



**INSTRUCCIÓN TÉCNICA RGR N°02/2020:
DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A REDES DE
DISTRIBUCIÓN**

ÍNDICE

1. OBJETIVO	4
2. ALCANCE Y APLICACIÓN	4
3. REFERENCIAS NORMATIVAS	5
4. ABREVIACIONES Y DEFINICIONES	8
5. DISPOSICIONES GENERALES	13
6. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN.....	14
7. ESTRUCTURA	14
8. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	16
9. ARREGLOS Y CONEXIÓN ELÉCTRICA	17
10. DIMENSIONADO DE CIRCUITOS Y CORRIENTE.....	20
11. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN	20
12. INVERSOR.....	24
13. MICROINVERSOR.....	25
14. PROTECCIONES.....	26
15. PROTECCIÓN RI	29
16. SISTEMA DE LIMITACIÓN DE INYECCIÓN	30
17. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	32
18. ROTULACIÓN Y SEÑALIZACIÓN	34
19. INTERFAZ CON RED	36
20. EQUIPO DE MEDIDA.....	37
21. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	37
22. PARÁMETROS ELÉCTRICOS	38
23. PRUEBAS E INSPECCIÓN	38
24. MANTENIMIENTO Y TRABAJO SEGURO.	40
DISPOSICIONES TRANSITORIAS	42
ANEXO N° 1	43
ANEXO N° 2	44
ANEXO N° 3.....	45
ANEXO N° 4	46
ANEXO N° 5.....	47
ANEXO N° 6.....	48
ANEXO N° 7	49
ANEXO N° 8.....	50
ANEXO N° 9.....	51

ANEXO N° 10.....	56
ANEXO N° 11.....	59
ANEXO N° 12.....	60
ANEXO N° 13.....	61

1. OBJETIVO

Acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para ser conectadas a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas, así como la integridad física y operacional de la red de distribución eléctrica.

2. ALCANCE Y APLICACIÓN

2.1 ALCANCE

Las disposiciones de esta Instrucción Técnica son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, cuya potencia máxima no sobrepase lo estipulado en la Ley N° 21.118.

2.2 APLICACIÓN

Esta Instrucción Técnica se leerá conjuntamente con:

- a) Los Pliegos Técnicos Normativos RIC establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía.
- b) La Instrucción Técnica RGR N°01/2020: Procedimiento de comunicación de energización de Generadoras Residenciales.

Cuando las instalaciones fotovoltaicas conectada a las redes eléctricas de distribución cuenten con un sistema de almacenamiento a través de batería, este instructivo se leerá junto con el instructivo técnico de sistemas de almacenamiento que dicte la Superintendencia

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las normas técnicas a las que se hace referencia a continuación son parte integrante de la presente instrucción técnica y solo deben ser aplicadas en los puntos en los cuales son citadas.

- 3.1 **IEC 60269-6:2010:** Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems.
- 3.2 **IEC 60364-5-53:2002:** Electrical installations of buildings - Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment - Isolation, switching and control.
- 3.3 **IEC 60364-7-712:2002:** Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- 3.4 **IEC 60417-1:2004:** Corrigendum 1 – Graphical symbols for use on equipment.
- 3.5 **IEC/TR 60755:2008:** General requirements for residual current operated protective devices.
- 3.6 **IEC 60896-21:2004:** Stationary lead-acid batteries. Part 21: Valve Regulated Types – Method of test
- 3.7 **IEC 60896-22:2004:** Stationary lead-acid batteries. Part 22: Valve Regulated Types – Requirements
- 3.8 **IEC 60947-2:2013:** Low-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Circuit-breakers.
- 3.9 **IEC 60947-3:2012:** Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units.
- 3.10 **IEC 60998-1:2002:** Connecting devices for low-voltage circuits for household and similar purposes - Part 1: General requirements.
- 3.11 **IEC 61215-1-1:2016:** Terrestrial Photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval - Part 1-1: Special Requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules
- 3.12 **IEC 61386-1:2008:** Conduit Systems For Cable Management - Part 1: General Requirements
- 3.13 **IEC 61386-21:2002:** Conduit Systems For Cable Management - Part 21: Particular Requirements - Rigid Conduit Systems
- 3.14 **IEC 61386-22:2008:** Conduit Systems for cable management - Part 22: Particular requirements - Pliable conduit systems
- 3.15 **IEC 61537:2007:** Cable management - Cable tray systems and cable ladder systems
- 3.16 **IEC 61557-8:2007:** Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures - Part 8: Insulation monitoring devices for IT systems.
- 3.17 **IEC 61643-11:2011:** Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods.

- 3.18 **IEC 61646-1:2016:** Thin-film Terrestrial Photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.
- 3.19 **IEC 61701:2011:** Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules
- 3.20 **IEC 61730-1:2016:** Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction
- 3.21 **IEC 61851-1:2017:** Electric Vehicle Conductive Charging System - Part 1: General Requirements
- 3.22 **IEC 61851-23:2014:** Electric Vehicle Conductive Charging System - Part 23: DC Electric Vehicle Charging Station
- 3.23 **IEC 62020:2003:** Electrical accessories - Residual current monitors for household and similar uses (RCMs)
- 3.24 **IEC 62109-1:2010:** Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements
- 3.25 **IEC 62109-2:2011:** Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.
- 3.26 **IEC 62116:2014:** Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures.
- 3.27 **IEC 62305-2:2010:** Protection against lightning - Part 2: Risk management.
- 3.28 **IEC 62477-1:2010:** Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part 1: General.
- 3.29 **IEC 62485-2:2010:** Safety requirements for secondary batteries and battery installations. Part 2: Stationary Batteries.
- 3.30 **IEC 62619:2017:** Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes - Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications
- 3.31 **IEC 62852:2014:** Connectors for DC-application in photovoltaic systems – Safety requirements and tests.
- 3.32 **IEC 62909-2:2019:** Bi-directional grid-connected power converters – Part 2: Interface of GCPC and distributed energy resources
- 3.33 **UL 1741: 2010:** Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources
- 3.34 **UL 1973: 2018:** Standard for batteries for use in stationary, vehicle auxiliary power and light electric rail (LER) applications
- 3.35 **UL 2703:2015:** Standard for Mounting Systems, Mounting Devices, Clamping/Retention Devices, and Ground Lugs for Use with Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels
- 3.36 **UL 9540: 2020:** Standard for Energy Storage Systems and Equipment.

