Aprueban las Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural y otras aplicaciones

RESOLUCION DIRECTORAL

Lima,

VISTOS: el Informe N° -2026-MINEM/DGE de la Dirección General de Electricidad; y,

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Energía y Minas tiene competencias exclusivas para diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y de minería, asumiendo su rectoría; asimismo, de acuerdo al numeral 7.2 del artículo 7 y al numeral 9.1 del artículo 9 de la Ley en mención, el Ministerio de Energía y Minas ejerce la función rectora de dictar normas y lineamientos técnicos para la adecuada ejecución y supervisión de las citadas políticas y para la gestión de los recursos energéticos; así como, la función general de aprobar las disposiciones normativas que le correspondan, respectivamente;

Que, conforme al numeral 6.2 del artículo 6 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM, el Ministerio de Energía y Minas ejerce la función rectora de dictar normas y lineamientos técnicos para la adecuada ejecución y supervisión de las políticas, así como para la gestión de los recursos energéticos y mineros;

Que, el artículo 2 de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país; además, el artículo 11 de la precitada Ley, establece que los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) deberán contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país; para lo cual la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas emitirá las normas de diseño y construcción correspondientes, las mismas que deberán ser actualizadas permanentemente;

Que, de acuerdo a la Primera Disposición Final de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, en el desarrollo de los proyectos de electrificación rural, se debe dar prioridad al aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen solar, eólico, geotérmico, hidráulico y biomasa existentes en el territorio nacional, así como su empleo para el desarrollo sostenible en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, mediante la Resolución Directoral N° 003-2007-EM-DGE, se aprobó el Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural", el cual estableció las características mínimas que debían cumplir los sistemas fotovoltaicos (SFV) y sus componentes, así como los procedimientos de evaluación para verificar dicho cumplimiento; además, se reconoció a los SFV como una alternativa de energía renovable aplicable a proyectos de electrificación rural, siendo de cumplimiento obligatorio para los proyectos que se desarrollen en el marco de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural;

Que, de conformidad con el artículo 2 del Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, aprobado por Decreto Supremo N° 020-2013-EM, este Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, a fin de promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables para mejorar la calidad de vida de la población ubicada en las Áreas No Conectadas a Red;

Que, mediante la Resolución Directoral N° 203-2015-MEM/DGE, se aprueba la Norma DGE "Especificación Técnica para Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural", que sustituyó al Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural", aprobado por Resolución Directoral N° 003-2007-EM-DGE, retirando los procedimientos de evaluación de SFV y sus componentes e incorporando aspectos relativos a la inspección y pruebas de aceptación, manipuleo, transporte, garantía técnica, embalaje e información técnica correspondiente;

Que, resulta imperativo actualizar la Norma DGE "Especificación Técnica para Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural", aprobada mediante la Resolución Directoral Nº 203-2015-MEM/DGE, a fin de armonizar sus disposiciones con los estándares tecnológicos vigentes, lo cual permitirá optimizar el uso de los recursos públicos disponibles y garantizar la calidad, seguridad, eficiencia y durabilidad de los sistemas fotovoltaicos utilizados en proyectos de electrificación rural, contribuyendo a la integración energética y al desarrollo socio-económico de las zonas rurales del país;

Que, conforme al literal i) del artículo 64 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM, la Dirección General de Electricidad tiene la función y atribución de mantener actualizadas las normas y reglamentos técnicos de su competencia;

Que, de esta manera, corresponde emitir la Resolución Directoral que aprueba la Norma DGE "Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural y otras aplicaciones", a fin de modernizar los estándares técnicos del sector, asegurar la calidad de las soluciones implementadas, garantizar el uso eficiente de los recursos, promover el desarrollo rural y cumplir con los objetivos nacionales de electrificación, ya que representa un paso fundamental para consolidar el acceso equitativo, seguro y sostenible a la energía en todo el territorio nacional;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural; la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; el Decreto Supremo N° 031-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; el Decreto Supremo N° 020-2013-EM, que aprueba el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red; el Decreto Supremo Nº 009-2024-JUS, que aprueba el Reglamento que establece disposiciones sobre publicación y difusión de normas jurídicas de carácter general, resoluciones y proyectos normativos;

SE RESUELVE:

Artículo 1. Objeto y finalidad

La presente Resolución Directoral tiene por objeto aprobar la Norma DGE "Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural y otras aplicaciones", a fin de establecer los estándares mínimos uniformes de calidad, seguridad y eficiencia para el diseño, suministro, instalación y fiscalización de sistemas fotovoltaicos en el

ámbito rural del Perú, lo cual garantiza el correcto diseño, instalación y durabilidad de los proyectos de electrificación rural, cerrando las brechas de acceso a la energía en áreas aisladas del país.

Artículo 2. Aprobación de la Norma DGE "Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural y otras aplicaciones"

Se aprueba la Norma DGE "Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural y otras aplicaciones", que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución Directoral.

Artículo 3. Publicación

La presente Resolución Directoral y su Anexo se publican en la Plataforma Digital Única del Estado Peruano para Orientación al Ciudadano (www.gob.pe) y en la sede digital del Ministerio de Energía y Minas (www.gob.pe/minem), el mismo día de su publicación en el diario oficial El Peruano.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

ÚNICA. Derogación

Se deroga la Resolución Directoral N° 203-2015-MEM/DGE, que aprueba la Norma DGE "Especificación Técnica del Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural".

Regístrese, comuníquese y publíquese.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

NORMA DGE

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL Y OTRAS APLICACIONES

OCTUBRE, 2026

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL Y OTRAS APLICACIONES

ÍNDICE

1. OBJETIVO 3
2. NORMAS DE REFERENCIA 3
3. ABREVIACIONES 5
4. TERMINOLOGÍA 6
5. CONDICIONES AMBIENTALES 8
6. COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO 8
7. INFORMACIÓN GENERAL 8
8. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SFV Y SUS COMPONENTES 9
   - A. MÓDULO FOTOVOLTAICO (MFV) 10
   - B. CONTROLADOR DE CARGA (C) 13
   - C. BATERÍA (B) 17
   - D. LÁMPARA EN AC (L) 20
   - E. INVERSOR CC/CA (I) 22
   - F. HIBRIDO (CONTROLADOR / INVERSOR) (H) 25
   - G. SISTEMA FOTOVOLTAICO (SFV) 31
9. PRUEBAS 36
10. MANIPULEO Y TRANSPORTE 37
11. VERIFICACIONES PREVIAS A LA PUESTA EN SERVICIO 37
12. GARANTÍA TÉCNICA 38
13. EMBALAJE 38
14. INSPECCIÓN Y PRUEBAS EN FÁBRICA 39
15. INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA 39

ANEXO A: CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS EN ZONAS RURALES 40

- A. PARÁMETROS DE DISEÑO CONSIDERADOS 40
- B. FÓRMULA PARA EL CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS FV 40
- C. TABLA DE REFERENCIA PARA EL DIMENSIONAMIENTO 41

ANEXO B: TABLAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS 42

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL Y OTRAS APLICACIONES

1. OBJETIVO

La presente norma establece las características generales, físicas, de funcionamiento, condiciones extremas de operación y protecciones que deben cumplir el Sistema Fotovoltaico (SFV) y sus componentes, para su aplicación en instalaciones eléctricas destinadas a la Electrificación Rural, así como en otras aplicaciones, tales como centros de salud, sistemas de agua, centros educativos, centros de producción comunitaria, entre otros, incluyendo pequeños negocios cuya demanda eléctrica no supere los 10 kW.

2. NORMAS DE REFERENCIA

A continuación, se mencionan los principales documentos normativos consultados para la elaboración de la presente norma:

Normas NTP:

- NTP-IEC 62109-1:2024: Seguridad de convertidores de potencia para el uso en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos generales, o la versión vigente.
- NTP-IEC 62109-2:2024: Seguridad de convertidores de potencia para el uso en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos particulares para inversores, o la versión vigente.
- NTP-IEC 60529:2020: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP). 2ª Edición, o la versión vigente.
- NTP-ISO/IEC 17025:2017: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración, o la versión vigente.
- NTP-ISO 2859-1:2013: Procedimientos de muestreo para inspección por atributos. Parte 1: Esquemas de muestreo clasificados por límite de calidad aceptable (LCA) para inspección lote por lote.
- NTP-IEC 62262:2010: Grados de Protección proporcionados por las envolventes de equipos eléctricos contra los impactos mecánicos externos (Código IK).
- NTP-IEC 60364-7-712:2025: Instalaciones eléctricas de baja tensión – Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales. Sistemas de suministro de energía solar fotovoltaica (FV).
- NTP-IEC 62852:2025: Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos.
- NTP-IEC 62305-2:2015: Protección contra el rayo. Parte 2: Evaluación del riesgo.

Normas IEC:

- IEC 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Calificación del diseño y homologación de tipo.
- IEC 61730-1: Calificación de seguridad de los módulos fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos de construcción.
- IEC 61701 Módulos fotovoltaicos (FV) – Ensayo de corrosión por niebla salina.
- IEC 61730-2: Calificación de seguridad de los módulos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de ensayos.
- IEC 62930: Cables eléctricos con aislamiento reticulado para sistemas fotovoltaicos.
- IEC 60904-3: Dispositivos fotovoltaicos – Parte 3: Principios de medición para dispositivos solares fotovoltaicos terrestres con datos de irradiancia espectral de

referencia

- IEC 60529: Grados de Protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- IEC 62509: Controladores de carga de baterías para sistemas fotovoltaicos – Funcionamiento y requisitos de desempeño.
- IEC 62477-1: Requisitos de seguridad para sistemas y equipos de convertidores electrónicos de potencia – Parte 1: Requisitos generales.
- IEC 60068-2-11: Ensayos ambientales. Parte 2-11: Ensayos. Ensayo Ka: Niebla salina.
- IEC 61000-6-3: Compatibilidad electromagnética (CEM) – Parte 6-3: Normas genéricas - Norma de emisión para equipos en entornos residenciales, comerciales y de industria ligera.
- IEC 60896-11: Baterías de plomo-ácido estacionarias - Parte 11: Tipos ventilados; Requisitos generales y métodos de ensayo.
- IEC 60896-21: Baterías estacionarias de plomo-ácido – Parte 21: Tipos regulados por válvula – Métodos de ensayo.
- IEC 60896-22: Baterías estacionarias de plomo-ácido – Parte 22: Tipos regulados por válvula – Requisitos.
- IEC 60623: Elementos y baterías de acumuladores que contienen electrolitos alcalinos u otros electrolitos no ácidos – Elementos individuales recargables prismáticos de níquel-cadmio ventilados.
- IEC 62259: Elementos y baterías de acumuladores que contienen electrolitos alcalinos u otros electrolitos no ácidos – Elementos individuales recargables prismáticos de níquel-cadmio con recombinación parcial de gases.
- IEC 62485-2: Requisitos de seguridad para baterías secundarias e instalaciones de baterías – Parte 2: Baterías estacionarias.
- IEC 62619: Acumuladores con electrólitos alcalinos u otros electrólitos no ácidos – Requisitos de seguridad para acumuladores y baterías de litio de uso en aplicaciones industriales.
- IEC 62620: Pilas y baterías secundarias que contienen electrólitos alcalinos u otros no ácidos – Pilas y baterías secundarias de litio para uso en aplicaciones industriales.
- IEC 61427-1: Celdas y baterías secundarias para almacenamiento de energía renovable – Requisitos generales y métodos de ensayo – Parte 1: Aplicaciones fotovoltaicas fuera de red (off-grid).
- IEC 62305-2: Protección contra el rayo - Parte 2: Gestión del riesgo.
- IEC TS 62257-9-5: Sistemas de energía renovable fuera de la red – Parte 9-5: Sistemas integrados – Evaluación en laboratorio de productos de energía renovable autónomos para la electrificación rural.

Normas UL:

- UL 61730-1: Calificación de Seguridad de Módulos Fotovoltaicos – Parte 1: Requisitos para la construcción.
- UL 61730-2: Calificación de Seguridad de Módulos Fotovoltaicos – Parte 2: Requisitos para las pruebas.
- UL 1973: Baterías para uso en aplicaciones estacionarias, de potencia auxiliar de vehículos y de trenes eléctricos ligeros (LER).
- UL 9540: Sistemas y equipos de almacenamiento de energía.
- UL 1741: Estándar para inversores, convertidores, controladores y equipos de sistemas de interconexión para uso con recursos de energía distribuida.
- UL 4703: Norma para Cables Fotovoltaicos.
- UL 6703: Norma para Conectores para Uso en Sistemas Fotovoltaicos

Otras normas:

- ISO/IEC 17025: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
- Código Nacional de Electricidad – Utilización (CNE – Utilización), aprobado mediante Resolución Ministerial N° 037-2006-MEM/DM.
- Código Nacional de Electricidad – Suministro (CNE – Suministro), aprobado mediante Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.
- Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad – 2013 (RESESATE), aprobado mediante Resolución Ministerial Nº 111-2013-MEM-DM.
- Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales, aprobado mediante Resolución Directoral Nº 016-2008-EM-DGE.
- Reglamento Nacional de Edificaciones, aprobado mediante Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA.
- ISO 2859-1:2013: Procedimientos de muestreo para inspección por atributos. Parte 1: Esquemas de muestreo clasificados por el límite de calidad de aceptación (LCA) para inspección lote por lote.
- IEEE-Standard 1262. Recommended Practices for Qualification of Photovoltaic (PV) modules, April, 1996.

Todas las Normas listadas precedentemente y las citadas en el presente documento normativo corresponden a su edición más reciente. En caso de que sean sustituidas por nuevas versiones o enmiendas, se aplicarán las últimas versiones actualizadas o, en su defecto, aquellas que las modifican o remplazan.

Para aquellos aspectos no regulados expresamente en la presente norma, los estándares aplicables deben basarse, en lo que corresponda, en lo dispuesto en el Código Nacional de Electricidad (CNE), las normas emitidas por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE) y los reglamentos técnicos emitidos por las autoridades competentes.

En caso de ausencia normativa, o en la necesidad de complementar técnicamente alguna disposición regulatoria, se deberán aplicar supletoriamente y en el siguiente orden: Normas Técnicas Peruanas, las normas IEC o ISO en su edición más reciente y las normas institucionales reconocidas internacionalmente, como las emitidas por la National Fire Protection Association (NPFA), la American Nacional Standards Institute (ANSI), la American Society for Testing and Materials (ASTM), el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) u otros estándares internacionales que sean equivalentes o superiores a los estándares de la IEC.

