



Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos



Edición:

Ministerio de Energía de Chile
Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13 y
14
Santiago de Chile
T +56 22 365 6800
I www.energia.gob.cl

Responsable:

Gabriel Prudencio,
Jefe División de Energías Renovables,
Ministerio de Energía

Apoyado por:

NAMA: Energías renovables para
Autoconsumo en Chile
Marchant Pereira 150 piso 12 oficina
1203
7500654 Providencia
Santiago - Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröder/ Stephan Remler

Título:

Guía de operación y mantenimiento de
Sistemas fotovoltaicos

Autores:

Guillermo Soto Olea,
División Energías Renovables,
Ministerio de Energía.
Javier Hernández Venegas,
División de Ingeniería Eléctrica,
Superintendencia de Electricidad y
Combustible.
Daniel Almarza, Asesor GIZ Chile.
Ignacio Jofré, Asesor GIZ Chile.
Asier Ukar, PI Photovoltaik Institut
Berlin AG.

Ilustraciones facilitadas por DGS
Berlin e. V. y PI Photovoltaik Institut
Berlin AG.
Asesoría técnica: DGS Berlin e. V.,
Eva-Maria Schubert, Rainer E. Wuest

Aclaración

Esta publicación ha sido preparada por encargo del Proyecto "NAMA: Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de NAMA Facility del Ministerio de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania y del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (DBEIS) de Gran Bretaña. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, noviembre 2018.

Índice

Capítulo	Página
Glosario de términos y acrónimos	1
1 Introducción	5
1.1 Objetivos	6
1.2 Breve Historia	7
1.3 Beneficios del Mantenimiento	8
1.4 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos	9
2 Prerrequisitos para el mantenimiento	13
2.1 Planificando el rendimiento de la Instalación	13
2.2 Documentación	14
2.3 Garantías	16
3 Aspectos de Seguridad	19
3.1 Seguridad Eléctrica	19
3.2 Seguridad laboral en la altura / Protección Anticaídas	26
3.3 Herramientas Manuales y Eléctricas	30
3.4 Equipos de Protección Personal (EPP)	31
4. El Plan de Mantenimiento	32
4.1 Mantenimiento Preventivo	35
4.2 Mantenimiento Correctivo	51
4.3 Mantenimiento Predictivo	76
4.4 Ahorros y Costos en O&M	83
4.5 Requerimientos para Contratistas	87
4.6 Contratos de O&M	89
4.7 Indicadores de Rendimiento	91
4.8 Aspectos Clave en Contratos de O&M	94
5. Recursos Adicionales	95
6. Referencias	96
7. Anexos	98
Anexo A: Descripción de Actividades de Gestión Activos de O&M SFV	98
Anexo B: Descripción de Servicios y Cualificación para O&M de SFV	99
Anexo C: Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo	101
Anexo D: Descripción de Actividades de Mantenimiento Correctivo	109
Anexo E: Comprobante de Mantención Limpieza Módulos Fotovoltaicos	112

Glosario de términos y acrónimos

Alcalina: se denomina a un elemento con un PH mayor a 7, en una escala de 1 a 14.

Anodizado: se refiere al proceso electroquímico para incrementar el espesor de la capa natural de óxido del aluminio para la protección de este.

Armónicos: frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo del sistema eléctrico y cuya amplitud va decreciendo conforme aumenta el múltiplo.

Arreglo FV: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador (RGR N°2/2017).

As Built: Apto para construcción. Se utiliza para denominar la condición final en la que ha sido construida un proyecto.

Asset Management: actividad de administración de activos.

Big Data: se refiere a la tecnología que procesa gran cantidad de información para análisis y predicción de comportamientos.

Browning: se refiere a la opacidad en el reverso de un panel fotovoltaico.

CA: corriente alterna.

Caja de conexión: se refiere a la caja que se encuentra en el reverso de los paneles fotovoltaicos que incluye los diodos de *by-pass* y cables para la conexión de los paneles.

Cajas de combinación: elementos en los cuales se conectan y agrupan varios *strings* en corriente continua.

CC: corriente continua.

Conector MC4: se refiere al modelo de conector solar de la marca *Multi Contact*.

Conexión a barras (*busbars*): son las conexiones entre las celdas fotovoltaicas que componen un panel.

Contador: medidor eléctrico con capacidad de almacenar datos.

Crimpadora: herramienta utilizada para la unión de conectores solares.

Curva IV: corresponde a la curva característica que mide corriente y voltaje en un panel fotovoltaico.

Datalogger: en esta guía se denomina a un equipo electrónico que almacena datos de un SFV y que puede poseer la capacidad de transmitirlos.

Diodos de *by-pass*: la caja de conexión contiene normalmente 2 diodos de *by-pass* que están conectados en polaridad opuesta a las celdas; de esta forma, no conducen en operación normal. En caso de celdas o paneles sombreados, estas celdas no actúan como generador, sino que el diodo interno está operando en polarización inversa y, en consecuencia, no deja pasar corriente. (Aplicaciones de Energía Solar Fotovoltaica: Diseño, Implementación, Experiencias, Pg. 40, Reinhold Schmidt, 2012).

EPC: ingeniería, abastecimiento y construcción, por sus siglas en inglés. En esta guía se denomina EPC a empresas que realizan instalaciones fotovoltaicas "llave en mano".

EPP: elemento de protección personal.

Equipotencial: unión permanente de partes metálicas para formar un trayecto eléctricamente conductivo que asegure la continuidad eléctrica y la capacidad para conducir con seguridad cualquier corriente impuesta

FV: fotovoltaico.

Gradiente térmica: variación de temperatura por unidad de distancia.

GW: gigawatt.

Hardware: componentes físicos de un sistema informático. En este caso se también se usa para denominar a los componentes físicos de un sistema de electrónica de potencia.

Hot Spots: se denominan puntos calientes a la concentración de calor en un punto del panel, lo que reduce su eficiencia.

Imp_p: corriente en máxima potencia.

IP: índice de protección.

I_{sc}: corriente de corto circuito.

kV: kilovolt.

kW: kilowatt.

kW_p: kilowatt *peak*.

Ley 20.571: la Generación Ciudadana, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta Ley, conocida también como Netbilling, Netmetering o Generación Distribuida, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual está publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora.

Línea de vida: sistema de protección diseñado para evitar el riesgo de caídas desde altura.

Lux: medida de luminosidad.

MPPT: Seguidor de punto de máxima potencia, consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y la corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia.

Multitester: herramienta que permite medir distintas variables eléctricas.

MW: megawatt.

MW_p: megawatt *peak*.

N dopado: Los átomos con un electrón más de valencia que el silicio se utilizan para producir material semiconductor "de tipo n"

NCh: acrónimo que se refiere a "Norma Chilena".

NOTC: condiciones de prueba estándar ajustadas a una temperatura de 45°C e irradiancia de 800 W/m², velocidad de viento de 1 m/s a una temperatura del aire de 20°C. *Nominal Operating Cell Temperature* por sus siglas en inglés.

O&M: operación y mantenimiento.

P dopado: Los átomos con uno menos de los electrones de valencia resultan en material "tipo p"

Pasillo técnico: estructura que permite el tránsito que se instala en el techo de un inmueble para el paso seguro de personas.

PID: degradación inducida por potencial.

Piranómetro: equipo de medición de irradiancia solar.

Plug In: se refiere a un artefacto que puede ser acoplado a otro y configurados automáticamente entre sí.

PM: plan de mantenimiento.

Pmpp: potencia en el punto de máxima eficiencia.

PR: índice de desempeño (*performance ratio*) de un SFV.

Prensa estopa: elemento usado para la confección de armarios eléctricos que permite el ingreso de un cable al armario sin comprometer la estanqueidad de este.

Prueba de continuidad: procedimiento mediante el cual se busca detectar fallas en circuitos eléctricos.

PSI: unidad de presión que se refiere a libras inglesas por pulgadas cuadradas.

PTSP: Programa Techos Solares Públicos del Ministerio de Energía.

Puntos de anclaje: son anclas permanentes en la superficie de una estructura.

Relé: dispositivo electromagnético que abre o cierra un circuito dada cierta condición.

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos, por sus siglas en inglés.

SFV: sistema fotovoltaico.

Sobretensión: voltaje superior a un rango definido.

Software: conjunto de programas y rutinas que permiten a un computador realizar determinadas tareas. En esta guía también se utiliza para referirse a la programación de equipos electrónicos.

SPD: dispositivo de protección contra sobretensión.

SPT: sistema de puesta a tierra.

STC: condiciones de prueba estándar por sus siglas en inglés (*standard test condition*) que considera 1000 W/m² de irradiancia y 25 °C y una masa de aire de 1,5 AM.

String: cadena de paneles conectados en serie.

Termómetro IR: es un equipo de medición de temperatura infrarrojo.

UV: ultravioleta.

V: unidad de voltaje, voltios.

VAC: voltaje en corriente alterna.

VCC: voltaje en corriente continua.

Vmpp: voltaje en máxima potencia.

Voc: voltaje de circuito abierto.

1. Introducción



Esta guía se ha preparado para las instituciones públicas, así como a otros interesados, con el propósito de orientar y sugerir tareas y estrategias de operación y mantenimiento (O&M) de manera de asegurar una operación segura, alta disponibilidad de la planta y un alto rendimiento en las instalaciones fotovoltaicas.

Desde el punto de vista del mantenimiento, se busca maximizar la generación de energía, evitar los tiempos de inactividad, minimizar las fallas, evitar las fallas más costosas y aumentar la vida útil de la planta fotovoltaica. Aunque un sistema fotovoltaico (SFV) funciona automáticamente, un mantenimiento regular es una tarea indispensable y necesaria. Una instalación fotovoltaica puede tener buenos equipos instalados, pero sin un programa de mantenimiento regular y adecuado al sitio, no se puede garantizar la funcionalidad de los sistemas, la seguridad y confiabilidad.

El Plan de Mantenimiento (PM) que se debe realizar a cada SFV depende de su contexto operacional, es decir, de las condiciones ambientales del sitio, los equipos utilizados y el lugar de instalación. Es difícil proponer un PM que sea solución única para todos los proyectos que se instalen. Sin embargo, existen buenas prácticas de O&M en común que aplican a una amplia variedad de instalaciones. Por esta razón, esta guía se ha elaborado en base a una recopilación de buenas prácticas nacionales e internacionales de O&M para SFV. Como tal, debe ser entendida como una ayuda que establece prácticas razonables, sugerencias y recomendaciones de O&M para proyectos de media escala y debe ser usada por personal previamente capacitado en SFV conectados a la red.

Este documento se ha organizado de la siguiente manera: En la primera sección se presenta un contexto general sobre SFV, una breve historia, beneficios de la O&M, además de mostrar la experiencia en O&M del Ministerio de Energía a través de la instalación de los SFV en edificios públicos, en el marco de Ley 20.571 de Generación Distribuida.

En la segunda sección, se describen los principales prerrequisitos para un plan de mantenimiento exitoso. En la tercera parte, se ilustra uno de los aspectos más importantes en un plan de O&M de SFV, la *seguridad*. En la cuarta parte, se explican en detalle los tipos de mantenimiento para un SFV: mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y mantenimiento predictivo. Finalmente, se plantean estimaciones de costos de O&M, ahorros y una propuesta de plan de mantenimiento.

1.1 Objetivos

Esta Guía tiene como propósito describir la operación y mantención de SFV. Esta caracterización permitirá al lector, lo siguiente:

- Evaluar aspectos críticos de los equipos y componentes de los sistemas fotovoltaicos, con el propósito de elaborar un Plan de O&M.
- Identificar las actividades de mantenimiento preventivo regulares y su frecuencia de ejecución.
- Comprender el procedimiento a seguir antes, durante y después de la intervención del Equipo de O&M en el marco del mantenimiento correctivo.
- Identificar fallas, proponer indicadores de rendimiento de la planta y abordarlas con un mantenimiento predictivo que ayude a reducir el número de intervenciones y reparaciones.
- Determinar y seguir prácticas de seguridad probadas en la ejecución del mantenimiento.
- Entender las capacidades requeridas y competencias profesionales del personal a cargo de realizar trabajos en el SFV.
- Entender cómo realizar un monitoreo de las pérdidas por suciedad.
- Mostrar los distintos tipos de contratos de O&M existentes en la industria y las garantías asociadas a los mismos.
- Comprender los beneficios del uso de sistemas de monitoreo en el marco del mantenimiento preventivo.

1.2 Breve Historia

Aunque el efecto fotovoltaico se conoce desde hace mucho tiempo y las primeras aplicaciones fotovoltaicas datan desde antes de los años setenta, la tecnología fotovoltaica puede considerarse una tecnología joven si se compara con otras fuentes de generación de energía como por ejemplo la generación térmica o hidroeléctrica. Recién en el año 2004 la capacidad instalada mundial superó 1 GW [1]. Sin embargo, en los últimos 10 años, con su reducción de precio, su implementación ha ido aumentando rápidamente, masificando esta tecnología.

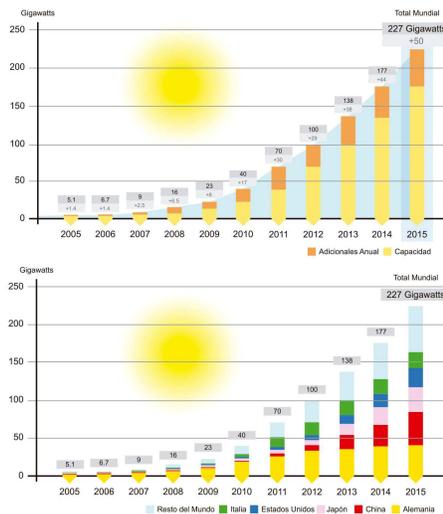


ILUSTRACIÓN 1 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA MUNDIAL (ARRIBA). 10 PAÍSES CON MAYOR CAPACIDAD ACUMULADA INSTALADA (ABAJO) [GW] [1]

El desarrollo rápido de esta tecnología a través de investigación, aprendizajes y estándares ha mejorado velozmente la calidad de los equipos e instalaciones. Una medida de aprendizaje fueron los programas de incentivo “1.000 techos solares” y “100.000 techos solares” en Alemania durante la década de los años 90. Con esta cantidad de instalaciones se pudo evaluar los componentes bajo condiciones reales (intemperie) en gran escala. Así empezó la curva de aprendizaje, que continua con el crecimiento mundial. Estas y otras experiencias permitieron mejorar ampliamente la calidad de los componentes y su confiabilidad.

La industria se ha adaptado rápidamente, lo que ha posibilitado la creación de empresas, puestos de trabajo y desarrollo técnico. El proceso de Operación y Mantenimiento (O&M) es fundamental para garantizar el avance de la tecnología solar FV. Una de las razones que justifica esta afirmación es que la mayoría de las fallas no se produce a causa de los componentes, sino que están relacionadas con la planificación, diseño, instalación y la mantención [2].

1.3 Beneficios del Mantenimiento

En general los SFV son muy confiables y seguros, y su vida útil puede extenderse hasta los 25 años. Sin embargo, un SFV está expuesto a condiciones ambientales muchas veces adversas como cambios bruscos de temperatura, lluvia o tormentas, radiación UV, polución, entre otros, que con el paso del tiempo pueden afectar su rendimiento. Pese a que todos los componentes de un SFV tienen que cumplir los requerimientos normativos para su instalación en la intemperie, las fallas (por ejemplo, un fusible defectuoso) igualmente se pueden presentar. A veces, estas fallas pueden ser reparadas a bajo costo, de lo contrario afectan el rendimiento y los ahorros esperados en la cuenta de electricidad de manera perceptible.

Las ventajas de implementar un Plan de O&M se expresan, por ejemplo, en:

- Mejorar el rendimiento del SFV, aumentando la cantidad de energía entregada durante su operación.
- Maximizar la operación del SFV su disponibilidad de la planta y la energía entregada.
- Aumentar la vida útil de la planta FV.
- Minimizar los costos de operación y mantenimiento del SFV.

Por otro lado, se debe considerar que el mantenimiento de la planta fotovoltaica debe ser financiado, y dependerá de las circunstancias de cada beneficiario/dueño de la instalación para asegurar su implementación. Algunas de las opciones que se pueden considerar para la implementación de un Plan de O&M son [3]:

- Usar personal propio capacitado para realizar el mantenimiento.
- Contratar el mantenimiento a la empresa que ejecutó la instalación.
- Contratar a un proveedor de mantenimiento externo.

La ventaja de un contrato de mantenimiento es que personal calificado de una empresa especialista ejecuta el mantenimiento y emite un reporte del estado del sistema, indicando las fallas que presenta y las medidas de corrección respectivas, en caso de que éstas se presenten. Sin embargo, debe existir una contraparte técnica capacitada capaz de validar el Plan de Mantenimiento y aprobar el trabajo. Por otra parte, determinado tipo de contratos transfieren la totalidad de los riesgos al contratista, lo cual supone ventajas legales y financieras para el dueño, y que pueden llegar a compensar con creces los costos asociados al servicio de O&M. Así, antes de decidir de qué manera se realizará el mantenimiento se debe tener en consideración un análisis de costos y beneficios. En el capítulo 4 se ilustrarán los contratos de O&M más comunes.

1.4 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos

Los SFV convierten la energía solar en energía eléctrica, la que puede ser utilizada para el consumo propio y, en caso de haber excedentes (sistemas conectados a red), estos pueden ser inyectados a la red eléctrica. Los SFV tienen tres componentes principales: los paneles FV, el inversor y la estructura de soporte de los paneles FV. A continuación, se entrega una breve descripción de cada uno de estos componentes.

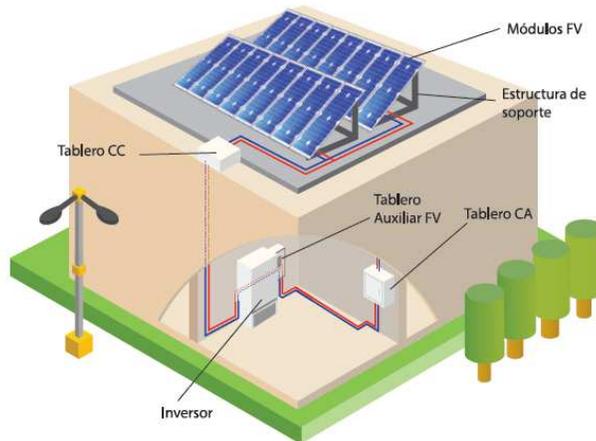


ILUSTRACIÓN 2 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)

Módulos fotovoltaicos: los módulos o paneles son el principal componente del SFV y son los encargados de transformar la energía solar, en energía eléctrica de corriente continua. Para ello se han desarrollado varias tecnologías de manera masiva, siendo los paneles fotovoltaicos cristalinos una tecnología madura y



ILUSTRACIÓN 3 EJEMPLO MÓDULOS EN UN SFV, TELETÓN SANTIAGO
(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

confiable cuya vida útil puede sobrepasar los 20 años. En Chile, estos equipos deben estar autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para ser instalados bajo la Ley de Generación Distribuida o de Facturación Neta. El listado del equipamiento autorizado para ser comercializado y utilizado en Chile se puede encontrar en el sitio web de la SEC. ¹

¹ www.sec.cl

Inversor: Entre las funciones de este equipo electrónico está la transformación eficiente de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna para usarla en el edificio o inyectarla a la red eléctrica, la optimización del voltaje a nivel de *string* (o cadena de paneles), el monitoreo de los parámetros de entrada y salida del equipo, la vigilancia de aislación y la operación de protecciones ante sobretensión, sobrecorriente, cortocircuito, variaciones de potencia y frecuencia de la red. La calidad, eficiencia y vida útil de los inversores ha avanzado rápidamente. Actualmente, estos equipos son capaces de transformar la energía hasta con un 98% de eficiencia máxima y su vida útil se puede extender más allá de los 10 años.

Estructura de soporte: fija de manera segura los módulos fotovoltaicos a la superficie dispuesta para su instalación (techo de un edificio, cobertizo, galpón, suelo) en la orientación e inclinación de diseño. Su diseño depende del tipo de superficie donde se instalará el sistema. Así, por ejemplo, en superficies planas, la estructura de soporte debe ser inclinada de manera de maximizar la generación de energía y mejorar la limpieza de los módulos (ver ilustración 4). En superficies inclinadas normalmente la estructura se adapta a la inclinación de dicha superficie (ver ilustración 5). En la instalación de SFV mayores a 30 kWp se debe considerar la memoria de cálculo estructural obligatoria y que la empresa que realizará el O&M tenga este documento a la vista.

También es posible instalar los paneles fotovoltaicos en estructuras montadas sobre el suelo, siendo este el caso de las grandes centrales de generación solar, que generalmente superan los 1,5 MWp. Este tipo de montaje es especialmente útil cuando se cuenta con el terreno disponible y el suelo es relativamente plano.

Se distinguen principalmente tres tipos de anclaje de módulos FV a la estructura de un techo:

- (i) Anclaje con lastre: Este sistema utiliza elementos pesados para anclar los sistemas fotovoltaicos a un techo plano.



ILUSTRACIÓN 4 INVERSOR DE 33 kW
(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)



ILUSTRACIÓN 5 PLANTA FOTOVOLTAICA LASTRADA EN FISCALÍA DE CALAMA (FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

Entre las ventajas de este sistema se incluye la instalación simple y que no requiere penetración en el techo. Como desventajas puede citarse su limitación a techos planos, el requerimiento de evaluaciones de carga de viento más avanzadas y el hecho de que las cargas concentradas pueden dañar la integridad del techo.

- (ii) **Anclaje con penetración:** Este sistema se ancla mediante perforación del techo para montar sistemas fotovoltaicos en cualquier tipo de techo. El número de perforaciones requeridas dependerá de la estructura del techo, del diseño del sistema fotovoltaico y de los códigos locales de construcción.



ILUSTRACIÓN 6 PLANTA FOTOVOLTAICA ANCLADA MEDIANTE PENETRACIÓN (FUENTE: PI BERLIN AG)

Entre las ventajas de este sistema cuentan el hecho de que puede usarse tanto en techos inclinados como planos, y que la carga queda mejor distribuida sobre el techo debido al gran número de penetraciones. Como desventajas puede citarse el hecho de que tardan más tiempo en instalarse y que el mal sellado de los orificios de penetración puede dar lugar al filtrado de agua de lluvia al interior del tejado.

- (iii) Anclaje mediante abrazaderas: Este procedimiento utiliza un sistema de bastidores, guías o “racks” sobre los cuales se montan los paneles mediante grapas especiales.

Entre las ventajas de este sistema se incluye la rapidez de la instalación, su aplicabilidad a cualquier tipo de inclinación, la homogeneidad en la distribución de la carga y la eliminación de la perforación del techo. Como desventajas puede citarse el hecho de que el acceso entre filas y la instalación de los pasillos técnicos puede ser complicada debido al gran número de elementos constructivos que entorpecen el paso.

En el caso de instalaciones sobre el suelo existe variedad respecto a la disposición de los paneles, material de la estructura, tipo de anclaje y soporte. No se incluye un listado detallado, ya que esta guía está enfocada para SFV instalados sobre techo.

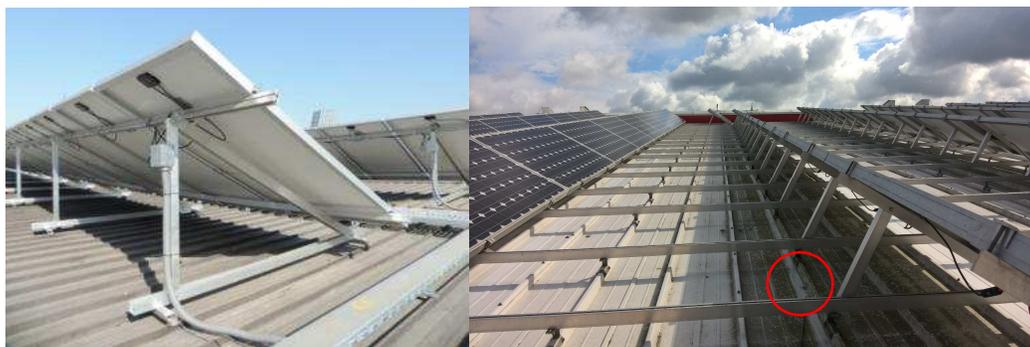


ILUSTRACIÓN 7 DERECHA: ESTRUCTURA DE SOPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INCLINADOS. IZQUIERDA: PLANTA FOTOVOLTAICA EDIFICIO GAM. (FUENTE PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 8 ESTRUCTURA DE SOPORTE DE MÓDULOS FV PARALELOS AL TECHO (FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

2. Prerrequisitos para el mantenimiento



2.1 Planificando el rendimiento de la Instalación

La etapa de O&M no está diseñada para corregir problemas que han ocurrido en el diseño, ingeniería o instalación de un SFV. Fallas de este origen deben ser reparados finalmente durante la puesta en marcha. Por lo mismo, es muy importante planificar la O&M desde el diseño de la instalación.

La planificación del rendimiento de un SFV es un proceso que comienza en la selección del emplazamiento del sistema y finaliza en la etapa de O&M.

