomendable que el intervalo de muestreo sea menor que $\frac{1}{e} t_{tr}$, donde t_{tr} es la constante de tiempo del transductor de la medida, o el tiempo tomado, después de un cambio fuerte en la variable, para que el instrumento registre un 63.2% de ese cambio de la variable medida. Por otro lado, si la constante de tiempo de la variable medida es más larga que la constante de tiempo del transductor, el intervalo de tiempo solo necesita ser $\frac{1}{e} t_c$, donde t_c es esa constante de la variable [2].

B.2 CÁLCULO PROMEDIO DIARIO DE LOS DATOS

Con los n datos numéricos X_i tomados por los p sensores principales del sistema de monitoreo de las variables meteorológicas se calcula un promedio por sensor $X_{i,p}$, el cual es útil para el CND en vista de elaborar y usar modelos predictivos de potencia disponible en el

mercado energético con base en la información registrada y transmitida por los agentes. El promedio se calcula de la siguiente manera:

$$\overline{X_{i,p}} = \frac{1}{n} \sum_k X_{i,k,p} \quad k = 1, 2, \dots, n$$

Los datos usados para el cálculo de este promedio serán filtrados por el sistema de acondicionamiento de señales provenientes de los sensores, que restringirán aquellos cuyo valor sea atípico (por fuera de un rango mínimo y máximo, establecido según el criterio de cada agente). El procesamiento de datos debe estar restringido a aquellos tomados en las horas del día (del amanecer al ocaso) con una irradiancia $\geq 20 \text{ W/m}^2$ [2].

REFERENCIAS

- [1] CREG, Resolución 148 de 2021 Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL, 2021.
- [2] I. E. C. e. al., IEC 61724-1 photovoltaic system performance-part 1: Monitoring, Geneva, Switzerland:: IEC Central Office, 2017.
- [3] W. M. Organization, Guide to meteorological instruments and methods of, Geneva, Switzerland: Secretariat of the World Meteorological Organization, 2014.
- [4] I. S. O. e. al., ISO 9060:2018 Solar Energy: Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation, Geneva, Switzerland: International Standardization Organization (ISO), 2018.
- [5] I. E. C. e. al., IEC 60904-2 photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices, Geneva, Switzerland: IEC Central Office, 2015.
- [6] L. M. E. L. J. M. a. M. P. Miguel García, «Solar irradiation and PV module temperature dispersion at a large-scale PV plant.,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 23, n° 10, pp. 1381 - 1389, 2015.
- [7] B. C. a. Editors, «Chapter iii-3 - PV system monitoring.,» de *Practical Handbook of Photovoltaics (Second Edition)*, Boston, Academic Press, pp. 1071-1079.