Erasmus+

PV TRAINER

Project Erasmus+: Training and certification model for photovoltaic trainers with the use of ECVET system (EU-PV-Trainer). No 2016-1-PL01-KA202-026279

MÓDULO 2.
PLANIFICACIÓN, INSTALACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas

GUÍA PARA EL FORMADOR Y EL ALUMNO

RESEARCH NETWORK ŁUKASIEWICZ

INSTITUTE FOR SUSTAINABLE TECHNOLOGIES

SEP

PV POLAND

UNIVERSITAS GALATIENSIS

FUNDACIÓN equipo humano

EDIT·C EDUCATION & INFORMATION TECHNOLOGY CENTRE

Erasmus+
Cooperación para la innovación y el intercambio de buenas prácticas
Asociación Estrategia para la Formación Profesional

"Modelo de formación y certificación para formadores fotovoltaicos con el uso del sistema ECVET (EU-PV-Trainer)"
No 2016-1-PL01-KA202-026279

Productos Intelectuales O4.

Banco de módulos de formación para el formador fotovoltaico en relación a los requisitos ECVET (aprendizaje estacionario)

Este proyecto ha sido completado con el apoyo financiero de la Comisión Europea.
El proyecto o publicación refleja solo la postura de su autor y la Comisión Europea no será responsable de su contenido.

2018-2019

MÓDULO 2.
PLANIFICACIÓN, INSTALACIÓN, MODERNIZACIÓN MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas

GUÍA PARA EL FORMADOR Y EL ALUMNO

2018-2019

Curso: Formador fotovoltaico

Module 2. PLANIFICACIÓN, INSTALACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Unidad modular M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovolticas

Guía para el formador y el alumno

2018-2019

Autores:
Stanisław Pietruszko
Kamil Kulma
Radosław Gutowski
Radosław Figura
Mirosław Żurek
Katarzyna Sławińska
Maria Knais
Emilia Pechenau
Adina Cocu
Jose Enrique Val Montros
Alfonso Cadenas Cañamás

Revisores del material:
Tomasz Magnowski

Consulta metodológica:

Edyta Kozieł

Edición:

Bożena Mazur

Corrección:

Jose Enrique Val Montros
Alfonso Cadenas Cañamás

La guía constituye un desarrollo didáctico para la unidad modular **M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas** incluido en el módulo **M2. PLANIFICACIÓN, INSTALACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS** contenidas en el currículum modular del curso Photovoltaics Trainer.

2018-2019

ŁUKASIEWICZ Research Network – Institute for Sustainable Technologies
6/10 Pułaskiego Street, 26-600 Radom; phone (+48 +48) 36-442-41
e-mail: instytut@itee.radom.pl http://www.itee.radom.p

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN 3

2. PRERREQUISITOS 5

3. RESULTADOS EDUCATIVOS DETALLADOS 6

4. MATERIALES DE ENSEÑANZA 7

4.1. Seguridad y salud en las normas de trabajo, protección del medio ambiente 7

4.2. Protección de la salud durante las obras de modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas 12

4.3. Normas de seguridad para el mantenimiento y conservación de la instalación solar 15

4.4. Programa de mantenimiento fotovoltaico 20

4.5. Monitoreo de las propiedades del sistema fotovoltaico – pautas y requisitos de medición y su análisis 21

4.6. Análisis de errores típicos relacionados con la modernización y mantenimiento 27

4.7. Tipos de perturbaciones típicas y fallos en los sistemas 31

4.8. Métodos y reparaciones o sustitución de componentes fotovoltaicos 36

4.9. Registros de inspección, mantenimiento y reparación de instalaciones solares 44

5. EJERCICIOS 47

5.1. Normas de salud y seguridad en el trabajo, protección del medio ambiente – Ejercicios ... 47

5.2. Protección de la salud durante las obras de modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas – Ejercicios 48

5.3. Normas de seguridad para el mantenimiento y conservación de la instalación solar – Ejercicios 48

5.4. Programa de mantenimiento fotovoltaico. – Ejercicios 49

5.5. Monitoreo de las propiedades del sistema fotovoltaico – pautas y requisitos de medición y su análisis – Ejercicios 49

5.6. Análisis de errores típicos relacionados con la modernización y mantenimiento – Ejercicios 50

5.7. Tipos de perturbaciones típicas y fallos en los sistemas – Ejercicios 51

5.8. Métodos y reparaciones o sustitución de componentes fotovoltaicos – Ejercicios 51

5.9. Registros de inspección, mantenimiento y reparación de instalaciones solares – Ejercicios 52

6. TEST DE PROGRESO 53

7. GLOSARIO 55

1. INTRODUCCIÓN

Al comenzar el desempeño de las tareas profesionales asignadas al formador de PV en el sistema de educación modular, como participante en la formación, deberá adquirir los conocimientos necesarios y las habilidades profesionales incluidas en dos módulos:

- M1. Planificación, organización, ejecución y evaluación de la formación profesional,
- M2. Planificación, instalación, modernización y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Cada módulo se divide en unidades modulares compuestos por el Material de formación, lista de control, ejercicios y exámenes de progreso.

El estudio contiene materiales desarrollados para la unidad modular **M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas** incluidas en el módulo **M2. Planificación, instalación, modernización y mantenimiento de la instalación fotovoltaica**.

Antes del comienzo del aprendizaje, como participante en la capacitación, debe familiarizarse con los requisitos iniciales y los resultados de aprendizaje detallados, es decir, los conocimientos, habilidades y actitudes que deberá adquirir después del final del aprendizaje en una unidad modular determinada.

Al desarrollar el material didáctico, la experiencia de los socios del proyecto en el ámbito de las clases de enseñanza en cursos que preparan a futuros instaladores de instalación fotovoltaica. El material didáctico se ha complementado con capacitación en aprendizaje electrónico, por ejemplo, Videos instruccionales.

Antes de realizar los ejercicios, verifique si está debidamente preparado. Para ello, utilice listas de verificación después de cada material de enseñanza. Cada materia termina con una prueba de progreso que le permitirá definir el alcance de los conocimientos y habilidades adquiridos. Si sus resultados son positivos, puede pasar al siguiente tema. Si no es así, debes repetir el contenido necesario para habilidades específicas.

Pasar la prueba en una versión de aprendizaje electrónico constituye la base para aprobar la unidad modular.

Nota: en el caso de contenido de enseñanza que incluya referencias a actos jurídicos, debe tenerse en cuenta que son válidos en la fecha de desarrollo del estudio y deben actualizarse. El contenido de enseñanza en el módulo cumple con el estado legal a partir del 15 de agosto de 2018.

La Guía se ha desarrollado en el Marco del proyecto "**Modelo de formación y certificación para formadores fotovoltaicos con el uso del sistema ECVET (EU-PV-Trainer)**" cofinanciado por la Unión Europea en el programa Erasmus + Cooperación para la innovación y el intercambio de buenas prácticas. Alianza estratégica para la educación y formación profesional.

Los materiales incluidos en la guía solo reflejan la posición de sus autores y la Comisión Europea no será responsable de su contenido.

M2.U1. Planificación de la instalación de sistemas fotovoltaicos

M2.U2. Montaje de instalaciones fotovoltaicas

M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas.

Esquema del sistema de unidades modulares en el módulo **M2. Planificación, instalación, modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas**

Lista de unidades modulares y número aproximado de horas de enseñanza.

Nombre de módulo	Nombre de tema modular	Número aproximado de horas de enseñanza
M2. Planificación, instalación, modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas	M2.U1. Planificación de la instalación de sistemas fotovoltaicos	28
	M2.U2. Montaje de instalaciones fotovoltaicas	20
	M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas	16
	Total:	**64**

2. PRERREQUISITOS

Al comenzar la implementación del currículo de la unidad modular **M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas** incluidas en el módulo **M2. Planificación, instalación, modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas**, debe ser capaz de:

- utilizar diversas fuentes de información,
- determinar sus propios derechos y obligaciones,
- reconocer los actos jurídicos básicos,
- participar en la discusión, presentación y defensa de su propia posición,
- sentirse responsable por su salud y la de otros (vida),
- aplicar principios éticos básicos (trabajo confiable, puntualidad, mantener la palabra, honestidad, responsabilidad por las consecuencias, veracidad),
- cooperar en un grupo teniendo en cuenta la división de tareas,
- usar el ordenador a un nivel básico.

3. RESULTADOS EDUCATIVOS DETALLADOS

M2.U3. Modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas. Después de tomar clases en la unidad modular, el alumno deberá lograr los siguientes resultados de aprendizaje:	
Conocimiento (sabe y entiende):	**Habilidades (puede):**
– Normas de salud y seguridad en el trabajo, protección del medio ambiente. – Protección de la salud en obras de modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas. – Reglas de seguridad para el mantenimiento y mantenimiento de una instalación fotovoltaica. – Programa de mantenimiento fotovoltaico. – Monitoreo de las propiedades del sistema fotovoltaico: pautas y requisitos de medición y su análisis. – Análisis de errores típicos relacionados con la modernización y mantenimiento. – Tipos de perturbaciones típicas y fallos en los sistemas. – Métodos y reparaciones o sustitución de componentes fotovoltaicos. – Registros de inspección, mantenimiento y reparación de instalaciones fotovoltaicas. – Estimación, oferta, contrato de obras relacionadas con la modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas.	– Aplica salud y seguridad en el trabajo, protección del medio ambiente, protección de la salud durante la modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas. – Realiza mediciones de las características de voltaje / corriente de los módulos / generadores fotovoltaicos. – Realiza mediciones de la eficiencia del generador fotovoltaico. – Realiza y analiza los resultados de pruebas termográficas de instalaciones fotovoltaicas. – Realiza evaluaciones periódicas de la operación de la planta fotovoltaica. – Realiza el mantenimiento periódico de la planta fotovoltaica. – Diagnostica y repara componentes dañados de instalaciones fotovoltaicas. – Evalúa la calidad de la modernización, mantenimiento y reparaciones realizadas en instalaciones fotovoltaicas. – Conservación de la documentación de inspección, mantenimiento y reparación de instalaciones fotovoltaicas. – Resuelve los costes de las obras relacionadas con la modernización y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas.
Competencias sociales:	
– Demostrar cierta autonomía en la resolución de pequeñas contingencias relacionadas con su actividad. – Reconocer el proceso productivo de la organización. – Cumplir con los estándares de producción establecidos por la organización. – Mantener el área de trabajo con el grado de orden y limpieza requerido por la organización. – Interpretar y ejecutar instrucciones de trabajo. – Respetar los procedimientos y estándares internos de la organización.	

4. MATERIALES DE ENSEÑANZA

4.1. Seguridad y salud en las normas de trabajo, protección del medio ambiente

El contenido de este capítulo se complementa con los temas presentados en el capítulo 4.1. Normas de salud y seguridad para la instalación en el módulo M2.U2. Montaje de instalaciones fotovoltaicas.

El instalador fotovoltaico realiza una profesión de mayor probabilidad de riesgo. Esto se debe al hecho de un contacto constante con equipos eléctricos en vivo, así como a los peligros causados por el trabajo en una altura, y relacionada con el movimiento de cargas de diferentes dimensiones y capacidades. La aplicación de los reglamentos de salud y seguridad es, por lo tanto, muy importante desde el punto de vista de garantizar la salud y la vida de los empleados que realizan actividades específicas. También es importante desde el punto de vista de la seguridad jurídica de los propietarios de la empresa. Desafortunadamente, muchas reglas de trabajo seguro son a menudo olvidadas. Por lo tanto, estas cuestiones deben tomarse bajo consideración para no ignorar esas regulaciones.

El instalador del sistema fotovoltaico debe estar equipado con medidas de protección individual en forma de equipo de protección personal contra caídas desde una altura que consiste en tirantes y una cuerda de seguridad con un amortiguador y una escalera o andamios, o un elevador.

El instalador del sistema fotovoltaico no solo es responsable de la salud y seguridad de los empleados en el sitio de instalación, sino también de la salud y seguridad de los clientes y otras personas a quienes pueda afectar el trabajo de montaje. El instalador también es responsable de la seguridad a largo plazo del sistema instalado. Por lo tanto, es responsabilidad de identificar los peligros asociados con la instalación fotovoltaica al tomar las medidas adecuadas para controlar y minimizar estos peligros.

Cada instalación es diferente, por lo que este estudio no puede enumerar todos los casos de violación de las reglas de seguridad en el trabajo de manera completa y definitiva.

Reglas de seguridad y salud

Las normas de salud y seguridad están establecidas en la Directiva 89/391 / ECC de la Comisión Europea del 12 de junio de 1998 sobre la introducción de medidas para apoyar la mejora de la salud y seguridad en el trabajo (OHS).

La aplicación de las normas de salud y seguridad permite determinar:

a) Si puede prevenir o evitar el peligro; ¿Es posible eliminarlo, por ejemplo, considerando si una tarea o trabajo dado es necesario o eliminando el peligro mediante el uso de otros materiales o procesos de trabajo?

b) Si no se puede evitar el riesgo, es para determinar cómo puede reducirse a un nivel en el que la salud y la seguridad de los trabajadores no se pongan en peligro.

Se deben utilizar las siguientes medidas preventivas, entre otras:
- combatir el riesgo en la fuente.
- adaptación al progreso tecnológico;
- reemplazo de un dispositivo, material u otro factor de riesgo, su alternativa menos peligrosa);
- desarrollar una política preventiva general coherente que abarque la tecnología, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y el impacto de los factores relacionados con el entorno laboral;
- presentar medidas de protección colectiva sobre el equipo de protección personal (por ejemplo, controlar la exposición a los humos a través de un sistema de ventilación por extracción, en lugar de utilizar dispositivos de protección respiratoria individuales);
- emisión de instrucciones adecuadas al empleado.

Los requisitos europeos sobre seguridad laboral están generalmente disponibles, entre otros, en: https://osha.europa.eu/pl/legislation/directives, www.hse.gov.uk. Las normativas nacionales se han adaptado a las normativas europeas. Las empresas que han implementado el sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo con mayor frecuencia dependen de los requisitos de los estándares OHSAS (Sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo):
- BS OHSAS – 18001 – o PN-N-18001: 2004 Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional – Especificación.
- BS OHSAS – 18002 – Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional – Pautas para la evaluación del riesgo laboral.
- BS OHSAS – 18004 – Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional – Guía de implementacións.

Plan de Seguridad y Salud

Con el fin de garantizar la implementación del proyecto con la garantía de seguridad asumida, se debe desarrollar un plan de salud y seguridad, que no tiene que ser extenso, sino que siempre debe contener:
- Listado y descripción del trabajo a realizar.
- Evaluación de riesgos con una lista de amenazas y precauciones existentes.
- Descripción de las reglas de seguridad a seguir y una lista de medidas de seguridad que deben tomarse.
- Disposiciones aplicables..

Al preparar el plan de salud y seguridad, asegúrese de que su contenido sea claro y conciso, para que el instalador pueda entenderlo y aplicar las pautas apropiadas.

Peligros potenciales al trabajar con sistemas fotovoltaicos

La instalación de sistemas fotovoltaicos crea una combinación de peligros que un instalador no puede enfrentar durante los trabajos realizados anteriormente, incluida la manipulación de cargas pesadas, el trabajo en una altura, o riesgo de descarga eléctrica. En la práctica, existen muchos riesgos característicos de las instalaciones fotovoltaicas, que deben tenerse en cuenta al preparar un plan de organización del trabajo y un análisis de riesgos para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Más importantes de estas amenazas se dan a continuación. Cabe señalar que debido a la naturaleza en constante cambio de los sistemas fotovoltaicos, la siguiente información no agota los riesgos que pueden ocurrir y, para evitarlos, actualice los conocimientos en esta área y tome las medidas de protección adecuadas. Al preparar el plan de organización del trabajo y la evaluación de riesgos, se debe prestar atención al equipo necesario para garantizar la seguridad del instalador durante la instalación (por ejemplo, equipo de protección personal) y los peligros asociados con el ensamblaje de los componentes del sistema fotovoltaico (por ejemplo, la selección de la medición y el control apropiados). equipo).

Evaluación de riesgos

La implementación del principio de buenas prácticas en el lugar de trabajo debe comenzar con una evaluación adecuada de los riesgos y amenazas involucradas. Esta evaluación debe tener en cuenta todos los tipos de peligros y peligros en el lugar de trabajo para garantizar que la exposición de los trabajadores y otras personas se reduzca de manera efectiva, no solo para reemplazar un riesgo, el otro. El riesgo se ha definido como la probabilidad de que ocurran eventos indeseables (amenazas / riesgos) relacionados con el trabajo realizado, que causan pérdidas y sus efectos en la salud o la vida de los empleados en forma de enfermedades profesionales y accidentes en el trabajo. La evaluación de tal riesgo es un examen en profundidad de si se han tomado las precauciones suficientes y si se puede hacer más para prevenir daños. El análisis de riesgos consiste en la identificación de los peligros relacionados con la empresa (resultantes del trabajo realizado u otros factores, por ejemplo, el lugar de trabajo, las condiciones climáticas) y la evaluación de su tamaño, teniendo en cuenta las precauciones existentes. Los resultados de una evaluación de riesgos realizada correctamente deben ayudar a determinar los principios más apropiados de buenas prácticas en el lugar de trabajo. La evaluación de riesgos siempre debe hacerse antes de aplicar los principios de buenas prácticas en el lugar de trabajo. Debe adaptarse a las circunstancias y necesidades específicas.