- 3.37 **UNE-EN 50618-2:2015:** Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- 3.38 **UNE-EN 62275:2016:** Sistema de conducción de cables. Bidas para cables para instalaciones eléctricas
- 3.39 **UNE-EN 62485-5:2019:** Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 5: Funcionamiento seguro de baterías estacionarias de iones de litio.
- 3.40 **IEEE Std. 81:** Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System.
- 3.41 **NCh 433.Of96:** Norma Chilena de Diseño sísmico de edificios.
- 3.42 **NCh 2369.Of2003:** Norma Chilena de Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
- 3.43 **Norma técnica Netbilling:** Norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación, emitida por la Comisión Nacional de Energía, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.
- 3.44 **NCh Elec. 4/2003:** Instalaciones de Consumo en Baja Tensión, declarada Norma Chilena Oficial de la República mediante Decreto Supremo N° 115, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.

Nota: Para la aplicación de este instructivo técnico se podrá utilizar, en reemplazo de las normas IEC, las normas UNE equivalentes.

4. ABREVIACIONES Y DEFINICIONES

4.1 ABREVIACIONES

Para la aplicación del presente Instructivo, las siguientes abreviaciones tendrán el significado que a continuación se indica:

ATS: Interruptor de transferencia automática, conocido por sus siglas en inglés (Automatic Transfer Switch)

CA: Corriente Alterna

CC: Corriente Continua

CIP: Capacidad Instalada Permitida

EG: Equipamiento de Generación

FV: Fotovoltaico/a

IEC: International Electrotechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional

IEP: Inyección de Excedente Permitida

MPPT: Seguidor de punto de máxima potencia, conocido por sus siglas en inglés (Maximum Power Point Tracking)

N.A.: Nota Aclaratoria

NTD: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución

NT Netbilling: Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación.

RI: Red e Instalación

RCMU: Unidad de monitorización de corriente residual, conocido por sus siglas en inglés (Residual Current Monitoring Unit).

RIC: Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica aprobado por el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de Energía

Superintendencia: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

4.2 TERMINOLOGÍA

Para efectos de la aplicación del presente instructivo, se establecen las siguientes definiciones:

4.2.1 **Anti-isla:** Uso de relés o controles para protección contra funcionamiento de isla.

4.2.2 **Arreglo:** Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

- 4.2.3 **Batería:** Unidad que consiste en una o más células de almacenamiento de energía conectadas en serie, disposición paralela o en serie paralela
- 4.2.4 **Batería de iones de litio:** Batería secundaria con un electrolito solvente orgánico y electrodos positivo y negativo que utilizan un compuesto de intercalación en el que se almacena el litio
N.A.: una batería de iones de litio no contiene litio metálico.
- 4.2.5 **Batería de plomo ácido:** Batería secundaria en la que los electrodos están hechos principalmente de plomo y el electrolito es una solución de ácido sulfúrico
- 4.2.6 **Batería de plomo ácido regulada por válvula:** Baterías cerrada en condiciones normales pero que tiene un dispositivo que permite el escape de gas si la presión supera un valor predeterminado. El electrolito de la batería normalmente no puede ser rellenado. Esta batería es conocida por sus siglas en inglés VRLA (Valve Regulated Lead Acid Battery).
N.A.: Estas celdas tienen un electrolito inmovilizado para evitar derrames y permitir la recombinación de oxígeno en el electrodo negativo.
- 4.2.7 **Caja de conexiones de string o junction box o tablero CC:** Caja en la que se conectan eléctricamente los strings entre sí.
- 4.2.8 **Capacidad Instalada:** Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el EG de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.
- 4.2.9 **Capacidad Instalada Permitida (CIP):** Capacidad del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts.
- 4.2.10 **Célula solar o fotovoltaica:** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- 4.2.11 **Conductor:** Para los efectos de esta instrucción técnica se entenderá por hilo metálico, de cobre de sección transversal frecuentemente cilíndrico o rectangular, destinado a conducir corriente eléctrica. De acuerdo a su forma constructiva podrá ser designado como alambre, si se trata de una sección circular sólida única, barra si se trata de una sección rectangular o conductor cableado si la sección resultante está formada por varios alambres iguales de sección menor.
- 4.2.12 **Corriente de cortocircuito en condiciones de ensayo normalizadas I_{sc} (STC):** Corriente de cortocircuito de un módulo, de un string, de un grupo o de un generador fotovoltaico en condiciones de ensayo normalizadas.
- 4.2.13 **Diodo de Bloqueo:** Es un diodo utilizado para impedir el flujo inverso de corriente hacia la fuente del circuito fotovoltaico.
- 4.2.14 **Empalme:** Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan la Unidad de Medida de la instalación del usuario o cliente a la red de distribución.
- 4.2.15 **Empresa Distribuidora:** Empresa(s) distribuidora(s) concesionaria(s) del servicio público de distribución o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.