3. ABREVIACIONES

Para efectos de la presente Norma, las abreviaturas que se detallan a continuación tienen el siguiente significado:

3.1 **AM:** Del inglés, "Air Mass". En español, "masa de aire".

3.2 **BMS:** Del inglés, "Battery Management System". En español, "Sistema de Gestión de Baterías".

3.3 **CC/CV:** Del inglés, "Constant Current / Constant Voltage". En español, "Corriente Constante / Tensión Constante".

3.4 **CNE:** Código Nacional de Electricidad.

3.5 **DGE:** Dirección General de Electricidad.

3.6 HSP: Horas Pico de Sol.

3.7 IEC: Del inglés, "International Electrotechnical Comission". En español, Comisión Electrotécnica Internacional.

3.8 IP: Del inglés, "Ingress Protection". En español, "Grado de protección IP".

3.9 ISO: Del inglés, "International Organization for Standarization". En español, "Organización Internacional de Estandarización".

3.10 NTCSER: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales.

3.11 NTP: Norma Técnica Peruana.

3.12 MINEM: Ministerio de Energía y Minas.

3.13 OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

3.14 RESESATE: Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad.

3.15 STC: Del inglés, "Standard Test Conditions". En español, "Condiciones Estándar de Prueba".

3.16 SFV: Sistema fotovoltaico.

3.17 UL: Underwrites Laboratories

3.18 VRLA: Del inglés, "Valve-Regulated Lead-Acid". En español, "Batería de Plomo-Ácido Regulada por Válvula".

4. TERMINOLOGÍA

4.1 Banco de Baterías: Conjunto de dispositivos del mismo tipo conectados de forma que funcionan conjuntamente.

4.2 Batería de iones de litio: Batería secundaria con un electrólito de disolvente orgánico y electrodos positivo y negativo que utilizan un compuesto de intercalación en el cual se almacena el litio.

4.3 Batería de níquel cadmio: Batería secundaria con un electrólito alcalino, un electrodo positivo que contiene óxido de níquel y un electrodo negativo de cadmio.

4.4 Batería de plomo ácido: Batería secundaria con un electrólito acuoso a base de ácido sulfúrico diluido, un electrodo positivo de dióxido de plomo y un electrodo negativo de plomo.

4.5 Batería de plomo ácido regulada por válvula VRLA (Valve Regulated Lead Acid Battery): Batería secundaria en la cual las celdas están cerradas pero tienen una válvula que permite el escape de gas si la presión interna excede un valor predeterminado.

4.6 Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo fotovoltaico básico que genera electricidad cuando está expuesto a la luz.

4.7 Conector: Dispositivo que conecta dos o más conductores entre sí o uno o más conductores a un punto terminal, con el propósito de conectar circuitos eléctricos.

4.8 Condiciones Estándar de Prueba (STC): Conjunto de valores de referencia de irradiancia global en el plano del módulo de 1 000 W m^2 con una distribución de irradiancia espectral de referencia según lo especificado en la norma IEC 60904-3 y una temperatura de célula fotovoltaica de 25 °C, que se utilizarán durante los ensayos de un dispositivo fotovoltaico.

4.9 Conductor: Alambre, cable u otra forma de metal, instalado con la finalidad de transportar corriente eléctrica entre piezas o equipos eléctricos, o hacia tierra.

4.10 Controlador de carga: Dispositivo o dispositivos electrónicos que controlan la carga y descarga de la batería en un sistema de energía fotovoltaica. La función de control de carga puede estar incluida como un subsistema dentro de otro producto.

4.11 Diodo de Bloqueo: Diodo conectado en serie con los módulos, cadenas (strings) y

subarreglos fotovoltaicos para bloquear la corriente eléctrica inversa.

4.12 Diodo de derivación o bypass: Diodo conectado en paralelo con una o más células fotovoltaicas en un módulo fotovoltaico en la dirección de la corriente directa para evitar puntos calientes (hot spots) y reducir las pérdidas de potencia de las células sombreadas o dañadas.

4.13 Factor de Pérdidas **del Sistema (Fp):** Coeficiente que representa las pérdidas totales en el SFV debido a efectos de temperatura, suciedad, sombreado, cableado, desajuste entre módulos y a la eficiencia de los componentes como inversores, reguladores y baterías.

4.14 Gabinete: Caja de cubierta de resistencia mecánica adecuada, compuesta de material no combustible y resistente a la absorción de humedad, diseñada para montaje superficial o empotrado, provista de una armadura, guarnición o contramarco, que soporta puertas abisagradas u otros tipos de puertas.

4.15 Horas Pico de Sol (HPS): Número de horas equivalentes al día durante las cuales la irradiancia solar es de 1 000 W/m². Se utiliza como referencia para estimar la energía disponible de los módulos fotovoltaicos.

4.16 Instalación Eléctrica: Instalación de alambrado y accesorios en una edificación, desde el punto o puntos donde el concesionario u otra entidad suministra la energía eléctrica hasta los puntos donde esta energía pueda ser utilizada por algún equipo; también incluye la conexión del alambrado a los mencionados equipos, así como la modificación, ampliación y reparación del alambrado.

4.17 Interruptor automático: Dispositivo diseñado para abrir o cerrar un circuito manualmente, y que también lo interrumpe automáticamente, cuando se produce la sobrecorriente predeterminada, sin sufrir daño si se utiliza dentro de sus valores nominales.

4.18 Interruptor Diferencial (ID): Dispositivo para la protección de personas, cuya función es interrumpir automáticamente la corriente de un circuito, en un tiempo predeterminado, cuando la corriente a tierra excede un valor predeterminado. El proyectista debe verificar que exista una adecuada coordinación entre los interruptores de falla a tierra de una instalación.

4.19 Inversor CC/CA: equipo de conversión de potencia que cambia corriente eléctrica directa en corriente alterna monofásica o polifásica y presenta ciertas funciones específicas para sistemas fotovoltaicos.

4.20 Módulo fotovoltaico: El más pequeño y completo ensamble de celdas solares interconectadas, protegidas del medio ambiente.

4.21 Panel fotovoltaico: Ensamble de módulos sujetados mecánicamente entre si prealambrados para formar una unidad independiente.

4.22 Profundidad de descarga (DoD): Es el porcentaje de la capacidad total de una batería que ha sido utilizada o descargada en relación con su capacidad nominal. Se expresa como un porcentaje (%).

4.23 Régimen de descarga (Cn): Corriente eléctrica a la que se descarga una batería.

4.24 Sistema de gestión de batería (BMS): Sistema electrónico asociado con una batería que tiene funciones para controlar la corriente en caso de sobrecarga, sobrecorriente, sobredescarga y sobrecalentamiento, y que monitorea y/o gestiona el estado de la batería, calcula datos secundarios, reporta dichos datos y/o controla su entorno para influir en la seguridad, el rendimiento y/o la vida útil de la batería.

4.25 Sistema fotovoltaico (SFV): Unidad funcional que genera y suministra energía eléctrica a través de la conversión fotovoltaica de la energía radiante solar.

4.26 Temperatura Nominal de Operación del Módulo (NMOT): Corresponde a la

temperatura de operación del módulo bajo condiciones de referencia (800 W/m^2, 20° C temperatura ambiente y 1 m/s velocidad de viento).

5. CONDICIONES AMBIENTALES

El Sistema Fotovoltaico se instalará en zonas que presenten las siguientes condiciones ambientales:

- Altitud sobre nivel del mar : Hasta 5 000 m
- Humedad relativa : 50 a 95%
- Temperatura ambiente : -15 °C a 40 °C
- Precipitación pluvial : Moderada a intensa
- Irradiancia solar máxima : 1 200 W/m^2
- Velocidad del viento : Hasta 120 km/h

6. COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Según la configuración, el SFV está compuesto por:

- Un generador fotovoltaico, compuesto por uno o más módulos fotovoltaicos.
- Un banco de baterías, integrado por una o más baterías.
- Una Unidad de Control, formado por uno o más controladores de carga e inversores de corriente o equipo híbrido (controlador / inversor).
- Lámparas en AC, usualmente tres (3) unidades para la tensión de 220 V.
- Accesorios principales, incluye la estructura de soporte del generador fotovoltaico, el gabinete de control, racks para baterías, la estructura para baterías, instalaciones eléctricas, lámparas y el tablero o panel de distribución.
- Sistema de puesta a tierra.

Nota: En zonas con descargas atmosféricas se incluirá el sistema de protección según las NTP o IEC aplicadas a la protección contra descargas atmosféricas en su defecto según lo indicado en la norma NFPA 780.

7. INFORMACIÓN GENERAL

El dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico (SFV) debe realizarse tomando como base las características climáticas y geográficas del lugar de instalación. Esta información permitirá determinar las características técnicas de los componentes principales como los parámetros del sistema de distribución eléctrica.

En general, se recomienda obtener la información climática y geográfica del lugar de instalación, a fin de especificar adecuadamente el SFV, y no sobredimensionarlos.

En caso de que se desconozca el lugar de instalación, se deberán tomar en cuenta las condiciones extremas de la zona de intervención o, en su defecto, aplicar las siguientes condiciones generales:

- Irradiación solar mínima mensual anual : 3,5 kWh/m^2-día
- Irradiancia solar instantánea máxima anual : 1 200 W/m^2
- Humedad relativa : 90 %
- Rango de temperaturas ambiente : -10 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento : 120 km/h
- Altura sobre nivel del mar : 5 000 m

El diseño de un SFV deberá regirse por un único estándar de principio a fin, es decir, si se adopta la normativa IEC, todos los componentes deben ser dimensionados y seleccionados bajo esa misma norma.

Asimismo, el diseño debe estar basado en un cálculo detallado del consumo diario de energía y la potencia máxima de las cargas previstas. Para facilitar este proceso, el Anexo A de la presente norma incluye criterios para el dimensionamiento preliminar de sistemas fotovoltaicos aislados, considerando rangos de consumo diario y parámetros técnicos típicos.

En el caso de sistemas complementarios de un SFV, como lo es el sistema de protección contra descargas atmosféricas se podrá optar por el diseño según lo señalado en las normas NTP, IEC o la NFPA, siguiendo el mismo criterio en el proceso constructivo del sistema complementario que es desarrollar un único estándar de principio a fin.

8. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SFV Y SUS COMPONENTES

Las especificaciones técnicas aplicables al SFV y a cada uno de sus componentes se agrupan de forma siguiente:

- **Generales,** especificaciones relacionadas con las características generales, certificaciones, información técnica y documentación que debe acompañar a cada componente del sistema.
- **Físicas,** especificaciones referidas a las características constructivas, materiales, elementos y partes que conforman los distintos componentes.
- **Eléctricas**, especificaciones referidas a las características eléctricas de operación y funcionamiento.
- **Funcionamiento en condiciones extremas de operación,** especificaciones destinadas a garantizar el funcionamiento de los componentes en eventuales condiciones críticas.
- **Protecciones,** especificaciones destinadas a proteger los componentes del sistema frente a eventos fortuitos, fallas eléctricas o condiciones anómalas de operación.

En las figuras Nº 1 y 2 se muestran los componentes que conforman un esquema básico de un SFV.

Figura N° 1. Esquema básico de un SFV con controlador o inversor

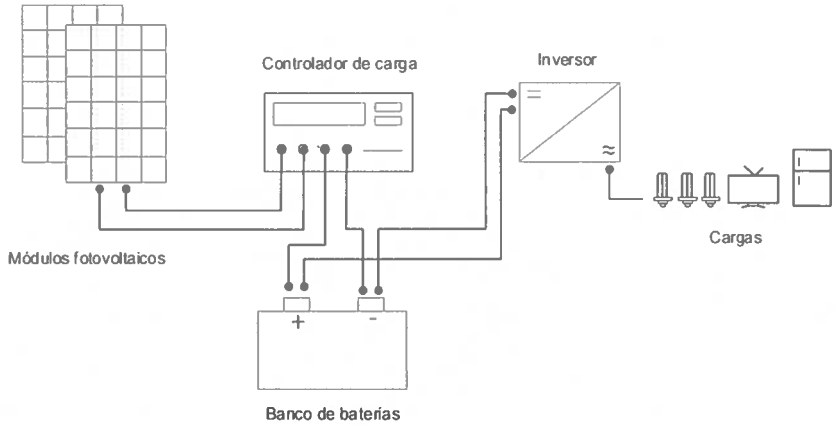
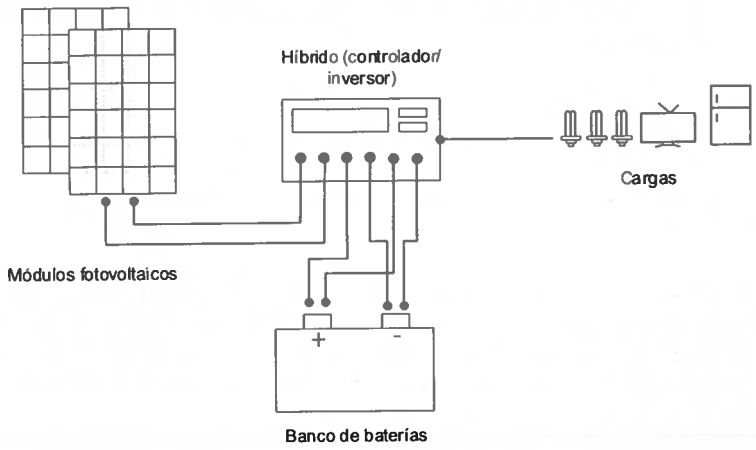


Figura N° 2. Esquema básico de un SFV con equipo híbrido (controlador / inversor)



A. MÓDULO FOTOVOLTAICO (MFV)

Las siguientes condiciones detalladas incluirán como minimo a cumplir las siguientes características:

1. Características generales (CG)

MFV-CG-1 : Deberá estar certificado de acuerdo con la norma IEC 61215 (todas sus partes aplicables).

MFV-CG-2 Deberá estar certificado para la evaluación del desempeño y durabilidad, según las normas IEC 61730-1 e IEC 61730-2, para los requisitos de seguridad.

Alternativamente, se aceptarán módulos que cuenten con certificación conforme a los estándares UL 61730-1 y UL 61730-2 para seguridad, siempre que adicionalmente cumplan con requisitos equivalentes de desempeño y durabilidad establecidos en la norma IEC 61215 o norma equivalente.