Pasos a seguir antes de iniciar el trabajo

El instalador de instalaciones fotovoltaicas debe:

1) Lea atentamente las instrucciones de seguridad en el trabajo en el lugar de trabajo.
2) Escuche las instrucciones del supervisor.
3) Use el uniforme y la ropa de protección destinados a usarse en una estación de trabajo determinada (monos de trabajo, chaleco reflectante, artículos de sombrerería, zapatos con punta de metal y suela resistente a las perforaciones, rodilleras, guantes protectores); quitar todos los artículos innecesarios, como joyas, etc.
4) Use equipo de protección personal: casco protector, cinturón o arnés que proteja contra caídas de altura, gafas de sol, máscaras contra el polvo cuando trabaje con asbestos.
5) Prepare el equipo (escaleras portátiles – técnicamente eficientes), herramientas eléctricas, medidores y materiales necesarios durante el trabajo, etc.

6) Eliminar todos los objetos innecesarios en el lugar de trabajo; Asegúrese de que la base alrededor del lugar de trabajo sea estable y uniforme.
7) Asegúrese de que el comienzo del trabajo no cause riesgos a las personas que se encuentren cerca o en las inmediaciones del lugar de trabajo.
8) Familiarizarse con las tareas del día actual.
9) Si no se encuentran peligros en una estación de trabajo determinada, las tareas pueden realizarse.

Pasos a realizar durante el trabajo

Durante el trabajo, el instalador fotovoltaico debe:

1) Cumplir estrictamente con las recomendaciones de: instrucciones de seguridad en el lugar de trabajo e instrucciones para los superiores.
2) Observar el orden de trabajo.
3) Realizar únicamente el trabajo encargado por el superior directo.
4) Al concentrar todo el trabajo, concentre toda su atención solo en las actividades realizadas; Trabaja a una velocidad correspondiente al ritmo natural del trabajo.
5) Los materiales utilizados durante el proceso de trabajo deben almacenarse de manera que no creen ningún peligro de accidente; Las herramientas deben colocarse en lugares estrictamente designados.
6) Si durante el trabajo debe usar escaleras, plataformas o andamios, se debe mantener para que sean técnicamente sólidos y que se ajusten de acuerdo con las regulaciones aplicables.
7) Las escaleras deben usarse solo para tareas de bajo riesgo, para trabajos de corta duración.
8) El trabajo en altura debe realizarse para no molestar a otros empleados que realizan sus tareas.
9) Si es necesario abandonar el lugar de trabajo, el instalador está obligado a verificar si las herramientas de trabajo dejadas atrás representan una amenaza para, por ejemplo, otros trabajadores que pasan por allí.
10) En caso de dudas en cuanto a la manera de realizar la tarea, el instalador debe consultar al experto superior o capacitado para obtener instrucciones detalladas; el trabajo puede reanudarse después de eliminar las dudas y (preferiblemente) bajo la supervisión del supervisor.
11) Recuerde que los módulos fotovoltaicos expuestos a la luz solar generan corriente y voltaje y no pueden apagarse, lo que significa que el instalador trabaja con circuitos eléctricos activos.
12) Para evitar que el módulo solar genere electricidad, cubra toda su superficie con una cubierta opaca.

El instalador fotovoltaico tiene prohibido:

1) Realizar métodos de trabajo peligrosos, a fin de plantear peligros para usted o para el medio ambiente.
2) No seguir las instrucciones y recomendaciones específicas de los superiores.
3) Utilizar métodos de trabajo inadecuados.
4) Trabajar sin protección personal prescrita.
5) Usar escaleras técnicamente ineficientes, plataformas, andamios.
6) Utilizar las herramientas equivocadas e inservibles, herramientas eléctricas.
7) Realizar trabajos durante una tormenta, vientos fuertes u otras amenazas.

8) Dañar los elementos del techo y provocar fugas en el edificio.
9) Realizar trabajos en altura (en una escalera, plataforma desde andamios, etc.), con mal humor; se debería haber informado al supervisor, quien decidirá sobre el curso del trabajo del empleado.
10) Reparar equipo eléctrico vivo (si el empleado no tiene los permisos apropiados).
11) Tocar los cables eléctricos vivos.
12) Iluminar los lugares de trabajo con lámparas portátiles con una tensión superior a 24 V.
13) Permitir que otras personas trabajen en su lugar de trabajo sin el conocimiento del supervisor.
14) Molestar a otros en el trabajo.
15) Bloquear el camino a estaciones de trabajo, equipos contra incendios e interruptores eléctricos.
16) Dejar después del trabajo de cierre, trapos usados, etc.
17) Fumar y usa fuego abierto mientras trabajas; Fume solo en los lugares designados para ello y debidamente marcados.
18) Consumir alcohol en el trabajo.
19) Superar los estándares de transferencia de carga permisibles en el transporte manual.

Después de terminar el trabajo, un instalador fotovoltaico debe:

1) Encallar elementos conductores expuestos, por ej. Estructura del conjunto de paneles fotovoltaicos y puesta a tierra de todo el sistema.
2) Poner cubiertas en cables eléctricos.
3) Limpiar a fondo la estación de trabajo, coloque las herramientas y los dispositivos auxiliares en los lugares designados.
4) Limpiar la protección personal usada y guárdela en un lugar permanente de su almacenamiento.
5) Asegurarse de que la estación y los dispositivos de la izquierda no crean ninguna amenaza para el medio ambiente.
6) Proporcionar información sobre el progreso del trabajo realizado a su supervisor directo.

Notas adicionales

El instalador fotovoltaico deberá:

1) Cuidar la higiene personal y una apariencia cuidada.
2) En caso de dudas sobre la corrección de sus acciones, solicitar orientación adicional a los servicios directos superiores o profesionales.

Pasos a seguir después de terminar el trabajo

1) Dejar la estación de trabajo en orden. Organizar las herramientas e instrumentos auxiliares en los lugares designados.
2) Verificar el estado del equipo de protección personal.
3) Todas las circunstancias que puedan poner en peligro la seguridad del operador o de terceros obligan al instalador a informar al supervisor. En caso de peligro inminente debido al incumplimiento de la empresa con las normas de seguridad y salud en el trabajo, el instalador de instalaciones fotovoltaicas tiene el derecho de abstenerse de realizar el trabajo (él conserva el derecho a la remuneración, sin embargo, no puede negarse a realizar otro equivalente). trabajo si es posible la eliminación inmediata de los peligros del trabajo previamente realizado).

4.2. Protección de la salud durante las obras de modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas

Trabajo seguro con circuitos eléctricos, reglas generales

La medida de seguridad básica para evitar descargas eléctricas durante el montaje y el trabajo de servicio en circuitos eléctricos es desconectarlos del voltaje. Se deben observar las siguientes reglas al trabajar con circuitos eléctricos:

- Apagar siempre la fuente de alimentación antes de trabajar en el circuito;
- El circuito desconectado de la tensión no causará una descarga eléctrica. Desafortunadamente, muchos accidentes son causados por circuitos que se consideraron desconectados de la fuente de alimentación. El trabajo seguro con circuitos implica verificar antes de trabajar, si hay voltaje peligroso en ellos;
- Usar un medidor o un probador de circuitos, como un medidor de pinzas, para asegurarse de que el circuito no esté activo;
- Utilizar el disyuntor y márquelo de manera adecuada;
- Bloquear el interruptor de circuito si tiene un bloqueo. Se debe enfatizar que el signo de exclusión no es para la persona que el instalador conoce y quién sabe sobre su trabajo, sino para una persona que el instalador no conoce y que no sabe sobre su trabajo con el circuito. Las personas expuestas a tales circuitos eléctricos deben ser informadas sobre el peligro;
- Marcar todos los circuitos donde se llevará a cabo el trabajo, en los puntos donde el equipo o el circuito se pueden encender.

Además de los trabajos mencionados anteriormente que deben realizarse con la alimentación desconectada, se realizan varios trabajos de control y medición, que se incluyen en los trabajos realizados en condiciones de una amenaza particular para la salud y la vida humana. Por esta razón, durante su implementación, se deben aplicar reglas especiales de organización del trabajo y protección técnica adicional en forma de equipo de aislamiento.

Funcionamiento seguro con sistemas fotovoltaicos, principios generales

En la actualidad, la electricidad se suministra principalmente desde la red eléctrica bajo el control de las empresas de energía. Por esta razón, los electricistas están principalmente familiarizados con las instalaciones y sistemas que se suministran con corriente alterna de la red. Cuando se trabaja con sistemas fotovoltaicos, se deben considerar dos fuentes de energía: una red de un proveedor externo de energía y un sistema solar.
Apagar el suministro de red no hace que el sistema solar deje de producir energía. En los sistemas fotovoltaicos, el trabajo se realiza en la fuente de alimentación (módulo fotovoltaico y cableado relacionado) y esto es fundamentalmente diferente del trabajo en el circuito eléctrico desconectado de la red. Incluso las condiciones de poca iluminación pueden generar un potencial eléctrico que puede provocar una descarga eléctrica o una chispa. Un incendio de este tipo es muy peligroso porque también puede hacer que el instalador se caiga del techo o de la escalera.

Al trabajar con sistemas fotovoltaicos, deben observarse todos los procedimientos relacionados con el funcionamiento de los circuitos eléctricos (los básicos se presentan en el

punto 3.1), prestando especial atención a los asuntos específicos de los sistemas fotovoltaicos, como:

1. Funcionamiento correcto de los inversores y otros elementos del sistema fotovoltaico. Pueden equiparse con condensadores de considerable capacidad con cargas eléctricas almacenadas incluso después de desconectar la fuente de alimentación. Lea y siga las instrucciones del fabricante para el uso seguro del equipo.
2. El método de "apagar" el módulo solar, que es el apagado de la fuente de alimentación, es decir, el sol. Si es necesario, cubra los módulos con una cubierta opaca para evitar que generen electricidad.
3. La radiación solar, incluso de baja intensidad, puede generar un potencial eléctrico y crear un riesgo de descarga eléctrica o chispas.
4. Este voltaje puede ser demasiado pequeño para iniciar el inversor, pero es suficiente para provocar una descarga eléctrica que puede dañar al instalador no oculto.
5. Cuando trabaje con una cadena de módulos fotovoltaicos que requiera conexión o desconexión del sistema, debe usar un interruptor de voltaje de CC. Marque y bloquee el circuito utilizando procedimientos estándar.
6. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica tienen dos fuentes de energía.
7. La desconexión de la fuente de alimentación no afecta el potencial de salida de los módulos fotovoltaicos, incluso después de que se apague el inversor. Esto significa que dicha desconexión no corta la fuente de alimentación de los paneles fotovoltaicos. El cableado desde el lado fotovoltaico todavía puede estar bajo voltaje, lo que puede causar un flujo de corriente significativo incluso en condiciones solares bajas.
8. Los seccionadores de interruptor de CC pueden aislar los paneles fotovoltaicos, pero no apagan las fuentes de alimentación. Debe recordarse que incluso después de la desconexión, el cable de los módulos fotovoltaicos al seccionador está activo. Por lo tanto, debe tratar el cableado de los módulos fotovoltaicos con la misma precaución que los circuitos laterales de la línea de alimentación. Un pequeño sistema fotovoltaico puede generar tensión hasta 600 V CC.
9. Existe riesgo de chispas al conectar o desconectar las cadenas de módulos fotovoltaicos.
10. Nunca desconecte los conectores del módulo fotovoltaico o el cableado activo asociado.
11. Al conectar o desconectar la cadena del módulo fotovoltaico, si el circuito está cerrado o la cadena del módulo está bajo voltaje, pueden producirse chispas en el conector. La chispa eléctrica tiene suficiente energía para causar quemaduras severas. Otro peligro es la sorpresa del instalador con un salto de chispa, que puede causar la pérdida del equilibrio y la caída desde el techo o la escalera.
12. Cuando se trabaja en un sistema fotovoltaico, la fuente de energía solar debe desconectarse mediante un seccionador de interruptor de CC.
13. Para verificar si no hay voltaje peligroso en el circuito, se recomienda usar un medidor de alicates.

Seguridad eléctrica en sistemas fotovoltaicos: selección de componentes y su impacto en las características de seguridad

Requerimientos de instalación

La norma básica para la instalación de sistemas eléctricos de hasta 1000 V CA en edificios es la norma PN-IEC 60364 y también debe utilizarse para sistemas fotovoltaicos. Contiene, entre otras cosas, las normas sobre protección contra descargas eléctricas (parte 4-41),

protección contra sobrecorriente (parte 4-43), selección y montaje de equipos eléctricos: cableado (parte 5-52) y protección contra sobretensiones atmosféricas o de conmutación y protección contra perturbaciones de tensión y perturbaciones electromagnéticas (partes 4-443 y 4-444) y en partes 7-712: 2007 Instalaciones eléctricas en obras de construcción: Requisitos para instalaciones especiales o ubicaciones – Sistemas de energía fotovoltaica (FV) Presenta: HD 60364– 7 -712: 2005 / AC: 2006 [IDT], HD 60364-7-712: 2005 [IDT] reemplaza: PN-HD 60364-7-712: 2006.

Generador fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos deben cumplir las siguientes normas:

- IEC 61215 para módulos cristalinos,
- IEC 61646 para módulos de película delgada,
- IEC 61730 – para la seguridad de los módulos fotovoltaicos.

Los módulos deben tener el marcado CE.

Todos los parámetros de los componentes en el lado de CC (cables, aisladores / seccionadores, interruptores, fusibles, etc.) deben derivarse de la tensión y la corriente máximas de la parte correspondiente del generador fotovoltaico con el que cooperan. Es necesario tener en cuenta las corrientes y las tensiones resultantes de las conexiones en serie / paralelas de los módulos que forman un conjunto fotovoltaico. Se deben tener en cuenta los poderes máximos de los módulos individuales. Estas potencias resultan de dos parámetros proporcionados para cada módulo por los fabricantes; Voc tensión de circuito abierto, y corriente de falla Isc. Los fabricantes proporcionan estos valores medidos en condiciones de prueba estándar (STC), es decir, a una intensidad de radiación de 1000 W / m², número de masa AM1,5 y temperatura de la celda de 25 ° C. En el trabajo, no en condiciones de STC, estos valores pueden ser diferentes y, por lo tanto, se recomiendan los siguientes multiplicadores para determinar los valores máximos:

1) Para módulos de silicio monocristalinos y multicristalinos, todos los componentes de CC deben dimensionarse en:
   - Voltaje: Voc (STC) x 1.15,
   - Corriente: Isc (STC) x 1.25.
2) Esto significa que para N cadenas conectadas en paralelo, cuando cada cadena consta de M conectada en serie, los cables de CC principales deben dimensionarse en:
   - Vontaje: Voc (STC) x M x1.15,
   - Corriente: Isc (STC) x N x 1.25.
3) Para otros módulos, todos los componentes de CC deben dimensionarse al menos sobre la base de:
   - El cálculo menos favorable de Voc e Isc proporcionado por el fabricante en el rango de temperatura de -15°C a 80°C y para una intensidad de radiación de hasta 1250 W/m².
   - Cálculos del posible aumento de Voc e Isc durante la operación del sistema.

Protección contra descargas eléctricas

La protección básica significa que las partes activas del sistema fotovoltaico, que están bajo voltaje, no pueden estar en contacto y las partes conductoras disponibles no deben estar

bajo un voltaje de tierra notable. Dicha protección generalmente está garantizada por aislamiento básico y / o soluciones estructurales apropiadas, por ejemplo:
una tapa. Además, la norma PN-IEC60364 exige protección contra descargas eléctricas incluso en caso de daños en el "aislamiento básico". En caso de una falla de funcionamiento, debe asegurarse de que no aparezca una tensión peligrosa en los elementos que pueden verse afectados, por ejemplo, en la carcasa del dispositivo. Los métodos de protección más sencillos de usar en sistemas fotovoltaicos son el aislamiento protector y el uso de circuitos SELV de muy bajo voltaje. Se recomienda utilizar módulos con aislamiento de seguridad Clase II.
Tales módulos permiten alcanzar voltajes más altos del generador fotovoltaico y, por lo tanto, los mejores coeficientes de eficiencia generales. El riesgo de romper el suelo para estos módulos es mínimo, por lo que la protección contra sobrecargas en los cables de las cadenas y en los módulos es simple. Las partes con conexión a tierra de metal también se recomiendan para evitar descargas eléctricas por contacto peligroso en el equipo.
Si el sistema fotovoltaico no tiene una separación eléctrica entre el lado de CC y el lado de CA (por ejemplo: contiene un inversor sin transformador) y tiene un dispositivo de corriente diferencial, debe cumplir con la especificación de tipo B de acuerdo con PN-IEC 60755 y debe También reaccionan a las corrientes con un componente fijo. Para garantizar la protección contra el contacto directo, debe configurarse para detectar desviaciones actuales de hasta 30 mA.