- 4.2.16 **Equipamiento(s) de Generación (EG):** Unidad o conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución a través del empalme. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
- 4.2.17 **Equipo de monitoreo de inyección:** Instrumentos y accesorios destinados de manera exclusiva a la medición de energía de la red y a la generada por el equipamiento de generación para apoyar en la gestión del sistema de limitación de inyecciones.
- 4.2.18 **Interfaz con la Red:** Interconecta la salida del inversor con las cargas locales de CA del inmueble, y con el sistema eléctrico de distribución. Permite al sistema fotovoltaico operar en paralelo con la red para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz.
- 4.2.19 **Interruptor de acoplamiento:** Dispositivo de protección con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y de cortocircuito, cuya función es desconectar el o los Equipamientos de Generación del Sistema de Distribución. Posee dos dispositivos eléctricos de desconexión conectados en serie (con redundancia).
- 4.2.20 **Interruptor de transferencia automática (ATS):** Dispositivo que cambia la fuente de alimentación a través de una transferencia automática.
- 4.2.21 **Interruptor general:** Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- 4.2.22 **Inversor bidireccional conectado a la red:** Es un inversor bidireccional que funciona en más de un modo u operación, con diferentes puertos de entrada y salida. Este inversor bidireccional es también conocido como inversor multimodo o de modo múltiple.
- 4.2.23 **Inversor unidireccional conectado a la red:** Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. Este equipo es también conocido como “inversor” (utilizado en la regulación de Generación Distribuida), inversor on grid o inversor interactivo de red y está destinado a operar en paralelo a la red para la inyección o autoconsumo de energía.
N.A.: Para efectos de este instructivo, cuando se indique “inversor” se está haciendo referencia al “inversor unidireccional conectado a la red”.
- 4.2.24 **Inversor string:** Inversor diseñado para operar con un conjunto de varios módulos que se conectan en serie (string). Se pueden conectar uno o varios strings, dependiendo del modelo del inversor. El inversor string se caracteriza por la posibilidad de conectar los strings de manera directa, sin caja de conexión intermedia.
- 4.2.25 **Inversor central:** Inversor diseñado para operar con muchos módulos, conectados en serie (string), y muchos strings en paralelo. Para conectar strings en paralelo, generalmente se utiliza una caja de conexión (junction box) que junta los strings para luego realizar la conexión al inversor.
- 4.2.26 **Inyección de Excedentes Permitida (IEP):** Inyección del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede realizar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica.
- 4.2.27 **Isla:** Condición provocada cuando se ha producido un corte de energía en la red eléctrica suministrada por la empresa distribuidora y esta área que ha quedado aislada del resto del sistema de distribución queda energizada por el equipamiento de generación.

- 4.2.28 **Isla interna:** Condición provocada cuando se ha producido un corte de energía en la red eléctrica suministrada por la empresa distribuidora y la instalación interior de consumo del usuario queda aislada del resto del sistema de distribución, quedando ella energizada por el o los equipamientos de autogeneración.
- 4.2.29 **Microinversor:** Inversor diseñado para funcionar conectado a un o dos módulos fotovoltaicos. Su entrada es para corriente continua y en su salida exporta corriente alterna. Generalmente se instala debajo del módulo fotovoltaico e incluye todas las protecciones necesarias por el lado CC y CA.
- 4.2.30 **Panel o Módulo fotovoltaico:** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- 4.2.31 **Potencia de la instalación fotovoltaica:** Es la potencia nominal que es capaz de generar el sistema fotovoltaico conectado a la red y se determina como la menor de las potencias, comparando la suma de las potencias nominales de los inversores a temperatura ambiente 30°C y la suma de las potencias P_{peak} de los módulos fotovoltaicos (la especificada por el fabricante).
- 4.2.32 **Protección de potencia inversa:** Es el elemento de protección que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada o sobre la inversión de potencia.
- 4.2.33 **Protección de Red e Instalación (Protección RI):** Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento, cuando al menos un valor de operación de la red de distribución se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección, esta puede estar integrada en el inversor o ser externa al inversor (centralizada).
- 4.2.34 **Puerto:** Ubicación que da acceso a un dispositivo donde se puede suministrar o recibir energía o señal electromagnética o donde se pueden observar o medir las variables del dispositivo.
- 4.2.35 **Punto de conexión a la red de distribución:** Punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en el cual un consumo, un EG se conecta al Sistema de Distribución.
- 4.2.36 **Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT):** Consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y la corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia.
- 4.2.37 **Sistema de Distribución o Red de Distribución:** Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a Clientes o Usuarios ubicados en sus zonas de concesión, o bien a Clientes o Usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros. Asimismo, el sistema comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los Sistemas de Monitoreo. La tensión nominal del sistema deberá ser igual o inferior a 23 kV.
- 4.2.38 **Sistema fotovoltaico conectado a la red:** Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución a través del empalme del usuario o cliente final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.

- 4.2.39 **Sistema o equipo de Limitación de Inyección:** Conjunto de elementos intercomunicados que, configurados entre sí, permiten la limitación de inyecciones a la red eléctrica de distribución e incluye una protección de potencia inversa como parte de su sistema para garantizar el límite de inyecciones permitidas.
- 4.2.40 **String:** Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.
- 4.2.41 **Tablero de Punto de conexión:** Tablero eléctrico de uso exclusivo que contiene la protección RI centralizada o el sistema de limitación de inyección y la protección de potencia inversa o al conjunto de estos elementos.
- 4.2.42 **Tensión en circuito abierto en condiciones de ensayo normalizadas (Voc stc):** Tensión en condiciones de ensayo normalizadas, a través de los bornes descargados (abiertos) de un módulo fotovoltaico, de un string, de un grupo fotovoltaicos, de un generador fotovoltaicos o sobre el lado de corriente continua del inversor.
- 4.2.43 **Unidad de Generación Fotovoltaica (UGF):** Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes:
- Módulos fotovoltaicos.
 - Arreglo fotovoltaico.
 - Cajas de conexión.
 - Cables y conexiones eléctricas.
 - Dispositivos de protección.
 - Sistema de tierras.
 - Estructuras de montaje.
- 4.2.44 **Unidad de medida:** Componente del sistema de medición, monitoreo y control a que se refiere el artículo 3-3 del anexo técnico de sistemas de medición, monitoreo y control.