MFV-CG-3 : Los certificados deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- Consignar el nombre y datos completos de la institución emisora del certificado.
- Ser emitidos por una institución independiente del fabricante y que cuente con certificación vigente conforme a la norma NTP-ISO/IEC 17025:2017, la cual deberá adjuntarse como respaldo.
- Especificar claramente la marca y modelo del módulo fotovoltaico que se certifica.
- Estar vigentes a la fecha de su presentación.
- Ser entregados completos, legibles y sin alteraciones.

MFV-CG-4 Debe ser suministrado con la documentación del fabricante, que indique el cumplimiento que luego 25 años de operación, su potencia máxima real no ha disminuido por debajo del 80 % de la potencia máxima nominal, ambos en Condiciones Estándar de Prueba (STC) según la normativa que cumple a una temperatura de célula 25 °C.

MFV-CG-5 : Se deberá entregar información técnica detallada proporcionada por el fabricante, que incluya como mínimo lo siguiente:

- Valores nominales de potencia máxima, tensión y corriente en el punto de máxima potencia, corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, tanto en:
  i) Condiciones Estándar de Prueba (STC): 1 000 W/m^2, AM 1,5 y temperatura de célula 25 ºC.
  ii) Condiciones Normales de Operación (NOCT): 800 W/m^2, AM 1,5 y temperatura normal de operación de la celda según ficha técnica del fabricante.
- Rango de variación de la potencia máxima real respecto a la potencia máxima nominal.
- Curvas características de Corriente vs Tensión (I-V) y Potencia vs Tensión (P-V), para niveles de irradiancia de 200, 400, 600, 800, y 1 000 W/m^2 a una temperatura de célula de 25 °C.
- Dimensiones físicas del módulo: Largo, ancho y alto.
- Peso del módulo.
- Material y tipo de la célula fotovoltaica.
- Número de células fotovoltaicas por módulo.
- Características físicas del módulo fotovoltaico: tipo de cubierta, estructura, material en la parte posterior y aspectos relacionados con su instalación.
- Eficiencia del módulo fotovoltaico.
- Características de la etiqueta e información que contiene.
- Características de la caja de conexiones: dimensiones, grado de protección IP, indicación de polaridad, tipo de adosamiento, tamaño de bornera y cantidad de diodos internos.
- En caso de suministrarse con cable preinstalado en fábrica, se deberá especificar las características técnicas del cable y tipo de conector utilizado para el acoplamiento.

MFV-CG-6 : Deberá contar con una etiqueta visible, firmemente adherida o impresa sobre su superficie, que incluya como mínimo, la siguiente información:

- Marca, modelo y número de serie del módulo.
- Nombre del fabricante y país de fabricación.
- Potencia máxima, tensión y corriente en el punto de máxima potencia nominal, corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, todos los valores nominales referidos a Condiciones Estándar de Prueba (STC): 1 000 W/m2, AM 1,5 y temperatura de célula de 25 ºC.

El adquiriente podrá solicitar la inclusión de información adicional que considere relevante.

MFV-CG-7 : En instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina, los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con los requisitos establecidos en la norma IEC 61701.

2. Características físicas (CF)

MFV-CF-1 : En los casos que los módulos fotovoltaicos utilicen marcos laterales, estos deben estar fabricados de aluminio anodizado, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes o ambientes agresivos y/o corrosivos.

MFV-CF-2 : La caja de conexión debe estar provista con elementos de fijación de cables que aseguren el grado de protección requerido.

MFV-CF-3 : La caja de conexión debe estar firmemente unida a la parte posterior del módulo fotovoltaico. Además, deberá contar con la señalización visible de la polaridad eléctrica.

MFV-CF-4 : Para módulos fotovoltaicos suministrados con cables instalados en fábrica, cuando se requiera el acoplamiento con otros cables, deberán emplearse conectores especiales para uso fotovoltaico, que aseguren una sujeción firme y hermética.

El cable instalado en fábrica debe estar diseñado específicamente para uso fotovoltaico, y el cable a acoplar deberá presentar características equivalentes. Ambos cables deben cumplir con la norma IEC 62930 o con el estándar UL 4703.

Los conectores deberán cumplir con la norma NTP-IEC 62852:2025 o con el estándar UL 6703, según corresponda.

MFV-CF-5 : No se permitirá la instalación de módulos fotovoltaicos que presenten defectos originados por fallas de fabricación o daños durante el traslado, tales como:

- Células rotas o agrietadas.
- Células desalineadas.
- Presencia de elementos extraños en las células fotovoltaicas.
- Impurezas en el laminado.
- Burbujas en el encapsulado.
- Rotura o daño del vidrio.
- Rotura o daño de las conexiones eléctricas entre células.
- Ilegibilidad o borrado de la etiqueta.
- Material extraño adherido a la cubierta de vidrio.
- Superficie posterior dañada.
- Caja de conexiones rota o desprendida.
- Presencia de intersticios entre el marco y la placa fotovoltaica que afecten su estanqueidad.

3. Características eléctricas (CE)

MFV-CE-1 : La potencia máxima nominal y la tensión en el punto de máxima potencia (Vmp) del módulo fotovoltaico deberán estar especificadas bajo las Condiciones Estándar de Ensayo (STC: irradiancia de 1 000 W/m², AM 1,5 y temperatura de célula de 25 °C).

La determinación de estos parámetros deberá realizarse conforme a las normas IEC 61215 (ensayos de calificación de módulos fotovoltaicos) e IEC 60904-3 (condiciones de referencia para la medición del rendimiento fotovoltaico).

MFV-CE-2 : La potencia máxima real del módulo fotovoltaico, al momento de ser suministrado, no podrá ser menor al 5% ni mayor al 10% de su potencia máxima nominal (Wp) sin considerar la tolerancia señalada por el fabricante.

MFV-CE-3 : El diseño de los sistemas fotovoltaicos deberá ser realizado por un ingeniero electricista o mecánico electricista colegiado hábil, y deberá cumplir estrictamente con las disposiciones establecidas en el CNE – Utilización.

4. Protecciones (P)

MFV-P-1 : El grado de protección de la caja de conexiones debe ser como mínimo IP65, conforme a lo establecido en la norma NTP-IEC 60529:2020.

MFV-P-2 : Deberán incluir como mínimo dos (02) diodos de derivación o bypass para evitar posibles averías en las células y sus circuitos ocasionados por sombras parciales, los cuales deberán estar instalados al interior de su caja de conexiones.

MFV-P-3 : Deberán contar con un punto de conexión de puesta a tierra (aterramiento) claramente señalizado. La instalación de la puesta a tierra para el marco del módulo y de la estructura de montaje deberá realizarse de acuerdo con las especificaciones del fabricante y con lo establecido en el CNE – Utilización.

MFV-P-4 : El grado de protección contra impactos mecánicos externos del módulo fotovoltaico debe ser como mínimo IK 07 de acuerdo con la norma NTP-IEC 62262:2010.

B. CONTROLADOR DE CARGA (C)

1. Características generales

C-CG-1 : Deberá ser de tipo electrónico y cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en la norma NTP-IEC 62109-1:2024 o contar con certificación equivalente conforme al estándar UL 1741. Alternativamente, para equipos no cubiertos por dichas normas, se podrá aplicar la norma IEC 62477-1, según corresponda al tipo de equipo y su aplicación. Adicionalmente, el equipo podrá cumplir con la norma IEC 62509 para la evaluación de su desempeño.

C-CG-2 : Para sistemas fotovoltaicos con una potencia nominal superior a 5 kW, o aquellos que suministren energía a cargas críticas como centros de salud, sistemas de agua, centros educativos, centros de producción comunitaria, entre otros, se requerirá que los controladores de carga cuenten con un sistema de comunicación integrado.

Esta comunicación deberá garantizar la operación en paralelo y la sincronización de las etapas de carga sobre un mismo banco de baterías, logrando la interoperabilidad de múltiples controladores de acuerdo con los protocolos y requerimientos especificados por el fabricante.

C-CG-3 : El controlador de carga deberá permitir la selección, configuración y modificación del algoritmo de carga de acuerdo con la tecnología de almacenamiento utilizada en el proyecto, admitiendo, como mínimo, la compatibilidad con baterías de plomo-ácido (abiertas y selladas), níquel-cadmio e ion-litio. Para el caso de ion-litio, el controlador deberá permitir la comunicación o integración con el sistema de gestión de la batería (BMS). Esta configuración deberá ser accesible y ajustable en el lugar de instalación.

C-CG-4 : Deberá permitir la modificación del valor de la tensión de desconexión de las cargas de consumo, sin necesidad de cambiar la selección del tipo de batería conectado. Este ajuste deberá poder realizarse en cualquier momento, incluso después de la instalación.

C-CG-5 : El equipo controlador de carga deberá contar con la función de almacenar la información básica de operación del SFV, en un formato exportable y editable, con una capacidad mínima de 30 días de almacenamiento con registros horarios, permitiendo la exportación de los datos en formatos estándar y editables (tales como .csv o .xlsx) a través de sus interfaces de comunicación. Se requiere el registro de, al menos, la siguiente información:

- Tensión y corriente generada por el módulo fotovoltaico.
- Tensión y corriente suministrada a la carga de consumo.
- Tensión y corriente de carga hacia la batería.
- Carga eléctrica (Ah) o Energía (Wh) acumulada en la batería.
- Carga eléctrica (Ah) o Energía (Wh) suministrada a la carga de consumo.
- Potencia (kW)

El equipo deberá contar, como mínimo, con los siguientes puertos y protocolos de comunicación:

- Un puerto físico de comunicación RS-485 para integración con otros equipos de gestión energética o sistemas de monitoreo a distancia.
- Comunicación inalámbrica mediante el protocolo Bluetooth (BT), destinada a la puesta en servicio y al diagnóstico local del equipo.

C-CG-6 : Deberá contar con una etiqueta visible, adherida o impresa firmemente sobre su superficie con la siguiente información: Nombre del fabricante, marca, modelo, número de serie, procedencia, tensión nominal de operación, así como la capacidad en amperios del lado del generador fotovoltaico y, si difiere, la del lado de consumo. El adquiriente podrá solicitar que se incluya otra información que considere relevante.

C-CG-7 : Deberá entregarse la información técnica proporcionada por el fabricante, la cual debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Tipo de controlador electrónico.
- Instrucciones para selección del tipo de batería a conectar.
- Instrucciones para la modificación de la tensión de desconexión de las cargas de consumo
- Descripción del sistema de almacenamiento de datos, parámetros a registrar, intervalos, modo de exportación, opciones de programación, procedimientos de descargas entre otros, en caso de aplicar.
- Características de la etiqueta e información que contiene.
- Vida útil estimada del equipo.
- Descripción física: dimensiones, peso, material de la cubierta, tipo de terminales de conexión, grado de protección.
- Modo de visualización de los parámetros de funcionamiento y alarmas.

- Corriente nominal (en el lado del generador fotovoltaico y en el lado de las cargas de consumo).
- Tensión nominal de operación.
- Procesos electrónicos de carga eléctrica.
- Valores de la tensión de desconexión y reposición de las cargas de consumo.
- Valores de la tensión de activación de los procesos electrónicos de carga eléctrica.
- Información sobre la modificación de tensiones en función de la variación de la corriente.
- Valores máximos de caídas de tensión entre terminales.
- Valor de autoconsumo en todas las condiciones de operación.
- Factor de corrección de tensión por temperatura, de los procesos electrónicos de carga eléctrica.
- Información técnica referida al cumplimiento de lo indicado en el Numeral 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación.

Protecciones electrónicas.

C-CG-8 : Deberá ser suministrado con la documentación emitida por el fabricante que certifique el cumplimiento de los requisitos de Compatibilidad Electromagnética, según la norma IEC 61000-6-3.

C-CG-9 : La vida útil del controlador no deberá ser menor a 10 años en condiciones de operación indicadas por el fabricante.

2. Características físicas

C-CF-1 : La superficie del controlador de carga debe ser de material inoxidable o contar con un tratamiento superficial anticorrosivo que retarde el proceso de deterioro provocado por factores climáticos. En instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina, los controladores de carga deberán acreditar su resistencia mediante el ensayo de niebla salina bajo la norma IEC 60068-2-11.

C-CF-2 : Los terminales de conexión deben ser de fácil acceso y permitir una sujeción firme y segura de los conductores eléctricos. En controladores de carga con capacidad nominal de hasta 20 A, los terminales deberán admitir, como mínimo, conductores de 6 mm². Para controladores de mayor capacidad, la sección mínima de los conductores deberá ser especificada por el fabricante, en función de la corriente máxima admisible del equipo, y verificada en la instalación de acuerdo con la normativa eléctrica aplicable.

C-CF-3 : Los terminales de conexión deben contar con indicaciones claras sobre la posición del componente a conectar, así como la polaridad correspondiente.

C-CF-4 : Deberá contar con indicadores visuales o sonoros que proporcionen, como mínimo, información sobre los siguientes estados de funcionamiento:

- Entrega de corriente desde el módulo fotovoltaico (batería en proceso de carga).
- Estado de carga de la batería (como mínimo: carga total, carga media o carga baja).

- Desconexión de las cargas de consumo.
- Alarma por pronta desconexión de las cargas de consumo.
- Alarma por fallas de funcionamiento, tales como: cortocircuito, sobrecarga, polaridad inversa.

C-CF-5 : La instalación del controlador de carga deberá garantizar una adecuada ventilación, de acuerdo con las condiciones ambientales del sitio y conforme las especificaciones técnicas del fabricante.

3. Características eléctricas

C-CE-1 : Los sistemas de carga de baterías deberán cumplir con los siguientes requisitos mínimos, según la tecnología de la batería:

Para baterías de plomo-ácido (incluidas las de electrolito líquido, AGM y Gel), la carga eléctrica deberá realizarse mediante un proceso electrónico que incluya, como mínimo, las etapas de carga reforzada (absorción) y flotación. El proceso de ecualización se aplicará únicamente a las baterías de plomo-ácido de electrolito líquido.

Para baterías de níquel-cadmio la carga eléctrica deberá ser mediante corriente constante.

Para baterías de iones de litio, la carga eléctrica deberá realizarse mediante el proceso de algoritmo de carga CC/CV (corriente constante / tensión constante).

C-CE-2 : En caso se implemente la desconexión automática de las cargas de consumo por bajo voltaje, esta debe ser gestionada por un controlador electrónico o un sistema de gestión de baterías (BMS), que garantice la protección de la batería contra descarga profunda. La tensión de desconexión deberá estar configurada de acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante de la batería.