4.3. Normas de seguridad para el mantenimiento y conservación de la instalación solar

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

Módulos CC y cables

Si los cables del generador fotovoltaico se han dimensionado correctamente, se protegen automáticamente contra cortocircuitos en los terminales de entrada del inversor, ya que el generador fotovoltaico funciona como fuente de corriente. Correcto dimensionamiento de alambres:

- Selección del diámetro del alambre que garantiza valores de densidad de corriente apropiados con una conducción de corriente continua al menos 1,25 veces más alta que la corriente de cortocircuito nominal en condiciones STC, respectivamente para la cadena o la tabla de módulos en cualquier ubicación del sistema,
- Los parámetros de los cables de alimentación principales están diseñados para permitir el funcionamiento anterior con una carga de corriente de 1,25 veces mayor que la corriente de cortocircuito nominal de todo el generador fotovoltaico en condiciones STC.

Si no se cumplen las condiciones anteriores, se debe utilizar la protección de sobrecarga de los cables.
En los diseños de generadores convencionales, los fusibles de "cadena" se pueden omitir en sistemas con módulos con corrientes de cortocircuito nominales de aprox. Cables de conexión de 3,5 A y resistentes a la temperatura con una sección de 2,5 mm2. Si los módulos tienen corrientes de cortocircuito nominales más altas, se debe reducir el número de cadenas conectadas en paralelo sin fusible.

El valor de la corriente de retorno máxima permisible según IEC 61730-2 para un módulo fotovoltaico es 2-2,6 x Isc (Isc – corriente de cortocircuito). La corriente inversa depende del número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo y, en el caso de tres cadenas, alcanzará el valor especificado en la norma. En este caso, se justifica la aplicación de protección contra sobrecorriente. Las corrientes inversas hacen que aumente la temperatura del módulo o sus partes, y en casos extremos puede provocar su destrucción térmica, así como la aparición del arco eléctrico de CC.

Cuando se protege contra corrientes inversas en los sistemas fotovoltaicos, lo más importante es la selección del tipo de fusible correcto, con las características de gPV, que fue introducido por la norma IEC 60269-6. Además de las características correctamente seleccionadas, la tensión nominal correcta del fusible también es muy importante, que debe ser más alta que la tensión más alta en el sistema fotovoltaico. Al seleccionar el nivel de la corriente nominal del fusible, se debe cumplir con la dependencia:

$$1{,}4xI_{SC} \leq I_n \leq 2{,}4xI_{SC}$$

donde, I_{sc} – es la corriente nominal de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos (dada por el fabricante del módulo), y I_n – es la corriente nominal del fusible.

Dispositivos de desconexión

Los dispositivos de desconexión de CC, como interruptores, disyuntores y fusibles, deben derivarse del voltaje y la corriente máximos de la parte relevante del generador fotovoltaico con el que cooperan para que los arcos de desconexión eléctrica se desconecten de forma segura.

Cajas de conexión

El método y la calidad de las conexiones entre los componentes del sistema fotovoltaico tienen un gran impacto en el funcionamiento correcto de todo el sistema y la seguridad. La mayoría de las fallas se pueden evitar usando clips de resorte industriales o conectores de enchufe especialmente diseñados. Una buena caja de conexión del módulo fotovoltaico debe:

- habilitar un método de conexión simple utilizando clips de resorte o conexiones de enchufe,
- disponer de entradas de conductos estancas con ajuste de forma mecánica.
- permitir la introducción de cables desde el módulo hacia abajo en cada posición permitida del conjunto del módulo,
- estar hechos de materiales ignífugos,
- cumplir con los requisitos de la clase de protección al menos IP54.

Página CA

Debe instalarse un aislador y una protección adecuada contra sobrecorriente en los cables de CA entre el inversor y el punto de conexión a la red.

Operación segura con pilas

Trabajar con sistemas FV equipados con baterías puede ser la parte más peligrosa de los trabajos de instalación y mantenimiento de FV.

¡Las baterías pueden ser peligrosas!

La norma EN 50272-2: 2007 especifica los requisitos para la seguridad de las baterías secundarias y las instalaciones de baterías. Parte 2: Baterías estacionarias. Se aplica a baterías estacionarias con un voltaje máximo de 1500 V: ácido de plomo y níquel cadmio. Se han establecido los requisitos de seguridad relacionados con el montaje, uso, control, mantenimiento y desmantelamiento.

Asegúrese de que todos los empleados comprendan los peligros y las reglas de seguridad para los sistemas de baterías:

- es obligatorio familiarizarse con las recomendaciones del fabricante sobre el manejo adecuado de las baterías, su instalación y eliminación.
- hasta hace poco, las baterías de plomo-ácido han sido baterías típicas. Ambos de estos químicos son peligrosos. El plomo puede causar toxicidad reproductiva y el ácido puede causar quemaduras graves. Actualmente, las baterías de gel y de iones de litio se utilizan cada vez más,
- evitar chispas en / cerca de los terminales de conexión de la batería,
- antes de comenzar el servicio u otro trabajo con baterías, desconecte el circuito de voltaje de CC entre las baterías y el inversor,
- los paquetes de baterías pueden almacenar una carga eléctrica muy grande, lo que puede causar un peligro de arco eléctrico. Las herramientas metálicas y las joyas personales pueden provocar chispas que provocan quemaduras graves y la explosión de la batería. Quítese las joyas y use solo las herramientas apropiadas cuando trabaje con baterías.
- se recomienda protección ocular al trabajar con baterías.
- las baterías usadas deben considerarse peligrosas y deben reciclarse de manera adecuada.

Protección contra rayos

Al instalar un sistema solar en el techo del edificio, debe considerarse la protección contra rayos (LPS – Sistema de protección contra rayos) y se debe prestar especial atención a la limitación de corrientes y sobretensiones en la instalación eléctrica y los circuitos de CC. Solo este tratamiento integral de los problemas de protección contra rayos y sobretensiones puede garantizar la protección y el funcionamiento sin fallas de los sistemas fotovoltaicos. Instalados de acuerdo con la técnica, los sistemas fotovoltaicos no aumentan el riesgo de rayos si no sobresalen significativamente por encima de la altura original del edificio. Por lo tanto, cuando el sistema fotovoltaico está instalado en el techo, generalmente no se necesita protección contra rayos adicional para la casa. Sin embargo, debe considerarse si se debe utilizar el sistema de protección contra rayos que protege el sistema fotovoltaico. Depende principalmente de la evaluación del riesgo de tal amenaza y de los requisitos de, por ejemplo, el seguro del sistema fotovoltaico.

Medidas de seguridad en el trabajo en las alturas

El riesgo de trabajar en altura

Si el trabajo se planifica en alturas, se debe preparar una evaluación de riesgos. Debe incluir la evaluación general de la protección de la seguridad y la salud. No compliques en exceso este proceso. Los riesgos asociados con trabajar en alturas se reconocen y la mayoría de las medidas de control que son necesarias son fáciles de aplicar.

La ley no requiere la eliminación completa de los peligros, pero el instalador está obligado a proteger a las personas minimizando los riesgos de una manera razonable, posible de implementar.
Si el trabajo en altura es inevitable, debería:

- utilizar el acceso seguro existente al lugar de trabajo en las alturas. No busque "accesos directos" si ya existe un acceso seguro, como una escalera fija o una plataforma con barreras.
- proporcionar a los empleados o a ellos mismos equipos para evitar caídas, como andamios, plataformas móviles o plataformas aéreas con barreras de seguridad,
- minimizar la altura y las consecuencias de una caída, por ejemplo, organizando trabajos cortos a baja altura.

Plataformas móviles

El instalador debe tener la capacidad de erigir y desmontar andamios, siempre debe leer y seguir las instrucciones del fabricante y en ningún caso puede usar el equipo por encima de sus capacidades. Construcciones bien conocidas, como andamios o plataformas móviles, se construyen a partir de componentes prefabricados hechos principalmente de aleaciones de aluminio o fibra de vidrio. Las ruedas o patas de la plataforma o el andamio deben descansar sobre un suelo duro. Los soportes deben estar dispuestos de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

Plataformas aereas

Las plataformas aéreas proporcionan una forma segura de trabajar en alturas, porque:

- Permiten una forma rápida y fácil de acceder al lugar de reunión.
- Tienen barreras de seguridad y limitar el bordillo para evitar caídas,
- Se pueden utilizar tanto en interiores como en interiores.
- Incluyen varios tipos, como grúas de brazo, elevadores de tijera y plataformas aéreas montadas en camiones.

Escaleras

Las escaleras solo deben usarse para tareas con un bajo grado de riesgo y para trabajos de corta duración. Las escaleras se clasifican según el método de uso: para uso comercial e industrial ligero; para uso en trabajos pesados e industriales; Para uso doméstico. El fabricante siempre debe proporcionar información sobre las especificaciones de sus escaleras y especificar la carga máxima de trabajo. Los usuarios deben ser entrenados e instruidos sobre el uso seguro de escaleras.

Protección personal

El propósito de usar el equipo de protección personal es proteger a los empleados contra el riesgo de lesiones creando una cubierta protectora contra la amenaza en el lugar de trabajo. No son un sustituto de una buena ingeniería, supervisión administrativa o buenas prácticas de trabajo, sino que deben utilizarse junto con estas medidas de vigilancia para garantizar la seguridad y la salud de los trabajadores.
Los empleadores deben proporcionar y financiar el equipo con el equipo de protección personal que el empleado necesita para trabajar de manera segura. El empleador debe asegurarse de que los empleados usen estos fondos y los mantengan limpios y funcionales.

Protección contra incendios

La instalación de un sistema fotovoltaico en un edificio puede afectar la protección contra incendios:

- para instalaciones en el techo, los módulos del sistema fotovoltaico deben instalarse por encima del techo no inflamable utilizando un sistema de montaje adecuado para la construcción y la cubierta del techo, y los elementos restantes del sistema fotovoltaico en lugares que cumplan con las condiciones especificadas por sus fabricantes.
- no instale ni use módulos fotovoltaicos cerca de lugares peligrosos que contengan gases inflamables.

Otros peligros relacionados con los sistemas fotovoltaicos

1) A diferencia de los materiales para techos o fachadas, los módulos FV a menudo están hechos de vidrio templado laminado. Esto significa que los elementos de vidrio no se rompen cuando se dañan y pueden caer en forma de una hoja.
2) Los bordes de los módulos fotovoltaicos, especialmente en áreas expuestas, pueden ser afilados.
3) Aunque estas no son cantidades peligrosas durante el montaje y el uso, algunos productos solares contienen cadmio, lo que puede crear un riesgo de polvo dañino si el producto se aplasta durante la utilización.
4) Los módulos fotovoltaicos producen electricidad cuando se exponen a la luz solar y no pueden apagarse. Esto significa que la instalación fotovoltaica a menudo tiene lugar cuando los circuitos eléctricos están activos.
5) Los módulos fotovoltaicos producen una tensión de CC diferente de la tensión de CA. El voltaje de CC puede provocar chispas en un espacio de aire de varios milímetros de ancho (según el voltaje) hasta que se desconecte el voltaje o se amplíe el espacio. Esta chispa puede causar un riesgo de incendio y / o daños importantes.
6) La corriente de cortocircuito en el cableado del módulo fotovoltaico suele ser un poco más alta que la corriente de funcionamiento. Esto significa que se deben aplicar otras protecciones en el lado de CC que en el lado de CA, y que la seguridad de todo el sistema depende de su elección correcta.
7) Una instalación fotovoltaica mal conectada a tierra puede causar un voltaje de CC peligroso en partes conductoras accesibles.
8) El sistema fotovoltaico se puede describir como "bajo voltaje", incluso si genera un voltaje de hasta 1500 V. El voltaje de 60 V CC cuando se toca generalmente se considera suficiente para provocar un riesgo de descarga eléctrica (este valor depende de las condiciones ambientales).).
9) El riesgo de quemaduras suele aumentar significativamente si el módulo fotovoltaico o la instalación están dañados.
10) Para maximizar la eficiencia, los módulos fotovoltaicos generalmente se montan en ubicaciones no protegidas. Esto significa que el riesgo puede ser de baja temperatura, viento y lluvia durante la instalación y el mantenimiento.
11) Los elementos de los módulos fotovoltaicos pueden calentarse hasta altas temperaturas (aprox. 80 ° C) durante el funcionamiento normal.
12) La superficie de los módulos fotovoltaicos puede reflejar grandes cantidades de luz solar que cae sobre ellos, lo que puede dañar la vista.

4.4. Programa de mantenimiento fotovoltaico

Control de sistema

Las mediciones de prueba deben ir precedidas de una inspección inicial del sistema que debe realizarse incluso antes de la conexión de la fuente de alimentación de la instalación. La inspección debe realizarse de acuerdo con los requisitos de la norma IEC 60364-6. Los principios de su implementación se describen en el capítulo 4.11. Condiciones de recolección y documentación técnica de la instalación en la guía para el aprendiz y el capacitador M2.U2. Montaje de instalaciones fotovoltaicas.

Prueba del sistema

La prueba de cableado eléctrico del sistema fotovoltaico debe realizarse de acuerdo con los requisitos de la norma IEC 60364-6. Los dispositivos de medición y monitoreo, así como los métodos de medición, se seleccionan de acuerdo con las partes relevantes de la norma IEC 61557 e IEC 61010. Si se aplica otro equipo de medición, debe garantizar un nivel igual de calidad y seguridad. Los métodos de prueba descritos en esta sección se proporcionan como métodos de referencia; No se excluyen otros métodos, siempre que permitan recibir resultados comparables.

Todas las pruebas deben realizarse y realizarse de manera adecuada en el orden especificado en la lista.

Si el resultado de la medición indica el error, el defecto debe repararse y la medición debe repetirse, al igual que todas las mediciones anteriores deben repetirse si el defecto detectado afecta su resultado.

En caso de cualquier prueba que indique el incumplimiento de los requisitos, esta prueba y todas las pruebas anteriores que podrían verse afectadas por el error se deben repetir.

Sistemas de prueba y pruebas adicionales

El sistema de prueba aplicado en el sistema fotovoltaico debe ser adecuado para la escala, tipo, lugar y complejidad de un sistema dado. Este documento define dos sistemas de prueba, junto con una serie de pruebas adicionales que también pueden realizarse cuando finaliza la secuencia estándar.

Mantenimiento / Inspección

El instalador fotovoltaico debe:

1) Recordar que los sistemas fotovoltaicos no están "sin servicio"; requieren un inspector periódico para asegurarse de que funcionan correctamente y que no hay defectos ni daños;
2) Realizar las actividades de mantenimiento y pruebas recomendadas por el fabricante;
3) Verificar los datos registrados con respecto a valores inesperados;
4) Preparar una lista de control de las acciones de mantenimiento e inspecciones antes de la visita al sistema;
5) Anotar todas las herramientas y equipos necesarios que deben llevarse para evitar visitas repetidas innecesarias;
6) Calibrar los instrumentos de medición, si es necesario;
7) Usar equipo de protección personal relevante (ver: consejos de instalación);
8) Desconectar los circuitos antes de comenzar a trabajar con ellos;

9) Cubrir los paneles fotovoltaicos, si es necesario, con un recubrimiento no transparente; trabajo durante la noche (con uso de iluminación adecuada);
10) Recordar que apagar el interruptor de voltaje principal no hace que los módulos fotovoltaicos dejen de producir electricidad;
11) Tener en cuenta que el inversor fotovoltaico tiene condensadores de gran volumen, que pueden permanecer cargados, incluso después de cortar la alimentación;
12) Verificar con la corriente actual si el circuito no está electrificado antes del comienzo del trabajo con el conjunto PV;
13) Limpiar los módulos fotovoltaicos de polvo y suciedad con el uso de agua. No aplique detergentes, cepillos ásperos o herramientas afiladas;
14) Verificar los módulos con respecto a la presencia de daños (por ejemplo, grietas) durante la limpieza;
15) Verificar si el marco de instalación no muestra signos de corrosión;
16) Buscar nuevas fuentes de sombreado que no se consideraron durante la instalación;
17) Recortar cerca de árboles, si es necesario;
18) Comprobar si hay conexiones sueltas y corrosión;
19) Comparar la salida de CA del sistema en un momento dado con el valor esperado, utilizando fórmulas de conversión básicas para la exposición al sol y la temperatura;
20) Comprobar y compensar el electrolito en baterías (en sistemas autónomos);
21) Reemplazar lo antes posible los elementos del sistema dañados o no funcionales.

4.5. Monitoreo de las propiedades del sistema fotovoltaico – pautas y requisitos de medición y su análisis

El monitoreo de los parámetros de operación del sistema fotovoltaico es necesario para comparar los parámetros de diseño con los actuales o, más avanzados, la estimación del impacto de las condiciones climáticas y climáticas específicas correspondientes al sitio de instalación del sistema en su rendimiento energético o ritmo de los procesos de degradación dependiendo de tecnologías aplicadas. Tal enfoque puede ser útil para un diseño más preciso de sistemas fotovoltaicos más fiables y eficientes.
Este estudio tiene como objetivo la definición de recomendaciones para el monitoreo y análisis efectivos de los datos recopilados para determinar la calidad de la instalación fotovoltaica conectada a la red de energía y los posibles diagnósticos de irregularidades en su funcionamiento.
Formalmente, los requisitos relacionados con el monitoreo del sistema fotovoltaico (mediciones, intercambio de datos y análisis) se han especificado en la norma IEC 61724 (*monitoreo del rendimiento del sistema fotovoltaico – Pautas para la medición, intercambio de datos y análisis*)

Monitorización del sistema fotovoltaico

Propósito:
- comparación de los parámetros de diseño (por ejemplo, predicción de energía) con los reales,

- estimación del impacto de las condiciones climáticas y climáticas específicas correspondientes al sitio de instalación del sistema (más avanzado), en su rendimiento energético,
- el ritmo de los procesos de degradación en función de las tecnologías aplicadas.