A continuación, se muestra a modo de ejemplo, las etapas de un SFV dentro del PTSP (Programa Techos Solares Públicos²) y las consideraciones que se han incorporado para un exitoso plan de O&M. El proceso mostrado a continuación puede aplicar para otras instalaciones FV.



² Programa Techos Solares Públicos: <http://www.minenergia.cl/techossolares>

Etapa	Descripción
Elegibilidad o selección preliminar	Selección de edificios que cumplan con los criterios técnicos. Estos requerimientos involucran buenas condiciones del techo existente, un área útil homogénea y libre de sombras, buena orientación de los techos, buenas condiciones en la instalación eléctrica interior, disponibilidad de información (planos, memorias) y acceso al techo del inmueble.
Diseño	Se establece tamaños de planta PV, trazados y ubicaciones de equipos a partir de antecedentes disponibles y visitas técnicas a terreno. Se confeccionan informes de factibilidad para el edificio, determinando producción de energía, ahorros esperados y verificando que es factible instalar un sistema fotovoltaico en el inmueble tanto desde el punto de vista eléctrico como estructural.
Licitación	Se realiza a través de un proceso de licitación, en donde se describe el estándar de calidad que deben tener todos los proyectos. Primero, que cumplan con la normativa de la SEC, y que además den garantías de fabricación y rendimiento para los equipos. Además, incluye accesos mediante escaleras fijas y pasillos técnicos para realizar de manera segura futuras mantenciones. Se solicita que los inversores tengan servicio técnico en Chile. Por último, se solicita un sistema de monitoreo independiente para todos los proyectos del PTSP.
Ingeniería	Se solicita que sólo instaladores autorizados por la SEC (Clase A o B) o personas calificadas realicen y sean los responsables de la ingeniería de detalle del proyecto. Una contraparte técnica revisará dicha ingeniería, asegurándose del cumplimiento de la normativa vigente, verificando memorias explicativas y planos, para subsanar errores de diseño y aprobar la construcción de la planta. Esta etapa puede omitirse para proyectos pequeños y bastará con la revisión de planos y memorias explicativas por parte de la SEC. Adicionalmente, se revisa que se dejen los espacios necesarios entre los equipos, pasillos técnicos y cuerdas de vida para la futura mantención de la planta.
Instalación	El contratista debe respetar el plan de trabajo y la ingeniería de detalle aprobada, procurando en todo momento, seguir las instrucciones de instalación de los equipos y sus normativas aplicables. Durante este proceso, se realiza una inspección técnica de obra que permite detectar problemas de instalación.
Puesta en Marcha	Previa a la puesta en marcha, se requiere la declaración del proyecto fotovoltaico ante la SEC ³ . Se aplican los protocolos de puesta en marcha indicados por la misma, que se basan en reconocidas buenas prácticas internacionales. Se incluye una completa documentación de la planta, según las normas vigentes, para que la planta pueda ser fácilmente entendida por los profesionales que realizarán la mantención.

TABLA 1 DESCRIPCIONES DE LAS ETAPAS DEL PTSP Y LAS CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA LA O&M.

2.2 Documentación

Es muy importante para el personal que realizará el mantenimiento del sistema fotovoltaico, conocer todos los detalles de sus componentes, planificación, diseño e instalación. Así, el personal de mantenimiento podrá encontrar posibles fallas y solucionarlas oportunamente.

³ http://www.sec.cl/edeclarador/edeclarador_inicio.html

Los requerimientos mínimos de documentación de un SFV conectado a red de distribución eléctrica bajo la Ley 20.571 de Generación Distribuida, están definidos en el Instructivo técnico RGR N°1 y N°2 (2017) de la SEC. El instructivo describe los documentos que se deben presentar a la Superintendencia, como también los que tienen que ser entregados al cliente final. La documentación generada por los instaladores es necesaria para el personal que realizará el mantenimiento de la planta.

Es importante considerar que la documentación de la planta FV debe coincidir siempre con la situación "*as-built*" de la misma, es decir, que en el caso en el que se realicen modificaciones electromecánicas en la planta FV, éstas deben documentarse adecuadamente modificando los planos y documentos correspondientes.

Los instructivos técnicos también indican los requisitos mínimos de documentación que deberá tener la memoria explicativa, puesta en marcha e inspección. Esto tiene por objetivo asegurar que el usuario final, cliente, inspector o ingeniero de mantenimiento, tenga a disposición los antecedentes básicos del sistema fotovoltaico. Además, se sugiere proporcionar al dueño de la planta la información relacionada con el Plan de O&M del sistema instalado.

Según los instructivos técnicos y las recomendaciones generales de buenas prácticas, la información de O&M debe incluir, al menos, los siguientes puntos [35]:

- Información de la ubicación, acceso y propiedad tanto de la planta FV como del edificio o del sitio de emplazamiento.
- Documentación técnica de la planta: planos de la ubicación de los paneles FV y demás equipos, planos unifilares, memoria técnica, estudio estático del tejado y de la estructura, hojas de datos de los componentes y manuales de instalación y operación de los equipos.
- Procedimiento para verificar la correcta operación del sistema en base al uso de un sistema de monitoreo.
- Una lista de comprobación sobre qué hacer en caso de una falla en el sistema. Documentación del plan de actuación general ante fallas y clasificación de los niveles de intervención según la falla (ver capítulo 4.2.6).
- Instrucciones de apagado de emergencia.
- Definición de los tiempos de reacción dependiendo de la falla (ver capítulo 4.2.7).
- Recomendaciones de mantenimiento y limpieza.
- Consideraciones para cualquier trabajo en el sitio de emplazamiento que afecte al SFV (por ejemplo, trabajos en la cubierta del tejado).
- Documentación de garantías de mano de obra o estanqueidad del techo a intervenir.
- Manuales de mantenimiento preventivo de los equipos y componentes utilizados junto con los intervalos de inspección.

Se aconseja a las instituciones solicitar al desarrollador o ejecutor del proyecto FV la información (digital e impresa) presentada a la SEC y la información de O&M indicada previamente.

2.3 Garantías

Cuando un SFV es construido, el instalador debe proveer las garantías de instalación y equipamiento a la institución mandante para que estén disponibles en caso de falla. Si los componentes no fueron instalados según las instrucciones del fabricante o presentan deterioro por intervención de terceros, o no se ejecuta el mantenimiento preventivo, podría no aplicar en caso de falla. A continuación, se describen las algunas de las garantías más comunes:

- **Garantía de Operación del SFV:** generalmente un SFV debe tener una garantía de al menos un año por el buen funcionamiento. Dentro de ese plazo el proveedor deberá responder por la correcta operación de la misma y por fallas inherentes a la operación de la misma.
- **Garantía de los paneles FV:** los paneles han mejorado mucho en cuanto a su calidad y seguridad. Así, los fabricantes han sido capaces de otorgar garantías extendidas de su fabricación y rendimiento. Hay que diferenciar entre:
 - **Garantía de Fabricación:** la mayoría de los paneles tienen una garantía mayor o igual a 10 años. Esto significa que si un módulo tiene una falla de fábrica debe ser sustituido.
 - **Garantía de rendimiento:** los módulos FV cristalinos sufren una pequeña degradación en el tiempo, lo que los lleva cada año a producir un poco menos dependiendo del tipo y de la calidad del módulo. Sin embargo, la mayoría de los paneles tienen una garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en marcha de 80%, igual o superior a la potencia nominal del módulo. A continuación, se puede observar un ejemplo de garantía de rendimiento de un módulo FV.

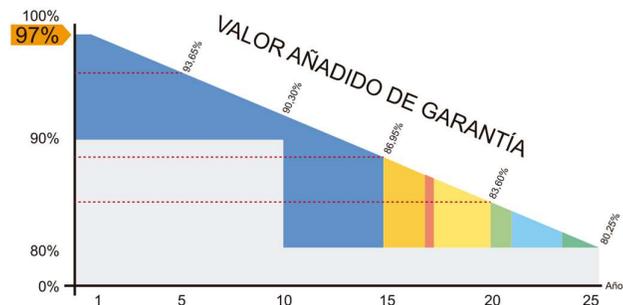


ILUSTRACIÓN 9
EJEMPLO DE GARANTÍA DE RENDIMIENTO MOSTRADA EN LA HOJA DE DATOS DE UN MÓDULO FOTVOLTAICO
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)

En la Ilustración 9 se observa cómo el fabricante de paneles FV contempla dos degradaciones distintas:

- (i) **LID:** La degradación inducida por luz, “estabilización de la potencia” (*Light Induced Degradation*), es una pérdida de rendimiento que aparece en los módulos cristalinos en las primeras horas de exposición al sol. La pérdida por LID está relacionada con la calidad de la fabricación de la celda fotovoltaica, y puede alcanzar un valor entre 0,5% y 3%. El efecto del LID sólo surge con las celdas convencionales tipo-p dopadas con boro. Las tecnologías no convencionales (celdas tipo-n dopadas) no se ven afectadas. En el ejemplo utilizado en la Ilustración 9, se observa cómo al año de operación de una planta FV la potencia nominal podría sufrir una caída del 3% en el rendimiento.
 - (ii) **Degradación anual:** Los módulos fotovoltaicos de silicio sufren una degradación natural debido a las reacciones físicas (flujo de electrones) a través de las uniones p-n del módulo fotovoltaico, aumento de la resistencia en serie de los conectores o empañamiento del vidrio, entre otros factores. Esta degradación natural del desempeño del módulo se ubica en torno al 0,5% anual. Los fabricantes de paneles FV garantizan generalmente como máximo una degradación del 0,7% anual.
- **Garantía del Inversor:** la mayoría de los inversores tienen una garantía igual o mayor a 5 años. También se recomienda revisar la declaración de garantía del fabricante para saber específicamente qué cubre, cuándo comienza la



vigencia de la garantía y bajo qué circunstancia la garantía no puede hacerse efectiva.

- **Estructura:** tiene una garantía respecto de sus materiales. Por ejemplo, para el PTSP esta garantía es de mínimo 5 años. También es necesaria la información sobre las causales de garantía para cada fabricante, ya que muchos fabricantes proporcionan 10 ó 20 años en garantía de materiales.

3. Aspectos de Seguridad



FOTO: MUSEO DE LA MEMORIA Y LOS DERECHOS HUMANOS, SANTIAGO.

(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

La seguridad es una de las áreas más importantes en el mantenimiento de SFV. En el caso de plantas solares en techos hay dos aspectos para tener en consideración: la seguridad eléctrica y la seguridad durante las actividades de montaje y mantenimiento en altura.

En el caso de las instalaciones sobre suelo se consideran los mismos riesgos, omitiendo el riesgo de caídas de altura.

3.1 Seguridad Eléctrica

En cualquier tipo de instalaciones eléctricas, como es el caso de una instalación fotovoltaica, se deben tener en consideración los riesgos eléctricos al momento de efectuar las tareas propias de mantenimiento. A continuación, se presentan los principales riesgos y medidas de seguridad que se deben implementar para realizar un mantenimiento seguro.

Es importante mencionar, que no seguir la normativa vigente puede resultar en accidentes o lesiones del personal (o usuario), como también en daños a la propiedad.

Dentro de los riesgos se destacan:

- Choque eléctrico y electrocución.
- Quemaduras eléctricas.
- Caídas de distinto nivel a causa de un choque eléctrico.
- Efecto isla.

Bajo el efecto “*islanding*” o “efecto isla” se entiende la condición en la que un generador distribuido (comercial o doméstico) continúa energizando una sección de la red eléctrica, aun cuando ésta ya no está disponible por ejemplo debido a una falla. El efecto *islanding* puede ser peligroso para los trabajadores de servicios públicos, que pueden no darse cuenta de que un circuito todavía está energizado. Así mismo, la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución, que contiene tanto carga como generación, de manera que se pueda comprometer la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo. El objetivo de la detección del efecto isla es desconectar el inversor de la instalación eléctrica interrumpiendo así el suministro de corriente en caso de fallas en la red eléctrica o en caso de ausencia de la misma. En muchos códigos de red, la ley requiere que un sistema de energía solar conectado a la misma tenga un inversor con función anti-isla, es decir, que sea capaz de detectar cuándo ocurre un corte de energía y se desconecte automáticamente.

Desde el punto de vista operativo, los trabajos de mantenimiento deberán realizarse conforme a las disposiciones laborales vigentes, incluyendo lo estipulado en la Ley 16.744 (Ministerio del Trabajo y Previsión Social, el cual “Establece normas sobre accidentes del trabajo y enfermedades profesionales”) y sus decretos asociados, con el fin de brindar un entorno de trabajo saludable, minimizando y controlando los riesgos derivados de las actividades relacionadas a las instalaciones fotovoltaicas. Se deberá considerar procedimientos escritos de trabajo, análisis de riesgo, procedimientos de emergencia y comunicaciones entre las partes (Dueño de las instalaciones, Empresas Eléctricas, Empresas Contratistas, Autoridad, o las que sean necesarias).

Las condiciones para realizar el mantenimiento de forma segura para SFV conectados bajo la Ley 20.571, están reglamentadas en el RGR N°2 de la SEC, el que incluye:

- Disposiciones generales de O&M.
- Seguridad en las labores de O&M.
- Exigencias para realizar intervenciones seguras.

La instalación, reemplazo, puesta en servicio y mantenimiento de los componentes de una instalación fotovoltaica, puede significar una exposición del trabajador a un choque eléctrico, si las medidas preventivas no se llevan a cabo. Las lesiones pueden ser directas (choque eléctrico, quemaduras, electrocución), secundarias (caídas desde altura al recibir una descarga y no usar sistemas anticaídas), o producir contusiones y daños oculares.

En un SFV se pueden sufrir lesiones en la parte de corriente alterna como en la de corriente continua. Cabe resaltar que un voltaje de operación bajo no implica un bajo nivel de riesgo; por ejemplo, en los sistemas de corriente continua, un contacto eléctrico puede significar quemaduras de gravedad.

3.1.1 Espacios de trabajo alrededor de sistemas eléctricos

Se deberá proveer las condiciones necesarias para trabajar en una instalación fotovoltaica, incluyendo módulos o tablero de disyuntores, las unidades de inversores y su interruptor. Se sugiere que todos los equipos y componentes estén instalados con suficiente espacio alrededor para moverse libremente, facilitando el acceso y las tareas propias de mantenimiento.

Se debe procurar un nivel de iluminación adecuado a las necesidades de manipulación de los dispositivos (300 lux, de acuerdo con el DS N°594) y autorizar el ingreso a estos sectores, previo análisis de riesgo del entorno y tomando las medidas de prevención con el fin de no provocar alteraciones o fallas en las instalaciones existentes.

3.1.2 Inversores y Módulos FV

Los inversores representan riesgos si se manipulan o intervienen por personal no capacitado. Se debe tener presente que pueden existir niveles de voltaje alterno de 380 VAC, lo que representa un peligro de choque eléctrico (el voltaje de seguridad en lugares secos es hasta 50 VAC y en lugares húmedos de 24 VAC de acuerdo a la Norma 4/2003). Cada módulo FV que recibe luz natural debe considerarse en la condición “energizado” o “con energía viva”. La conexión de múltiples módulos en serie significa un voltaje alto de hasta 1.000 VCC, lo que implica tomar medidas efectivas para evitar contactos con las partes energizadas. Un cortocircuito en corriente continua puede generar un arco eléctrico permanente que se mantiene hasta que los contactos se queman o se interrumpe la energía de la fuente (campo fotovoltaico). El arco está acompañado por temperaturas altas que representan un peligro de incendio o quemaduras al personal y al equipamiento.

3.1.3 Requisitos de identificación y marcado

Las señales de marcado de una instalación fotovoltaica están reglamentadas en el RGR N°2 de la SEC según lo establece la ley 20.571. Es deber del instalador autorizado velar por que las señales estén visibles (sin deterioro) y se respeten en todo momento.

3.1.4 Riesgo Eléctrico y Mitigación

Se deben seguir las reglas y normas de la SEC para instalaciones eléctricas. Además, en el SFV es especialmente importante utilizar las siguientes medidas para minimizar los riesgos eléctricos:

- Conexión de todas las partes metálicas del SFV incluidas pasillos técnicos, gateras u otros elementos de seguridad, al sistema equipotencial (Sistema de Puesta a Tierra SPT) de la instalación. La continuidad del sistema equipotencial y su conexión a tierra debe verificarse periódicamente como parte del mantenimiento preventivo.
- Verificación periódica de los niveles de aislamiento de los circuitos eléctricos como parte del mantenimiento preventivo y según lo indicado en la IEC 62446, e incorporación en el inversor de un sistema de monitoreo del aislamiento. Los inversores con monitoreo del aislamiento sólo funcionan con conexión equipotencial.
- Usar dispositivos con protección de contacto o aislamiento, de lo contrario procede trabajar como si la instalación estuviera energizada.
- Abrir y bloquear los circuitos (CC o CA). Esta operación se debe llevar a cabo mediante cerrojos o candados.
- Señalizar mediante tarjetas de operación (“No Operar”, “Fuera de Servicio”, etc.), la condición de bloqueo, ver las normas vigentes y usar las señales adecuadas.
- Verificar si los componentes están desenergizados a través de instrumentos de medición adecuados.
- Partes energizadas que no pueden ser desenergizadas deben ser cubiertas de manera de evitar contacto accidental.
- En caso de cables de alta tensión, si no es posible desenergizarlos, cubrir o en mínimo cumplir la distancia de protección.
- Antes de separar los conectores que unen los paneles, primero se debe apagar el inversor al cual están asociados dichos paneles. Nunca se deben desconectar si el inversor está encendido, ya que esto puede provocar un arco eléctrico.
- Los módulos no se pueden desenergizar durante el día, por tanto, no se deben tocar las partes que puedan llevar energía como las partes metálicas.
- Las herramientas eléctricas deben ser apropiadas al trabajo (Ej. nivel de voltaje) y aisladas.



ILUSTRACIÓN 11 EN CASO DE EXISTIR LÍNEAS CERCANAS AL TECHO SE DEBE CUMPLIR CON LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD. (FUENTE: DGS BERLIN E. V.)



ILUSTRACIÓN 11 EJEMPLO DE SEÑALIZACIÓN PARA EL BLOQUEO

3.1.5 Falla a tierra

Bajo condiciones de operación normal la energía circula entre el lado positivo y el negativo. Sin embargo, en el caso de una falla a tierra, los componentes que normalmente no están energizados pueden energizarse, lo cual se vuelve peligroso. Por ejemplo, si se tiene un módulo con uno de sus cables cortados, expuesto y en contacto con el marco del módulo, eso puede hacer que la corriente circule por el marco del módulo, en vez de circular por el lado positivo y negativo.

En caso de falla a tierra, el inversor y el sistema de monitoreo debe mostrar la falla (generalmente es un led rojo) e interrumpir el flujo de corriente, según la instrucción técnica RGR N°2.



ILUSTRACIÓN 12 EJEMPLO DE UN INVERSOR INDICANDO BUEN FUNCIONAMIENTO, BAJO LA LUZ VERDE UNA LUZ ROJA INDICARÁ UNA FALLA A TIERRA.

En caso de una falla, sólo personal autorizado puede intervenir el sistema, utilizando siempre los elementos de protección personal necesarios. Es deber de un profesional con experiencia determinar el lugar de la falla y corregirla.

3.1.6 Riesgo de incendio

El riesgo de incendio depende principalmente de la flamabilidad de los componentes empleados en el SFV y de los peligros de ignición presentes en el mismo. Uno de los factores que afectan a la flamabilidad de los componentes es el tipo de material usado, cuán cerca se encuentra dicho material de la superficie, de las esquinas y áreas perimetrales. Otros factores de riesgo son la dirección y velocidad del viento y el espacio entre las filas de los módulos.

Entre los peligros de ignición se encuentran, entre otros aspectos, el arco eléctrico, la presencia de madera u otros materiales combustibles (hojas secas), cortocircuitos en las cajas de combinación, recalentamiento de terminales y conectores, fallo de componentes electrónicos en el inversor o daños en el aislamiento de los cables.

Para profundizar en los riesgos de incendio es posible referirse a la “Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos” elaborada por el Ministerio de Energía y GIZ.



ILUSTRACIÓN 13 IZQ. ARRIBA: ACUMULACIÓN DE HOJAS SECAS EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA. DER. ARRIBA: CONECTOR CORROÍDO. IZQ. ABAJO: EXPLOSIÓN EN CONECTOR POR ACUMULACIÓN DE POLVO; DER. ABAJO: PANEL FV INCENDIADO (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Con el objeto de prevenir incendios, pueden introducirse una serie de medidas preventivas en el sistema, tales como:

- Uso de componentes retardantes al fuego.
- Construcción de pasillos técnicos que actúen como cortafuegos.
- Extensión del sistema de detección y extinción de incendios hasta el techo o hasta el emplazamiento del SFV.
- Instalación de componentes y sistemas de monitoreo que pueden detectar fallos tales como fallas de tierra o arcos. Estos dispositivos informarán sobre la probabilidad de un incendio.

3.1.7 Intervención de bomberos en caso de incendio

La combinación de agua y conductores vivos durante la intervención de un bombero puede conducir a la electrocución y representa por tanto un riesgo alto de seguridad. Además, un tejado de metal energizado durante un incendio puede también conducir a la electrocución.

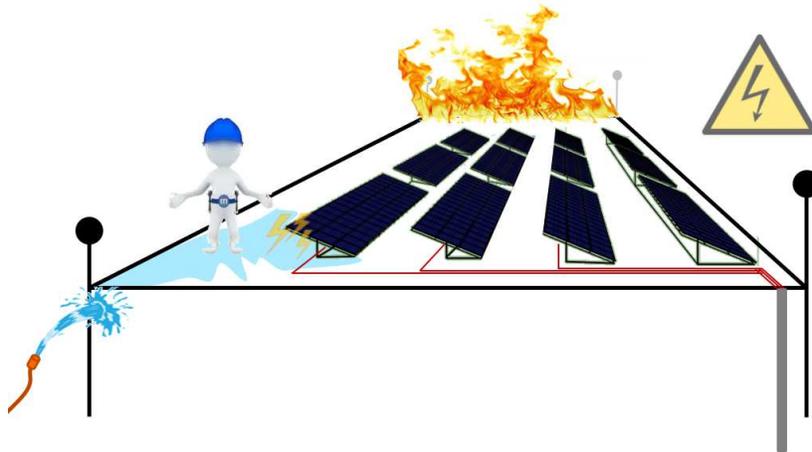


ILUSTRACIÓN 14 RIESGO DE ELECTROCUCIÓN DURANTE LA INTERVENCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEROS
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

Por lo anterior, la implementación de un análisis de riesgos en las primeras etapas del diseño del SFV debe ser obligatoria, lo cual incluye también la aprobación de los planos de la planta FV por parte del departamento antiincendios, incorporando si es necesario medidas de prevención como las indicadas previamente. La nueva clasificación de resistencia ante el fuego del tejado (*fire rating*) debe ser igual o superior a la que el edificio poseía antes de la instalación de la planta FV e incluirá

en su análisis no sólo los paneles FV, sino también otros componentes como el cableado, la puesta a tierra, la estructura de montaje, el inversor o las cajas de combinación.

Información adicional sobre el tema se puede encontrar en la guía *Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos*.⁴

3.2 Seguridad laboral en la altura / Protección Anticaídas

Dentro de los aspectos que se deben controlar en los trabajos relacionados a instalaciones fotovoltaicas en altura, es el uso de:

- Protección anticaída, para lo cual se deben revisar las recomendaciones de las instituciones de seguridad laboral.
- Plataformas elevadoras, andamios y escalas deben ser usados según las especificaciones del fabricante y sus normas.
- Elementos de Protección Personal (EPP) en buen estado.

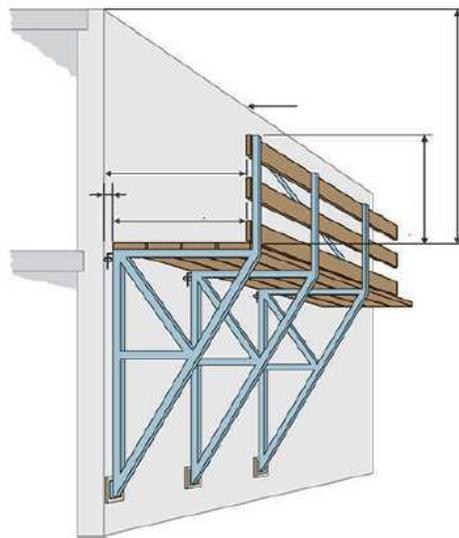
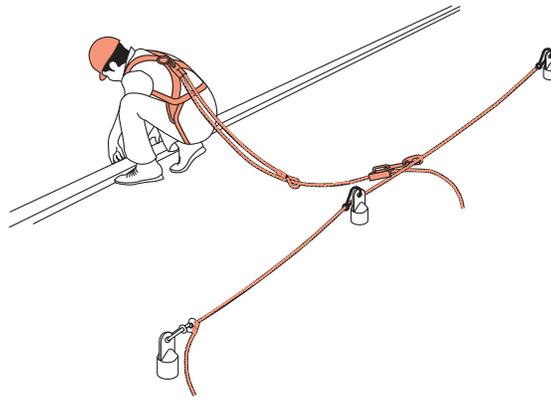


ILUSTRACIÓN 15 EJEMPLO PROTECCIÓN ANTICAÍDA TECHO PLANO
(FUENTE: DGS BERLÍN E. V.)