C-CE-3 : Los controladores serán seleccionados según la química de las baterías, en función de parámetros eléctricos tales como las tensiones de carga de las baterías, la corriente de carga y corriente de carga rápida.

C-CE-4 : Las tensiones no deben variar en más de 1% debido a fluctuaciones en la corriente.

C-CE-5 Las caídas internas de tensión, entre cualquiera de sus terminales, deben ser como máximo 4 % para cualquier condición de funcionamiento.

C-CE-6 : El autoconsumo, bajo cualquier condición de funcionamiento, no deberá exceder el 0,2 % de su capacidad nominal en el lado del generador fotovoltaico.

C-CE-7 : Las tensiones de activación de los procesos electrónicos de flotación, carga reforzada y ecualización de la batería deberán modificarse automáticamente, en función de la variación de temperatura ambiente.

C-CE-8 : Los valores de tensión de desconexión y reconexión de las cargas de consumo no deberán modificarse por efectos de la variación de la temperatura ambiente.

C-CE-9 : No deberá producir ruido, interferencias u otras perturbaciones, de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61000-6-3.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

C-FCEO-1 : Deberá funcionar correctamente en cualquier condición, incluyendo los casos en que la batería esté desconectada, con el generador fotovoltaico en operación (generando energía) y con las cargas de consumo encendidas o apagadas, garantizando que la tensión de salida hacia las cargas no exceda 1,25 veces la tensión nominal del sistema.

5. Protecciones

C-P-1 : Deberá contar con un grado de protección mínimo IP32, según lo establecido en la norma NTP-IEC 60529:2020.

C-P-2 : Deberá tener, como mínimo, las siguientes protecciones electrónicas:

- Protección al módulo fotovoltaico ante retorno de corriente.
- Protección a la batería ante sobrecargas y sobre descargas.
- Protección contra cortocircuitos, tanto en el lado del módulo fotovoltaico, como en el lado de la carga de consumo.
- Protección contra polaridad inversa en cualquier línea: módulo fotovoltaico, batería y carga de consumo.
- Protección contra sobretensión en la entrada del módulo fotovoltaico.
- Protección contra el funcionamiento sin batería.
- Protección contra sobretemperatura del equipo.

C. BATERÍA (B)

1. Características generales

B-CG-1 : Las baterías y sistemas de baterías de plomo-ácido deberán cumplir con los requisitos establecidos en las normas IEC 60896-11 (requisitos generales y métodos de ensayo) e IEC 60896-22 (requisitos de desempeño), cuando aplique. Asimismo, deberán cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en la norma IEC 62485-2.

Las baterías y sistemas de baterías de níquel-cadmio deben estar certificados de acuerdo con las normas IEC 60623 (requisitos operativos) e IEC 62259 (requisitos de desempeño); así como con los requisitos de seguridad establecidos en la norma IEC 62485-2.

Las baterías y sistemas de baterías de iones de litio deberán cumplir con las normas IEC 62619 (requisitos de seguridad) e IEC 62620 (requisitos de desempeño).

Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento de energía deberán contar con certificación conforme a UL 9540, mientras que las baterías individuales deberán contar con certificación conforme a UL 1973, cuando aplique.

B-CG-2 : Deberá contar con una etiqueta visible y firmemente adherida o impresa sobre su superficie, que indique como mínimo la siguiente información: marca, modelo, procedencia, tensión nominal y capacidad en ampere-hora (Ah), indicando el régimen de descarga. El adquiriente podrá solicitar que se incluya otra información que considere relevante.

B-CG-3 : Se deberá entregar información técnica del fabricante que contenga como mínimo lo siguiente:

- Tipo de batería.
- Características de la etiqueta e información que contiene.
- Datos del tipo y densidad de electrolito, cuando corresponda.
- Tipos de terminales, indicación de polaridad y esquema de conexionado.
- Características físicas: dimensiones (mm o cm), peso (kg), montaje, grado de protección (IP).
- Valores de capacidad de almacenamiento, expresados en Amperes-hora (Ah) y/o kilowatt-hora (kWh), correspondientes a un mínimo de tres (3) regímenes diferentes de descarga que representen tanto condiciones de uso típicas como extremas del sistema, especificados por el fabricante. Los valores de capacidad deberán estar indicados hasta una tensión final de descarga y a una temperatura ambiente de referencia de 25 °C, parámetros que deberán estar definidos en el manual de especificaciones técnicas del fabricante, con el fin de garantizar la seguridad y el rendimiento óptimo de la tecnología empleada.
- Valor de auto descarga mensual.
- Gráfico de la tasa de auto descarga versus temperatura ambiente.
- Gráfico de descarga versus temperatura ambiente.
- Gráfico de disminución de capacidad versus el tiempo de almacenamiento.
- Gráfico de variación de la capacidad nominal versus temperatura ambiente.
- Gráfico del número de ciclos de vida versus profundidad de descarga.
- Declaración de cumplimiento de que la capacidad real de la batería al momento de ser suministrada, no será menor al 95% ni mayor al 120% de su capacidad nominal.
- Declaración de cumplimiento de que la antigüedad de fabricación de la batería no sea mayor a un (1) año desde la fecha de suministro.
- Declaración de cumplimiento del tiempo de vida útil requerido, el que corresponderá cuando la capacidad real de la batería es el 80% de su capacidad nominal, bajo condiciones de operación propias del entorno donde será instalada.
- Vida útil garantizada hasta que la capacidad real alcance el 80% de la nominal, bajo condiciones operativas equivalentes, contemplando la temperatura del entorno donde será instalada.





B-CG-4 : La ficha técnica del fabricante deberá contar con la declaración de la vida útil esperada de la batería. Dicha declaración incluirá, como mínimo, el número de ciclos de vida previstos para una o más profundidades de descarga (DoD) específicas, así como los

regímenes de descarga utilizados durante los ensayos, referidos tanto a la temperatura estándar de referencia (25 °C) como a la temperatura representativa del sitio de instalación. En caso de no disponer de ensayos específicos para esta última condición, se deberán presentar datos o curvas comparativas que demuestren el comportamiento y la degradación esperada de la batería bajo las condiciones térmicas del sitio.

B-CG-5 : En las instalaciones fotovoltaicas destinadas a la electrificación de viviendas rurales, se deberán utilizar baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio.

Para otras aplicaciones, tales como centros de salud, centros educativos, sistemas de agua (bombeo), centros de producción comunitaria o pequeños negocios, se permite adicionalmente el uso de baterías de iones de litio.

2. Características físicas

B-CF-1 : La polaridad deberá estar claramente identificada mediante los símbolos "+" para el polo positivo y "-" para el polo negativo. Esta identificación debe ser realizada en bajo o alto relieve o impresa de forma permanente y legible, sin posibilidad de fácil desprendimiento o deterioro.

B-CF-2 : La conexión de los cables a la batería deberá efectuarse utilizando conectores que permitan una sujeción firme y segura, preferentemente suministrados por el fabricante. El apriete de dichos conectores deberá realizarse aplicando el torque especificado por el fabricante.

B-CF-3 : No se permitirá instalar baterías que presenten defectos derivados de la fabricación o del transporte, tales como roturas, fisuras o deformación u otros daños.

B-CF-4 : La batería deberá contar con alta tolerancia térmica y resistencia al calor y deberá estar ubicado en un lugar bien ventilado y sombreado, considerando las condiciones ambientales del sitio de instalación y conforme las especificaciones técnicas del fabricante.

B-CF-5 : Todas las baterías interconectadas deberán ser de la misma marca, tipo, capacidad nominal y antigüedad similar, para asegurar la compatibilidad y un rendimiento uniforme del sistema.

3. Características eléctricas

B-CE-1 : La capacidad nominal de la batería deberá expresarse en amperio-hora (Ah) o en vatios-hora (Wh), indicando el régimen de descarga (Cn) utilizado, la tensión final por celda y la temperatura de referencia (25 °C).

Para baterías de plomo-ácido, se aceptarán regímenes de descarga C20 o C100, hasta una tensión final definida por el fabricante.

Para baterías de níquel-cadmio, la capacidad deberá declararse para un régimen de descarga según especificación del fabricante.

Para baterías de ion-litio, la capacidad deberá declararse para un régimen de descarga típico (por ejemplo, C/2 o según especificación del fabricante), considerando la tensión final de descarga definida por el fabricante en función de la química empleada.

Los parámetros de capacidad y descarga deberán ser coherentes con las especificaciones técnicas del fabricante para cada tecnología de batería.

B-CE-2 : La capacidad real de la batería, al momento de ser suministrada, no deberá ser inferior al 95% ni mayor a 120% de su capacidad nominal.

B-CE-3 : Todas las baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos deberán cumplir con los requisitos de desempeño y ser verificadas mediante los métodos de ensayo descritos en las normas IEC 61427-1.

B-CE-4 : El valor máximo de la profundidad de descarga (DoD) aplicable a una batería debe establecerse estrictamente conforme a las especificaciones técnicas del fabricante y considerando las condiciones ambientales del sitio de instalación.

B-CE-5 : Se considerará que el banco de baterías ha cumplido su tiempo de vida útil operativa cuando su capacidad real medida resulte menor al 80 % de su capacidad nominal, debiendo determinarse dicha condición bajo el mismo régimen de descarga (Cn) y los parámetros térmicos de referencia establecidos por el fabricante.

4. Protecciones

B-P-1 : El contenedor de la batería deberá ser fabricado con materiales ignífugos o con retardante al fuego, conforme a los estándares de seguridad aplicables a la tecnología utilizada.

B-P-2 : En el caso de baterías selladas de plomo ácido, estas deberán contar con una válvula regulada (VRLA).

D. LÁMPARA EN AC (L)

1. Características generales

L-CG-1 : Deberá ser de tipo ahorrador o LED, según las necesidades del adquiriente.

L-CG-2 : El casquillo de la lámpara deberá ser de tipo roscado Edison 27 (E27).

L-CG-3 : Deberá contar con una etiqueta visible, firmemente adherida o impresa en su superficie, que incluya como mínimo la siguiente información: marca, modelo, procedencia, tensión nominal, potencia nominal.

L-CG-4 : Deberá entregarse información técnica del fabricante que incluya, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Tipo de lámpara.
- Tipo de casquillo.
- Número de lúmenes (lm).

- Descripción técnica: potencia de consumo, tensión y temperaturas de operación.
- Información referida al tiempo de vida útil.

L-CG-5 : No deberá generar interferencias electromagnéticas u otras, de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61000-6-3.

2. Características físicas

L-CF-1 : El cuerpo de la lámpara, sea de tipo ahorrador o LED, deberá ser de material resistente al calor y a la humedad. El casquillo deberá contar con un recubrimiento protector niquelado o latonado que asegure la durabilidad y la conductividad eléctrica bajo condiciones climáticas variables.

3. Características eléctricas

L-CE-1 : La lámpara deberá operar a una tensión de 220 V en corriente alterna (AC), bajo cualquier condición de funcionamiento especificada.

L-CE-2 : La lámpara deberá ser del tipo luz fría, quedando a criterio del adquiriente optar por el tipo luz cálida, según las necesidades del proyecto.

L-CE-3 : El tiempo de vida útil de la lámpara deberá cumplir, como mínimo, los siguientes requisitos:

- Para lámparas ahorradoras:
  - Mínimo 10 000 ciclos de encendido y apagado.
  - Mínimo 8 000 horas de funcionamiento continuo.
  - La degradación de las características eléctricas no deberá superar el 5% tras 5 000 ciclos de encendido y apagado.
- Para lámparas LED:
  - Mínimo 10 000 ciclos de encendido y apagado.
  - Mínimo 30 000 horas de funcionamiento continuo.

L-CE-4 : El rendimiento lumínico deberá ser como mínimo:

- 60 lm/W para lámparas tipo ahorrador, y
- 80 lm/W para lámparas tipo LED.

Estos valores deberán cumplirse a una tensión de 220 V en AC.

L-CE-5 La lámpara tipo LED deberá tener un ángulo de apertura mínimo 120°.

L-CE-6 : La potencia luminosa mínima de la lámpara, ya sea ahorradora o LED, deberá ser de 800 lúmenes.

La potencia nominal máxima será de 14 W para lámparas ahorradoras y 11 W para lámparas LED.

Sin embargo, el adquiriente podrá especificar otros valores según su requerimiento.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

L-FCEO-1 : Deberá funcionar sin presentar deficiencias en el rango completo de temperatura mínimas y máximas de la región donde será instalada. Las características técnicas de funcionamiento de la lámpara bajo dichas condiciones deben mantenerse iguales o superiores a las especificadas.

5. Protecciones

L-P-1 : Debe tener un grado de protección mínimo IP 42.

E. INVERSOR CC/CA (I)

1. Características generales

I-CG-1 : El inversor CC/CA deberá cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en las normas NTP-IEC 62109-1:2024 y NTP-IEC 62109-2:2024. Para equipos no cubiertos por dichas normas, se podrá aplicar la norma IEC 62477-1. Asimismo, se aceptará certificación equivalente conforme al estándar UL 1741, siempre que garantice niveles de seguridad equivalentes, según el tipo de equipo y su aplicación.

I-CG-2 : Los inversores deben ser seleccionados adecuadamente en función a sus características y configuraciones técnicas, y deberán ser dimensionados según las cargas que deben alimentar o las fuentes de energía que los abastecen.

I-CG-3 : Deberá contar con una etiqueta visible y firmemente adherida o impresa sobre su superficie, que indique como mínimo la siguiente información: marca, modelo, número de serie, procedencia, tensión de entrada y salida, potencia nominal y frecuencia. El adquiriente podrá solicitar que se incluya información adicional que considere relevante.

I-CG-4 : Deberá entregarse información técnica del fabricante que incluya, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Tipo de inversor (especificación del modelo y tecnología empleada).
- Características de la etiqueta e información que contiene.
- Información referida al tiempo de vida útil.
- Descripción física: dimensiones, peso, material de la cubierta, descripción de los terminales de conexión y grado de protección.
- Modo de visualización de los parámetros de funcionamiento y alarmas.
- Potencia nominal de operación.
- Potencia instantánea.
- Valor de reconocimiento de cargas de consumo.
- Tensión de entrada y salida.
- Frecuencia.