5. DISPOSICIONES GENERALES

- 5.1 Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectada a la red de distribución deberá ser proyectada y ejecutada en estricto cumplimiento con las disposiciones de esta Instrucción Técnica y en las normativas vigentes.
- 5.2 Toda instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución deberá ejecutarse de acuerdo a un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para operadores o usuarios, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.
- 5.3 El funcionamiento de las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución a que se refiere esta Instrucción Técnica no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, calidad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa vigente.
- 5.4 En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico no deberán mantener tensión en la línea de distribución, ni dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.5 En el caso de que una instalación de un sistema fotovoltaico se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la NTD.
- 5.6 Las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, que se acojan a la Ley N° 21.118, deberán dimensionarse para que su potencia máxima no supere límite definido en la Ley.
- 5.7 La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1kV.
- 5.8 Las disposiciones de esta Instrucción Técnica están hechas para ser aplicadas e interpretadas por profesionales especializados; no debe entenderse este texto como un manual.
- 5.9 De acuerdo con lo establecido en la Ley N° 18.410, cualquier duda en cuanto a la interpretación de las disposiciones de esta Instrucción Técnica será resuelta por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante Superintendencia.
- 5.10 Los equipos, elementos y accesorios eléctricos utilizados en la unidad de generación fotovoltaica deben ser diseñados para soportar la tensión máxima generada por ella y ser adecuados para trabajar en corriente continua.
- 5.11 Solo se permitirá que el sistema de generación fotovoltaica funcione en paralelo con un grupo electrógeno o que se conecten a una misma barra cuando se cumplan cualquiera de las siguientes condiciones:
 - a) Cuando el grupo electrógeno cuente con una protección de potencia inversa.
 - b) Se demuestre técnicamente que la operación en paralelo de estas unidades de generación es compatible ante cualquier circunstancia y cuando el fabricante del grupo electrógeno lo especifique.

- c) El sistema fotovoltaico cuente con un sistema de bloqueo que impida que ambas unidades funcionen en paralelo.
- 5.12 Durante todo el período de explotación u operación de las instalaciones eléctricas, sus propietarios u operadores deberán conservar los diferentes estudios y documentos técnicos utilizados en el diseño y construcción de las mismas y sus modificaciones, como asimismo los registros de las auditorías, mantenciones, certificaciones e inspecciones de que hubiera sido objeto, todo lo cual deberá estar a disposición de la Superintendencia.
- 5.13 En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación, la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en la presente instrucción técnica, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que el texto normativo contempla. Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello el interesado deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia.

6. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN

- 6.1 La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.
- 6.2 Para la instalación, limpieza y mantenimiento del sistema fotovoltaico en techumbres, se deberá contar con el espacio físico para poder colocar o apoyar una escalera que permita un acceso seguro. Se debe considerar que los paneles fotovoltaicos y su estructura en ningún caso deberán sobresalir del perímetro del techo, con el fin de evitar el efecto vela.
- 6.3 Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no puestos a tierra, de todas las fuentes de energía y de forma simultánea. Se excluyen de esta disposición los microinversores.

Asimismo, se acepta para inversores string como medio de desconexión, el medio que incluye el equipo inversor para estos fines.

- 6.4 Los conductores o cables de la unidad de generación fotovoltaica, módulos fotovoltaicos, string e inversor deberán ser seleccionados e instalados de forma que se reduzca al máximo el riesgo de falla a tierra o de cortocircuito.

7. ESTRUCTURA

- 7.1 La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve y sísmicos.
- 7.2 Las estructuras sobre techo cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica sea igual o superior a 30kW, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en las normas NCh 433 o NCh 2369, según corresponda. No obstante, si el peso

total de la unidad de generación fotovoltaica, incluido inversor(es) y medidas de seguridad, es mayor o igual al 10% del peso sísmico original de la estructura principal, se deberá presentar una memoria de cálculo de las estructuras, independiente de la capacidad instalada.