Resultado:
- Diagnóstico de errores en el funcionamiento del sistema fotovoltaico.
- Diseño más preciso de sistemas fotovoltaicos fiables y más eficientes.

Formalmente, los requisitos relativos a la vigilancia de los sistemas fotovoltaicos.
- mediciones, intercambio de datos y análisis – se han especificado en la norma IEC 61724 (Monitoreo del rendimiento del sistema fotovoltaico – Directrices para mediciones, intercambio de datos y análisis).

Uso de datos de monitoreo con IEC 61724

Los instrumentos de medición y los sensores aplicados en el sistema de monitoreo deben cumplir con los requisitos de la norma IEC 61724. Esta condición se refiere en particular a los sistemas fotovoltaicos más grandes. En el caso de sistemas más pequeños, cuando el presupuesto suele ser muy limitado, los elementos más baratos y de menor calidad pueden constituir la única opción disponible, pero incluso en tal situación se recomienda el monitoreo del sistema.

El estudio especifica los procedimientos aplicados para monitorear la calidad, confiabilidad, registro de datos, junto con los eventos que deben registrarse y los procedimientos recomendados de control de calidad del sistema.

Parámetros dependiendo del propósito asumido y avance del sistema de monitoreo:
1. Evaluación de la calidad de las tecnologías fotovoltaicas aplicadas en el sistema:
   a) vigilancia básica,
   b) monitorización avanzada (analítica).
2. Diagnóstico del sistema.
3. Degradación y análisis de las incertidumbres de los parámetros del sistema en el tiempo.
4. Comprensión de las fuentes y reducción de las pérdidas en el sistema mediante la comparación de los datos recibidos con los datos obtenidos del modelado (predicción).
5. Predicción del rendimiento energético (y no solo) del sistema fotovoltaico.
6. Interacción del sistema fotovoltaico y la red energética.
7. Integración de generación distribuida, almacenamiento de energía y control de carga (consumo de energía).

La Figura 1 presenta un sistema fotovoltaico con todos los parámetros significativos marcados medidos en caso de monitoreo avanzado.

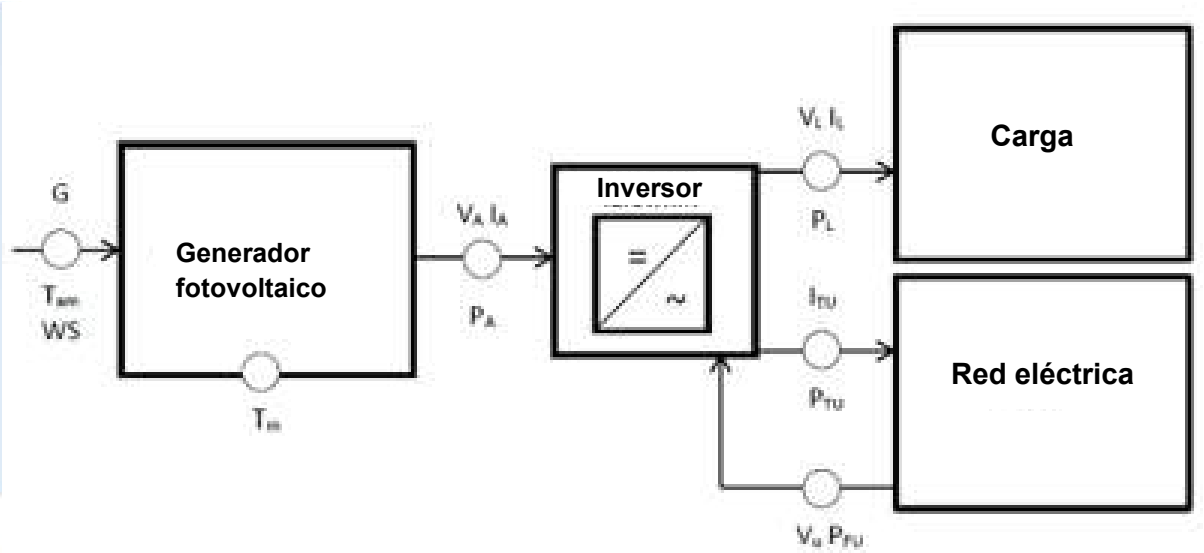

Fig. 1. Sistema fotovoltaico con todos los parámetros significativos marcados medidos en caso de monitoreo avanzado

Si el inversor está equipado con funciones que permiten la supervisión del sistema, es importante verificar la precisión de los sensores aplicados de acuerdo con las recomendaciones proporcionadas a continuación. Los inversores modernos generalmente permiten la medición del voltaje de CA y CC, la corriente y la potencia del generador fotovoltaico y la potencia consumida y transferida desde y hacia la red. Dicha funcionalidad del inversor reduce la cantidad de sensores adicionales necesarios, por lo que también reduce los costos del sistema de monitoreo, sin embargo, en algunos casos puede ser necesario verificar la precisión de las mediciones realizadas con respecto al cumplimiento de los requisitos de la norma IEC 61724. , la mayoría de los inversores disponibles en el mercado no cumplen con dichos requisitos, lo que limita la posibilidad de evaluar la calidad del sistema fotovoltaico basándose en el análisis con el uso de los datos adquiridos por ellos. El monitoreo de parámetros tales como voltaje, corriente y potencia con el uso del inversor no se recomienda en situaciones relacionadas, por ejemplo, a decisiones o medidas financieras para fines especificados en acuerdos comerciales o de consumo.

Medición de la irradiancia solar

La potencia eléctrica inicial del sistema fotovoltaico depende directamente del nivel de irradiancia que golpea la superficie de los módulos generadores fotovoltaicos. Por lo tanto, para evaluar si el sistema fotovoltaico funciona de acuerdo con los supuestos de diseño, la medición de la irradiancia y la determinación de la energía de la radiación solar son esenciales. Según la definición, la irradiancia significa un valor temporal de la potencia de la radiación que golpea la unidad de superficie expresada en W / m2, mientras que la energía de radiación o la insolación, expresada en Wh / m2 o kWh / m2, constituye un valor de la energía de radiación que golpea la unidad de superficie en un período de tiempo estrictamente especificado (por ejemplo, día, semana, mes, año).

En caso de requisitos rigurosos, se recomienda que la medición de la irradiancia en el lugar del campo del módulo fotovoltaico se realice de acuerdo con la norma IEC 61724 con el uso de un sensor correctamente calibrado: celda o pirómetro. Si se aplica la celda o el módulo, debe calibrarse y mantenerse de acuerdo con la norma IEC 60904-2 (celda) o IEC60904-6 (módulo). Si es posible, se recomienda que sea un elemento ajustado con respecto a su

sensibilidad espectral a los módulos, de los cuales se compone el campo del módulo del sistema fotovoltaico. En la práctica, se recomienda aplicar sensores de silicona para sistemas compuestos por módulos de silicona o módulos del mismo tipo que los aplicados en el sistema fotovoltaico en el caso de otras tecnologías. En el segundo caso, es posible aplicar sensores de silicona equipados por el fabricante con un filtro óptico relevante. Según la norma IEC 61724, la precisión de los sensores, incluido el sistema de medición, no debe ser inferior al 5%.

La medición de la insolación directamente en el sitio de instalación permite la mayor precisión, asumiendo una calibración, instalación y procedimientos adecuados de mantenimiento del sensor.

La mayoría de los pirómetros de clase alta requirieron recalibraciones periódicas (generalmente cada dos años), lo que requiere su desmontaje del sistema para enviarlos a una institución relevante que realice este tipo de servicios. En tal caso, se deben considerar las posibles interrupciones o carencias en la recopilación de datos del sistema de monitoreo.

Independientemente de un tipo de sensor y su clase, su sitio de instalación en el sistema debe corresponder con los requisitos de insolación del campo del módulo fotovoltaico. El sensor debe fijarse en un plano (coplanar) con módulos fotovoltaicos con una desviación máxima que no exceda de 2o en el área sin oscurecimiento (incluso si una parte del campo del módulo aún está opacada). Además, debe garantizarse el acceso al sensor para limpiarlo regularmente.

Otros métodos de obtención de parámetros de insolación

Aunque en general se recomienda, en particular en el caso de sistemas fotovoltaicos más grandes, utilizar sensores que cumplan con la norma IEC 61724, sensores de una clase inferior o datos de la fuente distintos de las mediciones propias, en particular mediciones de parámetros meteorológicos, que a menudo pueden ser La única opción posible en caso de sistemas de bajo presupuesto. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el valor de los datos en el sistema monitoreado obtenido de esta manera puede tener un menor valor de investigación y diagnóstico.

En el caso de sistemas fotovoltaicos pequeños (generalmente <5kWp), la irradiancia solar en el plano del campo del módulo se puede medir (1) en el sitio de instalación (recomendado), o (2) en una ubicación diferente, cercana y representativa, o (3) determinado a partir de mediciones que se originan en ubicaciones distantes y / o se calculan en función de la combinación de datos de mediciones terrestres y satelitales, según la precisión requerida para el monitoreo.

El uso de datos satelitales puede ser efectivo para definir la radiación en el plano de campo fotovoltaico en los casos en que los gastos y los requisitos técnicos relacionados con la instalación y el mantenimiento de sensores de insolación no estén justificados. Los datos satelitales sobre la insolación se refieren generalmente al plano horizontal, por lo que es necesario conocer los métodos de conversión de estos datos al plano correspondiente con un sistema fotovoltaico específico. Estos métodos, relativamente simples en el caso del componente directo, son muy complicados en el caso del componente distribuido de la radiación y, por lo tanto, exceden el alcance de este estudio. También se debe enfatizar que el método de conversión de datos satelitales, como siempre menos preciso que las mediciones directas, es menos útil, por ejemplo. En el análisis de las pérdidas del sistema

fotovoltaico. Otra desventaja es el hecho de que, en principio, los datos satelitales no se proporcionan con menos frecuencia que cada 1 hora.
NOTA: La medición directa de los parámetros de insolación en el sitio de instalación es una solución recomendada, independientemente del tamaño del sistema fotovoltaico monitoreado.

Medición de la temperatura ambiente (aire)

El conocimiento sobre la temperatura del aire, en relación con las mediciones de la irradiancia solar en el plan de campo del módulo fotovoltaico y la velocidad del viento, se aplica generalmente para evaluar las pérdidas de potencia del módulo fotovoltaico en comparación con los parámetros especificados para las condiciones estándar (25 ° C).
Del mismo modo que antes, aquí también se recomienda la medición según las disposiciones de la norma IEC 617124 en el caso de los requisitos más rigurosos. Por lo tanto, la medición de la temperatura del aire se debe realizar en el sitio de instalación o en una ubicación representativa diferente, mientras que este sensor se debe colocar en la cubierta para protegerlo contra el impacto directo de la radiación solar y el viento. Los sensores de temperatura deben colocarse lejos de cualquier fuente y, si es posible, a una altura no inferior a 1 m sobre el nivel del suelo (el documento alemán DERlab TG 100-01 recomienda una ubicación incluso a 2 m sobre el suelo). La precisión del sensor, junto con el sistema de acondicionamiento de señales, según IEC 61724 no debe ser inferior a 1°C.

Velocidad del viento

El viento tiene un impacto beneficioso en la velocidad de intercambio de calor (convección) generada en los módulos fotovoltaicos con aire circundante. Una mayor velocidad del viento da como resultado una menor temperatura de los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, este efecto no es tan importante como para declarar que la velocidad del viento es un parámetro importante que requiere monitoreo. El impacto de este elemento en el funcionamiento del sistema fotovoltaico es mucho menos significativo que el impacto de la temperatura ambiente. Sin embargo, es importante en la determinación de una relación para la determinación de la temperatura del módulo, por lo tanto, un análisis más preciso del mismo sistema fotovoltaico cuando no se realiza una medición directa de la temperatura del módulo. La medición de la velocidad del viento se debe realizar en el caso de sistemas fotovoltaicos, donde el campo del módulo está expuesto a condiciones climáticas extremas.
En este caso, también con altos requisitos de monitoreo, se deben aplicar las recomendaciones de la norma IEC 61724. Recomienda la medición de la velocidad del viento en el sitio ya una altura ajustada a las condiciones de la operación del sistema fotovoltaico. La precisión del sensor no debe ser inferior a 0,5 m / s para una velocidad del viento ≤5m / sy superior al 10% para una velocidad del viento> 5m / s. Un lugar perfecto para instalar el sensor de velocidad del viento (anemómetro), de acuerdo con las recomendaciones de IEC 61215, debe estar a 1,2 m en el lado este u oeste ya una altura de 0,7 m por encima del borde superior del campo del módulo fotovoltaico.

Temperatura del módulo

Se recomienda la medición de la temperatura del módulo, ya que este parámetro afecta directamente a los parámetros del sistema fotovoltaico. Este impacto depende de la tecnología fotovoltaica aplicada. Normalmente, los módulos instalados comúnmente desde celdas para silicio (mono o multi-) policristalino pierden significativamente su salida (~ 0.5%

/ oC) junto con el aumento de temperatura. Al igual que en el caso de los parámetros discutidos anteriormente, aquí también el estándar IEC 61724 define el nivel de medición más riguroso. De acuerdo con la norma mencionada, la temperatura del módulo debe medirse en lugares representativos de todo el campo del módulo, con el uso de sensores colocados en las superficies del módulo posterior. También se debe enfatizar que la presencia del sensor no puede afectar significativamente la temperatura de la celda, bajo la cual se fijó. La precisión del sensor, junto con el sistema de procesamiento y acondicionamiento de la señal, según la norma IEC 61724 no debe ser inferior a 1°C.

Parámetros eléctricos – tensión, corriente y potencia

Los parámetros eléctricos del sistema fotovoltaico, tanto en el lado de CC como en el de CA, son los más significativos desde el punto de vista del funcionamiento de todo el sistema, mientras que en relación con las mediciones de los parámetros de radiación solar permiten su diagnóstico y evaluación. En el caso de sistemas grandes, donde el campo del módulo está compuesto de muchos subsistemas y cadenas, es útil medir los parámetros eléctricos de CA y CC por separado para cada subconjunto, lo que facilita la ubicación de los fragmentos del sistema que no funcionan correctamente. Un número de subconjuntos del sistema monitoreados depende del nivel de monitoreo asumido, mientras que en cada caso se deben medir los parámetros iniciales de todo el sistema.

La medición de los parámetros eléctricos de CC proporciona posibilidades de diagnóstico adicionales en caso de que se diagnostique la falla de todo el sistema. Por ejemplo: la relación de potencia en el lado de CA con la potencia generada en el lado de CC permite determinar la eficiencia del inversor, mientras que el valor de la potencia de CC permite el cálculo del rendimiento de energía directamente en la salida del generador fotovoltaico y es un parámetro recomendado para Evaluar el nivel y la velocidad de degradación de los módulos fotovoltaicos. Se puede aplicar una medición adicional del voltaje de CC, después de la comparación con el valor teórico (esperado) para la identificación de cortocircuitos del módulo / cadena (diagnóstico del efecto PID (degradación inducida potencial)). La medición de la potencia de CA, en relación con los valores de corriente y voltaje de CA, se puede utilizar para la estimación básica del factor de potencia. Además, la medición de voltaje de CA desde el lado de la red se puede aplicar para el diagnóstico directo de los motivos de falla en caso de daño del inversor.

La potencia eléctrica también se puede calcular en tiempo real como un producto de muestras medidas de valores de corriente y voltaje, o se puede medir directamente con el uso del sensor de potencia relevante. Se recomienda la medición directa de la potencia, mientras que si este parámetro se calcula de manera indirecta, los valores de corriente y voltaje aplicados para este propósito deben constituir valores muestreados simultáneamente y no pueden ser valores promediados. Con este enfoque, se debe prestar atención al tiempo de muestreo y al intervalo (frecuencia) entre el muestreo de los parámetros mencionados.

También en este caso, la norma IEC 61724 especifica las condiciones más rigurosas para la medición, de acuerdo con esta precisión de los sensores de corriente y voltaje, junto con el sistema de acondicionamiento de señal no puede ser inferior al 1%, mientras que la precisión en caso de aplicación del sensor de potencia No debe ser peor que el 2%. Los sensores deben seleccionarse de manera que su alcance cumpla con el valor superior de los parámetros iniciales del campo del módulo fotovoltaico, es decir, para el voltaje 1.3◊VOC, para la corriente de 1.5◊ISC, mientras que su presencia afecta mínimamente a los

parámetros medidos (por ejemplo, resistencias La medición de corriente aplicada debe caracterizarse con una resistencia tan baja que la reducción de tensión sea insignificantemente baja en comparación con la tensión de campo del módulo fotovoltaico. En los lugares donde se realiza el monitoreo para verificar la cantidad de energía para reventa u otra situación similar, se requieren sensores de corriente, voltaje y CA de clase 1 o 0.5.