- Distorsión armónica total.
- Autoconsumo en operación.
- Eficiencia.
- Tensión de entrada correspondiente a los siguientes eventos: alarma, desconexión y reconexión de cargas de consumo.
- En caso de ser requerido, instrucciones para la modificación de la tensión de desconexión de las cargas de consumo.
- Información técnica que acredite el cumplimiento de lo establecido en el Numeral 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación.
- Información técnica referida a la disminución de la potencia de salida en función de la altitud y la temperatura del lugar de instalación.
- Detalle de las protecciones electrónicas incorporadas.

I-CG-5 : Se deberá permitir la modificación del valor de la tensión de desconexión de las cargas de consumo, sin necesidad de cambiar la selección del tipo de batería conectado. Este ajuste deberá poder realizarse en cualquier momento, incluso después de la instalación.

I-CG-6 : Deberá ser suministrado con la documentación emitida por el fabricante que certifique el cumplimiento de los requisitos de Compatibilidad Electromagnética, conforme a lo dispuesto en la norma IEC 61000-6-3.

I-CG-7 : La vida útil no deberá ser menor a 10 años en condiciones de operación indicadas por el fabricante.

2. Características físicas

I-CF-1 : La superficie del inversor debe ser de material inoxidable o contar con un tratamiento adecuado que evite el proceso de deterioro debido a factores climáticos En instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina, los inversores CC/CA deberán acreditar su resistencia mediante el ensayo de niebla salina bajo la norma IEC 60068-2-11.

I-CF-2 : Las conexiones de ingreso (corriente continua) y de salida (corriente alterna) deberán estar claramente señalizadas e identificadas las polaridades.

I-CF-3 : Se deberá tener acceso a su electrónica para reparaciones.

I-CF-4 : Deberá contar con un interruptor de encendido y apagado, que permita el control operacional del equipo para mantenimiento.

I-CF-5 : Deberá contar con indicadores visuales o sonoros que proporcionen, como mínimo, la siguiente información:

- Desconexión y reconexión de las cargas de consumo.
- Estado de funcionamiento.
- Alarma por pronta desconexión de las cargas de consumo.

I-CF-6 : El inversor CC/CA deberá estar instalado en un lugar ventilado, considerando las condiciones ambientales del sitio de instalación y conforme las especificaciones técnicas del fabricante.

3. Características eléctricas

I-CE-1	:	La distorsión armónica total (THD) en tensión del inversor debe ser inferior al 5% respecto a la tensión fundamental RMS de la forma de onda, para cualquier factor de carga.
I-CE-2	:	El autoconsumo del inversor debe ser menor al 3% de su potencia nominal para cualquier factor de carga.
I-CE-3	:	La tensión de salida en corriente alterna debe ser de 220 V ± 7,5%, independientemente del factor de carga.
I-CE-4	:	La frecuencia debe mantenerse en 60 ±1 Hz, para cualquier factor de carga.
I-CE-5	:	Debe gestionar la desconexión automática de las cargas de consumo cuando el voltaje de la batería descienda por debajo de un valor preestablecido. Este valor de tensión de desconexión deberá ser un parámetro ajustable y programable, configurado estrictamente según las especificaciones técnicas del fabricante de la batería, a fin de garantizar la protección contra descargas profundas.
I-CE-6	:	La tensión de reconexión de las cargas de consumo deberá ser un parámetro ajustable y programable, basado en rangos de voltajes seguros especificados para esta función. Dicho valor debe ser, en todo caso, superior a la tensión de desconexión, con el fin de evitar ciclos rápidos de conexión y desconexión del inversor.
I-CE-7	:	El equipo deberá contar con un sistema de reconocimiento de cargas ajustable, cuyo valor configurable deberá estar en el rango de 5 W a 20 W. El adquiriente podrá determinar este valor y su tolerancia, según sus requerimientos.
I-CE-8	:	La potencia instantánea debe ser, como mínimo, el doble de su potencia nominal. El adquiriente podrá solicitar un valor superior de potencia instantánea, de acuerdo a sus requerimientos.
I-CE-9	:	No deberá generar interferencias electromagnéticas u otras, de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61000-6-3.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

I-FCEO-1	:	El inversor CC/CA deberá soportar, como mínimo, sobrecargas de 25 % de su potencia nominal, durante 30 minutos a 25°C. Asimismo, deberá cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en la norma NTP-IEC 62109-1:2024 y las condiciones de sobrecarga deberán estar respaldadas por documentación técnica del fabricante.

5. Protecciones

I-P-1 : Deberá contar con un sistema de protección contra cortocircuito (tanto en el ingreso, como en la salida), así como contra sobrecargas, sin requerir elementos externos adicionales para su funcionamiento.

I-P-2 : Deberá estar protegido contra inversión de polaridad en el lado de corriente continua.

I-P-3 : Deberá contar con un grado de protección el mínimo IP32, según lo establecido en la norma NTP-IEC 60529:2020.

F. HIBRIDO (CONTROLADOR / INVERSOR) (H)

1. Características generales

H-CG-1 : Respecto a la función de controlador deberá cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en la norma NTP-IEC 62109-1:2024 o contar con certificación equivalente conforme al estándar UL 1741. Alternativamente, para equipos no cubiertos por dichas normas, se podrá aplicar la norma IEC 62477-1, según corresponda al tipo de equipo y su aplicación. Adicionalmente, el equipo podrá cumplir con la norma IEC 62509 para la evaluación de su desempeño.

Respecto a la función de inversor deberá cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en las normas NTP-IEC 62109-1:2024 y NTP-IEC 62109-2:2024. Para equipos no cubiertos por dichas normas, se podrá aplicar la norma IEC 62477-1. Asimismo, se aceptará certificación equivalente conforme al estándar UL 1741, siempre que garantice niveles de seguridad equivalentes, según el tipo de equipo y su aplicación.

H-CG-2 : Para sistemas fotovoltaicos con una potencia nominal superior a 5 kW, o aquellos que suministren energía a cargas críticas como centros de salud, sistemas de agua, centros educativos, centros de producción comunitaria, entre otros, se requerirá que los controladores de carga cuenten con un sistema de comunicación integrado.

Esta comunicación deberá garantizar la operación en paralelo y la sincronización de las etapas de carga sobre un mismo banco de baterías, logrando la interoperabilidad de múltiples controladores de acuerdo con los protocolos y requerimientos especificados por el fabricante.

H-CG-3 : Los equipos híbridos controlador/inversor deberán ser seleccionados adecuadamente en función a sus características y configuraciones técnicas, y deberán ser dimensionados según las cargas que deben alimentar o las fuentes de energía que los abastecen.

H-CG-4 : El controlador de carga deberá permitir la selección, configuración y modificación del algoritmo de carga de acuerdo con la tecnología de almacenamiento utilizada en el proyecto, admitiendo, como mínimo, la compatibilidad con baterías de plomo-ácido (abiertas y selladas), níquel-cadmio e ion-litio. Para el caso de ion-litio, el controlador deberá permitir la comunicación o integración con el sistema de gestión de la batería (BMS). Esta configuración deberá ser accesible y ajustable en el lugar de instalación.

H-CG-5 : Deberá permitir la modificación del valor de la tensión de desconexión de las cargas de consumo, sin necesidad de cambiar la selección del tipo de batería conectado. Este ajuste deberá poder realizarse en cualquier momento, incluso después de la instalación.

H-CG-6 : El equipo híbrido controlador/inversor deberá contar con la función de almacenar la información básica de operación del SFV, en un formato exportable y editable, con una capacidad mínima de 30 días de almacenamiento con registros horarios permitiendo la exportación de los datos en formatos estándar y editables (tales como .csv o .xlsx) a través de sus interfaces de comunicación. Se recomienda el registro de, al menos, la siguiente información:

- Tensión y corriente generada por el módulo fotovoltaico.
- Tensión y corriente suministrada a la carga de consumo.
- Tensión y corriente que ingresa la batería.
- Carga eléctrica (Ah) o Energía (Wh) acumulada en la batería.
- Carga eléctrica (Ah) o Energía (Wh) suministrada a la carga de consumo.
- Potencia (kW)

El equipo deberá contar, como mínimo, con los siguientes puertos y protocolos de comunicación:

- Un puerto físico de comunicación RS-485 para integración con otros equipos de gestión energética o sistemas de monitoreo a distancia.
- Comunicación inalámbrica mediante el protocolo Bluetooth (BT), destinada a la puesta en servicio y al diagnóstico local del equipo.

H-CG-7 : Deberá contar con una etiqueta visible, adherida o impresa firmemente sobre su superficie con la siguiente información:

- Nombre del fabricante
- Marca
- Modelo
- Número de serie
- Procedencia
- Función controlador, tensión nominal de operación, capacidad en amperios del lado del generador fotovoltaico y, si difiere, la del lado de consumo.
- Función inversor, tensión de entrada y salida, potencia nominal y frecuencia.

H-CG-8 : Deberá entregarse la información técnica proporcionada por el fabricante, la cual debe incluir como mínimo los siguientes aspectos relacionado a la función del controlador:

- Tipo de controlador electrónico.

- Instrucciones para selección del tipo de batería a conectar.
- Instrucciones para la modificación de la tensión de desconexión de las cargas de consumo.
- Descripción del sistema de almacenamiento de datos, parámetros a registrar, intervalos, modo de exportación, opciones de programación, procedimientos de descargas entre otros.
- Características de la etiqueta e información que contiene.
- Vida útil estimada del equipo.
- Descripción física: dimensiones, peso, material de la cubierta, tipo de terminales de conexión, grado de protección.
- Modo de visualización de los parámetros de funcionamiento y alarmas.
- Corriente nominal (en el lado del generador fotovoltaico y en el lado de las cargas de consumo).
- Tensión nominal de operación.
- Procesos electrónicos de carga eléctrica.
- Valores de la tensión de desconexión y reposición de las cargas de consumo.
- Valores de la tensión de activación de los procesos electrónicos de carga eléctrica.
- Información sobre la modificación de tensiones en función de la variación de la corriente.
- Valores máximos de caídas de tensión entre terminales.
- Valor de autoconsumo en todas las condiciones de operación.
- Factor de corrección de tensión por temperatura, de los procesos electrónicos de carga eléctrica.
- Información técnica referida al cumplimiento de lo indicado en el Numeral 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación.
- Protecciones electrónicas.

H-CG-9 : Debe entregarse información técnica del fabricante que incluya, como mínimo, los siguientes aspectos relacionados a la función de inversor:

- Tipo de inversor (especificación del modelo y tecnología empleada).
- Características de la etiqueta e información que contiene.
- Información referida al tiempo de vida útil.
- Descripción física: dimensiones, peso, material de la cubierta, descripción de los terminales de conexión y grado de protección.
- Modo de visualización de los parámetros de funcionamiento y alarmas.
- Potencia nominal de operación.
- Potencia instantánea.
- Valor de reconocimiento de cargas de consumo.
- Tensión de entrada y salida.
- Frecuencia.
- Distorsión armónica total.
- Autoconsumo en operación.
- Eficiencia.
- Tensión de entrada correspondiente a los siguientes eventos: alarma, desconexión y reconexión de cargas de consumo.

- En caso de ser requerido, instrucciones para la modificación de la tensión de desconexión de las cargas de consumo.
- Información técnica que acredite el cumplimiento de lo establecido en el Numeral 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación.
- Información técnica referida a la disminución de la potencia de salida en función de la altitud y la temperatura del lugar de instalación.
- Detalle de las protecciones electrónicas incorporadas.

H-CG-10 : La vida útil del equipo híbrido (controlador / inversor) no deberá ser menor a 10 años en condiciones de operación indicadas por el fabricante.

H-CG-11 : Debe ser suministrado con la documentación emitida por el fabricante que certifique el cumplimiento de los requisitos de Compatibilidad Electromagnética, conforme a lo dispuesto en la norma IEC 61000-6-3.

2. Características físicas

H-CF-1 : La superficie deberá ser de material inoxidable o contar con un tratamiento adecuado que evite el proceso de deterioro debido a factores climáticos. En instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina, los equipos híbridos (controlador / inversor) deberán acreditar su resistencia mediante el ensayo de niebla salina bajo la norma IEC 60068-2-11.

H-CF-2 : Los terminales de conexión deben ser de fácil acceso y permitir una sujeción firme y segura de los conductores eléctricos para garantizar la fiabilidad y seguridad del sistema.

En los equipos híbridos controlador/inversor cuya corriente nominal de carga o descarga (lado CC) sea de hasta 20 A, los terminales deberán admitir, como mínimo, conductores de 6 mm². Para equipos de mayor capacidad, la sección mínima de los conductores deberá ser especificada por el fabricante, en función de la corriente máxima admisible del equipo, y verificada en la instalación de acuerdo con la normativa eléctrica aplicable.

H-CF-3 : Los terminales de conexión del equipo híbrido deberán ser de fácil acceso y tener indicaciones claras sobre el componente que debe conectarse. En particular, las conexiones de ingreso (CC) y de salida (CA) deberán estar claramente señalizadas. Además, todos los terminales de CC deberán identificar obligatoriamente su polaridad.

H-CF-4 : Deberá contar con un interruptor de encendido y apagado que permita el control operacional del equipo para mantenimiento.

H-CF-5 : Deberá contar con indicadores visuales o sonoros que proporcionen, como mínimo, información sobre los siguientes estados de funcionamiento del controlador:

- Entrega de corriente desde el módulo fotovoltaico (batería en proceso de carga).
- Estado de carga de la batería (como mínimo: carga total, carga media o carga baja).
- Desconexión de las cargas de consumo.
- Alarma por pronta desconexión de las cargas de consumo.
- Alarma por fallas de funcionamiento, tales como: cortocircuito, sobrecarga, polaridad inversa.

H-CF-6 : Deberá contar con indicadores visuales o sonoros que proporcionen, como mínimo, la siguiente información de funcionamiento del inversor:

- Desconexión y reconexión de las cargas de consumo.
- Estado de funcionamiento.
- Alarma por pronta desconexión de las cargas de consumo.

H-CF-7 : Los equipos híbridos controlador/inversor deberán estar instalados en un lugar ventilado, considerando las condiciones ambientales del sitio de instalación y conforme las especificaciones técnicas del fabricante.

3. Características eléctricas

H-CE-1 : Los sistemas de carga de baterías deberán cumplir con los siguientes requisitos mínimos, según la tecnología de la batería:

Para baterías de plomo-ácido (incluidas las de electrolito líquido, AGM y Gel), la carga eléctrica deberá realizarse mediante un proceso electrónico que incluya, como mínimo, las etapas de carga reforzada (absorción) y flotación. El proceso de ecualización se aplicará únicamente a las baterías de plomo-ácido de electrolito líquido.