- 7.3 La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica debe ajustarse a la superficie de la instalación, ya sea horizontal o inclinada, y el método de anclaje deberá soportar las cargas de tracción y corte, mantener la estructura firme y evitar posibles volcamientos por la acción de sismo, viento o nieve.
- 7.4 El diseño y la construcción de la estructura que soporta la unidad de generación fotovoltaica, el sistema de fijación de módulos fotovoltaicos y los anclajes a la estructura existente deberán:
- a) Cumplir con las normativas vigentes y aplicables al diseño estructural de cualquier estructura, tanto el anclaje como la misma estructura de soporte
 - b) Permitir las dilataciones térmicas necesarias, evitando transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 7.5 La estructura debe ser metálica y se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química.
- 7.6 La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección.
- 7.7 Las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 10 kW e inferior a 30kW deberán tener la infraestructura de acceso y cuerda de vida para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.
- 7.8 Las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 30 kW deberán tener la infraestructura de acceso, pasillo técnico, cuerda de vida y vía de tránsito necesaria para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.
- Esta exigencia también aplicará a instalaciones fotovoltaicas que compartan un techo en común, en el cual la capacidad instalada sea igual o mayor a 30 kW.
- 7.9 Las canalizaciones que estén sujetas a riesgo de daños mecánicos, tales como las que se ubican en instalaciones del tipo carports (techumbre de estacionamiento de vehículos), instalaciones a nivel de terreno y otras similares, deberán presentar una resistencia adecuada a los daños mecánicos. En estos casos, las tuberías presentarán una resistencia mínima al impacto grado 4 y una resistencia mínima a la compresión grado 5. Si se utilizan canales protectoras o bandejas porta conductores, éstas presentarán una resistencia mínima IK08 a impactos mecánicos. Véase el Anexo N°1.
- 7.10 Aquellos proyectos fotovoltaicos a nivel de terreno deberán contar con algún medio de protección que impida el acceso a estas instalaciones a personas extrañas al servicio. Se eximirán de esta exigencia aquellos proyectos en sectores agrícola cuya capacidad instalada sea igual o inferior a 5 kW.
- 7.11 Se deberán tomar los resguardos para prevenir la corrosión electroquímica entre metales diferentes. Esto puede ocurrir entre estructuras y la edificación y también entre estructuras, abrazaderas y módulos fotovoltaicos. Se deberán utilizar materiales aisladores para reducir la corrosión electroquímica entre superficies de materiales galvánicos diferentes, lo que deberá

ser fundamentado en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración. Los Componentes de aluminio y acero inoxidable estarán permitidos de estar en contacto directo, ya que, los dos metales son galvánicamente similares.

- 7.12 En ambientes corrosivos, para los sistemas de fijación, estructuras y paneles fotovoltaicos, deberán utilizarse materiales resistentes a la corrosión, con el espesor adecuado para ubicación y vida útil del sistema.
Nota: Los gases corrosivos como amoníaco, presente en lugares de cultivo, también deben ser considerados.
- 7.13 Para efectos de esta instrucción técnica se reconocerá como zona de alta contaminación salina a la franja costera, definida como una zona de 10 km de ancho, medidos desde el borde costero, al igual que instalaciones ubicadas en recintos en donde se procesen componentes químicos corrosivos.

8. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- 8.1 Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán cumplir con las normas IEC 61730, e IEC 61215 o IEC 61646, según corresponda y deberán ser autorizados por la Superintendencia para tales efectos.
- 8.2 Los cables o terminales de módulos fotovoltaicos deberán tener marcado su polaridad.
- 8.3 Los módulos fotovoltaicos tendrán una placa visible e indeleble, con la información técnica requerida en la certificación y con los siguientes valores:
- a) Tensión de circuito abierto.
 - b) Tensión de operación.
 - c) Tensión máxima admisible del sistema.
 - d) Corriente de operación.
 - e) Corriente de cortocircuito.
 - f) Potencia máxima.
- 8.4 Todos los módulos fotovoltaicos deberán incluir diodos de derivación o bypass para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- 8.5 En los casos que los módulos fotovoltaicos utilicen marcos laterales, éstos serán de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos.
- 8.6 Para instalaciones que se emplacen en zonas de alta contaminación salina a la franja costera descrita en el punto 7.13, los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con la norma IEC 61701.
- 8.7 No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintas características técnicas, ni orientaciones diferentes en una unidad de generación fotovoltaica. Se excluyen de esta disposición a los módulos conectados a través de microinversores y los módulos que cumplan con el punto 8.8.

- 8.8 Solo se podrá utilizar orientaciones y módulos fotovoltaicos con distintas características que formen parte de una unidad de generación fotovoltaica, exclusivamente en los siguientes casos:
- a) Cuando los módulos fotovoltaicos que estén orientados en una dirección ingresen a un MPPT y los módulos fotovoltaicos orientados en otra dirección distinta ingresen a otro MPPT del mismo inversor.
 - b) Para aquellos casos en los cuales los paneles pertenecientes a un mismo string sean de distintas marcas, pero que sus valores nominales (I_{sc} ; V_{oc} , etc.) no difieran en más de un 1%.
 - c) En casos justificados en donde el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dichas causas.

Cualquiera de los casos empleados deberá ser fundamentado en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.

- 8.9 Se deberán minimizar las pérdidas de rendimiento del sistema fotovoltaico condicionadas por las sombras sobre los paneles fotovoltaicos.
- 8.10 Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse de modo de asegurar una buena ventilación, que garantice la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima.
- 8.11 Se deberá considerar en el montaje de los módulos fotovoltaicos la separación necesaria para permitir la expansión y/o contracción máxima del módulo bajo las condiciones de temperatura de operación, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- 8.12 No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos producto de la fabricación o del traslado de estos, como roturas o fisuras.

9. ARREGLOS Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

- 9.1 Todas las conexiones en CC deberán ser mediante conectores tipo MC4 u equivalente y deberán permitir un montaje rápido, manteniendo la seguridad, el nivel de aislamiento y la impermeabilidad del sistema. Estará prohibida la utilización de uniones por enroscamiento de conductores o uniones a través de regletas de conexión en el lado de CC.
- 9.2 Los conductores de CC empleados para las conexiones entre el inversor y los paneles deberán protegerse mecánicamente y llegarán siempre a una caja de derivación con el grado de protección correspondiente, la cual se ubicará debajo de los paneles y a través de la cual saldrán los conductores positivo y negativo del string mediante prensaestopas o dispositivos similares. La instalación se deberá realizar contemplando que los conductores queden protegidos mecánicamente en su máxima extensión, procurando que el tramo sin protección sea el menor posible.
- 9.3 La interconexión de los módulos fotovoltaicos de la unidad de generación fotovoltaica deberá realizarse mediante conectores que deberán cumplir con los siguientes requisitos:
- 9.3.1 Deberán ser a prueba de agua Tipo MC4 u equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación.
 - 9.3.2 Los conectores deberán cumplir con las normas IEC 62852 e IEC 60998-1.