Nota: Los inversores modernos suelen estar equipados con funciones de medición de corriente y voltaje, tanto en el lado de CC como en el de CA, así como la potencia generada por el generador fotovoltaico, así como la potencia transferida y consumida desde y hacia la red. Permite la reducción de una cantidad de sensores necesarios para el monitoreo del sistema de sensores, por lo tanto los costos del sistema de monitoreo, sin embargo, la precisión de las mediciones realizadas por el inversor debe verificarse con respecto al cumplimiento de los requisitos de la norma IEC 61724. Desafortunadamente, la mayoría de los inversores No cumplen con estos requisitos, por lo que la capacidad de análisis de los parámetros cualitativos del sistema fotovoltaico puede ser limitada. El monitoreo del sistema con el uso de opciones de inversores incorporados no se recomienda en situaciones en las que la energía producida está sujeta a la rotación financiera o constituye la base para una decisión de inversión y decisión financiera.

Frecuencia de muestreo

El monitoreo del sistema fotovoltaico requiere la medición de un número significativo de valores de parámetros particulares. La calidad de la medición depende no solo de la precisión de los sensores y equipos de medición aplicados, sino también del método de adquisición y procesamiento de los valores medidos. La frecuencia de muestreo y alternativamente, si es necesario, el proceso de filtración de datos constituye uno de los factores importantes que afectan la calidad de los datos adquiridos.

El valor recomendado del intervalo máximo (ts) entre las mediciones posteriores (muestras) para los valores promediados llega a 1 segundo.

4.6. Análisis de errores típicos relacionados con la modernización y mantenimiento

Errores típicos y daños

Los sistemas fotovoltaicos deberían funcionar durante muchos años, por lo que la información sobre errores y problemas típicos es útil.

Los errores típicos y el daño de los sistemas fotovoltaicos se describen en el capítulo 4.10. Errores típicos de la instalación de montaje en la guía para el aprendiz y el entrenador M2.U2. Montaje de instalaciones fotovoltaicas.

Resolución de problemas

Un método de eliminación de errores / fallas depende de su tipo y del tipo de sistema fotovoltaico. En primer lugar, se debe obtener información del usuario sobre cuándo y cómo se detectó el error. El esquema del sistema y la descripción técnica son muy útiles en tales situaciones. Antes del comienzo de las mediciones, el sistema debe controlarse visualmente, en particular el aspecto mecánico de los paneles y su contaminación. También se deben

verificar el cableado y las conexiones eléctricas. Las mediciones que deben realizarse para detectar errores son prácticamente las mismas que las realizadas durante la aceptación técnica del sistema. Actualmente, es posible realizar mediciones remotas a través de la red de telecomunicaciones. A continuación puede encontrar un procedimiento de detección de daños paso a paso:

Paso 1: Inversor y caja fotovoltaica

La medición debe iniciarse desde el control de una conexión de cable correcta. Los datos del inversor se pueden obtener al verificar el estado de la pantalla, es decir, el error del LED o del código, o al usar una computadora portátil con el software relevante. En primer lugar, se comprueba el lado CC y luego CA. Luego, se verifican los cables en el lado de CC y el interruptor principal en el lado de CC. En caso de medición de resistencia, el aislamiento a tierra no debe ser inferior a 2 MOhm.

Paso 2: Puesta a tierra y errores de cortocircuito

El procedimiento de detección de errores de puesta a tierra y de cortocircuito puede iniciarse después de la desconexión de las bandas del módulo fotovoltaico que deben medirse individualmente. Para hacer esto, primero, el inversor debe estar apagado y, si está presente, el interruptor o los interruptores de CC deben estar desactivados. Entonces, un módulo en cada banda debe ser completamente eclipsado, cubierto contra el sol. Solo después de estas acciones, las bandas del módulo se pueden desconectar sin riesgo de chispas y la medición puede comenzar.

Paso 3: Fusibles / diodos / módulos

El voltaje en los fusibles de módulos y diodos de módulos particulares se puede medir durante la operación del sistema, conectando el sensor en paralelo. Si se producen diferencias significativas en el valor de voltaje medido, puede indicar una falta de coincidencia en el generador o un error eléctrico en una banda determinada de módulos fotovoltaicos. Entonces, puede ser necesario realizar mediciones en módulos particulares en la banda. En las bandas de módulo más largas, deben dividirse por la mitad y verificarse en la mitad del problema. Con el uso de este método, se debe identificar un módulo dañado. Las conexiones del módulo y los diodos protectores también deben ser controlados.

Paso 4: Voltaje en circuito abierto – corriente de cortocircuito

Estas mediciones son muy importantes debido al monitoreo del funcionamiento del sistema, pero también debe medirse la irradiancia actual del área.

Tabla. 1. Los errores típicos encontrados en las instalaciones fotovoltaicas se mencionan en la siguiente tabla. La columna derecha incluye posibles tipos de estos errores, mientras que la izquierda incluye algunas medidas preventivas para evitar errores y activar el sistema correctamente

Errores típicos	Medidas preventivas y resolución de problemas
Sin corriente de los paneles	Interruptores abiertos o fusibles quemados, cables dañados o oxidados
Corriente demasiado débil de los paneles	Algunos módulos eclipsaron. Inclinación u orientación incorrecta del panel. Algunos módulos dañados. Módulos sucios.
Sin carga de pilas	Mide la tensión de los paneles fotovoltaicos en circuito abierto (sin carga) y verifique si se encuentra dentro de los límites normales. Si el voltaje es bajo o cero, verifica las conexiones en el panel fotovoltaico. Desconecta los paneles fotovoltaicos del controlador durante la operación del sistema fotovoltaico. Mide el voltaje en las pinzas del controlador de carga (PV y batería), si el voltaje en las almejas es el mismo, los paneles PV cargan las baterías. Si el voltaje en las pinzas fotovoltaicas está cerca del voltaje sin carga de los paneles y el voltaje en las pinzas de la batería es bajo, el controlador de carga no carga las baterías y puede dañarse.
Muy alto voltaje	Desconecta los paneles fotovoltaicos, desconecte el cable de una abrazadera de batería positiva, dejando los paneles fotovoltaicos desconectados. La lámpara del cargador del controlador de carga no debe iluminarse en verde. Mide la tensión en las pinzas del regulador de carga a las que se conectaron los paneles fotovoltaicos. Si se enciende una lámpara verde o hay voltaje en las pinzas, el controlador podría dañarse.
Carga inadecuada	Revisa los fusibles y los interruptores.
Muy baja tensión	Acorta los cables o use cables de una sección más grande, recarga las baterías, asegura un mejor enfriamiento de los dispositivos, coloca el dispositivo en un ambiente más fresco.
No hay voltaje de CA	La carga del receptor de CA excede la potencia del inversor, desconexión resultante de una sobrecarga. Carga no ajustada al funcionamiento continuo del inversor. Subidas de tensión.
Conexión inversa / polarización del inversor	Verifica la conexión a la batería, el inversor probablemente está dañado y debe ser reemplazado.
Desactivación de carga incorrecta	El controlador no recibe el voltaje adecuado de la batería, verifique la conexión de la batería. El valor más bajo de la tensión de desactivación de carga es demasiado alto. Restablecer la desconexión regulada a menor voltaje, cambio de potencia.
Fusible de panel fotovoltaico quemado	Se produce un cortocircuito en el circuito panel fotovoltaico – batería. Desconecta la batería para comprobar. Controlador de carga de volumen demasiado bajo.
Sin tensión en la salida del inversor	Fusible quemado o circuito abierto / interruptor, cable dañado. Apagado del inversor debido a un apagado incorrecto de la carga o al circuito abierto del regulador de carga. Alto voltaje de la batería.

Procedimientos de diagnóstico

Inspección visual

Los problemas mecánicos suelen ser visibles: el aflojamiento, la flexión o la corrosión pueden detectarse durante la inspección visual. Durante una inspección de este tipo, la instrucción a la que se hace referencia en este documento debe seguirse.

Supervisión del rendimiento

Verificación de rendimiento

El sistema fotovoltaico puede financiarse en función de la producción de energía en el marco de los sistemas de soporte de tarifas, por lo que el usuario debe medir su rendimiento y comparar los resultados con la liquidación obtenida. La complejidad y el costo de una medición de este tipo dependen de la cantidad y la precisión de las mediciones a realizar.

Pantallas

Las pantallas constituyen la base para el monitoreo. Un indicador simple que forma parte del inversor es la solución más fácil. La mayoría de los fabricantes de inversores fotovoltaicos ofrece una pantalla opcional. Sin embargo, puede crear serias limitaciones con respecto a la ubicación del inversor, ya que normalmente está en el techo o en otro lugar solitario. Para que la pantalla sea eficiente, debe ubicarse en un lugar donde sea visible durante las actividades diarias. La solución está constituida por pantallas remotas, a las que se pueden entregar datos desde el inversor por cable.

Sensores

No hay limitaciones en cuanto al número de parámetros que pueden ser monitoreados por el sistema fotovoltaico, pero la mayoría de los sistemas mide la energía de entrada y salida y algunas variables ambientales y sistémicas.

Análisis de los datos

Después de la recopilación de datos, se puede realizar un análisis detallado de la operación del sistema fotovoltaico. Los datos registrados permiten monitorear y evaluar la efectividad del sistema. Los parámetros tales como la producción mensual, el rendimiento del panel, etc. constituyen métodos estándar para definir la eficiencia de todo el sistema fotovoltaico. Los datos también se pueden presentar en gráficos de barras para analizar parámetros significativos del sistema fotovoltaico.

Documentación del usuario

Una vez finalizada la instalación, el instalador realiza pruebas y controla la operación del sistema, registra los resultados de las pruebas en el informe de activación. Este proceso puede durar desde varios hasta una docena de días, dependiendo del tamaño de la instalación fotovoltaica. El informe de activación / aceptación debe ser firmado por una persona autorizada al declarar que la operación del sistema fotovoltaico es satisfactoria. Una copia del informe pertenece al propietario, junto con los correspondientes certificados de cumplimiento y garantías. Las garantías para cada parte del sistema se transfieren al propietario (generalmente las garantías del fabricante). Además, toda la instrucción de uso y mantenimiento, junto con una descripción completa del sistema, debe transferirse al propietario. El propietario debe exigir una garantía de funcionamiento del sistema fotovoltaico activado. Un instalador debe determinar la producción de energía asumida por el sistema fotovoltaico, indicando la cantidad mínima de kWh que debe producir anualmente el sistema. Un acuerdo con el instalador puede contener disposiciones que especifiquen su responsabilidad en caso de que la producción real de energía sea inferior a la estipulada en el acuerdo.

4.7. Tipos de perturbaciones típicas y fallos en los sistemas

Fallos típicos en sistemas fotovoltaicos: las posibilidades de diagnóstico y la precisión de monitoreo recomendada se presentan en la siguiente tabla.

Tab. 1. Fallos típicas en sistemas fotovoltaicos

Tipo de fallo	Impacto en el funcionamiento del sistema	Parámetro aplicado para el diagnóstico	Exactitud requerida
Roturas en cadenas de corriente continua (fusibles quemados en cajas de conexión de CC, cables dañados, conexiones, cajas de conexiones de módulos fotovoltaicos)	Promedio-largo / largo plazo	Corriente CC en la cadena CC (en comparación con otra)	25% (corriente en la cadena)
Rotura en la línea principal de CC (fusibles quemados en la entrada del inversor, conexión dañada, cable)	largo / corto plazo	Corriente CC en la entrada del inversor	15% (dependiendo de un número de entradas)
Fallo interno del inversor (electrónica, interruptores, firmware)	largo / corto plazo	Alimentación CC, alimentación CA, registrador interno de datos del inversor	25%
Aislamiento eléctrico (cables / módulos defectuososo)	largo / corto plazo (causa desconexión del inversor)	Medición de la resistencia de aislamiento en el inversor	Establecido por el fabricante del inversor.
Fluctuaciones de parámetros de red	largo / corto plazo (causa desconexión del inversor)	Parámetros de red supervisados por el inversor	vea "Parámetros de CA" a continuación
Parámetros de módulo (s) por debajo de nominal	Promedio / largo plazo	Corriente y voltaje de CC en la cadena, irradiancia, temperatura del módulo (s), comparación con los valores medidos para otras cadenas y / o valores anteriores	<2%
Calentamiento excesivo / puntos calientes (Como resultado de un mal contacto eléctrico)	pequeño / largo plazo (puede causar roturas)	Inspección visual, cámara térmica.	50%
"Trastornos ópticos" (sombra, polvo, nieve, escarcha, deslaminación, etc.)	pequeño / largo plazo	Control visual, vea también "parámetros de módulo (s) a continuación calificados"	
Módulos rotos / daños mecánicos	pequeño / largo plazo (Puede causar daños en el aislamiento)	Control visual	Bien / mal

Interpretación de la forma de la curva IV

Información general

La curva I-V normal y correcta, medida en condiciones de irradiancia estable, tiene una forma suave de la que se pueden distinguir tres áreas:

- parte "horizontal", desde el lado del eje actual (a veces ligeramente hacia abajo),
- parte "vertical", desde el lado del eje de tensión,
- área de "rodilla" entre dos partes arriba donde se determina el punto de máxima potencia.

En el caso de una curva normal, las tres partes mencionadas son suaves y continuas, aunque su inclinación como forma de "rodilla" depende de la tecnología y la calidad de las celdas que componen el módulo PV. Las células de sílice cristalina suelen tener rodillas más afiladas, mientras que los módulos de capa fina a menudo tienen rodillas más redondeadas.

Una serie de factores pueden afectar la forma de la curva IV. El siguiente esquema presenta los principales tipos de distorsión que pueden ocurrir en la práctica. Los cambios en la forma pueden ocurrir individual o conjuntamente.

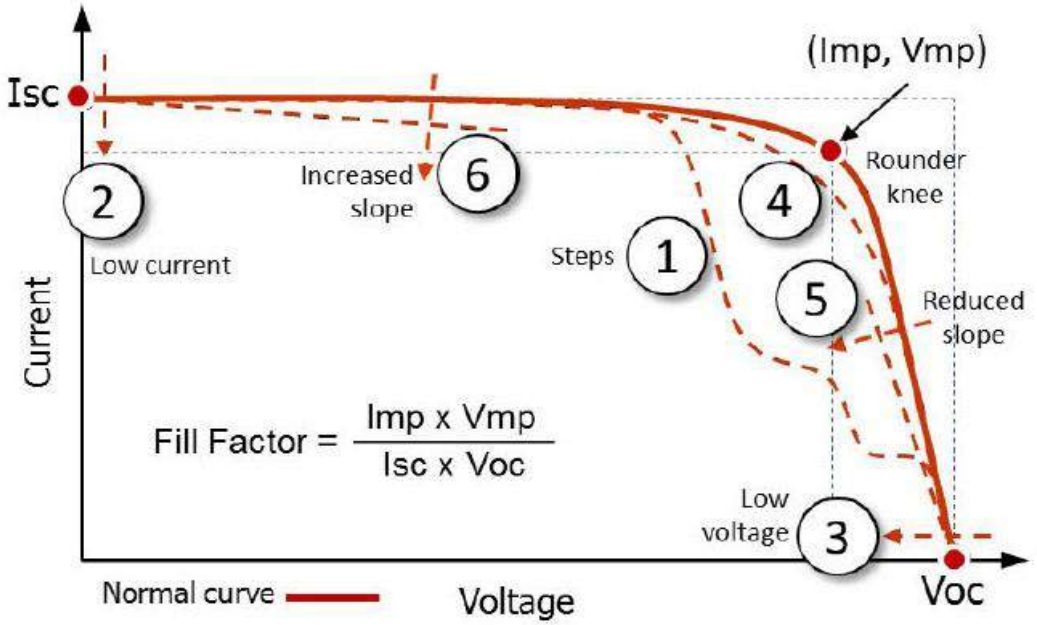

Fig. 1. Forma de la curva IV en diversas condiciones de iluminación del módulo (explicaciones en el texto)
Fuente: IEC 62446-1: Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Parte 1: Requisitos para la documentación del sistema, las pruebas de puesta en servicio y la inspección.

Debido a la incertidumbre relacionada con la medición de la intensidad de iluminación y la temperatura del módulo, se pueden esperar pequeñas diferencias entre la curva planificada I-V. También pueden ocurrir pequeñas diferencias entre los módulos fotovoltaicos del mismo fabricante y en el caso del mismo modelo. Además, un pequeño ensombrecimiento y contaminación del módulo puede afectar el resultado de la medición de la curva I-V.

Cuando las desviaciones son visibles, se debe realizar un control para verificar si las diferencias en la forma entre la curva medida y la curva esperada no resultan de errores de medición (por ejemplo, una configuración diferente del equipo de medición) o debido a datos ingresados incorrectamente de módulos PV / cadenas de módulos PV.

Desviación 1 – "pasos" o cortes en curva

Pasos o cortes en la curva IV marcados en la Fig. 1 no. 1 indica discrepancias en el valor de la corriente generada entre varias áreas del campo fotovoltaico o módulo probado. La distorsión de la curva I-V es el resultado del hecho de que los diodos de bypass están activos y la corriente generada pasa por alto una serie de celdas / módulos protegidos (la cadena no puede transferir la misma corriente que otras cadenas). Tal situación puede ser causada por una serie de factores, incluyendo:

- el campo o módulo del módulo está parcialmente eclipsado,
- el campo o módulo del módulo está parcialmente descontaminado o cubierto de otra manera (nieve, etc.),
- las células / módulos fotovoltaicos están dañados
- cortocircuito (daño del diodo de bypass).

Nota: Incluso el ensombrecimiento parcial de una sola celda en el módulo puede causar la activación de un diodo de derivación y cortes claramente visibles en la curva I-V.