Para baterías de níquel-cadmio la carga eléctrica deberá ser mediante corriente constante.

Para baterías de iones de litio, la carga eléctrica deberá realizarse mediante el proceso de algoritmo de carga CC/CV (corriente constante / tensión constante).

H-CE-2 : En caso se implemente la desconexión automática de las cargas de consumo por bajo voltaje, esta debe ser gestionada por un controlador electrónico o un sistema de gestión de baterías (BMS), que garantice la protección de la batería contra descarga profunda. La tensión de desconexión deberá estar configurada de acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante de la batería.

H-CE-3 : El autoconsumo del inversor debe ser menor al 3% de su potencia nominal para cualquier factor de carga

H-CE-4 : Los controladores serán seleccionados según la química de las baterías, en función de parámetros eléctricos tales como las tensiones de carga de las baterías, la corriente de carga y corriente de carga rápida.

H-CE-5	:	Las tensiones no deben variar en más de 1% debido a fluctuaciones en la corriente.
H-CE-6	:	Las tensiones de activación de los procesos electrónicos de flotación, carga reforzada y ecualización de la batería deberán modificarse automáticamente, en función de la variación de temperatura ambiente.
H-CE-7	:	Los valores de tensión de desconexión y reconexión de las cargas de consumo no deberán modificarse por efectos de la variación de la temperatura ambiente.
H-CE-8	:	La distorsión armónica total (THD) en tensión del inversor debe ser inferior al 5% respecto a la tensión fundamental RMS de la forma de onda, para cualquier factor de carga.
H-CE-9	:	La tensión de salida en corriente alterna debe ser de 220 V ± 7,5%, independientemente del factor de carga.
H-CE-10	:	La frecuencia debe mantenerse en 60 ±1 Hz, para cualquier factor de carga.
H-CE-11	:	Debe gestionar la desconexión automática de las cargas de consumo cuando el voltaje de la batería descienda por debajo de un valor preestablecido. Este valor de tensión de desconexión deberá ser un parámetro ajustable y programable, configurado estrictamente según las especificaciones técnicas del fabricante de la batería, a fin de garantizar la protección contra descargas profundas.
H-CE-12	:	La tensión de reconexión de las cargas de consumo deberá ser un parámetro ajustable y programable, basado en rangos de voltajes seguros especificados para esta función. Dicho valor debe ser, en todo caso, superior a la tensión de desconexión, con el fin de evitar ciclos rápidos de conexión y desconexión del inversor.
H-CE-13	:	El equipo deberá contar con un sistema de reconocimiento de cargas ajustable, cuyo valor configurable deberá estar en el rango de 5 W a 20 W. El adquiriente podrá determinar este valor y su tolerancia, según sus requerimientos.
H-CE-14	:	La potencia instantánea debe ser, como mínimo, el doble de su potencia nominal. El adquiriente podrá solicitar un valor superior de potencia instantánea, de acuerdo a sus requerimientos.
H-CE-15	:	No deberá generar interferencias electromagnéticas u otras, de acuerdo a lo indicado en la norma IEC 61000-6-3.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

H-FCEO-1	:	La función del controlador deberá funcionar correctamente en cualquier condición, incluyendo los casos en que la batería esté desconectada, con el generador fotovoltaico en operación (generando energía) y con las cargas de consumo encendidas o apagadas, garantizando que la tensión de salida hacia las cargas no exceda 1,25 veces la tensión nominal del sistema.

H-FCEO-2 : La función del inversor CC/CA deberá soportar, como mínimo, sobrecargas de 25 %, de su potencia nominal, durante 30 minutos a 25°C. Asimismo, deberá cumplir soportar sobrecargas temporales de acuerdo con los requisitos de seguridad establecidos en la norma NTP-IEC 62109-1:2024 y las condiciones de sobrecarga deberán estar respaldadas por documentación técnica del fabricante.

5. Protecciones

H-P-1 : Deberá contar con un sistema de protección contra cortocircuito (tanto en el ingreso, como en la salida), así como contra sobrecargas, sin requerir elementos externos adicionales para su funcionamiento.

H-P-2 : Deberá estar protegido contra inversión de polaridad en el lado de corriente continua.

H-P-3 : Deberá contar con un grado de protección mínimo IP32, según lo establecido en la norma NTP-IEC 60529:2020.

H-P-4 : Deberá tener, como mínimo, las siguientes protecciones electrónicas:

- Protección al módulo fotovoltaico ante retorno de corriente.
- Protección a la batería ante sobrecargas y sobre descargas.
- Protección contra cortocircuitos, tanto en el lado del módulo fotovoltaico, como en el lado de la carga de consumo.
- Protección contra sobretensión en la entrada del módulo fotovoltaico.
- Protección contra el funcionamiento sin batería.
- Protección contra sobretemperatura del equipo.

G. SISTEMA FOTOVOLTAICO (SFV)

1. Características generales

SFV-CG-1 : Todos los componentes principales, accesorios, terminales, tuercas, arandelas y demás elementos del sistema fotovoltaico deberán ser fabricados con materiales y especificaciones que aseguren su óptimo funcionamiento y eviten su deterioro frente a las condiciones climáticas y geográficas del lugar de instalación. El adquiriente podrá precisar el tipo de material de cada accesorio según su requerimiento.

SFV-CG-2 : Los componentes fotovoltaicos principales deberán tener un funcionamiento óptimo y ser apropiados para su uso en las condiciones climáticas y geográficas del lugar de instalación. El adquiriente deberá precisar las condiciones climáticas y geográficas del lugar de instalación.

SFV-CG-3 : Las especificaciones técnicas de los componentes fotovoltaicos principales deberán ser determinadas considerando el impacto de los factores climáticos y geográficos del lugar de instalación; por ejemplo, evaluando los efectos de la altitud y la temperatura en el rendimiento del controlador, la capacidad de la batería y la operación del inversor.

SFV-CG-4 : Se podrán utilizar controladores de carga que no incorporen terminales físicos de salida dedicados para cargas de consumo (salida en corriente continua), únicamente en aquellos sistemas fotovoltaicos donde no se requiera el suministro directo a consumos en corriente continua (CC).

SFV-CG-5 : Los componentes fotovoltaicos principales deberán ser de primer uso y no deberán tener una antigüedad de fabricación mayor a dos (02) años; excepto la batería, cuya antigüedad máxima permitida no deberá exceder más de un (01) año desde su fabricación.

SFV-CG-6 : Los componentes principales del SFV deben ser suministrados con su respectiva documentación técnica, como manuales, fichas técnicas, cartillas u otros materiales de soporte técnico.

SFV-CG-7 : Todos los cables de corriente continua (CC) utilizados en el SFV deben ser específicos para uso fotovoltaico y estar diseñados para resistir condiciones ambientales extremas, tales como radiación ultravioleta (UV), humedad y variaciones de temperatura. La selección de estos cables debe estar respaldada por el cumplimiento de la norma IEC 62930 y del estándar UL 4703.

SFV-CG-8 : Los cables y accesorios destinados a las instalaciones eléctricas del SFV deberán cumplir estrictamente las características técnicas que aseguren su correcto funcionamiento y seguridad bajo las condiciones operativas del sistema, tales como tensión nominal, capacidad de corriente, resistencia a los rayos ultravioleta (UV), rango de temperatura de operación y tipo de aislamiento, conforme a lo establecido en el CNE y las NTP aplicables.

La selección, instalación y conexionado de los cables y accesorios en todos los componentes del SFV deberán realizarse conforme a las disposiciones del CNE – Utilización, incluyendo, pero sin limitarse a, lo indicado en la Sección 350 sobre Sistemas Solares Fotovoltaicos.

SFV-CG-9 : Los elementos accesorios del Sistema Fotovoltaico no indicados, en el presente documento, serán especificados por el adquiriente.

2. Características físicas

SFV-CF-1 : Los pernos y tornillos de los componentes principales fotovoltaicos no deben requerir herramientas especiales para su manipuleo, salvo pedido expreso del adquiriente.

SFV-CF-2 : Todos los terminales de los componentes deberán estar firmemente sujetos y permitir conexiones seguras y mecánicamente fuertes de los conductores eléctricos que se conecten.

SFV-CF-3 : El controlador de carga, el inversor de corriente o el equipo híbrido hibrido (controlador/inversor) y sus respectivos elementos de conexión eléctrica deberán estar instalados en un gabinete certificado, fabricado considerando las recomendaciones del fabricante, con grado de protección:

- Para instalaciones al interior del ambiente, grado de protección mínimo IP 54.
- Para instalaciones al exterior del ambiente, grado de protección mínimo IP 65.

En el caso que el controlador de carga, el inversor de corriente o el

equipo híbrido hibrido (controlador/inversor) cuenten con el grado de protección requerido, no será necesaria su instalación dentro del gabinete certificado, salvo pedido expreso del adquiriente.

SFV-CF-4 : La estructura de soporte del panel fotovoltaico debe adaptarse a la superficie de la instalación, ya sea horizontal o inclinada. El método de anclaje deberá ser capaz de soportar las cargas de tracción y corte, garantizar la estabilidad de la estructura y evitar posibles volcamientos ocasionados por la acción de sismos, viento o acumulación de nieve.

SFV-CF-5 : El SFV debe ser instalado en una ubicación libre de sombras proyectadas que puedan afectar su rendimiento durante las horas de sol. La orientación de los paneles solares deberá ser hacia el Norte, con un ángulo de inclinación entre 15° y 20° respecto a la horizontal.

SFV-CF-6 : La instalación de los paneles fotovoltaicos se realizará utilizando estructuras de soporte específicamente diseñadas para tal fin, las cuales estarán fijadas al suelo o a la estructura del inmueble. En ambos casos, se deberá garantizar que exista una adecuada ventilación que permita el enfriamiento eficiente de los paneles.

SFV-CF-7 : La batería deberá estar ubicada en una estructura adecuada que le preste seguridad y que evite su manipulación indebida. El adquiriente deberá especificar el tipo de estructura y sus características, según sus requerimientos.

SFV-CF-8 : Para baterías de plomo-ácido o níquel-cadmio, se permitirá la interconexión en paralelo de un máximo de dos (02) baterías, los cuales deberán ser idénticos en marca, modelo, capacidad nominal y antigüedad. Esta conexión deberá realizarse de forma simétrica para garantizar un desempeño uniforme y evitar corrientes de circulación descompensadas. Para el caso de tecnologías de iones de litio, la cantidad de unidades en paralelo se dimensionará según las especificaciones certificadas del fabricante y su sistema BMS.

SFV-CF-9 : El adquiriente podrá solicitar que la lámpara sea suministrada con accesorios como: difusor, elementos especiales de sujeción para ambientes altos o protectores para ambientes de alta contaminación.

SFV-CF-10 : Los componentes fotovoltaicos principales deberán ser etiquetados en fábrica de origen.

3. Características eléctricas

SFV-CE-1 : El adquiriente podrá solicitar que la curva de descarga de la batería se realice conforme a las normas IEC 61427-1.

SFV-CE-2 : La capacidad de la batería debe garantizar una autonomía mínima de tres (03) días, incluido el de diseño, con el fin de asegurar el funcionamiento del sistema durante periodos de baja radiación solar o condiciones climáticas adversas.

SFV-CE-3 : La corriente nominal del controlador de carga deberá ser, como mínimo, 1,25 veces la corriente de cortocircuito nominal del generador fotovoltaico.

SFV-CE-4 : **Instalaciones individuales realizadas por los usuarios:** En estos casos, la obligación del usuario se limita al cumplimiento de las

presentes especificaciones técnicas y de las normas de seguridad eléctrica vigentes, a fin de garantizar la calidad de los componentes y la seguridad de la instalación. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) no será aplicable, por cuanto no existe un operador regulado responsable de la prestación del servicio.

Instalaciones ejecutadas bajo responsabilidad de concesionarios u operadores regulados: Cuando los sistemas fotovoltaicos aislados formen parte de proyectos de electrificación rural a cargo de concesionarios de distribución eléctrica, empresas de servicios eléctricos rurales u otros operadores regulados, se deberá cumplir tanto con las presentes especificaciones técnicas como con lo establecido en la NTCSER vigente. Esta norma define los parámetros de continuidad del servicio, calidad del suministro y atención al usuario final, los cuales deben ser garantizados y serán objeto de fiscalización por parte de Osinergmin.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

SFV-FCEO-1 : El diseño y dimensionamiento del generador fotovoltaico y del banco de baterías deben basarse en función del valor promedio diario más bajo de irradiación solar registrado durante el año en la zona de instalación.

SFV-FCEO-2 : Las estructuras de soporte del generador fotovoltaico deben ser diseñadas para resistir cargas de viento, considerando como mínimo velocidades de hasta 120 km/h. El diseño estructural deberá cumplir con los requisitos establecidos en la Norma Técnica de Edificación E.020 - Cargas del Reglamento Nacional de Edificaciones vigente.

5. Protecciones

SFV-P-1 : Las instalaciones fotovoltaicas deberán contar con un sistema de protección integral que garantice la desconexión segura en caso de fallas internas, conforme a lo establecido en el CNE – Utilización. Dicho sistema deberá asegurar que, bajo ninguna circunstancia, se comprometa la integridad de la instalación de consumo a la cual el SFV se encuentre conectada.

SFV-P-2 : Para cumplir con el requisito anterior, se deberán instalar dispositivos de protección contra sobrecorriente y cortocircuito, tanto en las líneas de corriente continua (CC) como en el de corriente alterna (CA), de acuerdo al esquema de protecciones indicado en las figuras Nº 3 y 4. Estas protecciones deberán estar correctamente dimensionadas para asegurar el aislamiento eléctrico del sistema de generación respecto a la instalación de consumo, y se implementarán de la siguiente manera:

En el lado CC: Fusibles o interruptores automáticos específicos para corriente continua.

En el lado CA: Un interruptor termomagnético general, bipolar para instalaciones monofásicas o tripolar/tetrapolar para instalaciones trifásicas. El interruptor deberá contar con una curva de disparo adecuada que permita una correcta coordinación con el inversor, evitando disparos intempestivos durante la operación normal del SFV.