⁴ <http://www.minenergia.cl/techossolares>



**ILUSTRACIÓN 16 EJEMPLO PROTECCIÓN ANTICAÍDA TECHO INCLINADO
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**



**ILUSTRACIÓN 17 PROTECCIÓN ANTICAÍDA, EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL
(FUENTE: DGS BERLÍN E. V.)**



ILUSTRACIÓN 18 PLATAFORMA ELEVADORA Y EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL
(FUENTE: FLORIAN LÖW, PV-REINIGUNGSSERVICE.DE)

Las caídas de altura son la segunda causa mundial de muerte por lesiones accidentales o no intencionales [4]. Las caídas se definen como acontecimientos involuntarios que hacen perder el equilibrio y provocan que el cuerpo impacte a tierra u otra superficie firme que lo detenga. Las lesiones relacionadas con las caídas pueden ser mortales, o incapacitantes. Para evitar caídas desde altura se deben procurar medidas anticaídas. Especialmente si se cumplen las siguientes dos condiciones: 1) si el lugar de trabajo tiene un nivel de más de 1,8 m. 2) si la superficie de trabajo tiene una inclinación superior a 20°.

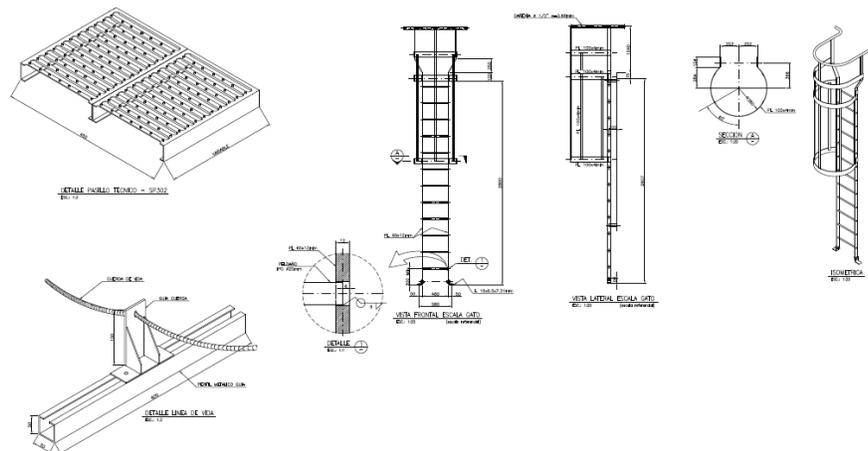


ILUSTRACIÓN 19 MEDIDAS DE SEGURIDAD SOLICITADAS EN LAS LICITACIONES DEL PTSP,
INCLUYE, PASILLOS TÉCNICOS, LÍNEAS DE VIDA, ESCALERAS CON PROTECCIÓN ANTICAÍDAS.
(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

Para el trabajo en altura, el personal de mantenimiento deberá procurar lo siguiente:

- **Capacitación, entrenamiento y condición física apta:** se debe capacitar al personal en relación con el uso de medios de protección anticaídas (arnés, cinturón u otro), puntos de anclaje y medios de sujeción. El personal debe contar con las condiciones físicas adecuadas, acreditando mediante exámenes de altura física entregado por una institución médica acreditada.
- **Identificación de peligros y evaluación de los riesgos:** donde se realiza el mantenimiento de los SFV, considerando los factores constructivos de las techumbres, vigas, pilares y cúpulas de luz. Se debe considerar los medios de levante de los módulos, equipos y herramientas especiales a ser utilizados, además de pasillos técnicos y cuerdas de vida.
- **Plataformas elevadoras, escaleras de mano y superficies de trabajo (andamios, plataformas):** adecuadamente montadas con las certificaciones respectivas, montaje de acuerdo con especificaciones del fabricante y realizado por personal calificado. Las escalas móviles se utilizan sólo para acceder a las superficies en altura, deben instalarse en ángulos adecuados, sobrepasar en un metro la máxima altura donde se posicionan, estar amarradas, entre otros aspectos de seguridad especificados en las respectivas normas que se enumeran en el próximo punto.
- **Arneses, anclajes y el uso de cuerdas de vida:** adecuados a las necesidades específicas para realizar la actividad y de acuerdo con la anatomía del personal que los utiliza, líneas de vida correctamente ancladas en los puntos necesarios para el desplazamiento del personal y el adecuado montaje de los elementos que se montan en altura.



**ILUSTRACIÓN 20 EJEMPLO DE MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS
(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)**

La información específica para consultar sobre las disposiciones para trabajos en altura, se encuentran en las siguientes normas:

- NCh1258/1.Of2004 Arneses para el cuerpo completo.
- NCh1258/2.Of2005 Estrobos y amortiguadores de impacto.
- NCh1258/3.Of2005 Líneas de vida autorretráctiles.
- NCh1258/4.Of2005 Rieles verticales y líneas de vida verticales.
- NCh1258/5.Of2005 Conectores con puertas de trabado automático.
- NCh1258/6.Of2005 Ensayos de comportamiento de sistema.
- NCh 997/Of. 1999 Terminología y clasificación.
- NCh 998/Of. 1999 Requisitos generales de seguridad.
- NCh 999/Of. 1999 Andamios de Madera doble pie derecho.
- NCh 2501/Of.2000 Andamios metálicos tubulares prefabricados.
- NCh. 2458/Of.1999 Sistemas de protección para trabajos en altura.
- Guía para la selección y control de equipos de protección personal para trabajos con riesgo de caídas, Instituto de Salud Pública de Chile, Ministerio de Salud.
- Protocolo de Andamios / SEREMI Salud.

3.3 Herramientas Manuales y Eléctricas

Para asegurar un trabajo seguro y correcto las herramientas manuales y eléctricas deben estar en un estado adecuado. Las medidas básicas necesarias para su utilización son:

- Realizar la mantención adecuada y regular las herramientas de trabajo.
- No quitar los seguros o protecciones que las herramientas traen incorporadas.
- Usar las herramientas adecuadas para la actividad específica.
- Seguir las instrucciones del fabricante.
- Utilizar sistemas de alimentación eléctrica en buen estado y montado de acuerdo con normas específicas (por ejemplo, grupos electrógenos, extensiones, tableros de faena con disyuntores, protecciones diferenciales operativas, y sistema de puesta a tierra de protección, entre otros).
- Utilizar los Elementos de Protección Personal necesarios.

3.4 Equipos de Protección Personal (EPP)



ILUSTRACIÓN 21 EQUIPO PROTECCIÓN PERSONAL PARA TRABAJAR EN SISTEMAS ENERGIZADOS DE BAJA TENSIÓN (FUENTE: H.ZWEI.S GMBH)

En general, se recomienda la utilización de Elementos de Protección Personal (EPP) de acuerdo a los riesgos evaluados. Por ejemplo, si se trabaja en altura o desnivel, se requerirá un arnés de cuerpo completo, adicionalmente al resto de equipos de uso general.

En general, los Elementos de Protección Básicos recomendados son:

- Casco clase A (Nch 461/77, caso de seguridad dieléctrico clase 20 kV).
- Guantes de seguridad.
- Protección visual (lentes de seguridad y protección facial cuando se requiera).
- Ropa de trabajo adecuada.
- Zapatos de seguridad que sean del tipo dieléctrico o aislante apropiado para los voltajes involucrados.
- Cuando por razones técnicamente necesarias se requiera intervenir la instalación fotovoltaica en modo energizado (pruebas eléctricas, verificaciones en puntos sin aislación, etc.), se deberá proveer al trabajador de los elementos de protección adicionales para este tipo de actividades:
Guantes aislantes con guante de cuero protector para el nivel de tensión requerido (Nch 1668/2005: Ropa de protección: guantes de material aislante para trabajos eléctricos):
 - Clase 00: para tensiones hasta 500 V.
 - Clase 0: para tensiones hasta 1 kV.
- Se sugiere ropa de trabajo ignífuga (mínimo estándar recomendado de algodón y evitar fibras sintéticas, polar u otra ropa que favorece la combustión ante eventos de arco eléctrico). Aprobada según norma NFPA 70E - ASTM F-1506.
- Se sugiere una careta facial con protección anti arco eléctrico (Aprobada según norma NFPA 70E - ASTM F-2178).

4. El Plan de Mantenimiento



La operación y mantenimiento para este tipo de instalaciones se desarrolla dentro del contexto que la planta FV genere suficientes retornos (ahorros) sobre la inversión. En consecuencia, la correcta gestión (O&M) del activo que se incorpora a la infraestructura existente, desde el punto de vista de la continuidad operacional de la planta fotovoltaica, se traduce en un uso eficiente de los recursos comprometidos. Por lo tanto, al momento de planificar las actividades de mantenimiento que se realizarán, hay que estar muy conscientes de la inversión que se hizo y de los ahorros esperados del proyecto.

Los principales componentes de un plan de mantenimiento son: el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo.

Considerando la variabilidad de los SFV instalados en el mercado, las distintas condiciones ambientales, las distintas capacidades de las instituciones y la variedad de equipos e instaladores que participan desarrollando proyectos fotovoltaicos de Generación Distribuida, no es posible diseñar un plan de mantenimiento que se ajuste completamente a todos los proyectos. Así, en esta sección se dan recomendaciones

de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo e información sobre costos de O&M, las cuales deben ser entendidas como recomendaciones generales.



ILUSTRACIÓN 22 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)

Un plan de O&M debe incluir [5]:

- Lista de información de contacto del responsable del mantenimiento y del propietario del inmueble, así como los números de emergencia.
- Descripción y documentación del sistema con planos *as-built*, especificaciones, registros fotográficos y las consideraciones de seguridad especiales (tener en consideración la información mencionada en la sección de documentación).
- Estimaciones de rendimiento y estudios de irradiación/sombra, incluyendo una descripción de las condiciones nominales para que sea más fácil identificar el mal funcionamiento o desviaciones.
- Los manuales de los equipos donde se señalen las descripciones de indicadores operacionales, medidores y mensajes de error, guía con problemas comunes e instrucciones para acercarse a la solución de cada problema.
- Lista de actividades de mantenimiento preventivo (inspecciones) que deben realizarse, con frecuencia, estimación de duración y recursos físicos estimados para cada una de ellas.
- Las actividades de mantenimiento previamente mencionadas deben ser valorizadas. Además, se debe estimar un presupuesto adicional como una provisión de recursos en el caso que la instalación fotovoltaica presente fallas.
- Procedimientos para las pruebas después de intervención o una reparación.
- Listado de todos los equipos con marca, modelo y números de serie y mapa de ubicación en el sistema.
- Informes mensuales, trimestrales y anuales.
- Garantías del instalador y equipos del sistema (tener en consideración lo descrito en la sección de garantías).
- En el caso de un mantenimiento externo, se deberá contar con los contratos de mantenimiento, identificando el alcance del servicio, la documentación de



operación existente, los tiempos de respuesta especificados y la disponibilidad acordada p. ej. 24 h x 7 días por semana, entre otros.

- Presupuesto para el mantenimiento que incluye además los costos operativos de monitoreo y diagnóstico, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo, y un importe global para cubrir gastos adicionales, tales como reemplazar componentes después de la garantía.

4.1 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo busca evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del SFV en general y, de esta manera, aumentar su disponibilidad, limitar los costos y aumentar su vida útil. El mantenimiento preventivo se debe balancear de manera tal que sus costos no sobrepasen los beneficios. Los protocolos de mantenimiento preventivo dependen del sistema, tamaño, diseño y entorno. Las condiciones ambientales que afectan el mantenimiento incluyen [3]: humedad, gradientes térmicos altos, nieve, polen, presencia de aves, altos índices de radiación ultravioleta, ambientes marinos, vientos fuertes, emisiones industriales o polvo causado por movimiento de tierras o tráfico (agricultura o construcciones cercanas).

Procedimiento general

Operar un SFV significa observar e interpretar los datos del monitoreo continuamente. Puesto que el monitoreo envía una alarma en caso de una falla grave, muchas veces se puede identificar el desarrollo de problemas antes de que se produzcan daños graves. Sin embargo, existen excepciones, en las cuales la interpretación de los datos no es evidente y se requiere que un especialista analice la situación.

Una lista detallada de acciones de mantenimiento preventivo se provee en el Anexo C.



**ILUSTRACIÓN 23 SENSOR DE RADIACIÓN CON SUCIEDAD,
NO SE PUEDE DETECTAR EN LOS DATOS DE MONITOREO
FÁCILMENTE.
(FUENTE: PI BERLIN AG)**

4.1.1 Módulos

Limpieza

La acumulación de polvo y suciedad en los módulos FV, al igual que objetos como hojas, polen, papeles, excrementos de animales, ramas de árboles o contaminación urbana, reduce o anula la producción de energía en las células FV.

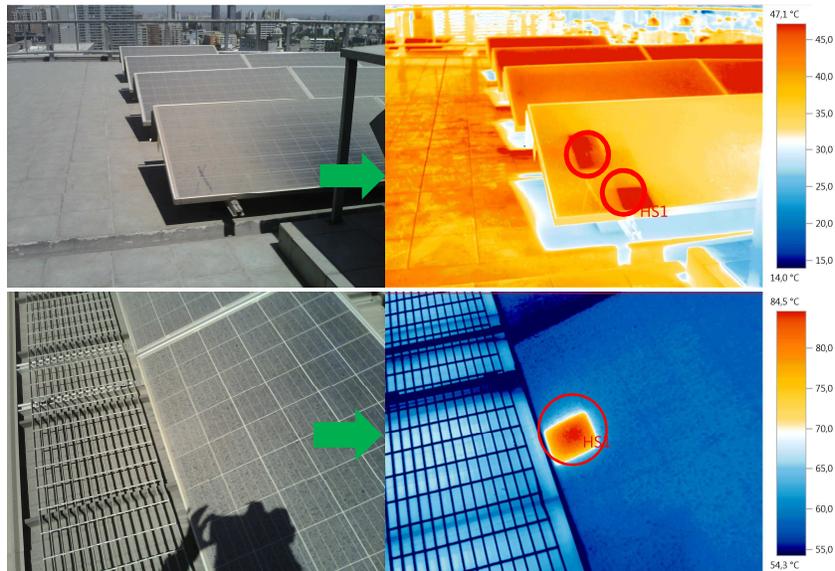
Los siguientes factores condicionan la pérdida de generación eléctrica por suciedad en un módulo FV:

- Composición fisicoquímica del material.
- Espesor.
- Inclinación.
- Humedad relativa del aire.
- Disposición horizontal o vertical de los módulos.
- Uso de paneles con o sin marco.



**ILUSTRACIÓN 24 EJEMPLO DE MÓDULO FV
CON ACUMULACIÓN DE EXCREMENTO DE
ANIMALES.
(FUENTE MINISTERIO ENERGÍA)**

Las imágenes a la izquierda de la Ilustración 25 muestran la acumulación de polvo sobre los paneles FV y, a la derecha, cómo ésta deriva en la aparición de hotspots o puntos calientes, los cuales pueden provocar daños al panel.



**ILUSTRACIÓN 25 EJEMPLO DE MÓDULO SUCIO Y LA CORRESPONDIENTE APARICIÓN DE HOTSPOTS.
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

El intervalo recomendado de limpieza dependerá de:

- Los costos de limpieza dividiéndose éstos en los costos de personal, uso de equipos y agua. Es común expresar los costos en \$/m² de superficie mantenida.
- La cantidad de suciedad acumulada sobre los paneles expresada en un porcentaje de pérdidas eléctricas o de irradiación (%/día, %/mes o %/año).
- Índices de radiación: a mayor radiación, mayor sentido tiene la limpieza.
- El precio de venta de la energía: a mayor precio, mayor sentido tiene la limpieza.
- Frecuencia de precipitaciones: algunos operadores de planta confían en la lluvia como único método de limpieza. Es importante sin embargo diferenciar entre la lluvia torrencial y la lluvia fina e intermitente, siendo esta última menos efectiva en términos de limpieza. Por ejemplo, en lugares con poca lluvia, mucha contaminación y polvo en suspensión, la limpieza de los módulos puede ser requerida mensual o bimensualmente.

La limpieza por tanto será económica y eficiente cuando el beneficio en términos de producción supere el costo de la limpieza. En general, se recomienda realizar una limpieza frecuente durante los meses de mayor generación (entre octubre y marzo). Ahora bien, antes de la limpieza es necesario considerar algunas precauciones de seguridad [6]:

- Leer las instrucciones de limpieza del fabricante del módulo.
- Tomar todas las medidas de seguridad necesarias: EPP, plataforma elevadora y/o andamio en caso de sistemas en altura.
- No se debe caminar sobre los módulos FV. No solo daña a los módulos, además se corre el riesgo de resbalar. Se recomienda usar bastones telescópicos no conductores y mangueras para alcanzar los módulos FV.
- Confirmar que no hay módulos rotos. Nunca rociar agua sobre módulos dañados.
- Identificar zonas de riesgo que podrían ser muy resbaladizas al caerles agua.
- Planificar hacia dónde va a escurrir el agua (presencia de drenajes) y en caso de usar productos químicos, recoger el agua usada.
- Verificar la temperatura del módulo. Evitar diferencias de temperatura entre el agua y el módulo, es decir, no usar agua muy fría sobre un módulo caliente y viceversa. Grandes diferencias de temperatura podrían ocasionar la fractura del vidrio. Preferentemente realizar cuando existe poca diferencia. Privilegiar la limpieza temprano por la mañana o al final del día.

Durante la limpieza de los módulos se deben considerar los siguientes aspectos [6]:

- Determinar si hay una fuente de agua cercana (grifo) o si es necesario traerla de una fuente externa usando una manguera o cisterna.
- No usar agua destilada.
- Usar agua pobre en cal (no alcalina).
- Verificar que el agua utilizada no tiene sales en demasía o componentes que dejen rastros sobre el vidrio de los módulos.
- De manera general, se recomienda usar cantidades abundantes de agua (sin detergentes o disolventes) y un utensilio de limpieza de cerdas suave, por ejemplo, una esponja, una tela o algodón. Es preferible agua desionizada para evitar manchas. Se debe procurar no cepillar o limpiar con instrumentos rígidos o metálicos, como una espátula, para evitar rayar la superficie. Esto es especialmente importante cuando el módulo tiene capa antirreflejo sobre la superficie del vidrio.
- No usar agua a presión. Se recomienda una presión de 50 a 70 libras por pulgada cuadrada (psi).

Existen algunos fabricantes de paneles que pueden retirar la garantía de sus productos en el caso de que el sistema de limpieza comprometa las propiedades ópticas y fisicoquímicas del mismo [34].



ILUSTRACIÓN 26 CEPILLO ESPECIAL CON MANGO TELESCÓPICO
(FUENTE: SCHEIDER-SOLAR.DE)

Por ello, es importante considerar los siguientes aspectos:

- La fuente de suciedad.
- Las propiedades fisicoquímicas que componen la suciedad.
- La frecuencia de limpieza.
- La calidad del agua empleada.
- Presión de las mangueras ya sean de agua, aire o vapor.



ILUSTRACIÓN 27 LIMPIEZA CON PLATAFORMA ELEVADORA (FUENTE: TOGGENBURGER.CH)

Estimaciones basadas en experiencias prácticas

A manera de ejemplificación, el Programa Techos Solares Públicos (PTSP), con el apoyo de GIZ, contrató el servicio de limpieza por una vez de 35 sistemas fotovoltaicos de distintos tamaños (entre 5 – 100 kWp) entre las comunas de Calama y Parray. La técnica de limpieza utilizada, conocida como limpieza en seco, consistió

en limpiar los paneles sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos, utilizado paños multifibras para evitar posibles daños al vidrio. Sólo se utilizó agua en aquellos casos en que se necesitó de una mayor intervención, tal es el caso de retiro de material sólido. En los casos en que se utilizó agua, se realizó un secado inmediato de los paneles una vez removida la suciedad, esto con el objeto de evitar manchas o la huella de minerales en el módulo.

La siguiente tabla muestra, a modo de referencia, información del tiempo necesario para la limpieza de paneles y la cantidad de agua utilizada (en litros) por metro cuadrado de panel. Cabe señalar que esta información es solamente referencial, ya que el ensuciamiento depende de las condiciones específicas del lugar (tipo de polvo, viento, humedad, etc.) donde se encuentra emplazado el proyecto.

	Regimiento Copiapó	Centro Cultural GAM	CESFAM Parral
Potencia	30 kWp	100 kWp	60 kWp
Actividades	Tiempo en horas por tarea	Tiempo en horas por tarea	Tiempo en horas por tarea
1. Limpieza del polvo	2	1,5	2
2. Retiro de manchas y excrementos	0,5	1	1
3. Lavado de panel con agua u otro líquido	1	1	1
4. Secado de Panel	0,25	1	1
5. Repaso al vidrio y marco anodizado	0,25	1	1
TOTAL TIEMPO UTILIZADO	4hrs. x 3 personas	5,5hrs. x 3 personas	6 hrs.x 3 personas
Litros de agua utilizado	76	225	800

Después de la limpieza es conveniente documentar la actividad con fines de control. En el Anexo E se puede encontrar un formato de comprobante de limpieza de módulos FV, elaborado por el PTSP.

Monitoreo y determinación de los intervalos de limpieza de los módulos FV

La frecuencia de limpieza de una planta FV puede determinarse de la siguiente manera:

-Se definirá en primer lugar un *string* de referencia que se mantendrá limpio continuamente.

-La corriente de operación de dicho *string* se monitoreará junto a la corriente de operación de otro *string* que no haya sido limpiado.

-En el momento en el que la desviación entre ambas corrientes supere un valor máximo elegido con anterioridad (por ejemplo, un 2%), el equipo de O&M sabe que debe iniciar el proceso de limpieza.

La comparación puede realizarse también entre la corriente de operación del *string* limpio y la media de las corrientes de operación del resto de los *strings*.

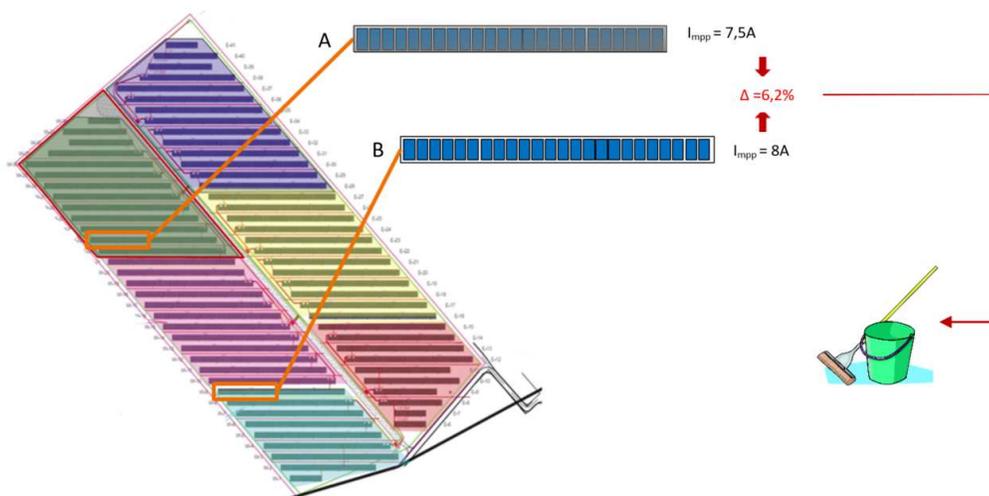


ILUSTRACIÓN 28 MONITORIZACIÓN DE LA SUCIEDAD DE LA PLANTA. LA ILUSTRACIÓN MUESTRA CÓMO LAS PÉRDIDAS POR SUCIEDAD HAN ALCANZADO UN 6,4%. (FUENTE: PI BERLIN AG)

El incremento de la corriente en los *strings* una vez limpios, es por tanto el beneficio real proporcionado por la limpieza de los paneles.

Otros aspectos relevantes en el mantenimiento preventivo de módulos FV

Efecto de sombras

Para un buen rendimiento de los módulos FV se debe evitar que objetos en el entorno produzcan sombra sobre ellos. La sombra no sólo disminuye la generación de energía, sino que también puede ocasionar que los módulos FV se sobrecalienten, acortando su vida útil.

La inspección visual frecuente de la instalación es una tarea recomendable. Esta actividad consiste en una revisión visual para identificar objetos y en caso necesario buscar alternativas para mitigar la sombra, tal como la poda de árboles u otro elemento que provoque este efecto, si es posible.



ILUSTRACIÓN 29 EJEMPLO DE MÓDULOS FV CON SOMBRAS COMO CONSECUENCIA DE LUCERNARIAS, PARARRAYOS Y LÍNEAS ELÉCTRICAS (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Análisis de infrarrojos

La termografía o el análisis de infrarrojos (IR) es una técnica de medición no destructiva, que proporciona de forma rápida y en tiempo real, distribuciones bidimensionales de “características” térmicas de los módulos fotovoltaicos y de otros dispositivos eléctricos. Las mediciones se pueden realizar durante el funcionamiento normal tanto para módulos fotovoltaicos individuales, como para la exploración de sistemas completos. A continuación, se enumeran una serie de aspectos importantes relacionados con los equipos usualmente empleados y las condiciones de medición requeridas.