Desviación 2 – corriente demasiado baja

Muchos factores pueden ser responsables de una diferencia entre el valor esperado y el valor medido de la corriente desde el campo Módulo fotovoltaico / Módulo fotovoltaico. Se presentan a continuación.

Razones relacionadas con el campo del módulo fotovoltaico:

- suciedad uniforme,
- tiras de ensombrecimiento (módulos en orientación vertical),
- suciedad residual (módulos en orientación vertical),
- los módulos fotovoltaicos están degradados.

Nota: Las bandas que sobresalen y la suciedad residual tienen un impacto similar al de la suciedad uniforme, porque reducen la corriente proporcionalmente en todos los grupos de celdas / módulos montados cerca a la misma altura.

Razones relacionadas con los datos ingresados incorrectamente de los módulos fotovoltaicos / cadenas de módulos fotovoltaicos:

- Datos ingresados incorrectamente del módulo fotovoltaico,
- Número incorrecto de cadenas paralelas ingresadas.

Razones de medicion:

- problemas con la calibración del sensor de irradiancia o error de medición,
- el sensor de irradiancia no está montado en el plano del sistema o está eclipsado,
- cambio en la irradiancia durante la medición de la curva I-V,
- efectos relacionados con la reflexión de la luz (albedo), que pueden causar que el sensor de iluminancia haya registrado un valor demasiado alto,
- la iluminación es demasiado baja o el sol está demasiado cerca del horizonte.

Nota: Cuando la desviación de corriente presentada en la Fig. 1 (caso 2) es más baja de lo esperado, también es posible que el voltaje se mida incorrectamente, mientras que su valor se sobreestima en relación con el valor correcto para condiciones dadas de medición de la curva I-V.

Desviación 3 – muy baja tensión

Las posibles razones de un valor reducido de voltaje medido incluyen:

Razones relacionadas con el campo del módulo fotovoltaico:

- diodos de bypass conductores o compactos,
- número incorrecto de módulos fotovoltaicos en la cadena,
- degradación del módulo (por ejemplo, PID – degradación inducida potencial),
- sombreado significativo y uniforme de toda célula / módulo / cadena fotovoltaica.

Razones relacionadas con los datos ingresados incorrectamente de los módulos fotovoltaicos / cadenas de módulos fotovoltaicos:

- ha introducido datos incorrectos del módulo fotovoltaico,
- número incorrecto de módulos ingresados en la cadena fotovoltaica.

Razones de medicion:

- la temperatura de la célula fotovoltaica / módulo fotovoltaico difiere significativamente del valor medido.

La temperatura afecta significativamente el voltaje de la célula / módulo fotovoltaico, lo que puede causar que una diferencia entre la temperatura real y medida de las células / módulo fotovoltaico afecte significativamente la forma de la curva I-V. En tales casos, en primer lugar, el método de medición de la temperatura de la celda debe verificarse (por ejemplo, a través de la verificación de si el sensor de temperatura no se desprendió de la superficie del módulo posterior).

Los grupos de cadenas medidos posteriormente a menudo muestran valores de parámetros ligeramente diferentes a los esperados. Esto debería esperarse, teniendo en cuenta que la temperatura generalmente se mide en un solo módulo y el perfil de distribución de la temperatura en un solo módulo fotovoltaico o en un campo de módulo fotovoltaico generalmente no es uniforme y puede cambiar con el tiempo. Sin embargo, si alguna cadena de módulos fotovoltaicos muestra desviaciones significativamente mayores que otras, puede significar un problema, especialmente cuando la desviación concierne al valor VOC / N (N – número de cadenas celulares en el módulo fotovoltaico o una serie de módulos fotovoltaicos conectados en serie en la cadena) mientras que el módulo fotovoltaico / cadena de módulos tiene N de diodos de derivación.

Nota: Cuando la desviación de voltaje presentada en la Fig. 1 (caso 3) es más baja de lo esperado, también es posible que el voltaje se mida incorrectamente, mientras que su valor se subestima en relación con el valor correcto para las condiciones dadas de medición de la curva I-V.

Desviación 4 – "rodilla" demasiado redondeada

El redondeo de la curva de la curva IV puede ser un síntoma del proceso de envejecimiento del módulo. Para confirmarlo, también debe verificarse si la inclinación no corresponde a la curva I-V, respectivamente, dentro del alcance de su parte "horizontal" y "vertical". Si es así, podría afectar a la curva "curva" forma.

Desviación 5: desviación reducida de una parte "vertical" de la curva

La inclinación de una parte vertical de la curva IV entre el punto de máxima potencia (Vmpp) y el voltaje de circuito abierto VOC resulta principalmente de la resistencia en serie del módulo / cadena fotovoltaica. El aumento de la resistencia provoca una inclinación reducida de una pendiente en esta parte de la curva.

Las posibles razones para aumentar la resistencia en serie incluyen:

- daño o error de los cables / cableado (o cables de campo de sección demasiado baja),
- errores en las conexiones de módulos o campo de módulos fotovoltaicos (o juntas defectuosas),
- aumento de la resistencia en serie de los módulos (por ejemplo, como resultado de la degradación).

Durante las pruebas de campo del módulo fotovoltaico con cables largos, la resistencia de estos cables puede afectar la forma de la curva. En tal situación, uno debería verificar el resultado de la medición considerando la resistencia en serie de los cables de medición (si un dispositivo de medición tiene disponible una opción de este tipo), o debe realizar la medición más cerca del campo fotovoltaico (con el uso de cables mucho más cortos).

Si se aprecia un error de aumento de la resistencia en la curva, se debe prestar especial atención a la calidad del cableado y las conexiones en el campo del módulo fotovoltaico. Este error puede indicar un defecto importante de cableado o daño (por ejemplo, corrosión), que afecta significativamente las características de tiro del campo del módulo fotovoltaico.

El aumento de la resistencia en serie del módulo puede deberse a una resistencia demasiado alta de las conexiones entre celdas o conexiones dentro de la caja de conexiones de los módulos, con respecto a la degradación, la corrosión o los errores de producción.

La exploración de TI, como se describe en la secuencia de prueba 2, puede constituir una herramienta útil para la detección de errores relacionados con una resistencia demasiado alta en el campo del módulo fotovoltaico.

Desviación 6: pendiente demasiado pronunciada de una parte "horizontal" de la curva

Los cambios en la inclinación en la parte superior de la curva IV están relacionados con la aparición de fugas demasiado grandes (bypass) y probablemente son causadas por:

- demasiado baja resistencia a la fuga en células fotovoltaicas,
- desajuste de las corrientes del módulo ISCogniww,
- sombra cónica o contaminación (por ejemplo, sedimentos, suciedad).

La corriente de bypass es una parte de la corriente generada que pasa por alto las conexiones celulares. Ocurre generalmente debido a defectos localizados en el área de la celda o de conexiones entre las celdas. Las fugas pueden conducir a la aparición de los denominados puntos calientes locales en las células, que pueden localizarse con el uso de pruebas de IR.

Las diferencias en los valores actuales de ISC entre módulos fotovoltaicos particulares en la cadena pueden resultar de discrepancias en la producción. Si estas discrepancias son insignificantes y se distribuyen aleatoriamente en la cadena, es posible que no existan pasos visibles o cortes en la curva I-V de dicha cadena.

Un ensombrecimiento más significativo de una parte de la cadena o incluso de un solo módulo provoca pasos característicos o cortes generalmente más visibles en la curva I-V.

4.8. Métodos y reparaciones o sustitución de componentes fotovoltaicos

Selección del procedimiento de prueba según IEC 62446: mediciones de los parámetros del sistema según los procedimientos de prueba descritos en la norma IEC 62446

Procedimiento de prueba 1
Procedimiento de prueba – Categoría 1

Continuidad de la puesta a tierra de protección y posibles conductores compensadores
Si la conexión a tierra de protección y / o la conexión equipotencial se montan en el lado de CC, mientras los cuadros del campo del módulo fotovoltaico están conectados, se realiza una prueba de continuidad eléctrica para todas las partes conductoras. La conexión a la terminal de tierra principal también debe ser verificada.

Prueba de polarización
La polarización de todos los cables de CC debe verificarse con el uso del equipo de prueba apropiado. Después de verificar la polarización, se deben verificar los cables para asegurarse de que estén correctamente identificados y conectados a los dispositivos sistémicos, como interruptores o inversores.

Caja de conexiones / prueba de sumador de cadena PV
Una sola cadena conectada en polarización inversa en el campo del sumador de la cadena fotovoltaica puede perderse fácilmente. Las consecuencias de la polarización inversa, especialmente en sistemas más grandes con muchos campos sumadores a menudo interconectados, pueden ser significativas. La prueba del cuadro de sumador apunta a la garantía de que todas las cadenas están conectadas entre sí en el campo del sumador correctamente.
El procedimiento de prueba es el siguiente y se realiza antes de la primera activación de los fusibles de cadena:

- elige un voltímetro con el rango de voltaje igual a al menos el doble del voltaje máximo del sistema,
- coloca todos los fusibles en el lado "menos", creando un riel común "menos" para las cadenas,
- no pongas fusibles en el lado "más",
- mide la tensión en circuito abierto desde la primera cadena, entre más y menos y asegúrese de que sea un valor esperado.
- deja un conducto de medición en el polo positivo de la primera cadena probada y coloque el segundo conducto en el polo positivo de la siguiente cadena. Como ambas cadenas tienen un polo "menos" común, el voltaje medido debe estar cerca de cero, dentro de la tolerancia aceptable +/– 15 V,
- continúa las mediciones en cadenas posteriores, con el uso del primer circuito positivo como referencia.

La condición de polarización inversa debe ser claramente visible en la cadena, en la que el voltaje medido es el doble del voltaje del sistema.

Cadena fotovoltaica – medida del voltaje del circuito abierto

La medición del voltaje del circuito abierto (VOC) en el procedimiento de prueba 1 tiene como objetivo verificar si los módulos en la cadena están conectados correctamente, específicamente si el número esperado de módulos está conectado en serie en la cadena. La falta de conexiones o la cantidad incorrecta de módulos en la cadena constituye un error relativamente frecuente, particularmente en sistemas más grandes, mientras que la tensión del circuito abierto durante la prueba permite una rápida identificación de dichos errores.

NOTA: El valor de voltaje mucho más bajo de lo esperado puede indicar que uno o más módulos en la cadena tienen una polarización incorrecta o que los defectos han sido causados por un aislamiento deficiente, lo que ocasiona daños y / o acumulación de agua en las cajas de conexiones. La lectura de un voltaje demasiado alto suele ser el resultado de errores de cableado.

El voltaje del circuito abierto de cada cadena fotovoltaica debe medirse con el uso de un dispositivo de medición apropiado. Debe hacerse antes del cierre de cualquier interruptor o la instalación de equipos de protección contra sobrecorriente (si corresponde).

Los valores de voltaje obtenidos del circuito abierto se evalúan para asegurarse de que cumplen con el valor esperado (generalmente con una tolerancia del 5%), utilizando uno de los siguientes métodos:

a) comparación con el valor esperado proporcionado en la tarjeta de catálogo del módulo,
b) medición de COV en un módulo, y luego usar este valor para calcular el valor esperado para la cadena (el más apropiado cuando hay condiciones de irradiancia estables),
c) en el caso de sistemas con muchas cadenas idénticas, donde están presentes condiciones de irradiancia estables, se pueden comparar los voltajes de la cadena.
d) en el caso de sistemas con muchas cadenas idénticas, donde la irradiancia es inestable, los voltajes entre cadenas se pueden comparar a través del desempeño de mediciones múltiples y después del establecimiento de una cadena de referencia.

Cadena (serie) de módulos fotovoltaicos – medición de corriente

La prueba de medición de corriente de la cadena de módulos fotovoltaicos (serie) tiene como objetivo verificar si no hay defectos mayores en el área del cableado de campo del módulo fotovoltaico. Estas pruebas no deben considerarse como una medida del rendimiento de campo de módulo / módulo.

Son posibles dos métodos de prueba (prueba de cortocircuito o prueba de operación) y proporcionan información sobre el funcionamiento correcto de la cadena fotovoltaica. Cuando sea posible, se debe realizar la prueba de cortocircuito, ya que es más beneficioso porque excluye el impacto de los inversores.

Cadena (serie) de módulos fotovoltaicos – prueba de cortocircuito

La corriente de cortocircuito de cada cadena fotovoltaica debe medirse con el uso de un dispositivo adecuado, destinado a tal prueba. La activación / interrupción de la corriente de cortocircuito en la cadena es potencialmente peligrosa y se debe seleccionar un procedimiento de prueba apropiado, por ejemplo. como el mencionado abajo.

Los valores medidos deben compararse con el valor esperado. En el caso de sistemas con muchas cadenas de módulos fotovoltaicos idénticas, cuando la medición se realizó en condiciones de irradiancia estables, se deben comparar los resultados de las mediciones de

corriente en cadenas particulares. Estos valores deben ser los mismos (generalmente dentro del alcance del 5% del valor promedio de la corriente medida en cadenas, en condiciones de irradiancia estable).

Procedimiento de prueba de corriente de cortocircuito

Uno debe asegurarse de que todos los dispositivos de conmutación y desconexión estén abiertos y que todas las cadenas fotovoltaicas (de módulos fotovoltaicos) estén aisladas entre sí.

El cortocircuito periódico se realiza en la cadena probada. Se puede lograr a través del:

a) uso de un medidor que permita la medición de la corriente de cortocircuito (por ejemplo, un probador especial de PV);
b) uso de un cable corto conectado temporalmente en el circuito de un dispositivo que desconecta la carga en el circuito de cadena probado;
c) uso del "interruptor de derivación" que se puede introducir temporalmente en el circuito para crear un cortocircuito.

Cadena de módulos fotovoltaicos – prueba durante el funcionamiento

Cuando el sistema está activado y funciona en modo normal (el inversor rastrea el punto de máxima potencia), la corriente de cada cadena fotovoltaica debe medirse con un amperímetro con el uso de una pinza adecuada colocada alrededor del cableado de la cadena. Los valores medidos deben compararse con el valor esperado. En el caso de sistemas con muchas cadenas idénticas, donde están presentes condiciones de irradiancia estables, se deben comparar las mediciones de las corrientes de cadenas particulares. Estos valores deben ser los mismos (generalmente dentro del alcance del 5% del valor promedio de la corriente de las cadenas para condiciones de irradiancia estables).

Pruebas funcionales

Se recomienda realizar las siguientes pruebas funcionales:

Los tableros de distribución y otros dispositivos de control se prueban para garantizar su correcto funcionamiento y verificar si están montados y conectados correctamente.

Todos los inversores que forman parte del sistema fotovoltaico deben someterse a prueba para garantizar su correcto funcionamiento. El procedimiento de tal prueba debe ser especificado por el fabricante del inversor.

Ensayo de resistencia de aislamiento del campo módulo fotovoltaico

Los circuitos de CC del campo del módulo fotovoltaico funcionan durante el día y, a diferencia de un sistema eléctrico convencional, no se pueden aislar antes de realizar una prueba descrita.

Prueba de resistencia de aislamiento del campo del módulo fotovoltaico – método de prueba

La prueba se debe realizar para cada campo de módulos fotovoltaicos como mínimo. También se pueden comprobar cadenas individuales.

Dos métodos de prueba son posibles:

MÉTODO DE PRUEBA 1: pruebe entre la abrazadera negativa del campo del módulo fotovoltaico y la conexión a tierra y, a continuación, realice la prueba entre la sujeción positiva del campo y la conexión a tierra.
MÉTODO DE PRUEBA 2: prueba entre las pinzas de conexión a tierra y cortocircuitadas (positiva y negativa) del campo del módulo fotovoltaico.
Si el marco del campo del módulo fotovoltaico está conectado a tierra, se puede aplicar un punto de conexión a tierra o marco relevante (cuando se usa el marco de campo, se debe asegurar un buen contacto eléctrico y se debe verificar la continuidad en toda la parte metálica del marco).
En el caso de sistemas en los que el marco del campo del módulo PB no está conectado a tierra (por ejemplo, cuando hay una instalación de clase II), un ingeniero de pruebas puede elegir una de dos pruebas: i) entre cables de campo y tierra) o ii) entre campo Cables y marco.
Para los campos de módulos fotovoltaicos que no tienen partes eléctricamente conductoras (por ejemplo, placas fotovoltaicas), la prueba se realiza entre los cables de la placa y la puesta a tierra del edificio.
Resistencia de aislamiento del campo del módulo fotovoltaico – Procedimiento de ensayo
Antes de comenzar la prueba, se deben realizar las siguientes actividades:
- limita un acceso no autorizado;
- aísla el campo del módulo fotovoltaico del inversor (generalmente con el uso del seccionador de campo del módulo fotovoltaico);
- desconecta cualquier parte de los dispositivos que puedan afectar la medición de aislamiento (por ejemplo, protección contra sobretensión) en la caja de empalmes / sumador.

Resistencia de aislamiento – Módulo fotovoltaico de campo de potencia hasta 10 kWp
Para campos fotovoltaicos de potencia nominal de hasta 10 kWp, la resistencia de aislamiento debe medirse con el voltaje de prueba que se proporciona en la Tabla. 1. El resultado es satisfactorio si cada circuito tiene una resistencia de aislamiento no menor que el valor relevante proporcionado en Tab. 1.