Adicionalmente, en el lado de corriente alterna, las instalaciones fotovoltaicas deberán incorporar una protección diferencial con una sensibilidad no mayor a 30 mA, conforme a lo establecido en la sección 020-132 del CNE – Utilización, con el fin de prevenir riesgos de electrocución por fugas de corriente a tierra. Esta protección deberá ser del tipo o clase compatible con SFV.

SFV-P-3 : En zonas con riesgo de descargas atmosféricas, se deberá realizar una evaluación conforme a la NTP-IEC 62305-2:2015. En función de sus resultados, se implementarán sistemas de protección contra descargas atmosféricas (SPDA) y dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD), conforme la NTP IEC 60364-7-712:2025, las normas nacionales de la serie NTP-IEC 62305, las normas internacionales de la serie IEC 62305 y, de manera complementaria, la norma NFPA 780.

SFV-P-4 : Todas las partes metálicas no conductoras de corriente del SFV, incluyendo estructuras de soporte, bastidores de paneles, carcasas de los equipos (inversores, controladores de carga, cajas de conexiones, etc.), etc., deben estar conectadas de forma adecuada a un sistema de puesta a tierra. El diseño e implementación del sistema de puesta a tierra deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el CNE Utilización y Suministro.

SFV-P-5 : Cuando se utilicen diodos de bloqueo adicionales, ya sea como protección redundante o en sistemas sin controlador de carga que realice esta función, la tensión asignada inversa de los diodos debe ser, como mínimo, dos (02) veces la tensión máxima del circuito conformado por los módulos fotovoltaicos a circuito abierto. Además, los diodos deberán ser instalados de manera que sus partes activas no queden expuestas y estén protegidas contra la degradación por efectos ambientales.

Figura N° 3. Esquema de protecciones SFV con controlador e inversor

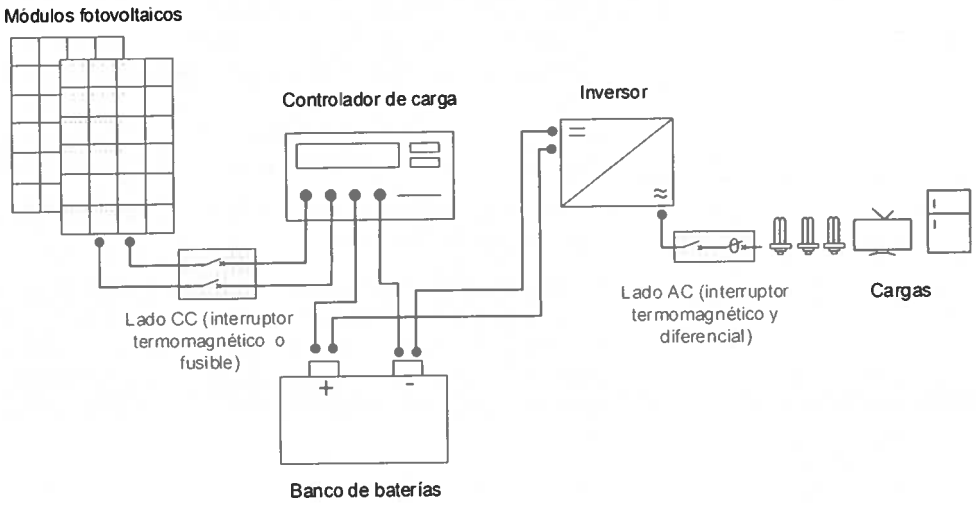
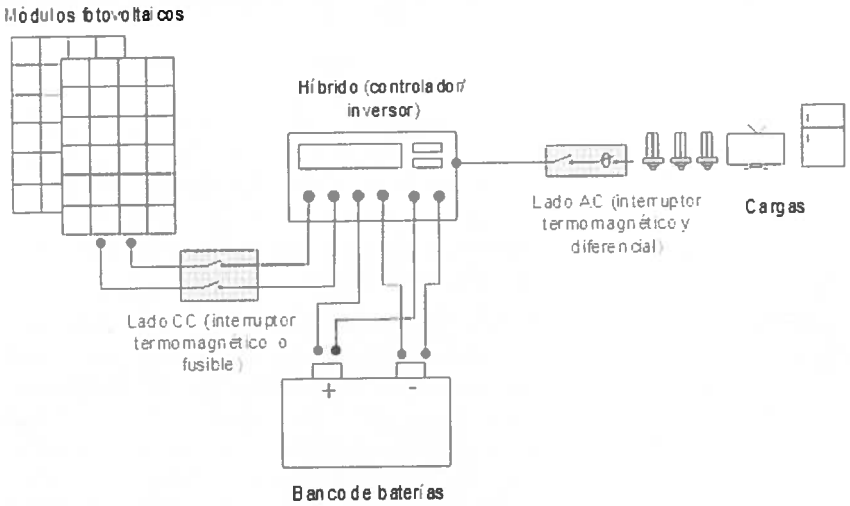


Figura N° 4. Esquema de protecciones SFV con equipo híbrido (controlador / inversor)



9. PRUEBAS

Pruebas de Aceptación

El adquiriente podrá solicitar la verificación parcial o total, con las siguientes premisas:

- Las pruebas de aceptación deberán ser efectuadas a cada uno de los lotes suministrados, con la participación de un representante del adquiriente;
- El adquiriente podrá aceptar certificados con los reportes de prueba satisfactorios emitidos por una entidad debidamente acreditada en el país de origen.
- Las pruebas a efectuar serán las solicitadas por las normas del acápite 2 y las indicadas en cada componente.
- De realizarse las pruebas locales estas deberán ser realizadas por instituciones nacionales con experiencia probada, la cual debe tener la aceptación del adquiriente.

- El equipamiento de laboratorio a utilizarse en las pruebas deberá tener un certificado de calibración vigente expedido por un organismo de control autorizado.
- Las pruebas deberán ser realizadas por personal capacitado y con experiencia probada.
- El tamaño de la muestra y el nivel de inspección para las pruebas de aceptación será determinado según lo indicado en la Norma Técnica Peruana NTP-ISO 2859–1 2013: Procedimientos de muestreo para inspección por tributos, o su equivalente a la norma ISO 2859-1:2013; para el cual deberá considerarse un Plan de Muestreo Simple para Inspección General, con un Nivel de Calidad Aceptable (AQL) igual a 2,5.
- Los certificados y reportes de prueba deberán ser redactados en idioma español o inglés, según lo requiera el adquiriente. El costo para efectuar estas pruebas estará incluido en el precio cotizado por el Postor.

10. MANIPULEO Y TRANSPORTE

El fabricante preverá las condiciones óptimas de manipuleo y transporte del sistema fotovoltaico, a fin de evitar deterioros durante su traslado desde la fábrica hasta los almacenes del adquiriente.

El almacenamiento y manipuleo en el transporte de los componentes fotovoltaicos deberá realizarse conforme a las recomendaciones de los fabricantes, expresadas en sus catálogos, manuales u otra documentación técnica.

11. VERIFICACIONES PREVIAS A LA PUESTA EN SERVICIO

11.1 Las verificaciones previas a la puesta en servicio de un SFV deberán ser realizadas únicamente por un ingeniero electricista o mecánico electricista colegiado.

11.2 Las actividades deben ser realizadas cumpliendo lo establecido en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad (RESESATE).

11.3 Los equipos de medición a utilizarse durante las actividades de pruebas y puesta en servicio deberán contar con un certificado de calibración vigente expedido por laboratorios de pruebas acreditados por INACAL.

11.4 Antes de la puesta en servicio, como mínimo, deberán verificarse los siguientes aspectos:

- El SFV, módulos, tableros, conductores y sus demás componentes cumplen con el etiquetado, etiqueta y señalización requeridos.
- Correcta fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura soporte.
- Adecuada sujeción de la estructura soporte al suelo y/o a la estructura del inmueble.
- Los módulos fotovoltaicos se encuentren libres de daños físicos (fracturas, roturas, entre otros).
- Todas las partes metálicas de la instalación se encuentren conectadas al sistema de puesta a tierra, incluyendo las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.
- La resistencia de puesta a tierra debe encontrarse dentro de los límites máximos establecidos en la Sección 060 del CNE - Utilización vigente. Su medición deberá realizarse utilizando un equipo con certificado de calibración vigente.
- Comprobar la continuidad eléctrica del sistema de puesta a tierra y/o de la red equipotencial.
- Los conductores y conexiones eléctricas de la instalación (de los componentes del SFV y la instalación eléctrica no deben estar expuestos o sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni a riesgos de daño accidental.
- El SFV debe contar, en el tablero de distribución, con un interruptor automático y una

protección diferencial con una sensibilidad no mayor a 30 mA y del tipo o clase compatible con SFV.

- La caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, inversores y demás componentes de la instalación cuentan con un grado de protección (IP) conforme a los requisitos especificados en este documento.
- Los gabinetes de los equipos presenten un grado de protección (IP) adecuado para el lugar donde se encuentran instalados.
- Verificación de la polaridad y la resistencia de aislamiento.
- Asegurar que el voltaje y la corriente generados por los módulos fotovoltaicos se encuentran dentro de los límites de entrada permitidos por el inversor, controlador de carga o equipo híbrido.
- Realizar pruebas al inversor o equipo híbrido a fin de comprobar su correcta operación, según lo indicado en el manual de instalación del producto.

12. GARANTÍA TÉCNICA

El sistema fotovoltaico y sus componentes estarán garantizados contra defectos de fabricación por un periodo no menor de diez (10) años, el cual será determinado por el adquiriente. Esta garantía se regirá además por las condiciones establecidas en el documento correspondiente a las bases, así como por las indicadas en las características técnicas de cada componente.

La conformidad de esté acápite deberá presentarse en la oferta técnica.

13. EMBALAJE

Se recomienda que cada sistema fotovoltaico y sus componentes deben ser cuidadosamente embalados en cajas de madera equipadas con paletas integradas, y aseguradas mediante correas elaboradas con bandas de acero inoxidable, con el fin de facilitar su manipulación con montacargas estándar y garantizar la integridad del contenido durante el transporte y el almacenamiento.

Las caras internas de las cajas de embalaje deberán estar revestidas con papel impermeable de alta resistencia, apto para servicio pesado, a fin de garantizar una adecuada protección de los componentes durante el almacenamiento prolongado a la intemperie y en ambientes salinos o de alta humedad.

Cada caja deberá estar claramente identificada (en idioma español) con una etiqueta o marcación legible y permanente, que incluya la siguiente información:

- Nombre del adquiriente
- Nombre o razón social del fabricante
- Tipo y modelo del equipo
- Cantidad de unidades SFV contenidas
- Masa neta, en kg
- Masa bruta o total, en kg

Las marcas deberán ser resistentes a la intemperie y a las condiciones propias del transporte y almacenamiento en exteriores.

Cada sistema fotovoltaico y sus componentes deberán ser suministrados con su respectivo reporte de pruebas de rutina y manual de operación, debidamente certificados por el fabricante y protegidos contra el medio ambiente.

14. INSPECCIÓN Y PRUEBAS EN FÁBRICA

La inspección y pruebas en fábrica podrán ser efectuadas en presencia de un representante del adquiriente. Los costos que demanden la inspección y pruebas deberán incluirse en el precio cotizado por el Postor.

15. INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA

El proveedor e instalador deberán entregar, según corresponda, la siguiente información técnica:

- Esquema unifilar de la instalación del SFV, que incluya las conexiones eléctricas principales y los componentes asociados.
- Planos de diseño detallados de la instalación del SFV, disposición física y ubicación de los componentes en el sitio de instalación.
- Especificaciones técnicas detalladas del SFV y sus componentes.
- Catálogos del fabricante en los que se indiquen códigos de los suministros, dimensiones, esquemas eléctricos, características de operación mecánica y eléctrica, así como la masa de cada componente.
- Certificados y reportes de pruebas realizadas en fábrica.
- Certificados de calidad de los componentes principales del SFV.
- Certificados y reportes de pruebas en sitio y puesta en servicio.
- Recomendaciones técnicas y experiencias operativas que contribuyan al correcto funcionamiento y mantenimiento de los suministros.

Asimismo, toda la información técnica solicitada por cada componente del acápite 8.

El costo de la documentación técnica solicitada estará incluido en el precio de los componentes.





ANEXO A: CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS EN ZONAS RURALES

El presente anexo establece una guía de estimación simplificada para dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados, orientada a contextos rurales. Esta estimación se basa en rangos típicos de consumo diario y en parámetros técnicos de referencia, con el fin de facilitar una evaluación inicial de viabilidad técnica.

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico se aplicará un factor de sobredimensionamiento (FS) de 1,3, el cual permite compensar pérdidas del sistema, variaciones en la radiación solar y condiciones reales de operación.

La autonomía del sistema (tres días) deberá ser garantizada mediante el adecuado dimensionamiento del banco de baterías, el cual no forma parte del alcance del presente anexo.

A. Parámetros de diseño considerados

Para los fines de este anexo, los cálculos se desarrollan en función de los siguientes parámetros de referencia:

- **Potencia Nominal del Módulo FV:** 500 Wp, bajo condiciones estándar de prueba, (STC).
- **Horas Solares Pico (HSP):** 5 h/día, equivalente a una irradiación promedio de 5 kWh/m²/día; valor representativo en zonas rurales, sujeto a variaciones geográficas y estacionales.
- **Factor de Pérdidas del Sistema (Fp):** 20%, que incluye pérdidas por temperatura, suciedad, desajustes, caídas de tensión y eficiencia de los equipos.
- **Factor de sobredimensionamiento (FS):** 1,3.

B. Fórmula para el Cálculo del Número de Módulos FV

$$\mathrm{N} = \frac{E_d . \mathrm{FS}}{P_m . \mathrm{HSP} . (1 - F_p)}$$

Donde:

- N: número de módulos fotovoltaicos
- E_d: consumo diario (Wh/día)
- FS: factor de sobredimensionamiento
- P_m: potencia del módulo (Wp)
- HSP: horas solares pico (h/día)
- F_p: factor de pérdidas

C. Tabla de Referencia para el Dimensionamiento

Ítem	Rango de Consumo diario (Wh/d)	Módulos (und.)
1	Hasta 1 250	1
2	De 1 251 a 2 500	2
3	De 2 501 a 3 750	2
4	De 3 751 a 5 000	3
5	De 5 001 a 6 250	4
6	De 6 251 a 7 500	5
7	De 7 501 a 10 000	7
8	De 10 001 a 15 000	10
9	De 15 001 a 20 000	13
10	De 20 001 a 30 000	20
11	De 30 001 a 40 000	26
12	De 40 001 a 50 000	33

Nota: Los valores indicados en la tabla son referenciales y han sido redondeados al entero superior para asegurar un margen de seguridad en la generación. El dimensionamiento definitivo deberá realizarse mediante un estudio técnico detallado, considerando perfiles reales de consumo, radiación solar específica del sitio, temperatura ambiente, orientación e inclinación de los módulos, así como las características reales de los equipos.