Equipo de infrarrojos y condiciones de medida:

- Cámara de infrarrojos (ej: Testo 885) con rango espectral 8-14 μm .
- Irradiación mínima de 600 W/m^2 en el plano del módulo FV.
- Velocidad del viento: brisa moderada (max. 20-28 km/h).
- Nubosidad: Max. 2 okta = $\frac{1}{4}$ parte del cielo está cubierto por nubes. No debe consistir en nubes de cúmulos, debido a las reflexiones sobre los módulos.

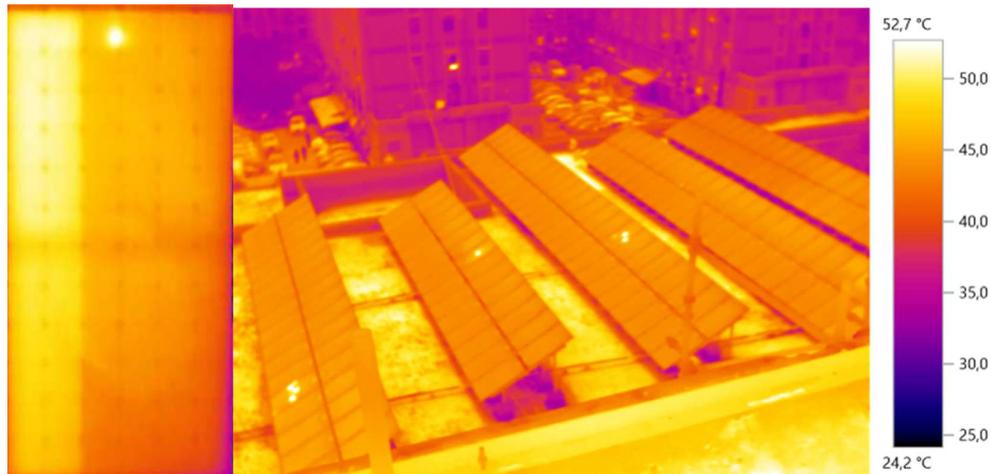


**ILUSTRACIÓN 30 CÁMARA TERMOCRÁFICA
(FUENTE: TESTO)**

A pesar de que la termografía de módulos FV es un procedimiento no destructivo y generalmente no representa exposición a riesgos eléctricos, los protocolos de seguridad estándar para trabajos eléctricos tienen que ser seguidos. Durante la operación, la cámara no debe dirigirse hacia el sol u otras fuentes intensas de radiación (i.e., objetos con temperaturas superiores a 550 °C, o 1,400 °C si se utiliza el rango de medición de alta temperatura). Esto puede conducir a graves daños al

sensor. La cámara de infrarrojos debe disponer de protección para la exposición prolongada en el exterior a rayos UV.

El análisis de infrarrojos es útil para la detección de fallos en la conexión de celdas, fallos en diodos, conexión a barras o identificación de puntos calientes (*hot spots*). En la Ilustración 31, se muestra un ejemplo de utilización de la cámara termográfica para la detección de fallos por celdas inactivas (izquierda de la imagen) y *hot spots* (a la derecha).



**ILUSTRACIÓN 31 IZDA: STRING DE CELDAS INACTIVO; DRCHA: PRESENCIA DE HOT SPOTS
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

Electroluminiscencia

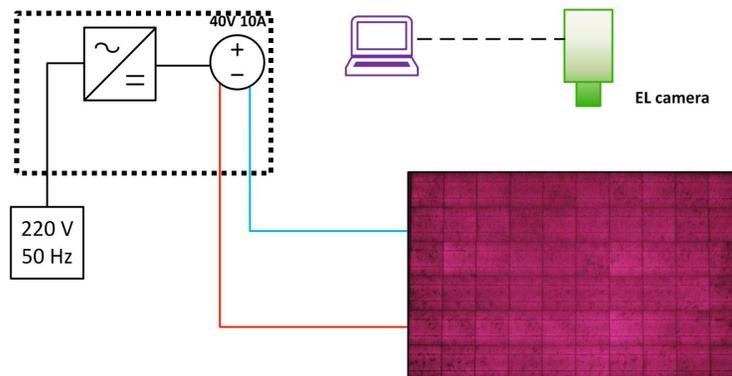
La electroluminiscencia es un procedimiento óptico para la evaluación cualitativa de fallos en módulos fotovoltaicos. De manera global, se evalúa la diferencia del brillo entre y dentro de las celdas solares. La intensidad de una “característica óptica” (fallo) dependerá del tiempo de exposición y de la corriente aplicada. El módulo se alimenta con corriente continua para estimular la recombinación radiactiva en las celdas solares. Esta emisión de electroluminiscencia (EL) es detectada por una cámara con dispositivo de silicio de carga acoplada (CCD) disponible en el mercado. Las imágenes EL se realizan habitualmente en un ambiente oscuro (noche) debido a que la cantidad de radiación de infrarrojo emitida por el módulo solar es baja comparada con la radiación emitida por la iluminación de fondo.



ILUSTRACIÓN 32 MEDICIÓN DE
ELECTROLUMINISCENCIA EN PLANTA
(FUENTE: PI BERLIN AG)

El equipo de electroluminiscencia consta de los siguientes componentes:

- Para energizar los paneles solares, se necesita una fuente estable de corriente continua y la tensión nominal del módulo FV o el *string* objeto de medida.
- Cable-extensión para exteriores de 220 V en CA.
- Cámara CCD.
- Filtro de borde de paso-alto 850 nm y lámpara de infrarrojos.
- Software de procesamiento de imágenes.
- Trípode.
- Guantes de seguridad.



**ILUSTRACIÓN 33 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN EQUIPO DE ELECTROLUMINESCENCIA
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

Desde el punto de vista de la seguridad, es importante desconectar la fuente de alimentación antes de conectar y desconectar los módulos y *strings* que se vayan a alimentar. El análisis de electroluminiscencia es útil para la detección de *strings* de celdas inactivos, degradación inducida por potencial (*PID*) o roturas y fisuras en celdas. A continuación, se muestran algunos ejemplos de fallas detectables con electroluminiscencia.



**ILUSTRACIÓN 34 EJEMPLOS DE IMPACTO DE HERRAMIENTA SOBRE LA PARTE POSTERIOR DEL
PANEL
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

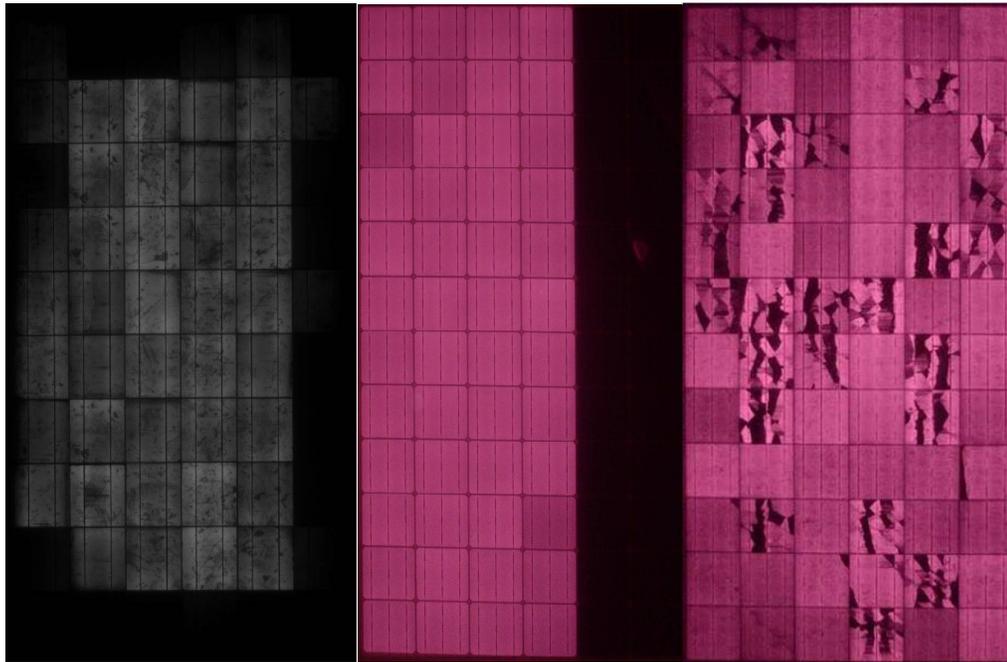


ILUSTRACIÓN 35 IZDA: DEGRADACIÓN INDUCIDA POR POTENCIAL (PID); CENTRO: MÓDULO CON UN *STRING* DE CELDAS INACTIVO; DER: MÓDULO CON ROTURAS SEVERAS DEBIDO A UN MALTRATO DURANTE LA FASE DE INSTALACIÓN (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Medición de la curva característica de los módulos y *strings*

La medición de la curva característica I-V (corriente y voltaje) de los módulos determinará, entre otros parámetros, la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión en circuito abierto (V_{oc}), intensidad en máxima potencia (I_{mpp}), voltaje en máxima potencia (V_{mpp}) y potencia máxima (P_{mpp}). Se puede determinar el comportamiento eléctrico de uno o varios paneles mediante los análisis de la curva característica I-V, utilizando radiación natural o artificial.

Las mediciones de la curva característica I-V del campo fotovoltaico en condiciones reales in situ y su debida extrapolación a las condiciones estándar de medida (STC o NOCT) puede proporcionar información sobre la potencia nominal real, del desempeño energético del arreglo FV comparado con las especificaciones de diseño, de posibles diferencias entre las características de los módulos in situ y las mediciones en laboratorio o fábrica, así como de la detección de una posible degradación del rendimiento de un módulo o *string* respecto de las mediciones iniciales.

Para realizar una adecuada medición de la curva I-V el equipo necesario básico es:

- Instrumento de medición de curva I-V con sensor de irradiación.
- Termómetro IR.
- Pinza amperimétrica.
- Controlador del ángulo de irradiación.
- Guantes de seguridad de 1000 V.
- Conectores.

La medición de la curva I-V debe realizarse bajo condiciones de radiación alta. Las condiciones necesarias para la medición serán las siguientes:

- Irradiación sobre el plano inclinado: $E > 700 \text{ W/m}^2$.
- Cielo despejado.
- Incidencia lo más ortogonal posible de la luz solar sobre el plano inclinado ($\pm 10^\circ$).
- Superficie de los módulos limpia y completamente libres de sombras.

Desde el punto de vista de la seguridad, debe considerarse lo siguiente:

- Antes de conectar o desconectar cualquier dispositivo en el arreglo FV, familiarizarse con el sistema y sus componentes (interruptor principal, fusibles, etc.).
- Nunca separar un módulo de una cadena que se encuentra bajo carga eléctrica.
- Al abrir el interruptor principal de CC en la caja de combinación o inversor, utilizar siempre los guantes de seguridad de 1000 V.
- Cuando se abran los fusibles utilice siempre los guantes de seguridad de 1000 V.
- Asegurarse de la efectiva desconexión de las cadenas usando la pinza amperimétrica en los módulos o strings que se van a medir.
- Desconectar los módulos FV en los cuales se llevará a cabo la medición de la curva I-V utilizando los guantes de seguridad de 1000 V.

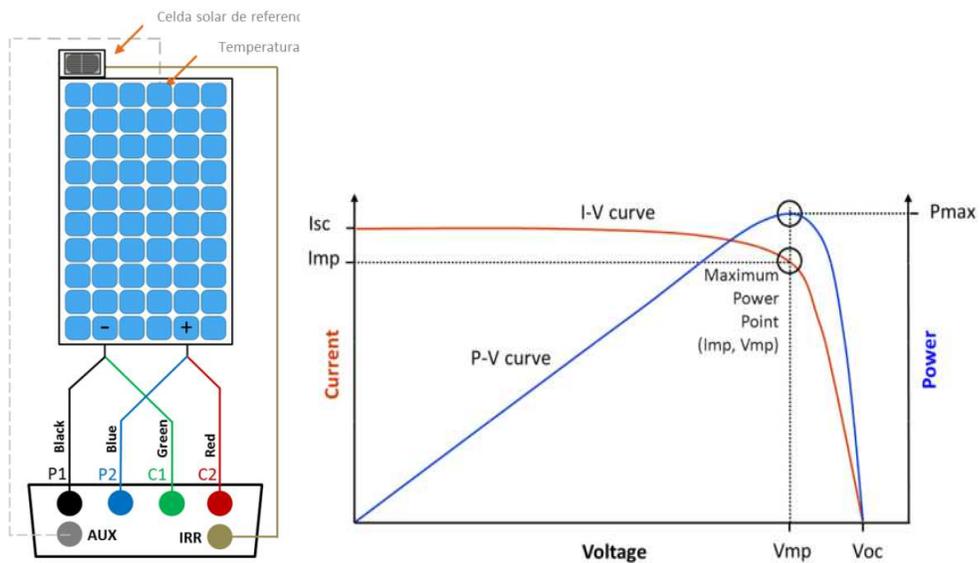


ILUSTRACIÓN 36 ESQUEMA DE MEDICIÓN Y FORMA DE LA CURVA CARACTERÍSTICA I-V Y P-V
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

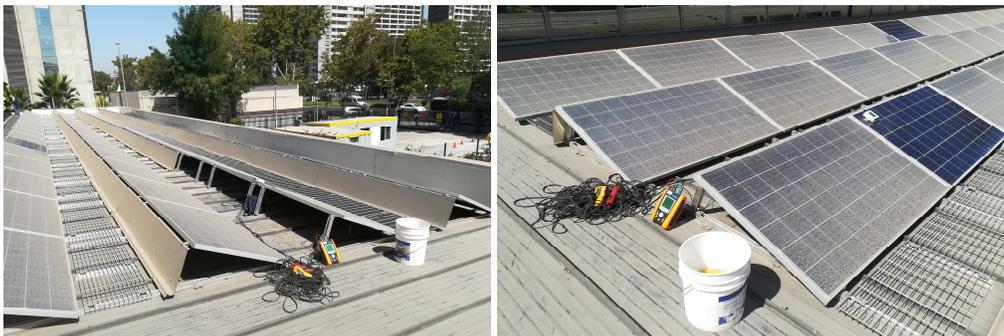


ILUSTRACIÓN 37 MEDICIÓN DE LA CURVA CARACTERÍSTICA EN MODULOS LIMPIOS Y SUCIOS EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA TELETÓN SANTIAGO.
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.1.2 Inversor

Los inversores son equipos electrónicos diseñados para operar cubiertos por una carcasa, protegidos de la intemperie y de la lluvia. Aunque muchos de estos equipos ya cuentan con un índice de protección (en general, el mercado de inversores presenta índices igual o superior a IP65) que les permite funcionar a la intemperie, deben ser protegidos de la radiación solar directa para evitar temperaturas altas ya que estas pueden incidir negativamente en su rendimiento. También deben mantenerse alejados de fuentes de polvo y de la lluvia.



ILUSTRACIÓN 38 IZDA: INVERSORES DESPROTEGIDOS DEL EFECTO DE RADIACIÓN SOLAR DIRECTA (FUENTE: DGS BERLÍN E. V.); DRCHA: INVERSORES PROTEGIDOS DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA (FUENTE: PI BERLÍN AG)

En general los inversores requieren bajo nivel de mantenimiento. Pese a lo anterior, las actividades de mantenimiento consisten en verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca, bien ventilada y que no sea atacada por insectos u otros animales; de ser así, se debe contactar a especialistas (Ej. representante del fabricante) [7]. Si los inversores cuentan con un índice de protección bajo el estándar IP 65 deben instalarse en un gabinete eléctrico ventilado para asegurar su buen funcionamiento. El primer dígito del índice IP se refiere a la protección de ingreso de elementos sólidos, y el segundo dígito se refiere a la protección de ingreso de elementos líquidos. El primer dígito se evalúa desde el 0 al 6, mientras que el segundo dígito se evalúa entre el 0 al 8.

Una actividad que debe realizarse de manera regular es la verificación de la correcta ventilación del inversor (ventiladores, filtros, disipadores etc.) para que el sistema de refrigeración funcione adecuadamente. En caso de mal funcionamiento el inversor se sobrecalienta innecesariamente, lo que puede resultar en limitación de potencia temporal, significando una pérdida de rendimiento. Muchos inversores lo indican con una luz roja. Es importante seguir las instrucciones del fabricante, pues cualquier intervención indebida puede ocasionar la pérdida de garantía.

Los pasos para la limpieza del ventilador varían entre modelos y fabricantes y siempre debe ser efectuado por personal técnico calificado. Muchos fabricantes piden que se apague el sistema desde los interruptores de desconexión del lado CA y CC, y que se espere algunos minutos hasta que el capacitor interno se descargue antes de abrir el espacio que alberga el ventilador [3].

Existen inversores que permiten remover el ventilador por completo. En este caso es importante desconectar las conexiones eléctricas del ventilador. Antes de volver a instalar el ventilador debe asegurarse que no hay nada atrapado y que sus aspas están girando con facilidad. [3].

Otros tipos de inversores no permiten sacar el ventilador por completo. Algunos tienen un filtro para la entrada de aire, la cual se debe remover y limpiar según las indicaciones del fabricante. Se puede usar aire comprimido o en ocasiones basta con soplar para retirar el polvo. En caso de acumulación de residuos, hay fabricantes que permiten utilizar un pequeño cepillo y frotar hacia fuera. Algunos inversores pueden tener múltiples filtros [3].

Adicional al ventilador para la entrada de aire, normalmente se tiene otro para la salida con un tubo de escape exterior. También se debe revisar que el tubo de escape no esté obstruido.

Cada vez hay más inversores que no tienen ventiladores integrados. Estos tipos de inversores tienen una ventilación pasiva por convección en la parte frontal que disipa el calor por medio del movimiento del aire a través de unas aletas. En este caso, solo se necesita comprobar que las aletas no tienen residuos, acumulación de objetos, insectos o excremento de pájaros. [3].

En cuanto a la ergonomía y la seguridad operacional, los inversores deben ser fácilmente accesibles para el personal de O&M evitando así posiciones que dificulten los trabajos y favorezcan los accidentes laborales. Las siguientes dos fotografías muestran dos ejemplos de mal acceso a los inversores.

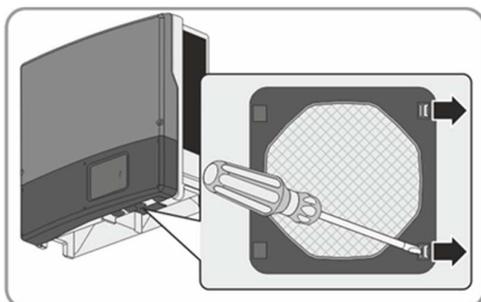


ILUSTRACIÓN 39 LIMPIEZA DE LA VENTILACIÓN A LOS LADOS DE UN INVERSOR STP 17 TL (FUENTE: SMA SOLAR TECHNOLOGY AG)

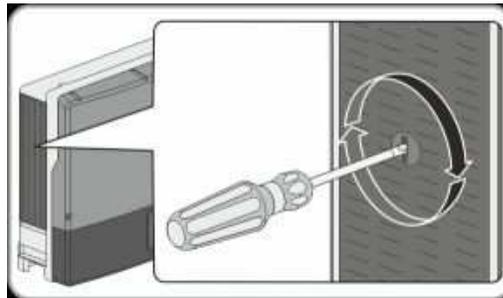


ILUSTRACIÓN 40 LIMPIEZA DE LA VENTILACIÓN DE UN INVERSOR STP 17 TL, EXTRAER LA REJILLA (FUENTE: SMA SOLAR TECHNOLOGY AG)

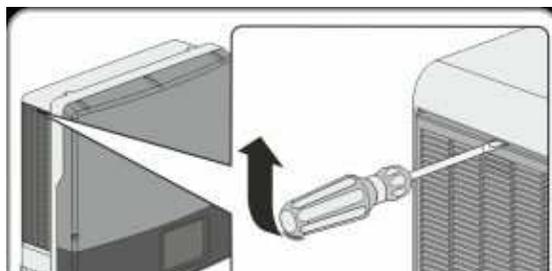


ILUSTRACIÓN 41 EXTRAER LAS REJILLAS DE UN INVERSOR STP 17 TL (FUENTE: SMA SOLAR TECHNOLOGY AG)



**ILUSTRACIÓN 42 INVERSORES DIFÍCILMENTE ACCESIBLE PARA EL PERSONAL DE O&M
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

4.2 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo corresponde a todas las operaciones de reparación y/o sustitución de partes necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Aunque el objetivo del mantenimiento preventivo es reducir la necesidad de reparaciones inesperadas, es importante conocer los procedimientos de éste para poder hacer frente a situaciones que requieran de acciones inmediatas, de tal forma que se reduzcan los costos asociados al tiempo de inactividad no planificado del sistema o la reducción en la generación.

4.2.1 Fallas Típicas

Las fallas más comunes en los SFV se presentan en los inversores; razón por la cual el mantenimiento de los inversores representa el mayor porcentaje en costos (aproximadamente el 50% de los costos totales de mantenimiento de todo el SFV). Las fallas en los inversores son responsables de la mayoría de las paradas de la planta no planificadas. Entre el 60-69% de las fallas reportadas corresponden al inversor (sin considerar fallas por problemas en la instalación) según estudios a instalaciones en Alemania, Inglaterra, Suiza, Japón y Taiwán [8] [6] [9] [10]. La vida útil promedio de los inversores es de unos 10 años.

La Ilustración 43 muestra el número de eventos y la energía perdida por cada falla típica en un SFV.

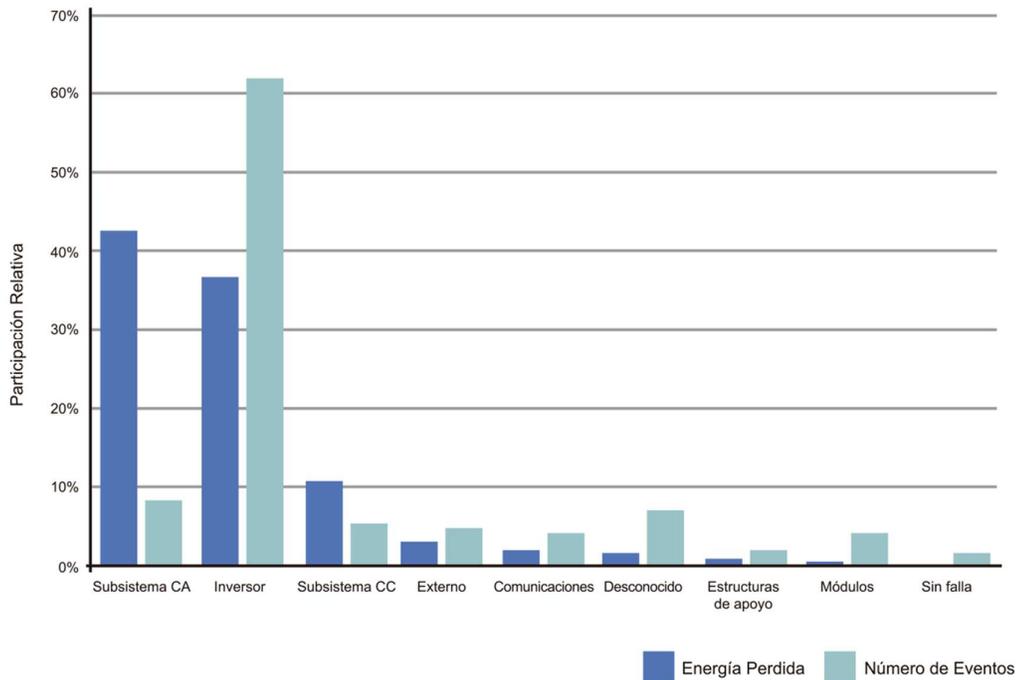


ILUSTRACIÓN 43 FRECUENCIA DE FALLOS Y PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA CADA PARTE DE UN SFV [8].

4.2.2 Inversor

La confiabilidad de los inversores en el mercado ha aumentado considerablemente en los últimos años. Sin embargo, un plan de O&M para SFV debe considerar la avería del inversor al menos una vez durante la vida útil del sistema, pues, es la parte del sistema más propensa a causar pérdidas en la generación.

El primer paso es que se identifique que el inversor no está funcionando correctamente. Para lograr esto es importante ajustar las alarmas de monitoreo, para que en caso de falla envíe una alarma a la persona responsable del funcionamiento de la planta. Es fundamental que el monitoreo esté claramente definido en el plan de O&M a implementar.

Los periodos en los que el inversor no está operando son considerados las causas de las pérdidas más grandes del sistema y pueden ser ocasionadas por muchas razones, como, por ejemplo:

- Interrupción total del inversor a causa de mantenimiento o falla en la red eléctrica.
- Interrupción total del inversor como consecuencia de algún trabajo en el sistema eléctrico del edificio.
- Operación de protecciones de la instalación existente.
- Falla de los ventiladores por exceso de material acumulado (generalmente polvo).