- 9.3.3 Los conectores serán polarizados y de configuración que no permita intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos.
- 9.3.4 Los conectores estarán contruidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión.
- 9.3.5 Los conectores serán del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo.
- 9.3.6 Los conectores deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.
- 9.3.7 Los conectores no deberán quedar expuestos a la radiación solar
- 9.3.8 Los conectores se deben instalar de manera de minimizar la presión entre los conectores y no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos.
- 9.3.9 Los conectores deberán mantener su grado de protección IP luego de ser instalados
- 9.4 Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deberán ser diseñados y ejecutados con el objetivo que no se generen corrientes inversas entre los distintos string. En los arreglos que producto de su configuración, pueden generarse corrientes inversas, estas no deberán ser mayores que las corrientes inversas máximas que soportan los módulos o paneles fotovoltaicos, de lo contrario deberán ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo y/o protecciones de sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos)
- 9.5 Cada arreglo o string de la unidad de generación fotovoltaico deberá conectarse al inversor fotovoltaico de la siguiente manera:
 - 9.5.1 Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los inversores con configuración string, en que cada string se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.
 - 9.5.2 Mediante una caja de conexiones de string o junction box acorde a lo descrito en el punto 9.9. Se utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los inversores con configuración central o para inversores con configuración string empleados en aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más strings.
 - 9.5.3 Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o Thin Film, se permitirá utilizar un conector tipo Y para agrupar strings, siempre y cuando el inversor utilizado acepte esta configuración.
 - 9.5.4 Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o Thin Film, sólo se podrán utilizar inversores con separación galvánica, conectando además el polo negativo del sistema fotovoltaico al sistema de puesta a tierra. Se permitirá la conexión del polo positivo, en reemplazo del polo negativo al sistema de puesta a tierra, siempre y cuando el fabricante del panel lo especifique.

- 9.6 En instalaciones en que se utilicen microinversores, la conexión se deberá llevar a cabo de la siguiente manera:
- 9.6.1 Los módulos fotovoltaicos deberán conectarse de manera independiente, directamente al microinversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.
 - 9.6.2 Cada microinversor se conectará en paralelo formando un circuito de corriente alterna (circuito CA), hasta el máximo número especificado por el fabricante, y respetando lo indicado en los puntos 11.18 y 11.19 para el cableado de CA.
 - 9.6.3 Cada circuito CA se conectará a una caja de interconexión de CA, de acuerdo a las especificaciones del fabricante.
 - 9.6.4 Cada circuito CA se conectará en paralelo a través de la caja de conexiones CA, formando un ramal de corriente alterna (ramal CA)
 - 9.6.5 Cada ramal CA se conectará a un diferencial tipo A, de 30 mA y un interruptor magnetotérmico de suficiente capacidad según normativa vigente, y localizado en el punto de conexión, de acuerdo a lo indicado en el punto 14.17
- 9.7 Cuando la conexión de los arreglos en serie o string se realice según lo establecido en los puntos 9.5.3 y 9.5.4, los arreglos fotovoltaicos deberán contar con diodos de bloqueo, fusibles o una protección equivalente que impida que circule corriente inversa mayor a la permitida por el fabricante de paneles.
- 9.8 Las protecciones que impiden la circulación de corriente inversa tales como diodos de bloqueo, fusibles o protecciones equivalentes, podrán omitirse sólo cuando se conecte un máximo de dos string por entrada MPPT, conectados de forma directa al inversor, siempre que la suma de las corrientes máximas de los dos string, no exceda la capacidad de corriente del conductor y no exceda la corriente máxima inversa de los módulos.
- 9.9 Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.5.2, deberán contar con los siguientes elementos:
- a) Seccionador bajo carga.
 - b) Descargadores de sobretensión tipo 2.
 - c) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
 - d) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
 - e) Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
 - f) Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
 - g) El tablero CC deberá ser resistente a la radiación UV, tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.
- 9.10 La caja de conexión o tablero CC indicado en el punto 9.9 deberá permitir el accionamiento del seccionador bajo carga desde el exterior de la caja, o el tablero CC deberá contar con contra tapa, sin que exista exposición de personas al contacto con partes con tensión. El seccionador deberá tener claramente y de manera indeleble marcado la posición abierta o cerrada.
- 9.11 Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC, deberán ser instalados lo más cercano posible de los arreglos fotovoltaicos.

- 9.12 Se deberá reducir al máximo los tramos de canalización de CC, evitando distancias excesivas entre los paneles fotovoltaicos y el inversor o microinversor. En instalaciones en que no pueda reducirse esta distancia se deberá entregar una adecuada protección mecánica, la que deberá estar destacada en los planos y claramente detallada en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración. No se aceptarán canalizaciones en CC de forma aérea.
- N.A.: Este punto está referido a aquellas instalaciones en las cuales el inversor no está el techo o mismo piso donde se encuentran los paneles fotovoltaicos.*

- 9.13 Todos los tableros, cajas de conexión y junction box ubicados a la intemperie, deberán ser instalados de forma que todas sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de protección IP.

- 9.14 Todos los conductores utilizados en la unidad de generación deberán contar con sus respectivos terminales.