Tab. 1. Valores mínimos de resistencia de aislamiento – campo de módulo fotovoltaico hasta 10 kWp

Voltaje del sistema	Voltaje de prueba	Resistencia mínima de aislamiento
<120 V	250 V	0.5 MΩ
120 V – 500V	500 V	1 MΩ
>500 V	1000 V	1 MΩ

Resistencia de aislamiento – Módulo FV campos de potencia superiores a 10 kWp
Para campos fotovoltaicos de más de 10 kWp, para probar la resistencia de aislamiento, se debe aplicar uno de los siguientes métodos:

Método A
La prueba de resistencia de aislamiento se debe realizar en:
– cadenas particulares; o
– cadenas conectadas, donde la suma de potencia total no es mayor de 10 kWp.

La resistencia de aislamiento se mide a los voltajes de medición provistos en la Tabla. 1. El resultado es satisfactorio si la resistencia de aislamiento no es inferior al valor relevante en Tab. 1.

Método B

Teniendo en cuenta las condiciones de irradiancia adecuadas, la prueba de la curva IV garantiza la determinación del rendimiento del campo del módulo fotovoltaico y el establecimiento si cumple con los valores nominales (proporcionados en la placa de características).

Las mediciones del rendimiento de las cadenas y el campo del módulo FV se llevan a cabo en condiciones de irradiancia estables de un valor no inferior a 400 W / m2 medido en el plano del campo del módulo.

El procedimiento de prueba de la curva IV es el siguiente:

- asegúrese de que el sistema esté apagado y que la corriente no fluya,
- la cadena probada debe estar aislada y conectada al dispositivo de medición de curva IV,
- el dispositivo debe programarse según corresponda a un tipo y número de módulos fotovoltaicos examinados en el marco de la prueba,
- el medidor de iluminancia que coopera con el probador de curva IV debe instalarse de manera que cubra el plano de campo fotovoltaico y no esté sujeto a ningún reflejo o luz reflejada (albedo). Si la prueba utiliza una celda de referencia (modelo), debe verificarse si se trata de la misma tecnología que en el campo fotovoltaico probado o, de lo contrario, se debe realizar el ajuste apropiado resultante de varias tecnologías.
- si el probador de curva IV utiliza un sensor de temperatura de celda, debe tocar por completo el módulo que está detrás, en el centro de la celda ubicada en la parte central del módulo. Si el dispositivo de prueba de la curva IV calcula los ajustes de temperatura, el control se realiza para asegurarse de que se ingresen los parámetros correctos del módulo (valores de los coeficientes de temperatura) al dispositivo y que el valor de VOC de la cadena esté dentro del rango esperado.
- NOTA: La verificación del valor de VOC se realiza para garantizar que la cadena tenga un número correcto de módulos; un número incorrecto podría causar un error al ingresar un ajuste relacionado con la temperatura del módulo.
- Antes del comienzo de la prueba, debe verificarse el nivel de irradiancia para asegurarse de que sea superior a 400 W / m² en el plano del campo fotovoltaico.

Una vez finalizada la prueba, el valor medido de la potencia máxima debe compararse con un valor nominal (registrado en la placa de características). El valor medido debe estar dentro de la tolerancia de potencia provista para los módulos en la prueba (teniendo en cuenta la precisión del equipo para la prueba de curva IV).

La prueba de resistencia de aislamiento se debe realizar en cadenas conectadas de más de 10 kWp.

La resistencia de aislamiento se mide a los voltajes de medición provistos en la Tabla. 1. El resultado es satisfactorio si la resistencia de aislamiento no es inferior al valor relevante en Tab. 1.

Si los resultados de la medición están por debajo de los valores respectivos proporcionados en la Tabla 1, el sistema debe probarse nuevamente con el uso de un número menor de cadenas en el sistema de prueba.

La medición y el análisis de las características de las cadenas de módulos fotovoltaicos I-V cubren los siguientes problemas:

1. Principios de medición de las características de los módulos fotovoltaicos I-V. Definición de parámetros eléctricos determinados a partir de las características.
2. Relación de las características de I-V de temperatura a iluminación – coeficientes de temperatura.
3. Método de medición correcta de la temperatura del módulo (referencia a ECT, IEC 6094-5).
4. Problemas con las mediciones de las características de I-V para algunas tecnologías (a-Si, DSSC, Sunpower).
5. Forma de las características de I-V que indican condiciones de trabajo inadecuadas (por ejemplo, sobre sombra) o daño del módulo.
6. Selección de módulos para el sistema fotovoltaico con el fin de evitar / minimizar las pérdidas resultantes de desajustes eléctricos.
7. Principios de la planificación del módulo de distribución en el sistema fotovoltaico para evitar pérdidas causadas por iluminación desigual o distribución de temperatura desigual.
8. Factores que afectan el funcionamiento del sistema: iluminancia, temperatura, viento.
9. Impacto de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento en la temperatura del módulo. Definición del NOCT (Temperatura de Funcionamiento Nominal).
10. Conjunto de normas IEC / PN relacionadas con las cuestiones relacionadas con los puntos 1-9.

Procedimientos de prueba – Categoría 2

Medida de la cadena – curva IV

La prueba de la curva de la cadena IV puede proporcionar la siguiente información:

- medidas de tensión del circuito abierto (V) y corriente de cortocircuito (ISC),
- mediciones de voltaje (Vmpp), corriente (Impp), en el punto de trabajo para potencia máxima (Pmax),
- medición del rendimiento de campo del módulo fotovoltaico.
- identificación de los defectos del campo del módulo / módulo fotovoltaico o un problema relacionado con el ensombrecimiento de una parte del campo del módulo.

Antes del comienzo de la prueba de curva IV, se debe verificar un dispositivo de prueba para asegurarse de que sus rangos de medición se ajusten correctamente a los valores esperados de voltaje y corriente en el circuito probado.

Medición de la curva I-V-Voc e Isc

La prueba de curva IV es un método alternativo (indirecto) aceptable para determinar el valor del voltaje en el circuito abierto (VOC) y la corriente de cortocircuito (ISC). Cuando se mide la curva I-V, no se requieren mediciones separadas de VOC e ISC, sin embargo, siempre que la prueba de la curva IV se realice en una etapa relevante en la secuencia de prueba 1.

La cadena probada debe estar aislada y conectada a un dispositivo que mida la curva I-V. Si la prueba de curva IV apunta solo a la adquisición de valores estimados de COV e ISC, no se requiere la medición de la irradiancia (o la temperatura del módulo).

Medición de la curva I-V: rendimiento del campo del módulo fotovoltaico, identificación de defectos del campo del módulo / módulo fotovoltaico o sobre sombra

La forma de la curva IV puede proporcionar información valiosa sobre el campo del módulo fotovoltaico. Los siguientes defectos pueden ser identificados dentro del marco de prueba:

- células / módulos dañados,
- cortocircuito en el diodo de bypass,
- ensombrecimiento local,
- desajuste eléctrico de los módulos,
- shunt de resistencia en celdas / módulos / campo fotovoltaico,
- Resistencia en serie excesiva..

Si la medición de la curva IV apunta a la verificación de si hay algún error causado por el efecto de falta de coincidencia, la medición se puede realizar con una irradiancia más baja y ángulos de incidencia de luz más grandes que los requeridos para probar el rendimiento.

Para obtener una mejor forma de la curva IV, se recomienda que el valor de irradiancia exceda los 100 W / m, pero también se pueden obtener datos útiles a niveles bajos de irradiancia. Si la forma de la curva IV en el nivel de irradiación inferior a 100 W / m es intermitente, puede deberse a un error potencial y se recomienda repetir la prueba a un valor de irradiación superior a 100 W / m.

En el registro de la curva IV, se deben analizar las desviaciones visibles de la forma correcta y correcta de la curva o los valores esperados de los parámetros eléctricos. Las desviaciones visibles de la forma correcta de la curva IV requieren una atención especial, ya que pueden indicar que no se detectaron previamente y errores significativos en el campo del módulo fotovoltaico. El Apéndice D incluye información sobre la interpretación de las desviaciones de la curva IV.

En el caso de sistemas con muchas cadenas idénticas, donde están presentes condiciones de irradiancia estables, las curvas de cadenas particulares deben compararse (encajan unas en otras). Las curvas deben ser las mismas (generalmente dentro del alcance de aproximadamente el 5% en condiciones de irradiancia estable para los puntos ISC, VOCi Pm).

Procedimiento de control para el campo del módulo fotovoltaico con una cámara infrarroja

El control con el uso de una cámara infrarroja (IR) tiene como objetivo la detección de fluctuaciones inusuales de temperatura en el campo del módulo fotovoltaico. Dichos cambios de temperatura pueden indicar problemas dentro del alcance de los módulos y / o todo el campo fotovoltaico, como celdas polarizadas inversamente, falta de diodos de derivación, mala soldadura, conexiones activas débiles que conducen a un aumento de la temperatura local.

NOTA: En el proceso de verificación inicial, la prueba IR también se puede aplicar para la solución del problema en el campo del módulo, la cadena o el módulo fotovoltaico.

Procedimiento de prueba de IR

Durante la prueba de IR, el sistema debe estar en un modo de funcionamiento normal (el inversor rastrea el punto de máxima potencia del campo fotovoltaico). La irradiación en el plano del campo fotovoltaico debe superar los 400 W / m, mientras que las condiciones climáticas deben ser estables. En una situación perfecta, la irradiancia en el lugar del campo

del módulo fotovoltaico debe estar en un nivel permanente, superior a 600 W / m, a fin de garantizar una corriente suficiente que provoque diferencias notables de temperatura.

Resultados de las pruebas de IR – Información general

Esta prueba busca principalmente cambios anormales de temperatura en el campo del módulo fotovoltaico.

Resultados de la prueba de IR – puntos calientes

Un punto caliente observado en la superficie del módulo generalmente significa un problema eléctrico, posible serie, resistencia paralela o desajuste (actual) de las celdas. En cada caso, se debe probar el rendimiento de todos los módulos donde ocurren los puntos calientes. Las señales de sobrecalentamiento pueden mostrarse también durante las inspecciones, por ejemplo. Área marrón o descolorida del módulo.

Resultados de la prueba IR – diodos de bypass

Si algún diodo de bypass está demasiado caliente, se debe inspeccionar el campo del módulo, buscando razones obvias como el ensombrecimiento o la contaminación en un módulo protegido por un diodo. Si no hay razones obvias, puede significar que el módulo está dañado.

Resultados de prueba IR – conexiones de cable

Las conexiones de los cables entre los módulos no son mucho más calientes que el propio cable. Si una conexión es más caliente, debe verificarse si está perdida o corroída.

Procedimientos de prueba – pruebas adicionales

Tensión de puesta a tierra – sistemas de puesta a tierra de resistencia

Esta prueba se realiza para evaluar los sistemas que utilizan una alta impedancia de tierra (resistencia). Los fabricantes de módulos suministran procedimientos de prueba detallados que requieren sistemas de puesta a tierra de resistencia para sus módulos.

Prueba de diodo de bloqueo

El diodo de bloqueo puede dañarse en ambas condiciones, tanto en la conducción como en la polarización de la barrera. Esta prueba es importante para instalaciones fotovoltaicas donde se montan diodos de bloqueo.
Todos los diodos deben controlarse para garantizar que estén conectados correctamente (polarización adecuada) y que no haya síntomas de sobrecalentamiento o quemado.
En un modo de funcionamiento normal, el voltaje en el diodo de bloqueo (VBD, voltaje en el diodo de bloqueo) debe llegar a:

- criterio – resultado positivo de la prueba: VBD 0.5 V -1.65 V.

Verificación de calidad del sistema fotovoltaico – certificado

Informe de verificación

Una vez finalizado el proceso de verificación del sistema, el usuario debe recibir un informe. Este informe debe cubrir la siguiente información:

- Información básica que describe el sistema (nombre, dirección, etc.),
- Lista de circuitos sujetos a controles y pruebas.
- Informe de control,
- Registro de resultados de pruebas para cada circuito probado.
- Período hasta la próxima verificación del sistema,
- Firma del verificador (es).

Las muestras de los informes de verificación se presentan en los apéndices A, B y C.

NOTA: En algunos países, el período requerido entre verificaciones se especifica en las regulaciones nacionales relevantes.

Verificación inicial (aceptación)

La verificación de una nueva instalación se realiza de acuerdo con los requisitos del artículo 5 de la norma IEC 62446. El primer informe de verificación debe incluir información adicional sobre una persona o personas responsables del diseño, la construcción y la verificación del sistema, así como su alcance de responsabilidad.

Verificación periodica

También se realiza una verificación periódica de la instalación existente de acuerdo con los requisitos del artículo 5 de la norma IEC 62446. En los casos relevantes, se deben considerar los resultados y las recomendaciones de las verificaciones periódicas anteriores.

4.9. Registros de inspección, mantenimiento y reparación de instalaciones solares

La calidad de una instalación fotovoltaica es difícil de verificar sin el conocimiento relevante y la instrumentación especializada. Durante la operación del sistema fotovoltaico (PV), se necesita el acceso a al menos los parámetros eléctricos actuales del sistema y los datos de la radiación solar en el sitio de instalación. Dichos parámetros solo pueden garantizarse mediante una supervisión adecuada del sistema. Se debe enfatizar que una parte significativa de los inversores modernos está equipada con elementos de medición e IT que permiten la medición, la adquisición y el acceso remoto continuo (a través de Internet) a los datos obtenidos durante la operación del sistema.

Este estudio presenta y describe brevemente los documentos normativos (estándares) más importantes aplicables en un ámbito discutido.

Para garantizar un sistema fotovoltaico de alta calidad, su documentación técnica adecuada y los procedimientos de control de calidad son esenciales. Este estudio analiza los principios de desarrollo de la documentación técnica correcta del sistema fotovoltaico, el método para llevar a cabo la activación de pruebas y los procedimientos de aceptación, así como los controles periódicos del funcionamiento correcto y el estado técnico del sistema fotovoltaico. Se discuten los procedimientos de prueba y el alcance de la información que se

debe encontrar en un informe de aceptación o en informes después de los controles periódicos realizados. Esta parte del estudio se basa principalmente en la norma europea **IEC 62446**.

Uno de los estándares más importantes para la verificación real y confiable de la calidad de los módulos fotovoltaicos son los estándares IEC 61215 (para módulos hechos de celdas de silicio cristalino) e IEC 61646 (para módulos hechos en tecnologías de capa delgada). Cubren los tres aspectos cualitativos básicos de los módulos, es decir, la degradación, la durabilidad (a corto y largo plazo) y la seguridad relacionada con su funcionamiento. Los dos estándares mencionados cubren una serie de pruebas, tales como:

- inspección (evaluación visual),
- parámetros eléctricos en STC (condiciones de prueba estándar) (denominada potencia nominal),
- prueba de aislamiento,
- coeficientes de temperatura de los parámetros eléctricos, resistencia en serie,
- determinación de NOCT (temperatura nominal de la célula operativa),
- parámetros eléctricos en NOCT,
- parámetros eléctricos a baja irradiancia.
- prueba de presencia de los denominados puntos calientes.
- prueba de resistencia a los rayos UV,
- ensayo de resistencia a los ciclos de temperatura.
- ensayo de resistencia a la congelación a alta humedad.
- ensayo de resistencia a la humedad a altas temperaturas.
- prueba de resistencia de salida (durabilidad),
- prueba de resistencia a la torsión,
- ensayo de resistencia a la carga mecánica estática..

IEC 61215 o IEC 61646. En la práctica, dependiendo del lugar donde se instalarán los módulos específicos, en qué sistema fotovoltaico y los requisitos del inversor, los módulos deben tener un certificado relacionado solo con pruebas seleccionadas, como una prueba de resistencia a los ciclos de temperatura (prueba básica), prueba de resistencia a la congelación (para áreas donde se producen rápidos descensos de temperatura), prueba de resistencia a cargas estáticas (por ejemplo, para áreas con nevadas masivas o resistencia al granizo (para áreas donde ocurre). Pruebas básicas que siempre deben La confirmación con un certificado relevante incluye mediciones de parámetros eléctricos, presencia de los denominados puntos calientes (la aparición de tales puntos en los módulos significa su menor resistencia al daño en condiciones de eclosión parcial) o prueba de aislamiento, que es extremadamente importante desde el punto de vista Punto de vista de seguridad, particularmente en sistemas fotovoltaicos de alta tensión en el lado de CC.

Operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico

La información sobre el funcionamiento y el alcance del mantenimiento del sistema fotovoltaico debe estar garantizada y debe incluir, como mínimo, los siguientes elementos:

1. Procedimientos de verificación del correcto funcionamiento del sistema.
2. Lista de verificación del procedimiento en caso de fallo del sistema.
3. Procedimientos de emergencia de apagado / desconexión del sistema.
4. Recomendaciones sobre mantenimiento y limpieza (si es necesario).

5. Notas sobre posibles trabajos futuros con el campo del módulo fotovoltaico (por ejemplo, trabajos de techado).
6. Documento de garantía para módulos fotovoltaicos e inversores: debe determinar la fecha de inicio y la duración.
7. Documentación que especifique el alcance de las acciones (obras) y garantías garantizadas relevantes relacionadas con los peligros climáticos (por ejemplo, granizo, tormentas de viento, etc.).