- Falla del inversor, condición que continúa hasta su reparación o reemplazo.
- Corriente residual demasiado alta.
- Corriente de fuga demasiado alta.
- Corriente CC demasiado alta.
- Limitación de potencia a causa de temperaturas altas o sobrecarga (configuración desfavorable).
- Falta de sincronización con la red.
- Voltaje y/o frecuencia fuera de rango.

El segundo paso es que el encargado de la O&M tenga claro qué hacer en caso de falla del inversor. Esta información la entrega el fabricante en el manual del inversor. Normalmente consiste en las instrucciones sobre qué hacer para detectar la causa de interrupción y con qué medidas solucionarla. También contiene el contacto de asistencia profesional si el problema solo se puede solucionar por personal especializado en inversores de este fabricante. Algunos fabricantes otorgan inversores de recambio durante el tiempo de reparación, pero no todos. Bajo garantía el fabricante decide si va a reparar o va a reemplazarlo. Es importante que el instalador y/o quién realizará el O&M entreguen información simplificada de las principales fallas de los inversores para así poder minimizar los mantenimientos correctivos en caso de fallas comunes y de fácil solución, por ejemplo, una falla en la sincronización con la red.

En caso de que la (repetida) interrupción o (repetida) falla del inversor se origine por un comportamiento de la red irregular (posiblemente por mala calidad de suministro), una intervención de la compañía distribuidora de electricidad puede ser necesaria. Alternativamente, se puede realizar un reclamo a través de la página web de la SEC (www.sec.cl), indicando el problema que se presenta en la red.

4.2.3 Módulos FV

Los módulos FV son la base de la generación de energía, por lo tanto, cualquier falla afecta el funcionamiento global del sistema. A continuación, se describen algunas de las principales causantes de fallas en los módulos FV [12] [13] [34].

Rotura del vidrio

A continuación, se presenta una imagen en la cual se observa un módulo fotovoltaico con el vidrio roto producto de un golpe con algún elemento contundente.



**ILUSTRACIÓN 44 ROTURA DE MÓDULO POR IMPACTO MECÁNICO - REEMPLAZAR EL MÓDULO.
(FUENTE: PI BERLIN AG)**

Degradación del laminado

La función del laminado es proteger los componentes internos de los módulos del ingreso de humedad y contaminación, reforzar la estructura y servir de aislante eléctrico entre las celdas y los contactos. La degradación del laminado afecta no solo la intensidad de energía solar que ingresa a las celdas que se transforma en electricidad, sino que también puede desencadenar corrosión y así una serie de fallas internas. El laminado puede ser de EVA u otro material, como se encuentra expuesto a la intemperie puede generar un envejecimiento, que algunas veces está acompañado por coloración entre amarillo y marrón.



ILUSTRACIÓN 45 MÓDULO FOTOVOLTAICO AFECTADO POR DECOLORACIÓN, LO QUE CAUSA UNA BAJA REDUCCIÓN DEL RENDIMIENTO (FUENTE: PI BERLIN AG)

Delaminación

A continuación, se muestran dos paneles que han sufrido un proceso de delaminación.



ILUSTRACIÓN 46 DELAMINACIÓN DEL MÓDULO (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Interconexión defectuosa

La corriente eléctrica circula a través de la celda FV por una red de conductores finos, que se unen en las barras de distribución (*busbar*). Entre las celdas la corriente fluye por las conexiones que están soldadas. Si las soldaduras no tienen un buen contacto, se puede generar un estrés mecánico y térmico. Una soldadura defectuosa significa una resistencia alta, que siempre está acompañado con temperaturas altas, lo que puede dañar hasta quemar el laminado y el folio de la parte posterior.

Las conexiones defectuosas también ocurren en o cerca de las cajas de conexión. Un módulo FV está comúnmente dividido en tres *strings* de celdas conectadas en serie. En el caso en el que la interconexión entre las celdas de un *string* se vea interrumpida, el *string* completo quedará inutilizado. La interrupción de la conexión puede darse también a la entrada de la caja de diodos del módulo FV.

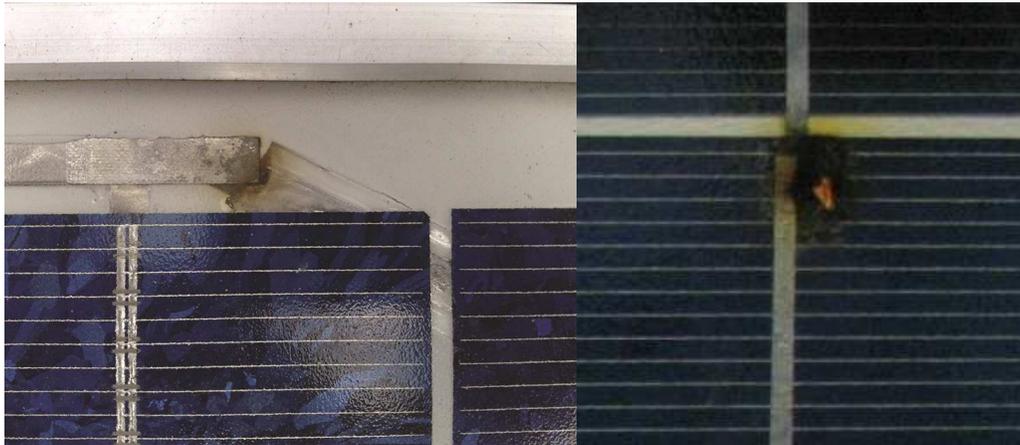
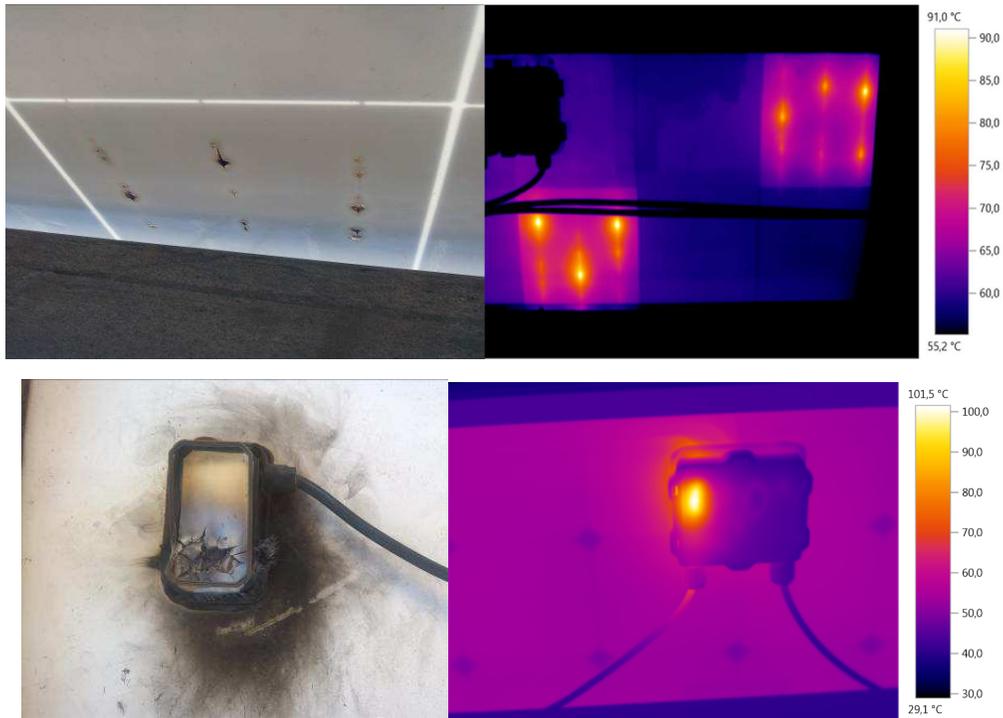
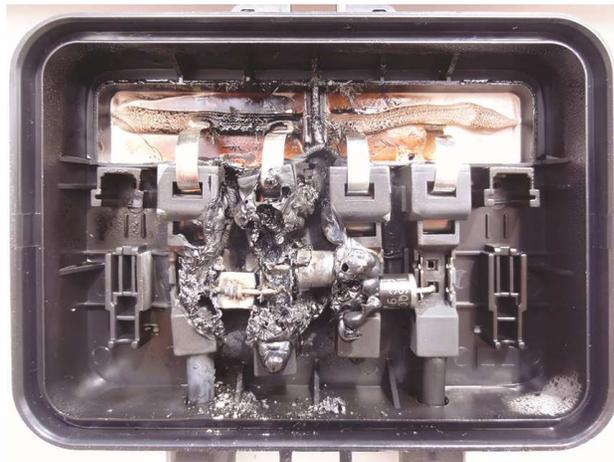


ILUSTRACIÓN 47 (IZQ.) INTERCONEXIÓN ROTA EN UN STRING DE CELDAS (FUENTE: PI BERLIN).
(DER.) INTERRUPCIÓN DE LA CONEXIÓN ANTES DE LA ENTRADA A LA CAJA DE RODOS
(FUENTE: DGS BERLIN E.V.)



**ILUSTRACIÓN 48 CAJA DE CONEXIÓN QUEMADA POR CONEXIÓN INTERNA DEFECTUOSA
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**



**ILUSTRACIÓN 49 CAJA DE CONEXIÓN CON DIODOS BYPASS
DESTRUIDOS POR SOBRETENSIÓN
(FUENTE: DGS BERLIN E. V.)**

Roturas y micro-roturas

Pueden ser causadas por estrés mecánico o térmico sobre la celda durante la fabricación, transporte, instalación o por condiciones ambientales como viento o en algunos lugares nieve. Es difícil evitar micro-roturas en las celdas finas de la actualidad. En qué medida afectan estas micro-roturas el rendimiento de una celda depende de su cantidad, longitud y su curso, aspecto que sigue sujeto a estudio. No obstante, es importante identificar las roturas e informar al fabricante o instalador, pues siempre existe el riesgo que se multipliquen y generen en el futuro una reducción del rendimiento. Es importante recordar que los daños producidos en las celdas por maltrato durante el transporte o instalación quedan excluidos de la garantía. Este tipo de averías es de difícil detección, por lo que se usa la técnica de electroluminiscencia, vista anteriormente en el capítulo 4.1.1.

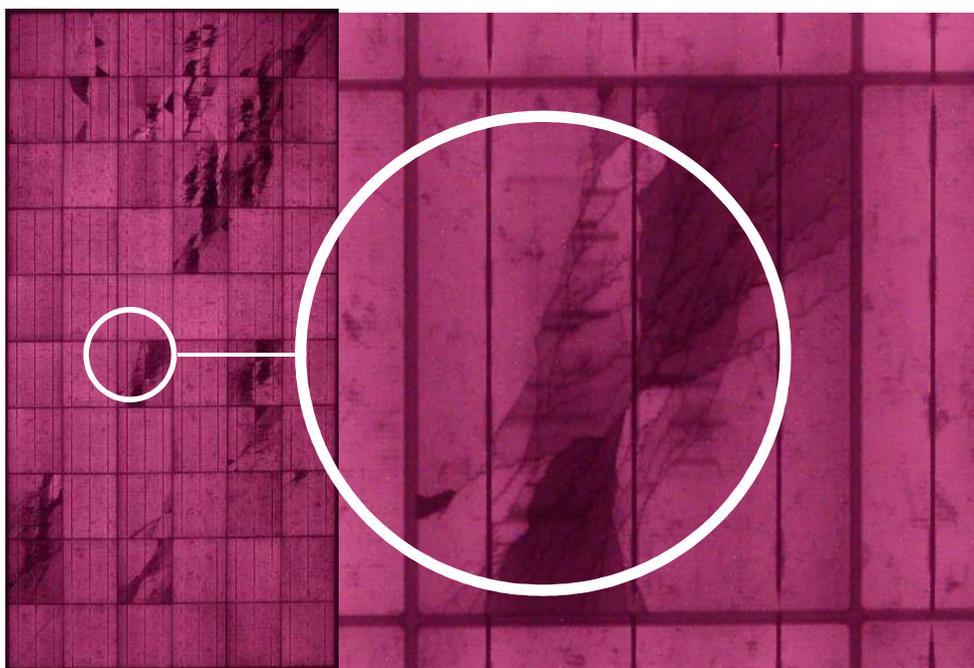


ILUSTRACIÓN 50 MÓDULO FV CON ROTURAS (IMAGEN TOMADA MEDIANTE ELECTROLUMINISCENCIA (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Puntos y celdas calientes (*Hot spots*)

El sobrecalentamiento localizado en una celda ocurre cuando una ella está cubierta (por ejemplo, por sombras) y actúa como consumidor (disipando calor), alcanzando altas temperaturas.

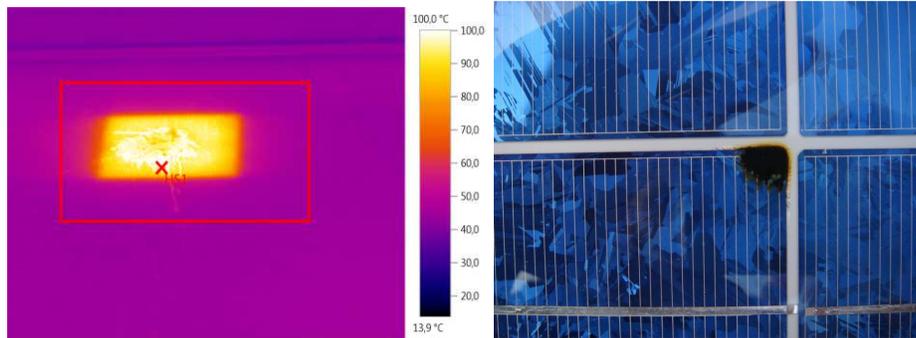


ILUSTRACIÓN 51 IZDA: PUNTO CALIENTE CAUSADO POR UN EXCREMENTO DE PÁJARO (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: PUNTO DAÑADO IRREVERSIBLEMENTE POR TEMPERATURA ALTA (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Las causantes principales son condiciones de sombra junto con la falla de un diodo *bypass*. El diodo *bypass* es el sistema de protección contra puntos calientes y permite que la corriente circule por la(s) celdas sombreada(s) y así reducir la pérdida de potencia dentro del módulo sombreado y su efecto al *string*, alargando la vida útil del módulo. Por su construcción, este elemento es propenso a sobretensión, principal razón de su falla.

Aunque las pérdidas de potencia asociadas a los puntos calientes son bajas, esta parte de la celda queda dañada de manera irreversible. Se puede detectar visualmente y también con una cámara térmica.

Las celdas calientes o *hotspots* ocurren cuando solo una parte de la celda permite el paso de corriente, a causa de roturas de la celda o cuando el contacto del colector de corriente falla.

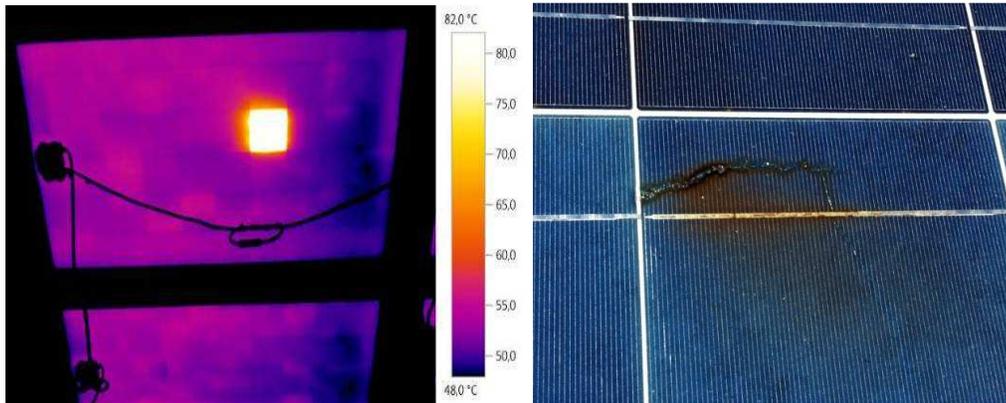


ILUSTRACIÓN 52 CELDA CON ROTURA VISIBLE
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

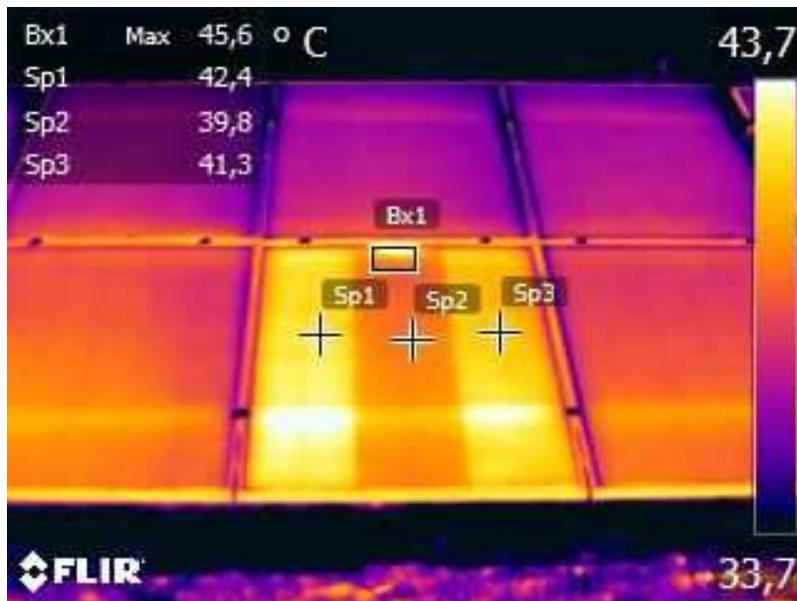


ILUSTRACIÓN 53 DOS TERCIOS DEL MÓDULO EN CIRCUITO ABIERTO A CAUSA
DE DOS DIODOS BYPASS DEFECTUOSOS
(FUENTE: DGS BERLIN E. V.)

Scratches

El “*scratch*” o rayadura se produce principalmente por la manipulación inadecuada de los paneles durante la etapa de instalación. La forma de la rayadura es muy típica del daño producido al contactar una arista o esquina del marco de aluminio de un panel con la lámina posterior (blanda y fina) de otro panel. Este daño se produce típicamente al arrastrar un panel que se encuentra apilado sobre otro y cuando dicho panel es levantado por una única persona en vez de dos, contradiciendo las indicaciones del manual del fabricante.

El principal problema de este fallo es que afecta a la seguridad del panel FV, comprometiendo el grado IP y la protección de clase II (doble protección ante contacto), suponiendo por tanto un alto riesgo para los operarios de la planta, ya que el panel FV no se encuentra debidamente aislado. La exposición directa de las células solares al medio puede acarrear fenómenos de corrosión en las mismas, siendo éstas responsables de una disminución de la eficiencia del panel a futuro. En aquellos paneles en los cuales se dan además roturas o fisuras de celdas producidas por el *scratch*, éstos pueden llegar a ser visibles en la parte frontal.

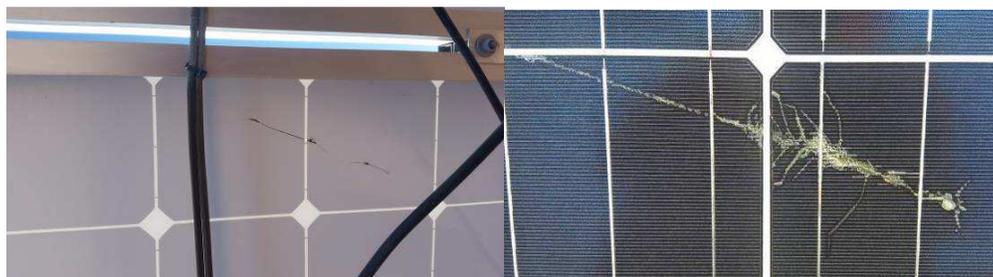


ILUSTRACIÓN 54 MÓDULOS FV AFECTADOS POR RAYADURAS
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.2.4 Cableado y conexiones

Un cableado ejecutado según las normas vigentes minimiza el riesgo de fallas. Sin embargo, es importante revisar el cableado que está expuesto a la intemperie regularmente para identificar roturas en el aislamiento (por ejemplo, debido a daños por roedores), degradación por acción de los rayos UV o cuarteamiento de la envolvente. Las conexiones “*plug in*” deben ser del mismo tipo y unirse correctamente. Por otra parte, la conexión de los conectores al cable debe ser efectuada con la herramienta adecuada (crimpadora) y según las instrucciones del fabricante. Es posible detectar conexiones defectuosas a través de un análisis termográfico de estos, en los casos que esto sea posible.

A continuación, se presentan algunas fotografías con fallos típicos en el cableado de una planta FV.

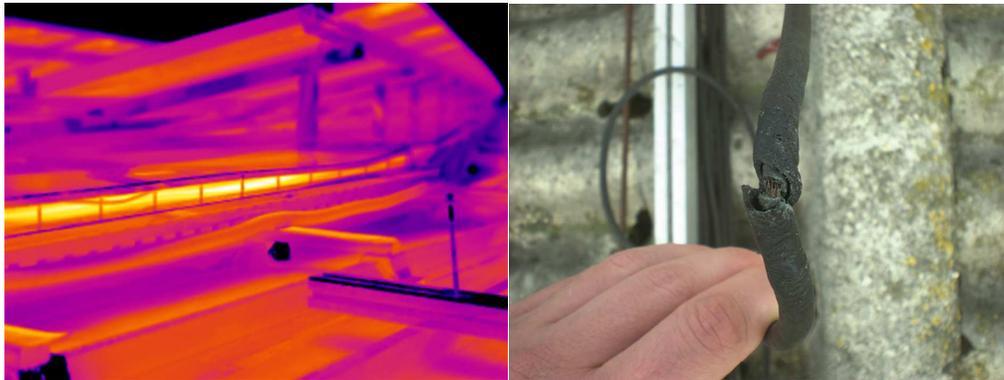


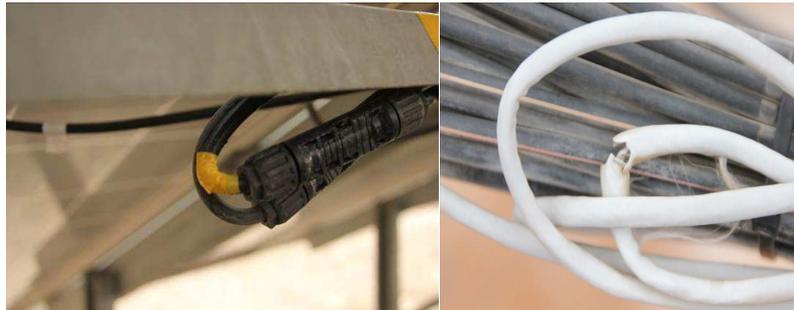
ILUSTRACIÓN 55 IZDA: REDUCCIÓN DE LA AMPACIDAD POR ACUMULACIÓN DE CALOR (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: AISLAMIENTO DEL CABLE DEFECTUOSO POR ACCIÓN DE ROEDORES (FUENTE: DGS BERLÍN E. V.)



ILUSTRACIÓN 56 IZDA: CONECTORES QUEMADOS POR MALA CONEXIÓN (FUENTE: DGS BERLÍN E. V.); DCHA: CONECTOR NO DEBIDAMENTE CERRADO (FUENTE: PI BERLÍN AG)



**ILUSTRACIÓN 57 RADIO DE CURVATURA INSUFICIENTE
(FUENTE: PI BERLIN AG)**



**ILUSTRACIÓN 59 IZDA: INCOMPATIBILIDAD DE CONECTORES MC₄ (FUENTE: PI BERLIN AG);
DCHA: FALTA DE IDONEIDAD PARA EXTERIOR DE LOS CABLES (FUENTE: PI BERLIN AG)**



**ILUSTRACIÓN 58 FALTA DE SELLADO DE LOS TUBOS DE ACOMETIDA
(FUENTE: PI BERLIN AG)**



ILUSTRACIÓN 6o IZDA: SELLADO INADECUADO DE ORIFICIOS (FUENTE: PI BERLIN AG); DCHA: CUARTEAMIENTO DE LA ENVOLVENTE DEL CABLE (FUENTE: PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 61 : SUJECIÓN INADECUADA DE LOS TERMINALES DE LOS CABLES DE STRING Y RECALENTAMIENTO DE LOS MISMOS (FUENTE: PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 62 DAÑOS EN EL CABLEADO POR ABRASIÓN PRODUCIDA POR ARISTAS VIVAS (FUENTE: PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 63 EXPLOSIÓN DE LOS CONECTORES POR CORROSIÓN EN LA CONEXIÓN
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.2.5 Estructura de Montaje

Ensamblaje mecánico

Durante el mantenimiento es importante verificar que la estructura está bien fijada. Por tanto, todos los tornillos y fijaciones deben revisarse regularmente. En las ilustraciones 64 y 65 siguientes se muestran fallos en el anclaje de las piezas que componen la estructura de sujeción de los paneles.