El Ítem 1 señala el consumo diario que atenderá un sistema básico que se implementará en una edificación tipo vivienda, los siguientes ítems son rangos escalables que podrá tener el sistema y se aplicarán según el tipo de edificación, lo cual incluye viviendas con más prestaciones, locales comerciales rurales, locales comunales, centro de atención de consultas médicas, postas médicas, colegios, u otras edificaciones en zonas rurales a atender.

ANEXO B: TABLAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

MÓDULO FOTOVOLTAICO				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	.....	
2	País de procedencia	-	.....	
3	Fecha de fabricación	-	.....	
4	Marca y modelo	-	.....	
5	Potencia pico nominal (a STC)	Wp	.....	
6	Tensión nominal (a STC)	V	.....	
7	Tensión máxima admisible del Sistema	V	.....	
8	Tensión en el punto de circuito abierto (a STC)	V	.....	
9	Tensión en el punto de máxima potencia (a STC)	V	.....	
10	Corriente de cortocircuito (a STC)	A	.....	
11	Corriente en el punto de máxima potencia (a STC)	A	.....	
12	Tolerancia de Potencia	%	.....	
13	Tipo de material de la célula fotovoltaica	-	.....	
14	Número de células fotovoltaicas	Unidad		
15	Marco estructural			
	- Material	-	.....	
	- Orificios hechos en fábrica	-	Si	
	- Señalización de conexión de aterramiento en su marco	-	Si	
16	Tipo de encapsulado	-	.....	
17	Tipo de cubierta	-		
18	Grado de hermeticidad de la caja de conexión con los cables instalados	-	IP 65 (mínimo)	
19	Grado de protección contra impactos mecánicos	-	IK 07	
20	Número de diodos de bypass en la caja de conexiones	Unidad	02 (Mínimo)	
21	Eficiencia del Módulo fotovoltaico (a STC)	%	.....	
22	Fracción de pérdida de potencia a los 25 años (a STC)	%	.....	
23	Para módulos con cables preinstalados			
	- Cable de uso fotovoltaico	-	.....	
	- Calibre de Cable	mm^2		
	- Tipos de conectores	-	.....	
24	Cumplimiento de normas:			
	- IEC 61215 (certificado)	-	Si	
	- IEC 61730-1	-	Si	
	- IEC 61730-2	-	Si	
	- UL 61730-1 (certificado)	-	Si	
	- UL 61730-2 (certificado)	-	Si	
	- IEC 61701 (certificado) Aplica para instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina	-	Si	
25	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

CONTROLADOR DE CARGA				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	.....	
2	País de procedencia	-	.....	
3	Fecha de fabricación	-	.....	
4	Marca y modelo	-	.....	
5	Corriente nominal (lado generador y lado cargas de consumo)	A	.....	
6	Tensión nominal	V	.....	
7	Tipo de controlador			
	- Tecnología	-	Electrónico	
	- Característica	-	.....	
	- Selector de tipo de batería	-	.....	
	- Modo de carga, bajo función		.....	
8	Corriente de autoconsumo	mA	(No mayor a 0.2% de la corriente nominal, lado Generación)	
9	Grado de protección	-	IP32 (mínimo)	
10	Indicador de polaridad en cada borne de conexión	-	Positivo y negativo	
11	Tipo de indicadores de funcionamiento	-	Visuales o Sonoras	
12	Indicadores para	-		
	- Entrega de corriente del módulo fotovoltaico	-	SI	
	- Estado de carga de la batería	-	SI	
	- Alarma por proximidad de desconexión del consumo	-	SI	
	- Alarma por desconexión del consumo	-	SI	
	- Alarma por mal funcionamiento (cortocircuito, sobrecarga, polaridad inversa)	-	SI	
13	Protecciones			
	- Al módulo fotovoltaico ante retorno de corriente	-	SI	
	- A la batería ante sobrecargas	-	SI	
	- A la batería ante sobre descargas	-	SI	
	- Contra cortocircuitos	-	SI	
	- Polaridad inversa en cualquier línea	-		
	- Contra sobretensión a la entrada del módulo fotovoltaico.	-	SI	
	- Funcionamiento sin batería	-	SI	
	- Contra sobretemperaturas	-	SI	
14	Tipo de protección	-	Electrónica	
15	Calibre de conexión de cables	mm^2	.....	
16	Tensión de desconexión de cargas de consumo (LVD)	V	.....	
17	Tensión de reconexión de cargas de consumo (LVR)	V	.....	
18	Interferencias	-	Ninguna	
19	Valor de sobretensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico	%	125	
20	Material de la caja del controlador	-	Según la norma IEC 60068-2-11	
21	Variación de la Tensión por efecto de la corriente	%	1 (máximo)	
22	Cumplimiento de normas:	-		
	- NTP-IEC 62109-1:2024	-	Si	

	- UL 1741 (certificación)	-	Si	
	- IEC 62477-1	-	Si	
	- IEC 62509		Si	
	- IEC 61000-6-3	-	Si	
23	Tiempo de vida útil	años	10 (mínimo)	
24	Entrega información técnica solicitada	-	SI	
25	Cumplimiento de norma IEC 60068-2-11(aplica para instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina)	-	SI	

BATERÍA				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	.....	
2	País de procedencia	-	.....	
3	Fecha de fabricación	-	No mayor a 1 año antes del Suministro	
4	Marca y modelo	-	.....	
5	Tensión nominal	V	.....	
6	Tipo de electrolito	-	.....	
7	Densidad del Electrolito (Para baterías con electrolito liquido del tipo abierta)	g/cm^3	.....	
8	Tipo de batería	-	.....	
9	Capacidad nominal	Ah	(Indicar régimen de descarga)	
10	Capacidad nominal para régimen de descarga	Ah	(Indicar régimen de descarga)	
11	Autodescarga máxima en un mes	%	.....	
12	Indicaciones de polaridad	-	SI	
13	Tipo de conectores apropiados para conexión firme con cable	-	.....	
14	Material de las borneras de conexión	-	.....	
15	Material del contenedor de la batería (materiales ignífugos o con retardante al fuego)	-	Si	
16	Vida útil al 50 % de PD para baterías de plomo-ácido, al 80% para baterías de níquel-cadmio e iones de litio	Ciclos	.....	
17	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

LÁMPARA EN AC				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	.....	
2	País de procedencia	-	.....	
3	Fecha de fabricación	-	.....	
4	Marca y modelo	-	.....	
5	Tensión nominal	VAC	220	
6	Tipo de lámpara	-	.....	
7	Tipo de rosca del casquillo	-	E27	
8	Rendimiento lumínico	Lúmenes/ W	50 para ahorrador / 80 para LED	
9	Potencia luminosa	Lúmenes	800 (mínimo)	
10	Potencia de consumo	W	11 (máximo)	
11	Tipo de luz	-	.....	
12	Vida útil			
	- Ciclos On-Off	Ciclos	Mínimo: 10 000 para ahorrador / 10 000 para LED)	
	- Horas de funcionamiento	horas	mínimo: 8 000 para ahorrador / 30 000 para LED	
13	Grado de protección	-	IP42 (mínimo)	
14	Cumplimiento de normas:	-		
	- IEC 61000-6-3	-	Si	
15	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
JEFE
Oficina General de Asuntos Jurídicos

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
REPÚBLICA DEL PERÚ
Dirección General de Electricidad

INVERSOR DE CORRIENTE				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	.....	
2	País de procedencia	-	.....	
3	Fecha de fabricación	-	.....	
4	Marca y modelo	-	.....	
5	Tensión nominal de ingreso	V	.....	
6	Tensión de salida	V	220±7,5%	
7	Distorsión Armónica total (THD)	%	(inferior a 5%)	
8	Potencia nominal	VA	(Indicar)	
9	Potencia instantánea	VA	(mínimo 2 veces el valor de la Potencia Nominal)	
10	Frecuencia de salida	Hz	60±1 Hz	
11	Autoconsumo	W	(máximo 3% Potencia Nominal)	
12	Grado de protección	-	IP32 (mínimo)	
13	Indicador de polaridad en cada borne de conexión	-	Positivo y negativo	
14	Tipo de indicadores de funcionamiento	-	Visuales o Sonoros (indicar)	
15	Indicadores para:			
	- Modo de Funcionamiento (Stand By, En Operación, En para)	-	Si	
	- Alarma por proximidad de desconexión del consumo	-	Si	
	- Alarma por desconexión del consumo	-	Si	
16	Protecciones			
	- Sobrecarga.	-	Si	
	- Corto Circuito.	-	Si	
	- Inversión de polaridad.	-	Si	
17	Tipo de protección	-	Electrónica	
18	Condiciones Especiales (sobrecargas)	-	Soportar sobrecargas del 25% de su Potencia Nominal por 30 minutos a 25ºC	
19	Tensión de desconexión de cargas de consumo (LVD)	V	.....	
20	Tensión de reposición de cargas de consumo (LVR)	V	.....	
21	Reconocimiento de cargas ajustable	-	(entre 5 W a 20 W)	
22	Material de la cubierta del inversor	-	Según la norma IEC 60068-2-11	
23	Cumplimiento de normas:			
	- NTP-IEC 62109-1:2024	-	Si	
	- NTP-IEC 62109-2:2024	-	Si	
	- IEC 62477-1	-	Si	
	- UL 1741 (certificación)	-	Si	
	- IEC 61000-6-3	-	Si	
24	Tiempo de vida útil	años	10 (mínimo)	
25	Entrega información técnica solicitada	-	SI	
26	Cumplimiento de norma IEC 60068-2-11 (aplica para instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina)	-	SI	

HÍBRIDO (CONTROLADOR / INVERSOR)				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	.....	
2	País de procedencia	-	.....	
3	Fecha de fabricación	-	.....	
4	Marca y modelo	-	.....	
5	Cumplimiento de normas:			
	- NTP-IEC 62109-1:2024	-	Si	
	- NTP-IEC 62109-2:2024	-	Si	
	- UL 1741 (certificación)	-	Si	
	- IEC 62477-1	-	Si	
	- IEC 62509		Si	
	- IEC 61000-6-3	-	Si	
6	Tiempo de vida útil	años	10 (mínimo)	
7	Entrega información técnica solicitada		SI	
8	Cumplimiento de norma IEC 60068-2-11 (aplica para instalaciones ubicadas en zonas de alta contaminación salina)	-	SI	
	INVERSOR DE CORRIENTE			
8	Tensión nominal de ingreso	V	.....	
9	Tensión de salida	V	220±7,5%	
10	Distorsión Armónica total (THD)	%	(inferior a 5%)	
11	Potencia nominal	VA	(Indicar)	
12	Potencia instantánea	VA	(mínimo 2 veces el valor de la Potencia Nominal)	
13	Frecuencia de salida	Hz	60±1 Hz	
14	Autoconsumo	W	(máximo 3% Potencia Nominal)	
15	Grado de protección	-	IP32 (mínimo)	
16	Indicador de polaridad en cada borne de conexión	-	Positivo y negativo	
17	Tipo de indicadores de funcionamiento	-	Visuales o Sonoros (indicar)	
18	Indicadores para:			
	- Modo de Funcionamiento (Stand By, En Operación, En para)	-	Si	
	- Alarma por proximidad de desconexión del consumo	-	Si	
	- Alarma por desconexión del consumo	-	Si	
19	Protecciones			
	- Sobrecarga.	-	Si	
	- Corto Circuito.	-	Si	
	- Inversión de polaridad.	-	Si	
20	Tipo de protección	-	Electrónica	
21	Condiciones Especiales (sobrecargas)	-	Soportar sobrecargas del 25% de su Potencia Nominal por 30 minutos a 25°C	
22	Tensión de desconexión de cargas de consumo (LVD)	V	.....	
23	Tensión de reposición de cargas de consumo (LVR)	V	.....	
24	Reconocimiento de cargas ajustable	-	(entre 5 W a 20 W)	

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS JEFE Dirección General de Electricidad

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Dirección General de Electricidad

	CONTROLADOR DE CARGA			
26	Corriente nominal (lado generador y lado cargas de consumo)	A	.....	
27	Tensión nominal	V	.....	
28	Tipo de controlador			
	- Tecnología	-	Electrónico	
	- Característica	-	.....	
	- Selector de tipo de batería	-		
	- Modo de carga, bajo función			
29	Corriente de autoconsumo	mA	(No mayor a 0.2% de la corriente nominal, lado Generación)	
30	Grado de protección	-	IP32 (mínimo)	
31	Indicador de polaridad en cada borne de conexión	-	Positivo y negativo	
32	Tipo de indicadores de funcionamiento	-	Visuales o Sonoras	
33	Indicadores para	-		
	- Entrega de corriente del módulo fotovoltaico	-	SI	
	- Estado de carga de la batería	-	SI	
	- Alarma por proximidad de desconexión del consumo	-	SI	
	- Alarma por desconexión del consumo	-	SI	
	- Alarma por mal funcionamiento (cortocircuito, sobrecarga, polaridad inversa)	-	SI	
34	Protecciones			
	- Al módulo fotovoltaico ante retorno de corriente	-	SI	
	- A la batería ante sobrecargas	-	SI	
	- A la batería ante sobre descargas	-	SI	
	- Contra cortocircuitos	-	SI	
	- Polaridad inversa en cualquier línea			
	- Contra sobretensión a la entrada del módulo fotovoltaico.	-	SI	
	- Funcionamiento sin batería	-	SI	
	- Contra sobretemperaturas	-	SI	
35	Tipo de protección	-	Electrónica	
36	Calibre de conexión de cables	mm^2		
37	Tensión de desconexión de cargas de consumo (LVD)	V		
38	Tensión de reconexión de cargas de consumo (LVR)	V		
39	Interferencias	-	Ninguna	
40	Valor de sobretensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico	%	125	
41	Variación de la Tensión por efecto de la corriente	%	1 (máximo)	
42	Tiempo de vida útil	años	10 (mínimo)	
43	Entrega información técnica solicitada		SI	