Norma IEC 62446 – Verificación de calidad y control del sistema fotovoltaico

Esta sección contiene una descripción de los requisitos relacionados con los procedimientos iniciales y periódicos de verificación de la instalación eléctrica del sistema fotovoltaico conectada a la red eléctrica. Se refiere principalmente a la norma IEC 60-364-6 (Instalaciones eléctricas de baja tensión – Parte 6: Verificación), pero también, cuando sea necesario, a otros documentos y estudios.
Dentro del alcance significativo, la verificación del sistema fotovoltaico conectado a la red debe realizarse de acuerdo con los requisitos formulados en la norma IEC 60364-6, que define dichos requisitos para las verificaciones iniciales y periódicas de cada instalación eléctrica.
Cada subconjunto y elemento instalado del sistema fotovoltaico deben verificarse ya en la etapa de instalación, si es posible, y después de su finalización, antes de que todo el sistema comience a funcionar, se debe verificar el cumplimiento de la norma IEC 60364-6. La verificación original incluye la comparación de los resultados con los criterios adecuados para confirmar que se cumplen los requisitos de IEC 60364.
Además, después de cada suplemento o cambios realizados en la instalación existente, se debe verificar si los cambios introducidos cumplen con la norma IEC 60364 y, por lo tanto, si no deterioran las condiciones de seguridad.
Tanto la verificación inicial (aceptación) como el período deben ser conducidos por un experto, de calificaciones adecuadas para el desempeño de tales trabajos.
NOTA: Se pueden encontrar muestras de hojas típicas de la verificación de la instalación fotovoltaica en los apéndices de la norma IEC 62446.

Sistemas de prueba y pruebas adicionales

El sistema de prueba aplicado en el sistema fotovoltaico debe ser adecuado para la escala, tipo, lugar y complejidad de un sistema dado. Este documento define dos sistemas de prueba, junto con una serie de pruebas adicionales que también pueden realizarse cuando finaliza la secuencia estándar.

- Prueba de la categoría 1 – requisito mínimo – conjunto estándar de pruebas que deben aplicarse a todos los sistemas;
- Prueba de la categoría 2: secuencia extendida de pruebas cuando ya se han realizado todas las pruebas de la categoría 1;
- Pruebas adicionales – otras pruebas, cuyo rendimiento puede estar indicado en algunos casos.

5. EJERCICIOS

5.1. Normas de salud y seguridad en el trabajo, protección del medio ambiente – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.1)*

Elija la oración correcta de la tabla:
Durante el trabajo, el instalador fotovoltaico debe:

a) iluminar los lugares de trabajo con lámparas portátiles con una tensión superior a 24 V,
b) para evitar que el módulo solar genere electricidad, cubrir toda su superficie con una cubierta opaca,
c) realizar trabajos de montaje durante una tormenta, vientos fuertes u otros peligros.

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.1)*

Tache la declaración que no coincide con el resto:
Instaladores fotovoltaicos no están autorizados a:

a) rehusarse a realizar otro trabajo equivalente, si no es posible eliminar inmediatamente los peligros de un trabajo anterior,
b) bloquear los pasillos y el acceso a estaciones de trabajo, equipos contra incendios e interruptores eléctricos,
c) conectar a tierra los elementos conductores expuestos, p. ej. El marco de la construcción de un conjunto de paneles fotovoltaicos.

Ejercicio 3. *(epígrafe 4.1)*

Las medidas de protección individual incluyen (marque 3 respuestas):
a) Protección ocular y facial.
b) Plan de evaluación de riesgos.
c) Protección de extremidades.
d) Plataformas elevadoras
e) Protección auditiva
f) Plataformas móviles

5.2. Protección de la salud durante las obras de modernización y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas – Ejercicios

Ejercicio 1.

Coincidir con la norma con el sujeto:

IEC 61215	módulos cristalinos
IEC 61646	módulos de película delgada
IEC 61730	el ámbito de seguridad de los módulos fotovoltaicos.

Ejercicio 2.

¿Qué palabra de la caja no coincide con la oración?:

Para módulos ....., todos los componentes de CC deben estar dimensionados para voltaje: Voc (STC) x 1.15, corriente: Isc (STC) x 1.25.

mono silicon modules	mono silicon modules	mono silicon modules

5.3. Normas de seguridad para el mantenimiento y conservación de la instalación solar – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.3)*

De la tabla a continuación, seleccione la conexión que se debe cumplir al seleccionar el nivel de corriente nominal del fusible:

$0,4xI_{SC} \leq I_n \leq 2,4xI_{SC}$
$0,8xI_{SC} \leq I_n \leq 1,2xI_{SC}$
$1,4xISC \leq In \leq 2,4xISC$

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.3)*

Combina la norma con el tema que describe:

PN-EN 50272-2:2007	Requisitos de seguridad para baterías recargables e instalaciones de baterías.
PN-EN 62305-2	Protección contra rayos.
IEC 60269-6	Selección del tipo de fusible correcto.
IEC 61730-2	Valor límite de la corriente de retorno según la norma.

5.4. Programa de mantenimiento fotovoltaico. – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.4)*
Completa el texto con palabras del recuadro:

La prueba del sistema eléctrico del sistema fotovoltaico debe realizarse de acuerdo con los requisitos de la norma ..... 1 ..... Los instrumentos de medición y monitoreo y los métodos de medición se eligen de acuerdo con las partes pertinentes. de la norma ..... 2 ... .. y ..... 3 ..... Los requisitos para el etiquetado de un sistema solar se especifican en la norma ..... 4 ... .

1) IEC 60364 – 6	2) IEC 61557	3) IEC 6101	4) IEC60364-9-1

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.4)*
Completa el texto con palabras del recuadro:

En el caso de un sistema sin protección de sobrecorriente en las cadenas de módulos fotovoltaicos, debe asegurarse que: IMOD_MAX_OCPR (corriente nominal máxima del fusible en serie en la cadena) sea mayor que la posible ....

corriente inversa
corriente de cortocircuito
corriente de fuga

5.5. Monitoreo de las propiedades del sistema fotovoltaico – pautas y requisitos de medición y su análisis – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.5)*
Ajustar el parámetro al sensor que se está midiendo..

Parámetro	Tipo de sensor
Intensidad de la radiación en el plano de los módulos.	Piranómetro termopar
Temperatura ambiente (aire)	Termistor
Velocidad del viento	Anemómetro ultrasonico

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.5)*
Completa las oraciones con dos números válidos de la caja:

Los sensores de los parámetros eléctricos del sistema fotovoltaico deben elegirse de modo que su rango sea compatible con el valor superior de los parámetros de salida del campo de módulos fotovoltaicos, es decir, para tensión ... 1 .. * VOC, para corriente ... 2 ... * ISC, y su presencia tuvo un efecto mínimo en los parámetros medidos (p. Ej., La resistencia utilizada para medir la corriente debería tener una resistencia baja de modo que la caída de voltaje en ella sea insignificante en comparación con el voltaje de campo de los módulos fotovoltaicos).

1.3	1.5	1.1	1.8

5.6. Análisis de errores típicos relacionados con la modernización y mantenimiento – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.6)*
Combine los tipos de errores con las soluciones correctas para evitarlos e inicie el sistema correctamente:

Errores típicos	**Remedios y solución de problemas**
No hay energía de los paneles.	Interruptores abiertos o fusibles quemados, cables dañados o corroídos
Corriente demasiado pequeña de los paneles.	Algunos módulos sombreados. La inclinación de los paneles o su orientación es incorrecta. Algunos módulos están dañados. Módulos sucios
No hay voltaje de CA	La carga en los receptores de CA excede la potencia del inversor, desconexión debido a la sobrecarga. Carga no ajustada para el funcionamiento continuo del inversor. Sobretensión.
Sin tensión a la salida de la inversión.	Un fusible fundido o un circuito / interruptor abierto, cable dañado.

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.6)*
El procedimiento para detectar fallas a tierra y cortocircuitos: organizar el orden correcto de las actividades realizadas:
1. Apague el inversor y, si está apagado, el interruptor o los interruptores de CC.
2. Un módulo en cada banda debe estar completamente sombreado, cubierto del sol.
3. Desconecte las cadenas del módulo.
4. Iniciar la medición.

5.7. Tipos de perturbaciones típicas y fallos en los sistemas – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.7)*
Complete the below sentence:

El proceso de envejecimiento de los módulos fotovoltaicos se puede identificar sobre la base de:

Redondeando la curva de la rodilla IV
Bajando la pendiente de la parte "vertical" de la curva IV
Inclinación demasiado pronunciada de la parte "horizontal" de la curva IV

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.7)*
Haga coincidir el tipo de falla con el parámetro utilizado para el diagnóstico:

El tipo de falla	El parámetro utilizado para el diagnóstico
Roturas en las cadenas de CC (fusibles quemados en cajas de conexión de CC, cables dañados, conectores, cajas de conexión de módulos fotovoltaicos)	Corriente DC en la cadena DC (en comparación con otras)
Rotura en la línea principal de CC (fusibles quemados en la entrada del inversor, conexión defectuosa, cable)	Corriente continua en la entrada del inversor
Aislamiento electrico	Medición de la resistencia de aislamiento en el inversor.
(cables / módulos defectuosos)	Parámetros de red monitoreados por la inversión.
Fluctuaciones de parámetros de red	Inspección visual, cámara termográfica.

5.8. Métodos y reparaciones o sustitución de componentes fotovoltaicos – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.8)*
Marque la respuesta correcta:

En el modo de funcionamiento normal, la tensión en el diodo de bloqueo (VBD) debe ser:

0,5 V -1,65 V
0,9 V -2,65 V
1,2 V -2,5 V

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.8)*
Termina la oración:
La falta de conexiones o la cantidad incorrecta de módulos en la cadena es un error relativamente común, especialmente en sistemas más grandes. Se puede diagnosticar midiendo:

circuito de voltaje abierto
corriente del circuito cerrado
punto de máxima potencia

5.9. Registros de inspección, mantenimiento y reparación de instalaciones solares – Ejercicios

Ejercicio 1. *(epígrafe 4.9)*
Marque la respuesta incorrecta:

Sistema de CC: protección contra los efectos de las descargas atmosféricas y sobretensiones.
La verificación de la instalación de CC debe incluir al menos:

Para minimizar las tensiones causadas por la descarga atmosférica, compruebe que la superficie de los bucles creados por los cables eléctricos sea lo más pequeña posible.
verifique las medidas para proteger los cables largos (por ejemplo, a través de pantallas o la instalación de fusibles de rayos – SPD).
al usar fusibles de corriente de rayo SPD, verifique que estén instalados de acuerdo con los requisitos de la norma IEC 60364-9-1.
compruebe el sistema de alarma para detectar una baja resistencia de aislamiento entre el campo del módulo fotovoltaico y el suelo; cumpla con los requisitos de IEC 60364-9-1.

Ejercicio 2. *(epígrafe 4.9)*
Completa la oración con una palabra de la caja:
Si los diodos de bloqueo están instalados, asegúrese de que su voltaje de barrera nominal sea al menos ... ... x VOCSTC de la cadena de módulos fotovoltaicos en la que se han montado los diodos (estándar IEC 60364-9-1).

2	0,8	1,4

6. TEST DE PROGRESO

Puede:	Si	No
1) ¿Discutir las amenazas potenciales al trabajar con sistemas fotovoltaicos?		
2) ¿Listar las actividades necesarias para realizar antes de comenzar el trabajo?		
3) ¿Discutir de qué es responsable el instalador del sistema fotovoltaico?		
4) ¿Discutir la evaluación de riesgos?		
5) ¿Describir la protección contra incendios?		
6) ¿Seleccionar los requisitos de instalación?		
7) ¿Explicar problemas de trabajo de seguridad con los circuitos eléctricos?		
8) ¿Discutir el dimensionamiento de los componentes de CC para sistemas fotovoltaicos?		
9) ¿Nombrar el equipo de protección personal?		
10) ¿Discutir el riesgo de trabajar en altura?		
11) ¿Enumerar las reglas de seguridad para los sistemas de baterías?		
12) ¿Describir la protección contra sobrecargas y cortocircuitos?		
13) ¿Identificar, ¿qué debe verificar la revisión general de las instalaciones de CC?		
14) ¿Discutir qué debería verificarse en el lado de CA de los sistemas fotovoltaicos?		
15) ¿Discutir qué debería verificarse en el lado de CC de los sistemas fotovoltaicos?		
16) ¿Discutir la protección contra sobrecorriente de la instalación de CC?		
17) ¿Nombrar los parámetros que deben ser monitoreados?		
18) ¿Discutir la medición de los parámetros eléctricos del sistema fotovoltaico?		
19) ¿Discutir la conveniencia de monitorear los sistemas fotovoltaicos?		
20) ¿Discutir la frecuencia de muestreo?		
21) ¿Nombrar errores frecuentes durante el montaje y configuración del panel?		
22) ¿Discutir las fallas de aislamiento?		
23) ¿Discutir los errores relacionados con la instalación de cajas eléctricas, rutas de cables y al desinstalar.		
24) ¿Listar los errores típicos de instalación relacionados con los sistemas de sujeción?		
25) ¿Discutir las posibilidades de diagnosticar "fallas" comunes en los sistemas fotovoltaicos?		
26) ¿Dibujar una curva I-V normal y correcta medida en condiciones de intensidad de radiación estable?		
27) ¿Discutir los errores relacionados con la instalación de cajas eléctricas, rutas de cables y al desinstalar?		
28) ¿Enumerar las razones de la pendiente pronunciada de la parte "horizontal" de la curva?		
29) ¿Discutir la medición de la tensión del circuito abierto?		
30) ¿Describir la prueba del diodo de bloque?		
31) ¿Discutir el procedimiento para probar el aislamiento húmedo?		
32) ¿Dar la norma en base a la cual el sistema fotovoltaico se verifica periódicamente?		

33) ¿Indicar el estándar que describe el alcance de la información que se debe incluir en el informe de aceptación o en los informes después de las auditorías periódicas?		
34) ¿Describir una descripción general de las instalaciones de CC?		
35) ¿Discutir el control de la protección contra los efectos de las descargas atmosféricas y las oleadas?		
36) ¿Dar lo que está definido en el estándar IEC60364-9-1?		

Si seleccionaste la respuesta "NO", te proponemos que regreses al material de enseñanza y a su análisis repetido para lograr los resultados de aprendizaje previstos (conocimiento, habilidades).
Si es necesario, usa una fuente adicional de información preparada para cada tema.

7. GLOSARIO

Inglés	Español
Ampere Hour	Hora amperio
Array	Formación
Balance-of-system (BOS)	Balance del sistema (BOS)
Battery	Batería
Battery bank	Banco de baterías
Blocking Diode	Diodo de bloqueo
Bypass diode	Diodo bypass
Clamp-on ammeter	Amperímetro de pinza
Conversion Efficiency	Eficiencia de conversión
Current-voltage	Voltaje de corriente
Depth of discharge	Profundidad de descarga
Diffuse Irradiance	Irradiación difusa
Diode	Diodo
Direct-current (DC)	Corriente continua (CC)
Direct Normal Irradiance (DNI)	Irradiancia normal directa (DNI)
Distributed system	Sistema distribuido
Earthing system	Sistema de puesta a tierra
Electric Current	Corriente eléctrica
Electrolyte	Electrólito
Encapsulation	Encapsulacion
Equipotential Zone	Zona equipotencial
Filling Factor	Factor de llenado
Fixed Tilt Array	Arreglo de inclinación fija
Fuse	Fusible
Global Horizontal Irradiance	Irradiancia Global Horizontal
Global In-Plane Irradiance	Irradiancia global en el plano
Grid	Red
Grid-connected system	Sistema conectado a la red
Grounding conductor	Conductor de puesta a tierra
Grounding system	Sistema de puesta a tierra
Hot spot	Punto caliente
Hybrid System	Sistema híbrido
Inclinometer	Clinómetro
Inverter	Inversor
Irradiance	Irradiancia
Islanding	Isleño
Isolating transformer	Transformador de aislamiento
Junction Box	Caja de conexiones
Kilowatt hour	Kilovatios hora
Mismatch losses	Pérdidas por desajuste
MPP Regulator	Regulador de MPP
Multimeter	Multímetro
Nominal Voltage	Voltaje nominal
One-axis tracking	Seguimiento de un eje
Open circuit voltage	Abra el circuito de voltaje

Parallel connection	Coneccion paralela
Peak (Maximum) Power Point (MPP)	Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT)
Performance ratio	Relación calidad
Personal Protective Equipement (PPE)	Equipo de protección personal (EPP)
Protective earthing	Puesta a tierra protectora
PV array	Matriz fotovoltaica
PV effect	Efecto fotovoltaico
PV Module	Módulo fotovoltaico
Pyronometer	Pironómetro
Regulator	Regulador
Safety plan	Plan de seguridad
Semiconductor	Semiconductor
Series connection	Conexión en serie
Series controller	Controlador de serie
Shunt Controller	Controlador de derivación
Silicon	Silicio
Stand-alone PV system	Sistema fotovoltaico autónomo
Standard test conditions (STC)	Condiciones de prueba estándar (CPE)
Stratification	Estratificación
String	Cuerda
Sulfation	Sulfatación
Thermomagnetic switch	Interruptor termomagnético
Tracking system	Sistema de rastreo
Volt (V)	Voltios (V)
Voltage	voltaje
Watt (W)	Vatio (W)