ILUSTRACIÓN 64 SUJECIÓN DE LOS MÓDULOS CON ABRAZADERAS INADECUADAS (FUENTE: PI BERLÍN AG)



ILUSTRACIÓN 65 IZDA: SUJECIÓN DE LOS MÓDULOS A LA ESTRUCTURA DEL TEJADO CON CINTAS DE AMARRE (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: AFLOJAMIENTO DE LOS TORNILLOS DE SUJECIÓN DE LOS PERFILES TRANSVERSALES (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Corrosión superficial

Idealmente, toda la estructura de montaje del SFV instalado debe ser de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos. En el caso en el que se combinen metales con potenciales de ionización distintos, se deben revisar periódicamente los puntos de unión en busca de corrosiones químicas.



ILUSTRACIÓN 66 IZQ: MEDICIÓN DE LA CAPA DE GALVANIZADO DEL PERFIL TRANSVERSAL DE LA ESTRUCTURA DE SUJECIÓN DE LOS PANELES (FUENTE: PI BERLÍN AG); DER: OXIDACIÓN DE LA SUPERFICIE DE LA ESTRUCTURA DE SUJECIÓN DE LOS PANELES (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Anclaje al tejado

En el caso de sistemas instalados sobre techumbre, el anclaje de los módulos FV al tejado se debe realizar con lastres, penetración o abrazaderas metálicas. El sistema empleado debe mantener sus propiedades estáticas durante toda la vida útil de la planta y además no comprometer la integridad estructural del tejado. En el caso particular de que sea necesario atravesar la techumbre, se deberá tener especial precaución en evitar cualquier tipo de filtración de agua al interior de la instalación interior. La estanqueidad del sistema de anclaje debe ser exigida al instalador y también debe ser verificada con quién realizará el O&M.



ILUSTRACIÓN 67 DAÑOS EN EL TEJADO POR TRÁNSITO DE PERSONAS (FUENTE: PI BERLÍN AG)



ILUSTRACIÓN 68 IZDA: PÉRDIDA DE ANCLAJE DE LA ZAPATA DE HORMIGÓN A LA SUPERFICIE DEL TEJADO (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: FALTA DE SELLADO DE LOS ORIFICIOS DE PENETRACIÓN (FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.2.6 Plan de actuación y niveles de intervención

El plan de actuación por parte del personal de O&M ante la aparición de una falla, se compone de 6 pasos que deben respetarse tanto en lo relativo a la secuencia como a las actividades asociadas a los mismos:

1. Localización y delimitación de la falla dentro del tiempo establecido por contrato.
2. Análisis de los datos registrados, prueba de plausibilidad y procesamiento del evento registrado.
3. Selección de las piezas de repuesto en el caso en el que sea necesaria una sustitución.
4. Reemplazo de la(s) pieza(s) defectuosa(s).
5. Control y supervisión de las medidas de reparación o sustitución.
6. Documentación y seguimiento de la falla en la siguiente visita.



ILUSTRACIÓN 6g: FUEGO OCASIONADO EN PLANTA (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Dependiendo del tipo de falla que se registre, se diferencian tres niveles de intervención posibles:

- (i) Nivel de intervención primario: Este nivel de intervención no requiere de la sustitución del componente para restaurar la funcionalidad del sistema afectado. En general, esta medida de mantenimiento correctivo sólo implica costos de mano de obra, pero no cambios de equipos. El dueño de la planta asumirá los costos sólo si la labor correctiva no está incluida

en los servicios de O&M y es necesaria la intervención de un técnico subcontratado.

Un ejemplo de este nivel de intervención puede ser un fallo en la estación meteorológica.

- (ii) Nivel de intervención secundario: Este nivel de intervención requiere de la sustitución del o los componentes de manera de restaurar la funcionalidad del sistema afectado. En general, esta medida de mantenimiento correctivo implica costos de mano de obra y de equipos. El dueño asumirá los costos sólo si la labor correctiva no está incluida en los servicios de O&M y es necesaria la intervención de un técnico subcontratado.

Un ejemplo de este nivel de intervención puede ser un fallo en el inversor debido a un ventilador defectuoso. En el marco del mantenimiento correctivo se sustituirá el ventilador para restaurar la funcionalidad del inversor.

- (iii) Nivel de intervención terciario: Este nivel de intervención requiere la manipulación del software del componente para restaurar la funcionalidad del sistema afectado. En general, esta medida de mantenimiento correctivo implica costos de reemplazo de equipos y costos de mano de obra. El dueño asumirá los costos sólo si la labor correctiva no está incluida en los servicios de O&M y es necesaria la intervención de un técnico subcontratado.

Un ejemplo de este nivel de intervención puede ser un fallo en el inversor debido a errores en el software, producido por problemas de compatibilidad con otros componentes del sistema.



ILUSTRACIÓN 70 INTERRUPCIÓN DE LA CORRIENTE EN VARIOS *STRINGS* A LA ENTRADA DE LA CAJA DE COMBINACIÓN . FOTO REALIZADA CON UNA CÁMARA DE INFRARROJOS (FUENTE: PI BERLIN AG)

4.2.7 Tiempos de reacción

La velocidad de actuación del equipo de O&M dependerá de los tiempos de reacción definidos por contrato y de la clasificación que cada fallo recibe en función de su impacto en la seguridad y rendimiento del sistema. Una clasificación típica podría ser la siguiente:

- (i) Clase I: fallo en el transformador → tiempo de reacción inferior a 4 h.
- (ii) Clase II: fallo en un *string* de paneles → tiempo de reacción inferior a 24 h.
- (iii) Clase III: módulo roto → reparar en la siguiente visita.

4.2.8 Diagnósticos y Pruebas

La siguiente tabla elaborada por la Sociedad Alemana de Energía Solar (DGS) [7] y el PI Photovoltaik Institut Berlín AG [34], muestra algunas de las fallas más comunes y las pruebas o medidas que se puede realizar para detectarlas. Cabe señalar que las fallas no siempre se comportan de la misma manera, por lo tanto, no siempre es posible utilizar las pruebas que a continuación se mencionan. Las pruebas que están marcadas con una "X" azul son particularmente convenientes de realizar y las pruebas marcadas con una "X" entre paréntesis deben ser aplicadas bajo ciertas condiciones. A menudo para detectar la falla es conveniente combinar varios métodos. Antes de arreglar la falla debe examinarse si aplican las garantías correspondientes a los equipos que presentaron la falla.

TABLA 2: TIPO DE FALLAS, PRUEBAS Y MEDIDAS QUE SE PUEDEN USAR PARA DETECTARLAS [7], [34]

Tipo de falla		Inspección visual	Multitester (V, Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	Termografía	Pruebas de continuidad	Electroluminiscencia	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional
Módulo FV	Ensuciamiento y sombras	X		X			x		X			(X)		(X)
	Delaminación	X												
	Diodos <i>bypass</i>		X	X			X	X	X			X		X
	Contactos/Conexiones	X		X			X	X	X		X	X		X
	Humedad	X				X								
	Rotura de vidrio	X		(X)		X	X	X	X					X
	Roturas y microrroturas de células	X					X				X			
	Puntos calientes	X		X			X		X					X
	Scratches	X				X								
	Degradación			X			X	X	X			X		X

Tipo de falla		Inspección visual	Multímetro (V, Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	Termografía	Pruebas de continuidad	Electroluminiscencia	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional	
Inversor	Eficiencia de conversión								(X)					X	
	Eficiencia del MPPT											X		X	
	Armónicos												X		
	Ajuste de torques	X													
	Pérdida de aislamiento					X									
	Apagados incorrectos	(X)										X	X		
	Puesta a tierra de la carcasa									X					
	Identificación de circuitos	X													
	Funcionalidad del paro de emergencia														X
	Ventilación inadecuada	X							X						
	Falla en la red (mala calidad de suministro)		X									X	X		

Tipo de falla		Inspección visual	Multímetro (V, Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	Termografía	Pruebas de continuidad	Electroluminiscencia	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional
Instalación de corriente continua	Fusible defectuoso	X	X	X			X	X	X			X		X
	Ventilación de la caja de conexiones	X								X				
	Limpieza de la caja de conexiones	X												
	Puesta a tierra de la carcasa									X				
	Sellado de los prensaestopas	X												
	Ajuste de torques de los terminales	X												
	Identificación de circuitos	X												
	Protección de cables frente a radiación UV	X												
	Protección de cables frente a daños mecánicos	X				X								
	Sujeción adecuada de los cables a la estructura	X												
	Radios de curvatura mínimos	X												
	Diodo de <i>string</i> defectuoso		X	X			X	X	X			X		X
	Cortocircuito	X	X			X	X	X	X			X		X
	Protección de sobretensión defectuosa	X	X											
	Cable defectuoso (rotura/corrosión)			X			X	X	X			X		X
	Aislamiento defectuoso, falla a tierra	X	X			X						(X)		
	Conexiones defectuosas	X	X	X			X	X	X			X		X
	Resistencia a tierra elevada		X		X									

4.2.9 Gestión de piezas de repuesto

Consideraciones comerciales

En general, no se considera económico almacenar piezas de repuesto para todo tipo de fallos posibles. Por ello, antes de comenzar la fase de operación, la empresa de O&M y el dueño de la planta acordarán un *stock* mínimo de piezas de repuesto basado en un análisis costo-efectivo. Como regla general, si un elemento concreto de una planta FV tiene una frecuencia de fallo igual o superior a 1 evento por año y los costos debidos a las pérdidas energéticas asociadas son superiores al costo del propio componente, entonces se incluirá dicha pieza en el *stock*.

La distribución y cantidad de piezas de repuesto dependen mucho del proyecto y del lugar en el que se encuentra la planta, y dependerán de los siguientes criterios:

- Frecuencia de fallo.
- Impacto económico del fallo.
- Costo de la pieza de repuesto.
- Degradación de la pieza de repuesto con el tiempo.
- Tiempo de envío de la pieza de repuesto.
- Tiempos de reacción y disponibilidad requeridos por contrato.

Los contratos de O&M generalmente no incluyen los costos de hardware asociados a las piezas de repuesto, siendo el dueño de la planta el encargado de reponer las piezas cuando éstas se consumen. Generalmente, la empresa de O&M únicamente gestiona y documenta el uso de dichas piezas.

Debido a la gran competitividad entre empresas de O&M, se observa una creciente tendencia a incluir también los costos de reemplazo de equipos en el contrato. Aquellas empresas de O&M que acceden a cubrir dichos costos, fijarán un límite de costos que están dispuestos a cubrir. Dicho límite suele ser equivalente al valor de contrato. De acuerdo a los últimos estudios [35], los contratos de O&M que incluyen los costos de hardware de las piezas de repuesto suelen ser en torno a un 25% más caros. Existen soluciones intermedias como, por ejemplo, acuerdos en los cuales el dueño de la planta paga únicamente el primer repuesto.

Aquellas empresas de O&M que han realizado previamente la construcción o el EPC en el mismo proyecto o que son los suministradores de los inversores, suelen acceder más fácilmente a firmar un contrato que incluya los costes de las piezas de repuesto. Esta situación se da especialmente en aquellos casos en los cuales el EPC confía en la calidad constructiva de la planta y el fabricante de inversores confía plenamente en la calidad de su producto.

Repuestos necesarios en planta

Si bien la cantidad final de piezas que se destinará al stock depende en gran medida (i) de las condiciones ambientales del lugar, (ii) la calidad constructiva de la planta y

(iii) la eficiencia del plan de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, la siguiente lista aporta una referencia respecto a qué piezas deben ser parte del *stock* en bodega:

- Módulos fotovoltaicos (entre un 2%-5% del total de módulos instalados se considera aceptable).
- Conectores de módulos.
- Inversores para conexión a la red (varistores, fusibles, interruptores automáticos, platinas, ventiladores, etc.).
- Materiales para la sustitución de uno o varios paneles FV.
- Pernos de sujeción para los perfiles transversales.
- Pernos de anclaje estructural – cimentación.
- Cajas de distribución.
- Cableado de corriente continua y alterna.
- Cable de tierra desnudo y conexiones a tierra.
- Cableado para cajas de monitoreo.
- Fusibles LT DC.
- Sensor de temperatura.
- Celda calibrada.
- Cables de monitoreo para todos los sensores.
- Piranómetro.

4.3 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo (o basado en la condición) es la práctica de usar información en tiempo real para llevar a cabo medidas preventivas como limpieza, monitorización de la temperatura del inversor, o mantenimientos correctivos, anticipándose así a fallas o encontrándolas tempranamente [5]. Las medidas de mantenimiento que se activan por la condición son en gran medida las mismas que las de mantenimiento preventivo o correctivo, por esta razón no están listadas por separado. Su objetivo es disminuir la frecuencia de las medidas correctivas, reduciendo el impacto en los costos del mantenimiento correctivo. Por ejemplo, si una falla es detectada en el sistema de monitoreo, hay que tomar una decisión respecto a si la falla es tan grave como para realizar un mantenimiento. En general, no evita el mantenimiento preventivo, pero puede extender el periodo hasta la próxima visita y así reducir el tiempo fuera de operación y aumentar el rendimiento.

Las ventajas del mantenimiento predictivo pueden resumirse en:

- Optimización de la seguridad y funcionalidad de los equipos y subsistemas a lo largo del ciclo vital de la planta.
- Anticipación de actividades de mantenimiento (tanto correctivas como preventivas).
- Retraso, eliminación y/o optimización de ciertas labores de mantenimiento.
- Reducción de tiempos de sustitución.
- Reducción de costes de sustitución (piezas de repuesto).
- Reducción de costes de administración de activos (*asset management*).
- Aumento de la disponibilidad, rendimiento y producción de la planta.
- Reducción de emergencias y actividades no contempladas.

Fundamental para esta labor de mantenimiento es el monitoreo de la instalación en tiempo real. En la siguiente sección se resumen sus funcionalidades.

4.3.1 Monitoreo

Un sistema de monitoreo recolecta información de la planta FV y su entorno (en el caso que tenga sensores) para que los operadores puedan tener acceso en todo momento a los datos importantes. Los portales de monitoreo facilitan esta información de manera sencilla e intuitiva empleando tablas, diagramas o gráficos, para poder así analizar y comparar de manera manual o automática determinadas tendencias y detectar divergencias de su funcionamiento normal. También existen funciones de reporte automáticas de generación de energía y fallas que pueden ser configurables.

En general los sistemas de monitoreo se distinguen por el alcance de los datos adquiridos, las opciones del reporte y de la visualización. La mayoría de los



fabricantes ofrece la visualización centralizada en un portal web, donde se puede visualizar y comparar los diferentes SFV. Si el operador tiene diversas plantas, un portal que las centralice todas es más eficiente.

El registrador de datos (*datalogger*) se comunica con el inversor con un cable o de manera inalámbrica y graba los datos del inversor y de los sensores (opcionales) para mostrar el rendimiento y los valores eléctricos. Los sensores de irradiación, temperatura de módulo y/o ambiente sirven para la evaluación de datos. Con esos sensores es más fácil localizar la falla o la divergencia de la producción esperada. Idealmente, los sensores medirán un valor cada 5 segundos y se guardarán valores medios a intervalos de 15 minutos. Es clave que el sistema de monitoreo tenga una disponibilidad superior al 99%.

En la Ilustración 71, se presenta un esquema general de los componentes de un sistema de monitoreo centralizado y descentralizado para SFV.

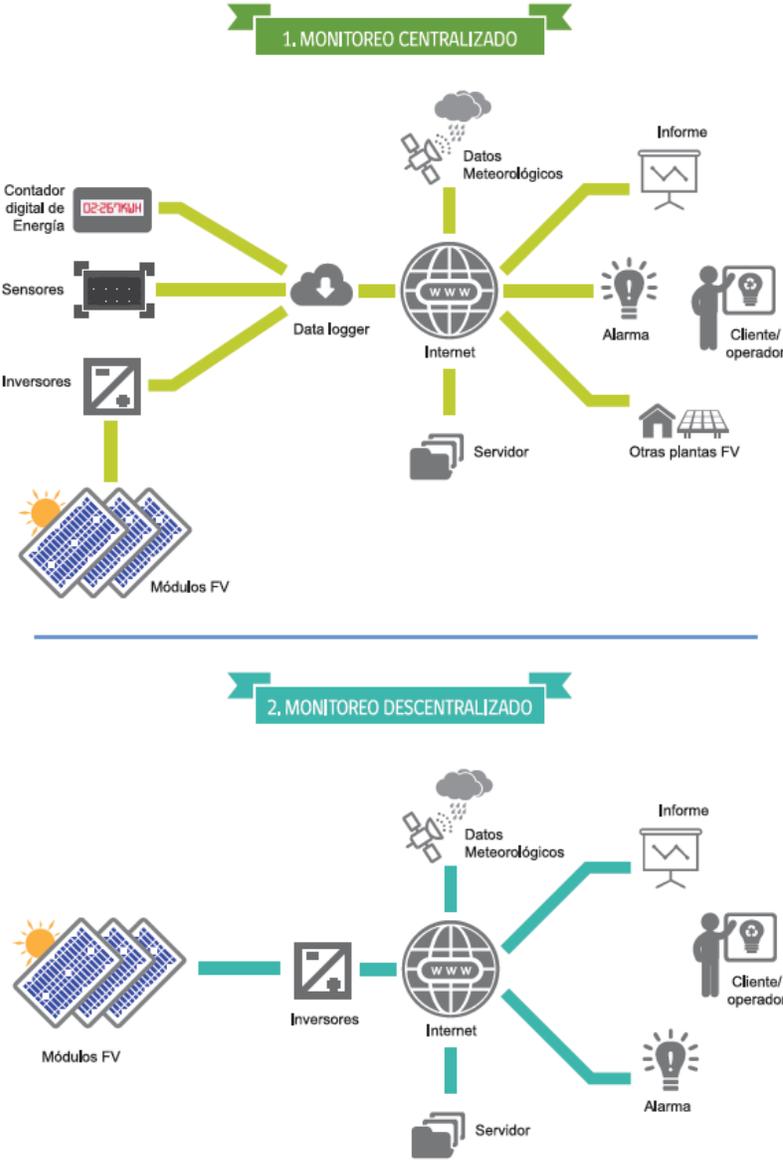
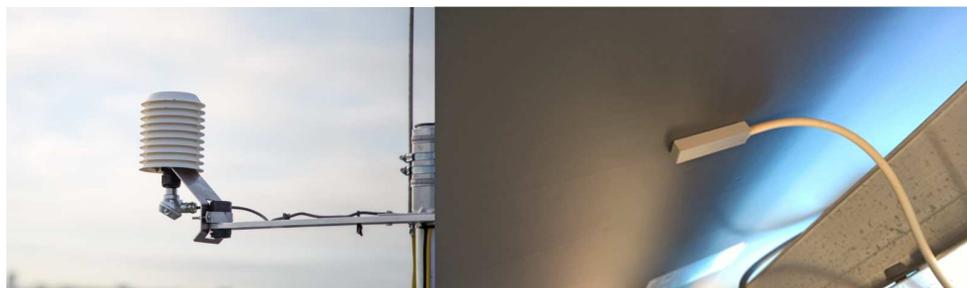


ILUSTRACIÓN 71 ESQUEMA SISTEMA DE MONITOREO. (1) MONITOREO CENTRALIZADO (2) MONITOREO DESCENTRALIZADO. (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.)



**ILUSTRACIÓN 72 EJEMPLO DE REGISTROS DE DATOS EXTERNOS O DATALOGGERS
(FUENTE: (1) METEOCONTROL Y (3) SOLARLOG)**

La utilidad del sistema de monitoreo dentro del mantenimiento predictivo es grande y se centra en la creación de algoritmos de predicción basados en el análisis y evaluación de todos los parámetros significativos de los sensores instalados. Los componentes instalados en planta deben proporcionar información sobre su estado de manera que la empresa de O&M pueda evaluar tendencias o eventos que apunten hacia una bajada del rendimiento de un componente concreto. Para ello se evaluarán datos históricos desde el comienzo de la operación de la planta.



**ILUSTRACIÓN 73 SENSORES DE TEMPERATURA AMBIENTAL (IZDA.) Y DE TEMPERATURA DE MÓDULO (DCHA)
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

En caso de que se observe una tendencia decreciente de la producción de energía o se alcancen valores críticos de operación en determinados componentes, el sistema avisa automáticamente a través de un mensaje. Las alarmas pueden ser ajustadas y

personalizadas en el portal. Las alarmas no sustituyen el control regular de los datos de monitoreo, porque no todas las fallas pueden ser detectadas automáticamente.

Un portal de monitoreo típico permite visualizar o ajustar lo siguiente:

- Irradiación horizontal y en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente.
- Velocidad y dirección del viento.
- Humedad relativa.
- Temperatura del módulo y del transformador.
- Pérdidas por suciedad tomando strings de referencia limpios.
- Corrientes y voltajes de *string*.
- Lectura del contador.
- Parámetros de operación de los circuitos de AC y relés.
- Parámetros de red (frecuencia, tensión, etc.).
- Inversores
 - Voltaje y corriente DC.
 - Potencia DC.
 - Voltaje y corriente AC.
 - Potencia AC.
 - Energía AC.
 - Factor de potencia.
 - Potencia reactiva.
 - Temperatura del inversor.
 - Temperatura del gabinete.
- Configuración de mensajes de alarma, cuando existen divergencia de los datos reales respecto a los parámetros configurados.
- Realizar consultas o exportación de datos y gráficas comparativas.
- Informes con la opción de personalización para analizar los datos y dispositivos.
- Un mapa con la(s) planta(s) FV.

A modo de ejemplo, el Programa Techos Solares Públicos (PTSP) ha instalado un sistema de monitoreo centralizado en más de 100 plantas FV al largo de Chile. Este sistema permite visualizar en tiempo real la generación de energía solar y avisar en caso de fallas. La siguiente ilustración muestra una vista general de todas las plantas instaladas. Los interesados pueden visitar el portal de monitoreo en la página web del programa ⁵.

⁵ <http://www.minenergia.cl/techossolares>

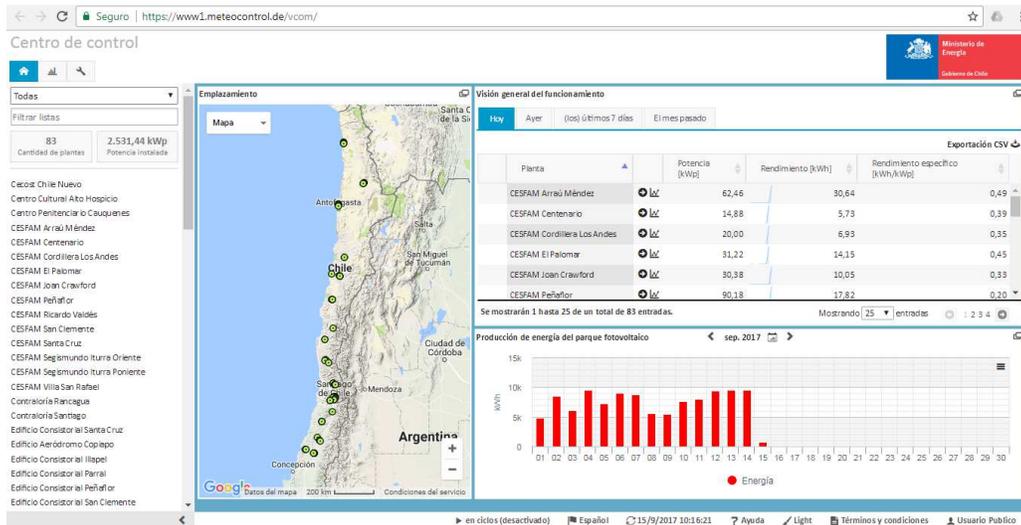


ILUSTRACIÓN 74 EJEMPLO PORTAL DE MONITOREO CENTRALIZADO INSTALADO EN EL MARCO DEL PROGRAMA TECHOS SOLARES PÚBLICOS

Al día de hoy se observa cómo los fabricantes de inversores están comenzando a integrar sistemas de adquisición de datos en sus productos. Mediante el SCADA clásico se está llevando a cabo un proceso de adquisición y almacenamiento de datos que constituye una buena base para implementar sistemas *big data* orientados al mantenimiento predictivo. En términos generales, se requieren al menos 6 meses de datos históricos para poder llevar a cabo un mantenimiento predictivo de un componente específico. Se espera que en pocos años el mantenimiento predictivo sea parte de los contratos de O&M.

4.3.2 Ejemplos de aplicación del mantenimiento predictivo

Ejemplo 1

Pérdida de la eficiencia de los paneles FV por acumulación de calor. Para ello se monitorearán en paralelo las filas más y menos expuestas a un incremento térmico y se intervendrá en el caso en el que los valores de temperatura se acerquen a valores límite que puedan comprometer la integridad del panel FV.



ILUSTRACIÓN 75 PANEL INTEGRADO EN TEJADO DAÑADO POR SOBRECALENTAMIENTO (FUENTE: PI BERLIN AG)

Ejemplo 2

Monitorización de la temperatura en el transformador e intervención antes de que dicha temperatura alcance los valores límite del fabricante. Para ello se monitorean y comparan las temperaturas de todos los transformadores y se fija un valor límite para la intervención inferior al valor límite del fabricante. Este sistema es particularmente efectivo para transformadores en seco instalados en cubículos mal ventilados y ubicados en zonas áridas con gran acumulación de polvo.