10. DIMENSIONADO DE CIRCUITOS Y CORRIENTE

- 10.1 Corriente de los circuitos fotovoltaicos o corriente de la unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1,25 veces.
- 10.2 Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo multiplicada por 1,25 veces.
- 10.3 Corriente de los circuitos de salida del Inversor: La corriente máxima será la corriente de salida del inversor de régimen continuo a una temperatura ambiente de 30°C.
- 10.4 Corriente de los circuitos de entrada del inversor: La corriente máxima será la corriente de entrada de régimen continuo del inversor cuando el inversor produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.
- 10.5 Las corrientes de los sistemas fotovoltaicos serán consideradas como de régimen continuo.

11. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN

- 11.1 Todos los conductores deberán ser canalizados en conformidad a los métodos establecidos en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía, y deberán soportar las influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar. También deberán estar protegidos de bordes filosos.
- 11.2 Los circuitos de los sistemas fotovoltaicos y los circuitos de salida fotovoltaicos no se instalarán en las mismas canalizaciones con otros circuitos de otros sistemas, a menos que los conductores de los otros sistemas estén aislados mediante una separación del mismo material. El cableado de CC no debe instalarse ni pasar por tableros de CA.
- 11.3 Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separados con excepción de aquellos casos que cumplan con lo siguiente:
- a) En los casos que se utilice canalización metálica en los cuales podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.

- b) En canalizaciones embutidas o pre-embutidas en muros de hormigón o lozas de una construcción sólida se podrá llevar ambos conductores en tuberías no metálicas.

11.4 Está prohibido el uso de tuberías no metálicas en las siguientes condiciones:

- a) En lugares en que se presenten riesgos de incendio o de explosión
- b) Como soporte de equipos y otros dispositivos.
- c) Expuesta directamente a la radiación solar, excepto si el material de la tubería está expresamente aprobado para este uso y la tubería lleva marcada en forma indeleble esta condición.
- d) Donde están expuestas a daños físicos severos que excedan la resistencia mecánica para la cual la tubería fue diseñada.
- e) En donde la temperatura ambiente exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.
- f) Para llevar conductores cuya temperatura de servicio exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.

11.5 Para las canalizaciones a la intemperie se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- a) Se podrá utilizar bandejas portaconductores no metálicas del tipo pesado para instalaciones a la intemperie, siempre y cuando sean resistentes a la radiación UV, a la corrosión húmeda o salina, a la propagación de llama y resistentes al impacto en conformidad a la norma IEC 61537 y a las características técnicas descritas en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- b) Se podrá emplear tuberías metálicas rígidas o flexibles al exterior, siempre y cuando sean resistentes a la corrosión o estén adecuadamente protegidos contra ella y no estén expuestas a daños físicos severos. Véase el anexo N° 2 en el cual se indica los códigos de clasificación de tuberías en montaje fijo en superficie.
- c) En tuberías metálicas, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzca condensación de agua en su interior, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación y estableciendo una ventilación apropiada en el interior de las tuberías, como puede ser, por ejemplo, el uso de una "T" de la que uno de los brazos no se emplea. Todos los ductos metálicos deben ser conectados a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar convenientemente asegurada.
- d) Las cajas de conexión y las canalizaciones a la intemperie no deberán obstruir la trayectoria natural de drenaje de agua, así como tampoco transportar agua o promover la acumulación de escombros al interior de cajas de derivación, equipos eléctricos o tableros eléctricos.
- e) La instalación y montaje de las canalizaciones exteriores que ingresen a un tablero eléctrico, inversor o microinversor deberá impedir la entrada de agua y de objetos sólidos extraños, debiendo cumplir con las medidas necesarias para ello, además de asegurar que la canalización ingrese siempre por el lado inferior del tablero eléctrico o del inversor.
- f) Los conductores empleados en este tipo de canalizaciones serán aptos para trabajar en este tipo de ambientes.

11.6 Los conductores y conexiones eléctricas deberán ser protegidos de la abrasión, tensión, compresión y esfuerzos mecánicos que puedan surgir de ciclos térmicos, viento y condiciones de la instalación, durante la instalación y durante la vida útil de la instalación.

- 11.7 Las canalizaciones eléctricas no se instalarán debajo de elementos que pudieran producir condensación o filtraciones, tales como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas o similares, a menos que se tomen las consideraciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas
- 11.8 Los cables no podrán ser colocados directamente sobre el techo o suelo sin estar debidamente canalizados, empleando además las terminaciones correspondientes, tal como prensas estopa en las entradas de las bandejas, o cajas de derivación.
- 11.9 Los cables fotovoltaicos deberán quedar afianzados ordenadamente a la estructura de soporte, a través de clips de sujeción resistentes a la corrosión, humedad y a la temperatura en conformidad a la norma UL 2703, y/o a través de amarras plásticas resistentes a la radiación UV en conformidad a la norma UNE-EN 62275.
- 11.10 Los cables fotovoltaicos no deben tocar la cubierta posterior o parte trasera del módulo fotovoltaico.
- 11.11 Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.
- 11.12 Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos con la designación H1Z2Z2-K o equivalentes, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma UNE-EN 50618.
- 11.13 Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica que sean canalizados de manera subterránea deberán ser del tipo H1Z2Z2-K, o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en condiciones subterráneas y bajo agua.
- 11.14 Los cables subterráneos deben estar canalizados en tuberías, debiendo cumplir con las condiciones de instalación que establece en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía. Adicionalmente por encima de la canalización deberá instalarse cinta de señalización que advierta la existencia de los cables eléctricos, no degradables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.
- 11.15 Los conductores en el lado de CC, que estén expuestos a daños por roedores deberán contar con una protección contra roedores. Para estos efectos, podrá utilizarse conductores que incorporen dicha protección o deberán canalizarse todos los conductores que formen parte del lado CC, incluyendo las uniones entre módulos.
- 11.16 Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 11.17 Los conductores del lado de CC, deberán ser dimensionados para transportar una corriente no inferior a 1,25 veces la corriente máxima del circuito fotovoltaico.
- 11.18 Los conductores del lado de CA deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor y deberán quedar protegidos por el dispositivo de sobrecorriente establecido en el punto 14.12

11.19 Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y la protección RI de la unidad de generación sea inferior del 3%.