ILUSTRACIÓN 76 TRANSFORMADOR DE RESINA DAÑADO POR VENTILACIÓN INADECUADA Y ACUMULACIÓN DE POLVO (FUENTE: PI BERLIN AG)

Ejemplo 3

Inspección del caudal de aire de entrada/salida de la sala de inversores y sustitución de los ventiladores y filtros antes de que la mala ventilación ocasione un fallo por sobre-temperatura.

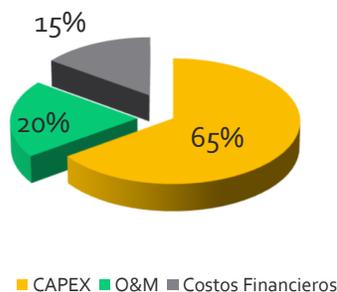


**ILUSTRACIÓN 77 SALA DE INVERSORES AFECTADA POR TEMPERATURAS ALTAS FRUTO DE LA MALA VENTILACIÓN
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

4.4 Ahorros y Costos en O&M

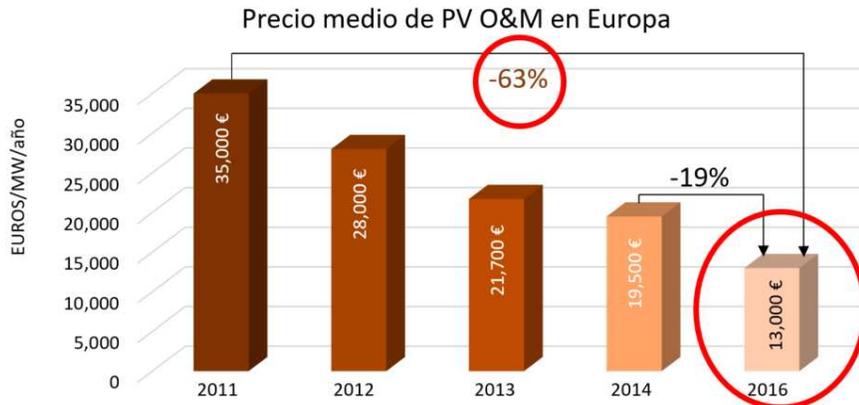
Los SFV tienen una necesidad menor de mantenimiento en comparación a otros sistemas generadores de electricidad. Aun así, el mantenimiento es un componente relevante para garantizar el rendimiento esperado. En general, el mantenimiento es de bajo costo y las fallas corregidas generalmente compensan el gasto y así se garantiza el retorno de la inversión. Sin embargo, siempre hay que tener presente que un sistema que no funciona correctamente no genera ahorros, por lo mismo, se deben contraponer las pérdidas posibles por el no funcionamiento y los costos de mantenimiento.

La siguiente gráfica muestra el impacto de los costos de mantenimiento en los costos totales del proyecto durante su vida útil [35].



Aquellos mercados con una alta presencia de empresas de O&M y, por lo tanto, con altos niveles de competitividad, aportan mayor confort a los dueños de las plantas, ya que éstos poseen mucho mayor poder de negociación sobre el precio, el alcance y la duración de los contratos. Se requiere impulsar la innovación y las mejoras en la eficiencia del sector.

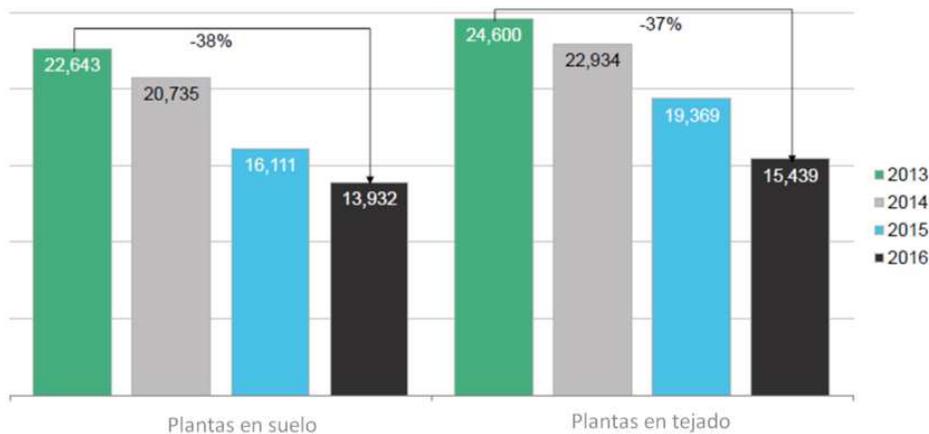
En el caso de los mercados europeos, los precios promedio por la mantención de un SFV han bajado un 63% entre 2011 y 2016 y casi un 20% entre 2014 y 2016, tal como muestra la siguiente gráfica.



Promedio de precios de O&M de servicio-completo acumulado en Europa (2016). Fuente: BNEF

ILUSTRACIÓN 78 TENDENCIA DEL PRECIO DEL O&M EN EUROPA DESDE 2011 (FUENTE: BNEF)

En general, los costos de O&M por kW instalado en proyectos de pequeña y media escala son ligeramente superiores en comparación con proyectos grandes. Esto se puede observar en la Ilustración 79, en donde se muestra la evolución de los costos de O&M en los últimos años y se separa por tipo de instalación (en techo o en suelo).



Promedio de precios de O&M para proyectos en los USA, 2013-2016 (\$/MW/annum). Fuente: BNEF

ILUSTRACIÓN 79 COMPARATIVA DE LOS COSTES DE O&M PARA PLANTAS EN SUELO Y EN TECHO (FUENTE: BNEF)

A la hora de cuantificar los costos de O&M a futuro, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Mantenimiento administrativo (corregido con la inflación).
- Mantenimiento preventivo (corregido con la inflación).
- Costos de reposición de componentes multiplicados por la probabilidad de que ocurra una falla en ese año.

La probabilidad de que un componente falle en un año determinado se calcula mediante una distribución de Weibull.

Los costos asociados a una falla y a la mano de obra derivada para subsanarla serán costos efectivos para el dueño de la planta si, (i) dicha pieza está fuera del periodo de garantía o (ii) aún estando dentro del periodo, el fabricante no cubre los costes por el motivo que sea (por ejemplo, por maltrato durante la etapa de instalación).

Debe tenerse en cuenta que la distribución de probabilidad de falla muestra un costo promedio bastante uniforme por año, sin embargo, algunas reparaciones costosas pueden ocurrir todas a la vez, por ejemplo, las reparaciones de los inversores al final de la vida útil de los mismos, tal y como muestra la siguiente gráfica.

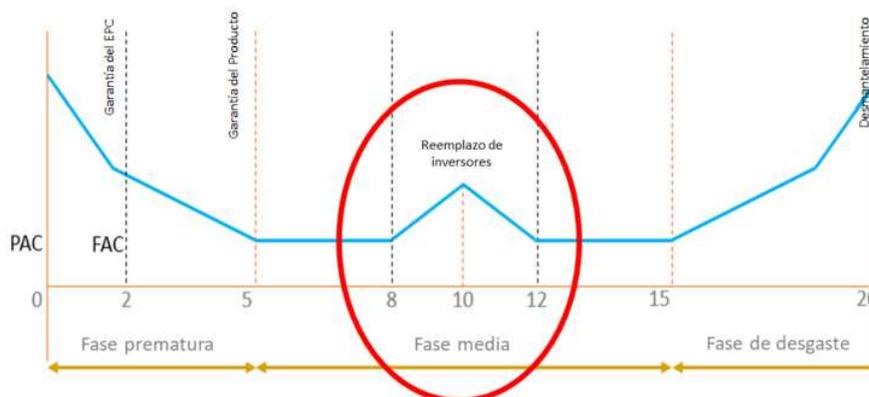


ILUSTRACIÓN 8o ÍNDICE DE FALLOS EN UNA PLANTA FV A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO

(FUENTE: PI BERLÍN AG)

Es por ello que un análisis financiero trata de modelar los costos a futuro para conocer la exposición máxima a posibles riesgos. Este tipo de análisis puede ir acompañado del bloqueo de un cierto monto económico como parte de una cuenta de reserva.

Costos por Limpieza

El ensuciamiento de los módulos disminuye la producción de energía y puede reducir la generación, en general, entre un 10% y un 20% en regiones con alta polución [8]. Estos porcentajes deben considerarse solo como referencia, ya que el rendimiento depende de las condiciones particulares de cada sitio (ej. mayor polución). En consecuencia, de no realizar la limpieza de módulos, se afectará el ahorro en el consumo eléctrico, la rentabilidad del proyecto y el periodo de retorno de la inversión que el SFV busca obtener. Es importante tener en cuenta el costo de la limpieza que ofrecen los proveedores locales al momento de calcular los costos de mantenimiento.

La gráfica de la Ilustración 81 muestra el efecto en la generación de energía que tuvo la limpieza realizada el día 12 de febrero de 2015 en la planta FV en el Ministerio de Energía [14]. Después de la limpieza la generación de energía aumentó aproximadamente un 10%.

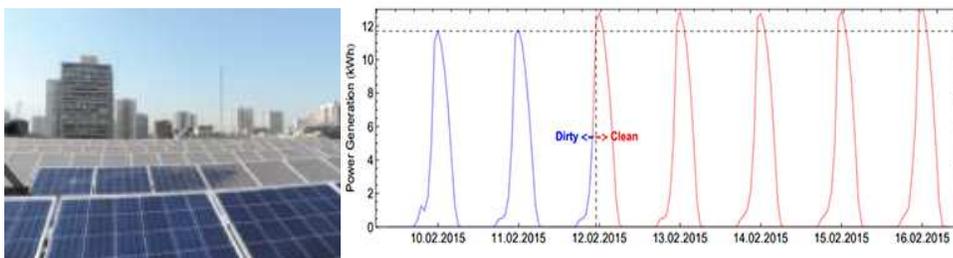


ILUSTRACIÓN 81 IMPACTO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA DEBIDO A LA LIMPIEZA
(FUENTE: RAÚL CORDERO, U. SANTIAGO.)

En Chile existe una gran dispersión de precios en cuanto a los costos por limpieza o por la contratación del servicio de mantención, lo que muestra que todavía existe un mercado inmaduro para esta tecnología y este tipo de servicios. Es importante señalar que las referencias internacionales consultadas informan un costo anual de entre 0,5% y 2% de la inversión [15] [5] para la mantención anual de un SFV.

A nivel local, durante el año 2016 GIZ licitó la limpieza de los módulos de 35 plantas fotovoltaicas, con una potencia de 5 a 100 kWp, localizadas entre las comunas de Calama y Parral, y construidas a través del Programa Techos Solares Públicos (PTSP). La limpieza se realizó en seco, con paños multifibras y solo se utilizó agua en el caso de retiro de materiales sólidos. El costo total de la licitación fue de 7.5 millones de pesos.

4.5 Requerimientos para Contratistas

Como se ha mencionado antes, los SFV son fáciles de mantener, sin embargo, no cualquier persona está capacitada para realizar este tipo de trabajo. En general, no todos los instaladores eléctricos están familiarizados con los trabajos en corriente continua, por eso es muy importante que las personas que trabajen en el mantenimiento de los sistemas tengan capacitación en SFV y además cuenten con experiencia comprobada en mantenimiento.

A continuación, se dan algunas recomendaciones generales sobre los requisitos que deben cumplir los contratistas para poder realizar trabajos de O&M.

Experiencia de la Empresa

- Se sugiere que la empresa tenga experiencia (comprobable) en mantenciones de SFV de potencias mayores a 5 kW.

Experiencia del Equipo de Trabajo

- El equipo de trabajo debe contar un instalador eléctrico autorizado por la SEC, clase A o B, con experiencia en la instalación y mantención de SFV. En concreto, el equipo de O&M tendrá experiencia operativa en relación con paneles solares e inversores, cableado de corriente continua y alterna, sistemas de monitoreo incluida la estación meteorológica, sistemas de protección eléctrica, equipos de interrupción eléctricos, transformadores, relés y equipos de prueba.
- En caso de que sea necesario diagnosticar y reparar alguna falla mayor del inversor, el personal debe tener capacitación del fabricante del inversor. Para conocer las capacidades que debe tener el equipo de trabajo a cargo de realizar cada actividad específica, se puede revisar los Anexo A, B, C y D.
- Debe contar con habilidades de comunicación y administración tales como la planificación del mantenimiento, seguimiento financiero, experiencia en la gestión de subcontratos, administración de contratos de mantenimiento, experiencia en la redacción de informes y gran capacidad para centralizar y procesar información importante procedente de varias fuentes.

Instrumentos y Herramientas

- Dependiendo del tamaño de la instalación, se deben tener los equipos apropiados para diagnosticar fallas, siendo los instrumentos más importantes: *multitester*, equipos de medición de puesta a tierra, sonda de corriente, verificador del aislamiento, medidor de curva característica y cámara termográfica. Dependiendo de la inspección que se va a realizar o de la falla a diagnosticar, se puede ver en la sección de Diagnóstico y Pruebas, cuales son las mediciones más apropiadas a realizar.

Seguridad

- El contratista debe seguir las recomendaciones de seguridad indicadas en las normas chilenas y en este documento o proponer sus propias recomendaciones antes de iniciar los trabajos. Se puede contrastar las recomendaciones de seguridad propuesta por las empresas con las de esta Guía o con indicaciones de un especialista en prevención de riesgos.

Documentación

- Se le debe facilitar al contratista, el Plan de O&M, así como también toda la información que se tenga de la planta. El contratista debe dejar un registro de las actividades de mantención realizadas, tales como: observaciones de condiciones actuales, las condiciones ambientales en el momento de la visita (radiación, temperatura, viento etc.) trabajo realizado, lecturas del medidor, imágenes térmicas y resultados de las pruebas al sistema. Se deben incluir informes de no conformidad para identificar posibles problemas de producción de energía a corto y a largo plazo. Un informe anual es ventajoso, si el contratista también es responsable de la operación.

Estructura del personal

La siguiente gráfica muestra una estructura típica de un equipo de O&M que gestiona un elevado número de plantas FV.

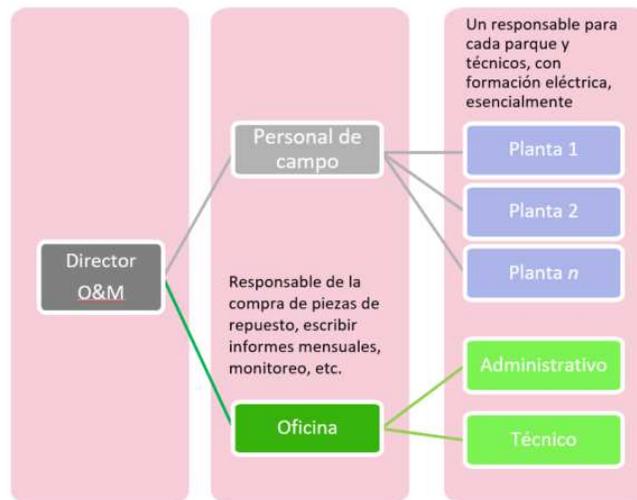


ILUSTRACIÓN 82 TÍPICA ESTRUCTURA DEL PERSONAL DE UN EQUIPO DE O&M
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

De manera alternativa, la supervisión y monitoreo puede ser llevada a cabo para varias plantas simultáneamente desde un centro de control centralizado.

4.6 Contratos de O&M

La Ilustración 83 muestra el desarrollo histórico y la tendencia de los contratos de O&M para plantas FV.



ILUSTRACIÓN 83 EVOLUCIÓN DE LOS CONTRATOS DE O&M [35]

A continuación, se describirán los diferentes modelos de contrato disponibles en el mercado [35].

Tipos de contratos de O&M

(i) Contrato a todo riesgo

Este tipo de contrato proporciona cobertura total de mano de obra, *hardware* e intervenciones de emergencia, lo cual motiva al proveedor de O&M a incrementar los esfuerzos en el mantenimiento predictivo y preventivo para minimizar los costos del mantenimiento correctivo. Una de las ventajas de este modelo para los dueños de las plantas, es el hecho de que la totalidad del riesgo se transfiere al contratista y que además proporciona facilidad a la hora de modelar los costos ya que se eliminan los componentes variables asociados a la inversión en piezas de repuesto. Como riesgo cabe señalar que, si el contratista de O&M carece de suficiente experiencia o ha ofertado un precio excesivamente bajo sólo para ganar el contrato, el propietario puede tender a romperlo ante la amenaza de fallos catastróficos fruto de un mantenimiento preventivo deficiente.

(ii) Full-labor service contract

Este modelo cubre el 100% de los costes de mano de obra de reparación, sustitución y mantenimiento de los equipos y el propietario de la planta se encarga de financiar las piezas de repuesto necesarias. Los costos asociados

a intervenciones de emergencia donde se requiere la presencia de técnicos externos suelen recaer en el dueño. El contratista de O&M se compromete sin embargo a reaccionar ante las fallas en un tiempo determinado y estipulado por contrato. Este tipo de modelos sí incluyen como parte del mantenimiento preventivo los costes de piezas menores como fusibles, pernos o filtros. Este modelo de contrato es el segundo más caro a corto plazo y resulta más ventajoso para propietarios con portafolios amplios que les permiten comprar repuestos en masa y a precio reducido. El riesgo que el contratista de O&M corre en este modelo de contrato es significativamente menor comparado al modelo anterior.

(iii) Servicio de mantenimiento preventivo

Este modelo es el más común y se basa en un costo anual fijo y en una serie de servicios rutinarios de mantenimiento preventivo. La mayor ventaja de este modelo es su bajo costo a corto plazo comparado con los dos modelos anteriores. Las mayores dificultades surgen a la hora de cuantificar los costos asociados a piezas de repuesto o servicios de emergencia con personal externo. Bajo este modelo la mayor parte del riesgo queda del lado del dueño, por ello es importante que el propietario entienda las necesidades de la planta en relación al mantenimiento preventivo que precisa, de manera de evitar que los servicios acordados con el contratista no se ajusten a las necesidades de la planta.

(iv) Servicio de inspección a demanda

El propietario contrata a costo fijo un número fijo de inspecciones al año que incluyen una serie de actividades pero que quedan lejos de la rigurosidad propia de un mantenimiento preventivo, propio de los modelos previos. A corto plazo este es el modelo de negocio más económico, pero puede resultar ser el más caro a largo plazo debido a un mantenimiento preventivo deficiente prolongado en el tiempo. Si bien estos contratos no son especialmente lucrativos para los contratistas de O&M, se contemplan como un método para fidelizar a los clientes y mantener una buena relación con los mismos de cara a obtener nuevos contratos. En general, si el propietario mantiene una relación con un contratista bajo este modelo de negocio, es más probable que el primero llame al segundo cuando se den averías o emergencias. En estos casos el contratista emitirá facturas separadas para estos servicios concretos. La mayor ventaja de este modelo es su costo reducido, lo que lo hace especialmente atractivo para dueños con portafolios pequeños y sistemas simples.

4.7 Indicadores de rendimiento

En el presente apartado se indicarán los indicadores de rendimiento más importantes en plantas FV. Estos indicadores no se limitan sólo a cuantificar el rendimiento de una planta o de un servicio de O&M, sino que tienen asociadas consecuencias comerciales dependiendo de si están o no reflejados en los contratos de O&M.

(i) Performance Ratio

El *Performance Ratio* (PR) es un indicador cuantitativo del rendimiento de la planta y debe ser monitoreado de manera continua. Se expresa en porcentaje e indica el efecto de las pérdidas del sistema en el generador FV. El PR se define de la siguiente manera de acuerdo a la IEC 61724:

$$PR (\%) = \frac{E_{AC} * I_{STC}}{I_{rr} * P}$$

siendo:

E_{AC} energía acumulada en el contador en un intervalo dado [kWh].

I_{rr} irradiación acumulada en el plano inclinado en un intervalo dado [kWh/m²].

P potencia instalada en DC [kWp].

I_{STC} 1.000 W/m².

Cuanto mayor sea el PR, mayor es la eficiencia del sistema. El PR de un SFV oscila típicamente entre un 75% y un 85% dependiendo del lugar y del tipo de sistema. Es importante tener en cuenta que la temperatura del panel tiene una gran influencia en el rendimiento del sistema. Las consecuencias de este parámetro dependen más de las condiciones ambientales que de la calidad constructiva de la planta, por ello, en ocasiones se tiende a corregir su efecto de modo que pueda analizarse el rendimiento de la planta sin la influencia meteorológica. Es común que el efecto de la temperatura varíe con los meses y que los PR resultantes varíen también. Esto hace difícil comparar el PR de un intervalo corto con un valor anual fijado por contrato. La corrección o normalización del PR se realiza en base a la temperatura del módulo de acuerdo al año meteorológico tipo empleado para la simulación del valor contractual [34].

(ii) Disponibilidad temporal

La disponibilidad es el parámetro que representa el tiempo en el que la planta está operando respecto al tiempo posible total que es capaz de operar. El tiempo posible comienza a contar en el momento en que la planta está expuesta a niveles de irradiación por encima del umbral de irradiación mínima del generador, por lo general en torno a los 50 W/m². Solamente la

interrupción del flujo de corriente en el generador o en una de sus partes, será considerado como una pérdida de disponibilidad. Valores de irradiación registrados antes o después del tiempo de funcionamiento del inversor serán excluidos. También serán excluidos aquellos periodos en los cuales se dé una interrupción del flujo de corriente debido a causas de fuerza mayor tales como:

- Nieve y hielo en los módulos fotovoltaicos.
- Daños debido a vandalismo efectuado por terceros.
- Desconexión o reducción de la generación de energía por parte del cliente o como resultado de una orden emitida al cliente por un tribunal o autoridad pública.
- Interrupción de operaciones por desconexiones de la red.
- Tiempos de inactividad debido a mantenimiento programado.
- Tiempos de inactividad debidos a la implementación de medidas para mejorar la instalación fotovoltaica.

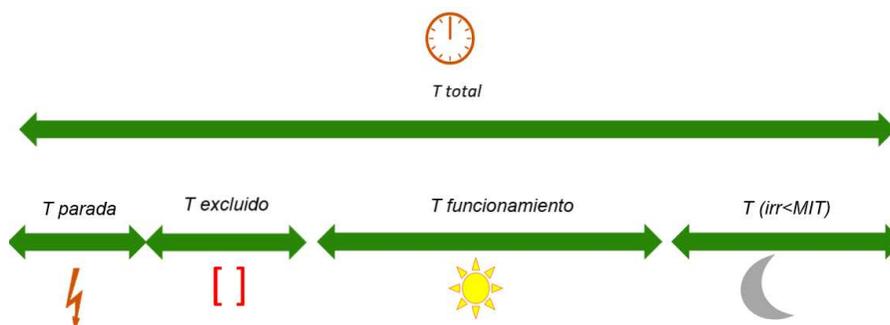


ILUSTRACIÓN 84 RELACIÓN ENTRE EL TIEMPO ÚTIL DE FUNCIONAMIENTO Y EL TIEMPO DE PARADA
(FUENTE: PI BERLIN AG)

siendo:

T funcionamiento [h]	período en el cual los inversores están generando corriente
T parada [h]	período en el cual los inversores no están generando corriente debido a fallas inherentes al sistema
T excluido [h]	período en el cual los inversores no están generando corriente debido a cuestiones excluidas por contrato
T [h]	período en el cual los inversores no están generando corriente debido a índices de irradiación inferiores al límite mínimo de funcionamiento (Minimum Irradiation Thershold)

La disponibilidad temporal puede calcularse de la siguiente manera:

$$A (\%) = \frac{T \text{ funcionamiento}}{T \text{ funcionamiento} + T \text{ parada}}$$

(iii) Disponibilidad energética

La disponibilidad basada en la energía toma en consideración que una hora en un período con alta irradiación es más valiosa que en un período de baja irradiación. Por lo tanto, se utiliza como base para el cálculo no el tiempo sino la energía perdida. El desafío de este método es determinar con precisión el rendimiento perdido. La energía perdida se puede calcular a través del índice de rendimiento y la irradiación, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$E \text{ [kWh]} = PR * H * P$$

siendo:

PR índice de rendimiento. El PR se determina a partir del PR promedio de los últimos diez días durante el cual la instalación FV alimentó la red sin fallos

H [kWh/m²] irradiación medida en el plano del módulo durante el período de tiempo de inactividad

P [kWp] potencia nominal del sistema

(iv) Indicadores del servicio de O&M

Se distinguen en general 4 indicadores diferentes centrados únicamente en la calidad del servicio de O&M y no en el rendimiento de la planta, tal y como se ha visto en los puntos anteriores.

- Tiempo de detección: es el tiempo que transcurre entre la visualización de una falla mediante una alarma en el monitoreo, y el envío de un técnico al lugar donde se ha producido la misma. Este parámetro es un indicador de la calidad operacional de la empresa de O&M.
- Tiempo de intervención: es el tiempo que transcurre entre el momento en el que el técnico se pone en marcha y el momento en el que llega al lugar de la falla. Este parámetro es un indicador de la calidad logística de la empresa de O&M.
- Tiempo de respuesta: es la suma del tiempo de detección y el tiempo de intervención. Este parámetro se emplea en contratos y varía en base al tipo de fallo y las pérdidas de producción asociadas.
- Tiempo de resolución: es el tiempo que transcurre entre el momento en el que el técnico llega al lugar de la falla y el momento en el que la falla ha sido solucionada.

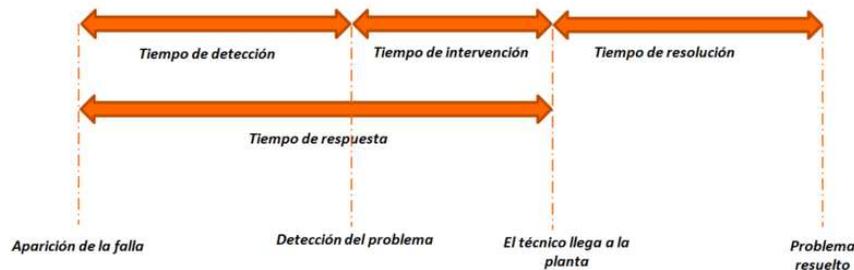


ILUSTRACIÓN 85 VISUALIZACIÓN DE LOS INDICADORES DEL SERVICIO DE O&M
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.8 Aspectos claves en contratos de O&M

En este apartado se enumeran los aspectos más relevantes de los contratos de O&M y cómo el enfoque sobre los mismos puede evolucionar con el tiempo.

- (i) Duración del contrato
Se espera que con el tiempo la duración de los contratos disminuya, de cara a garantizar mayor flexibilidad y liquidez a los dueños considerando así a los contratistas de O&M cada vez más sustituibles. En el futuro la duración de los contratos es probable que no exceda de los 2 años [35].
- (ii) Garantías
Se observa una tendencia a centrar las garantías de O&M en una combinación de disponibilidad y tiempos de reacción. Las garantías de PR se concentran más en los contratos de EPC [35].
- (iii) Tiempo de respuesta
A la hora de definir los tiempos de reacción, se recomienda diferenciar entre horas de mayor y menor radiación y entre fallos de diferentes categorías.
- (iv) Penalizaciones e incentivos
Si un contratista de O&M no cumple con las garantías de contrato, éste se verá obligado a compensar al propietario con una cantidad equivalente al beneficio perdido. Sin embargo, en aras de proteger al contratista de O&M, la cantidad máxima a la que tendría que hacer frente se limita al valor propio de contrato para un periodo de 12 meses. En muchas ocasiones, alcanzar el valor máximo deriva en la terminación del contrato por parte del propietario. En caso de exceder las previsiones de producción, el beneficio adicional se reparte entre el contratista de O&M y el propietario. Un valor común suele ser 50%/50%. Los incentivos pueden conmutarse con las penalizaciones y viceversa.

5. Recursos Adicionales

Energía Fotovoltaica

Ministerio de Energía, Educar Chile, Aprende con Energía:

<http://www.aprendeconenergia.cl/>

Ministerio de Energía, Explorador Solar: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar>

Ministerio de Energía, Programa Techos Solares Públicos:

<http://www.minenergia.cl/techossolares/>

Marco Regulatorio y Normativa

Ministerio de Energía, Ley 20.571: <http://www.minenergia.cl/ley20571/>

Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Ley 20.571:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL

Aspectos de Seguridad

Instituto de Salud Pública de Chile, Ministerio de salud: Guía para la selección y Control de Equipos de Protección Personal para Trabajos con Riesgo de Caídas.

[http://www.ispch.cl/sites/default/files/03-EPP%20Anticaida\(20112012\).pdf](http://www.ispch.cl/sites/default/files/03-EPP%20Anticaida(20112012).pdf)

Ministerio de Energía y GIZ, traducción de la guía *Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos*. <http://www.minenergia.cl/techossolares/>

6. Referencias

[1]	REN21, «Renewables 2015 Global Status Report,» Paris, 2015.
[2]	PVTrin, «Catálogo de fallos comunes y prácticas inadecuadas en la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos,» EPIA, 2011.
[3]	FEMP, «O&M Best Practices for Small-Scale PV Systems,» 2015. [En línea]. Available: http://energy.gov/eere/femp/federal-energy-management-program . [Último acceso: 20 Octubre 2015].
[4]	Organización Mundial de la Salud, «Centro de prensa. Nota descriptiva N.º 344. Caídas,» Agosto 2010. [En línea]. Available: http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs344/es/index.html . [Último acceso: Noviembre 2015].
[5]	NREL, «SACP Best Practices PV Operations & Maintenance,» NREL, Denver, Colorado, 2015.
[6]	J. Haney y A. Burstein, «PV System Operation and Maintenance Fundamentals,» Solar America Board for Codes and Standards, 2013.
[7]	DGS, Planning and Installing Photovoltaic Systems, 3 ed., New York: Routledge, 2013.
[8]	EPRI, «Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges,» Electric Power Research Institute, Palo Alto, 2010.
[9]	IEA, «Reliability Study of Grid Connected PV Systems. Field Experience and Recommended Design Practice,» Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, 2002.
[10]	NREL, «Photovoltaic-Reliability R&D Toward a Solar-Powered World,» de <i>Society of Photographic Instrumentation Engineers (SPIE) Solar Energy + Technology Conference</i> , San Diego, 2009.
[11]	L. Cristaldi, M. Faifer, M. Lazzaroni, M. M. Abdel Fattah, M. Catelani y L. Ciani, «Failure Modes Analysis and Diagnostic Architecture for Photovoltaic Plants,» de <i>13th IMEKO TC10 Workshop on Technical Diagnostics. Advanced measurement tools in technical diagnostics for systems' reliability and safety</i> , Warsaw, 2014.
[12]	F. Neumann, «Curso de formación de instructores para instalaciones fotovoltaicas. Operación y mantenimiento,» RENAC Renewables Academy, Antofagasta, 2015.
[13]	R. Cordero, «Efecto del Polvo en Paneles PV,» Universidad de Santiago, Santiago, 2015.
[14]	Eclareon, Leonardo Energy, European Copper Institute, «APPLICATION NOTE MEDIUM SIZE PV PLANT,» Eclareon, 08.2013.
[15]	Ministerio de Energía, «Explorador de Energía Solar,» [En línea]. Available: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar
[16]	Ministerio de Energía, «Huella de Carbono. Inventario de Emisiones de GEI para PyMEs,» GISMA, [En línea]. Available: http://huelladecarbono.minenergia.cl/ .
[17]	EPA, «Greenhouse Gas Equivalencies Calculator,» United States Environmental Protection Agency, 23 Octubre 2015. [En línea]. Available: http://www2.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator .
[18]	F. Vignola, F. Mavromatakis y J. Krumsick, «Performance of PV Inverters,» de <i>Proc. of the 37th ASES Annual Conference</i> , San Diego, 2008.
[19]	M. Catelani, L. Ciani y E. Simoni, «Photovoltaic inverter: thermal characterization to identify critical components,» de <i>Of XX IMEKO World Congress- Metrology for Green Growth</i> , Busan, 2012.

[20]	F. Chan, E. Torres, V. Sánchez, H. Toral y R. Acosta, «Determinación de la vida útil de un Inversor para aplicaciones fotovoltaicas,» <i>Revista de ingeniería eléctrica, electrónica y computación</i> , vol. 12, nº 1, 2014.
[21]	SMA Solar Technologies, «Order form- SMA Warranty Extension,» SMA Solar Technologies, Niestetal.
[22]	F. Y. T. V. a. A. V. Seth B. Darling, «Energy & Environmental Science- Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics,» vol. 4, 2011.
[23]	GSES, Grid-Connected PV Systems Design and Installation, Australia: Global Sustainable Energy Solutions Pty. Ltda., 2012.
[24]	J. C. J. K. L. Y. a. C. T. T. H. S. Huang, «Performance and Availability Analyses of PV Generation Systems in Taiwan,» <i>International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering</i> , vol. 5, nº 6, pp. 36-40, 2011.
[25]	A. Woyte, M. Richter, D. Moser, S. Mau, N. Reich y U. Jahn, «Monitoring of Photovoltaic Systems: Good Practices and Systematic Analysis,» de <i>20th European PV Solar Energy Conference and Exhibition</i> , Paris, 2013.
[26]	IEA, «Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems: Good Practices for Monitoring and Performance Analysis,» International Energy Agency, Brussels, 2014.
[27]	SEC, «RGR N° 1 Diseño y Ejecución de las Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red,» Ministerio de Energía, 2014.
[28]	SEC, «RGR N° 2 Procedimiento de comunicación de puesta en servicio de generadoras residenciales,» Ministerio de Energía, 201.
[29]	APVI, «Australian Technical Guidelines for Monitoring and Analysing Photovoltaic Systems,» The Australina Photovoltaic Institute, New South Wales, 2013.
[30]	TÜV Rheinland, Fraunhofer ISE, «Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung,» TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Cologne, 2015.
[31]	U.S. Department of Energy Federal Energy Management Program (FEMP), «Whole Building Desing Guide. Photovoltaics,» 24 08 2012. [En línea]. Available: https://www.wbdg.org/resources/photovoltaics.php . [Último acceso: 27 11 2015].
[32]	Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Aspectos de Seguridad en Instalaciones Fovoltavaicas conectadas a red,» Unidad de Energías Renovables, Santiago, 2015.
[33]	Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «NCH Elec. 4/2003,» Santiago, 2003.
[34]	PI Photovoltaik Institut Berlin AG, «Operación y Mantenimiento de Plantas Fovoltavaicas en Tejado conectadas a Red,» Berlín, 2018
[35]	Operation & Maintenace Best Practices Guidelines / Version 2.0, Solar Power Europe, December 2017

7. Anexos

Anexo A: Descripción de Actividades de Gestión Activos de O&M SFV

Las siguientes actividades de gestión de activos han sido adaptadas de “O&M Best Practice for Small-Scale Photovoltaic Systems”, Federal Energy Management Program, U.S Department of Energy.

ÁREA DE ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Administración	Gestión de activos	Operaciones diarias y monitoreo del rendimiento	Continuo	Asistente administrativo
Administración	Gestión de activos	Alarmas de monitoreo y parámetros específicos de alerta del sitio	Según necesidad	Electricista
Administración	Gestión de activos	Gestionar el inventario de piezas de repuesto	Según necesidad	Electricista
Administración	Documentos	Documentar todas las actividades de O&M en una carpeta para todo el personal de servicio	Continuo	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Confirmar disponibilidad y tomar medidas para garantizar las instrucciones de operación, garantías, garantías de rendimiento y otra documentación del proyecto.	Según necesidad	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Revisar contratos O&M y asegurar que realmente se proveen los servicios	Según necesidad	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Actualizar el registro con las actividades de mantenimiento preventivo y seguimiento de los problemas o cuestiones de garantía y asegurar el registro en terreno.	Continuo	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Reunirse con el personal clave en terreno para generar conciencia, preguntar por problemas e informar resultados.	Anual	Inspección
Administración	Medidor/Inversor	Mantener un registro de entrega de potencia acumulativa (kWh hasta la fecha) y graficar este valor contra la fecha, comparar este valor con otras fuentes. Explicar la variación por temporada o por tiempo.	Semestral	Asistente administrativo

Anexo B: Descripción de Servicios y Cualificación para O&M de SFV

Muchas de las tareas de operación y mantenimiento FV requieren conocimientos especializados. Las típicas empresas de mantenimiento de inmuebles no son adecuadas para los requerimientos de un plan exitoso de O&M, debido a que el técnico industrial o eléctrico promedio no está familiarizado con el cableado y componentes CC, inversores y la naturaleza incontrolable e intermitente de los recursos y la generación de energía resultante. Es necesaria la capacitación especializada del personal de mantenimiento, como es necesario el conocimiento por parte del propietario del edificio y su personal, para proporcionar O&M efectivo, y al tiempo garantizar la seguridad. A modo de referencia, a continuación, se describen las categorías de servicios dentro de la O&M, su alcance y las cualificaciones necesarias. [2]

Lista de actividades de mantenimiento correctivo y capacitación necesaria:

CATEGORÍA DE SERVICIO	ALCANCE DEL TRABAJO	CALIFICACIONES
Asistente administrativo	Registro, confirmación de servicios, correspondencia	Excelentes habilidades interpersonales y comunicativas (verbales y escritas). Mantenimiento de registros diligente. Excelentes habilidades de MS Office y PC
Limpiador de módulos	Limpieza de arreglos FV	Capacitación en limpieza de módulos FV, exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro; licencia de conducir y transporte; mínimos 18 años de edad
Ingeniero estructural	Inspección de estructuras	Título de Ingeniero civil estructural o calculista
Electricista especialista en FV	Ejecutará o supervisará los trabajos relacionados con corriente continua y alterna. Reemplazo de módulos, reemplazo de fusibles, cajas CC, recableado, reparación de canalizaciones y reparación de fallas a tierra	Instalador eléctrico SEC clase A o B, con capacitación o experiencia en sistemas fotovoltaicos; sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro
Electricista	Ejecutará o supervisará los trabajos relacionados con corriente alterna. Instalador SEC clase C, en SFV hasta 100 kW y D en SFV hasta 10 kW. Puede realizar trabajos en CC bajo la supervisión de un instalador clase A o B	Instalador eléctrico SEC clase C o D, con capacitación o experiencia en sistemas fotovoltaicos y sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro

CATEGORÍA DE SERVICIO	ALCANCE DEL TRABAJO	CALIFICACIONES
Inspección	Análisis y diagnóstico; pruebas de inspección visual, pruebas específicas	Capacitación o experiencia en diagnóstico y análisis de SFV (Ej. Cámaras termográficas u otros) Instalador eléctrico SEC clase A o B, con capacitación o experiencia en sistemas de fotovoltaicos; y sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro
Especialista en inversor	Reparación de inversores, actualización de software	Certificado o autorización del fabricante para operar, diagnosticar y reparar inversores. Instalador eléctrico SEC clase A o B, con capacitación o experiencia en sistemas de fotovoltaicos; y sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro
Mecánico	Mantenimiento y reparación o reemplazo de componentes de la estructura de soporte	Capacitación o experiencia en SFV, especialmente en estructuras; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro

Anexo C: Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo se requiere para maximizar el rendimiento del SFV y tomar medidas para prevenir fallas. Se sugiere llevar a cabo los trabajos de mantenimiento preventivo temprano en la mañana o tarde en la noche para evitar el estrés por calor, reducir al mínimo el peligro por descarga eléctrica, y reducir al mínimo las pérdidas de producción. Se divide en cinco áreas de actividad: Inspección, limpieza, servicios, pruebas y respuesta en caso de emergencia. La tabla siguiente contiene descripciones de actividades de mantenimiento preventivo [34].

Items	No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)							
									1	12	24	48				
1 Módulos FV																
1.1	Inspección visual de cambios ópticos	No se detectan indicios de "Browning", vidrio empañado, corrosión, decoloración, hotspots, delaminación, babas de caracol o burbujas en la superficie posterior de los módulos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>					x				
1.2	Inspección visual de daños mecánicos	No se detectan módulos rotos o marcos doblados.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>					x				
1.3	Anti-robo	La protección contra robo está operativa.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>							x		
1.4	Lámina posterior	No hay daños en la lámina posterior (arañazos, perforación)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>						x			
1.5	Capa - elox	El estado de la capa-elox es buena	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>						x	
1.6	Radio de curvatura	El radio de curvatura de los cables del módulo respeta las indicaciones del fabricante	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>					x		
1.7	Acumulación de polvo	No hay micro-sombreado debido al polvo acumulado entre el módulo y las abrazaderas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>				<input checked="" type="radio"/>				x		
1.8	Limpieza del módulo	Los módulos están limpios y no se exceden las pérdidas por suciedad acordadas por contrato	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>									Depende de las peculiaridades del lugar
1.9	Tornillos	No hay holgura de los tornillos, los valores de torque son correctos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>						x	
1.10	Sellado hermético	El intersticio entre el marco y la lámina posterior es hermético	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>								x	
1.11	Vegetación	La vegetación alrededor de los módulos no genera efectos de sombreado	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>					x		

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Critico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
3	Cajas de conexión de cadenas													
3.1	Inspección visual	No se observa decoloración, degradación, suciedad, daños mecánicos, humedad o corrosión de los equipos y las conexiones.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.2	Inspección visual	La inspección visual y revisión de fusibles de cadena, monitoreo de cadenas, y protección contra sobretensiones arroja resultados positivos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
3.3	Humedad	No hay humedad ni rastro de insectos en el interior de las cajas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.4	Prueba funcional	La inspección del funcionamiento de los interruptores y dispositivos de protección de CA arroja resultados positivos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
3.5	Ventilación	El estado de la ventilación de las cajas es bueno (especialmente en relación al estado de los filtros, si los hay)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
3.6	Acceso de los cables	La entrada de los cables a la caja de conexiones está ejecutada correctamente y no hay trazas de suciedad.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.7	Salida de los cables	La salida de los cables de la caja de conexiones está ejecutada correctamente y no hay trazas de suciedad.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.8	Verificación de par de apriete	Los pares de apriete de las conexiones del circuito primario son correctos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.9	SPD después de tormentas	El dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD) se revisa después de las tormentas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Siempre después de una tormenta				

Items		No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)		
4	Cableado											
4.1	Aislamiento	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Llevado a cabo continuamente a través del sistema SCADA			
4.2	Etiquetado	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.3	Tubos protectores	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.4	Fijación de los cables	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.5	Bandejas de cables	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.6	Conectores	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X			X	
4.7	Bridas de sujeción	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.8	Radio de curvatura	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.9	Daños mecánicos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
4.10	Puntos de conexión	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
4.11	Bucles de inducción	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X

Items		No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)		
5	Inversor											
5.1	Supervisión mediante SCADA	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Esta función se realiza de forma continua.			
5.2	Inspección visual	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X	
5.3	Humedad	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
5.4	Clase IP	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X
5.5	Luces de advertencia	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
5.6	Verificación de par de apriete	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X					X
5.7	Marcas y etiquetas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
5.8	Aire acondicionado	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
5.9	Toma a tierra	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
5.10	Resistencia de aislamiento	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Esta función se realiza de forma continua a través del vigilante a aislamiento.			
5.11	Funcionalidad del dispositivo de protección	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X
5.12	Filtros	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
5.13	Fijación de los cables	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X	
5.14	Conectores	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X					X
5.15	Fusibles y seccionadores	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X					X

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
5.16	Paro de emergencia	La funcionalidad del paro de emergencia está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
5.17	Contacto de las puertas	La funcionalidad de los contactos de la puerta está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
5.18	Actualización del software	El software se actualiza/mejora periódicamente.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X		Según el fabricante				
5.19	Revisión del almacenamiento	Los datos a largo plazo y la memoria de errores están disponibles.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
6 Protección contra rayos y puesta a tierra														
6.1	Conexión de cables	El estado de los cables en cuanto a integridad y daño mecánico es bueno.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
6.2	Revisión de conexiones atornilladas	Las uniones atornilladas no muestran holgura.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
6.3	Revisión de continuidad y corrosión	La continuidad del sistema de puesta a tierra está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
7 Equipos de medición y contadores														
7.1	Acceso	El acceso al contador está garantizado.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
7.2	Calibración	La calibración y la verificación de exactitud se realiza periódicamente.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
7.3	Envejecimiento	La protección contra condiciones ambientales agresivas (humedad, calor, productos químicos, etc.) está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X					X	

Items		No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)	
10 Mediciones											
10.1	Mediciones de tensión de circuito abierto	Mediciones de la tensión de circuito abierto en el 100% de los <i>strings</i> .	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Estas mediciones pueden realizarse también de forma complementaria en una selección de módulos FV		<input checked="" type="checkbox"/>
10.2	Mediciones de corriente de cortocircuito	Mediciones de la corriente de cortocircuito en el 100% de los <i>strings</i> .	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>
10.3	Mediciones de curva I-V	Mediciones de curva I-V en el 100% de los <i>strings</i> .	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>
10.4	Análisis de infrarrojo	Análisis de infrarrojos del 100% de los módulos FV incluidos conectores.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	
10.5	Análisis de infrarrojo	Análisis de infrarrojos del 100% de las cajas de combinación.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	
10.6	Electroluminiscencia	Análisis de electroluminiscencia en una selección de módulos FV.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
10.7	Degradación del módulo FV	Seguimiento de la degradación del módulo en una cantidad representativa de módulos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Las pruebas se realizarán siempre en los mismos módulos.	<input checked="" type="checkbox"/>	
10.8	Aislamiento	La resistencia de aislamiento de corriente continua supera los límites establecidos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		Esta medición la realiza el medidor de aislamiento de forma continua, aún así se realizarán pruebas a nivel de <i>string</i> cada 24 meses..		<input checked="" type="checkbox"/>
10.9	Toma de tierra	El sistema de puesta a tierra es funcional	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>
11 Otros											
11.1	Sombras	Podar árboles cercanos que puedan proyectar sombras sobre los módulos FV.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>
11.2	Objetos extraños	Retirar cualquier residuo detrás de los colectores y canaletas tales como plásticos, latas o cartones.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>
11.3	Nidos de aves	Retirar nidos de aves del área del arreglo FV o de su estructura	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>

Anexo D: Descripción de Actividades de Mantenimiento Correctivo

La siguiente lista de actividades de mantenimiento correctivo intenta de cubrir todas las medidas posibles [3].

ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Respuesta de emergencia	Sistema	Envío de contratista en respuesta a las alarmas, alertas	Electricista
Reparación	Cableado CA	Reemplazar fusible/protección CA fuera del inversor	Electricista
Reparación	Cableado CA	Reemplazar los dispositivos de protección (interruptores) en tablero eléctrico	Electricista
Reparación	Cableado CA	Sustituir canalizaciones CA rotas o dañadas	Electricista
Reparación	Cableado CA	Reparación de falla entre fases	Electricista
Reparación	Cableado CA	Localizar fallas entre fases CA	Electricista
Reparación	Cableado CC	Reemplazar fusibles en caja de conexión CC	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Sustituir los conectores entre módulos	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Reemplazar cable de conexión a la caja de conexión CC	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Redirigir canalizaciones	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Sustituir canalizaciones CC rotas o dañadas	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Reparación de falla a tierra	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Localizar falla a tierra	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Reemplazar fusibles en caja de conexión CC hacia al inversor	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Sellar cajas de conexiones con filtración	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Reemplazar fusibles	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Encender/Parar Inversor (reiniciar para borrar error arreglado)	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Reemplazar el motor del ventilador del inversor	Especialista en inversor

ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Reparación	Inversor	Reemplazar tarjeta de adquisición de datos del inversor; diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar tarjeta de control del inversor (señal PWM, tensión, fase, frecuencia, apagado); diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar el software; diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar tarjeta de rastreo punto de máxima potencia (RPMP); diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Sustituir el contactor CA en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar componentes eléctricos en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar contactores CC en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Sustituir la protección contra sobretensiones en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar componentes en inversor (Indicador de Falla a Tierra)	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Sustituir condensadores en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar los inductores (bobinas) en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar fusibles internos de inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar interruptor/relé en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	reinstalar el software de control del inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Encender manualmente el disparo por falla de arco	Especialista en inversor
Reparación	Monitoreo	Restablecer la conexión por pérdida de internet	Técnico TI

ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Reparación	Estructura de soporte	Reparar o sustituir piezas de la estructura de soporte por corrosión o daños físicos	Mecánico
Reparación	Módulo	Reemplazar módulos con daños al marco	Electricista especialista en FV
Reparación	Techo	Reparación de techo, filtraciones con respecto a problemas de perforaciones provocadas por la estructura de FV	Especialista en Techos
Reparación	Techo	Reemplazar el techo (cubierta nueva) en relación a problemas de perforaciones provocadas por la estructura de FV	Especialista en Techos
Reparación	Techo	Reparación de material de la cubierta, problemas relacionados con perforaciones provocadas por la estructura FV	Especialista en Techos
Reparación	Inversor	Cambiar el bloque de terminales/bornes	Electricista especialista en FV
Reparación	Cajas de conexión CC	Reparación/reemplazo de cajas (CC, CA)	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Reemplazar el inversor	Especialista en inversor

Anexo E: Comprobante de Mantenimiento Limpieza Módulos Fotovoltaicos

COMPROBANTE DE MANTENCIÓN LIMPIEZA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Edificio: Tamaño planta FV: Nº Módulos: Superficie (m²): Tipo panel (250 W – 310 W):	Dirección: Comuna: Nombre encargado del edificio: Teléfono:
DETALLE DE ACTIVIDADES REALIZADAS	
Actividades	Tiempo en horas por tarea
Limpieza de polvo	_____ horas
Retiro de manchas y excrementos	_____ horas
Lavado del panel con agua u otro líquido permitido	_____ horas
Secado del panel	_____ horas
Repaso al vidrio y marco anodizado	_____ horas
TIEMPO TOTAL UTILIZADO	_____ horas
INSUMOS	
Indicar insumos y materiales utilizados	m³ de agua utilizado: _____
OBSERVACIONES	
Indicar si hay observaciones respecto a: Módulos dañados Vidrios quebrados Anclajes y fijaciones sueltas Módulos desalineados Cables desconectados Otros (especificar)	
_____	_____
Firma y nombre ejecutor	Firma y nombre encargado del edificio
	Fecha: _____