11.20 Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación que requieran ser canalizados a través de líneas aéreas, deberán cumplir con lo siguiente:

- Solo se permitirán conductores aislados montados sobre aisladores
- Los conductores aislados deberán ser de cobre o de aluminio para líneas aéreas de baja tensión.
- Cuando se empleen conductores de aluminio o aleación de aluminio debe utilizarse conectores del tipo bimetálicos para realizar la unión con los conductores de cobre de la instalación de consumo.
- Los conductores aislados montados sobre aisladores sólo podrán instalarse en sitios en que no queden expuestos a daños mecánicos causados por personas u objetos que se manipulen en sus proximidades.
- Además de lo anterior, deberá cumplir con las exigencias establecidas en los Pliegos Técnicos Normativos RIC N°03 y 04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.

11.21 La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm² y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm². Para los conductores de tierra que posean una protección mecánica se aceptará que tengan una sección mínima de 2,5 mm².

N.A.: Se entenderá por protección mecánica a los conductores canalizados en ductos y los multiconductores.

11.22 En la determinación de la sección transversal de los conductores de cada arreglo, se deberá considerar la temperatura máxima de operación del arreglo de acuerdo con las condiciones climatológicas del lugar, y elegir la sección transversal de conductor considerando los factores de corrección por temperatura indicados en la tabla siguiente.

Tabla N°1.

Temperatura Ambiente °C	Temperatura nominal de los conductores			
	60°C	75°C	90°C	105°C
30	1	1	1	1
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,058	0,75	0,82	0,86
51-55	0,041	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

- 11.23 Cuando se utilicen cables y cordones flexibles para conectar las partes móviles de los sistemas de orientación de los módulos fotovoltaicos, serán de tipo cordón H07RN-F o equivalente para uso extra-pesado, listado para uso a la intemperie y resistente al agua y a la luz del sol. Cuando la temperatura ambiente supere los 30°C, se aplicarán los factores de corrección de la Tabla N°1.
- 11.24 Los conductores para corriente continua se identificarán o marcarán de color rojo para el conductor positivo, negro para el conductor negativo y verde o verde/amarillo para el conductor de tierra de protección, para el cableado de corriente alterna deberá ajustarse a lo indicado en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 11.25 La tensión del aislamiento del conductor de lado de CC no deberá ser menor a 1.000 V.
- 11.26 La capacidad total de generación fotovoltaica no debe ser mayor de la capacidad de transporte del alimentador o del conductor utilizado en la unión entre el tablero general y el empalme.
- 11.27 Los sistemas fotovoltaicos deberán poseer resistencia de aislamiento igual o superior a los valores señalados la tabla N°2.

Tabla 2 – Valores mínimos de resistencia de aislamiento

Método de ensayo	Tensión del sistema ($V_{oc\ stc} \times 1,25$) V	Tensión del ensayo V	Resistencia mínima de aislamiento MΩ
Método de ensayo 1 Separar los ensayos del terminal positivo y negativo del generador	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1
Método de ensayo 2 Terminales positivo y negativo del generador cortocircuitados	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1

12. INVERSOR

- 12.1 Todos los inversores utilizados con aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 e IEC 62109-2 o el estándar UL 1741 o UL 9540 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.
- 12.2 Los inversores deberán contar con una protección anti-isla en conformidad a la norma IEC 62116, la que siempre debe estar activada. Se eximirán de la activación de esta protección aquellas instalaciones que operen en isla autorizada en la red de distribución para lo cual dicha Isla deberá ser previamente autorizada por la empresa distribuidora y documentada a través de un proyecto especial presentado ante la Superintendencia.
- 12.3 Si el inversor utilizado para aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red cuenta adicionalmente con puertos de CC para uso exclusivo de recarga de vehículos eléctricos, deberá cumplir con las indicaciones establecidas en las normativas IEC 62909-2 o IEC 61851-23, por otro lado, si el inversor cuenta con puertos de CA para uso exclusivo de recarga de vehículos eléctricos, deberá cumplir con la normativa IEC 61851-1 o equivalente.
- 12.4 La instalación del inversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos. El inversor se deberá situar en un lugar con fácil acceso a personal técnico.

- 12.5 No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación y recintos con riesgos de explosión. La altura mínima de montaje será de 0,60 m y la altura máxima será de 2,0 m, ambas distancias medidas respecto del nivel de piso terminado. Se podrá excluir de la distancia mínima los microinversores y aquellos inversores que estén dentro de un gabinete o armario.
- 12.6 Los inversores no deberán quedar expuestos directamente a la luz solar o a la lluvia de forma prolongada y podrán instalarse a la intemperie siempre y cuando cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con medios de protección contra la radiación solar directa, expresamente aprobado por el fabricante.
- 12.7 La instalación del inversor deberá efectuarse, dejando un espacio mínimo de 15 cm a cada lado del inversor, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas. Los terminales del inversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.
- 12.8 Los inversores de configuración string, deberán contar internamente o externamente con protecciones contra descargas eléctricas, protecciones de sobre tensión, y protecciones de sobre corriente por cada string. Se aceptará como medio de protección de sobre corriente en la utilización de diodos de bloqueo por cada string.
- 12.9 Para los inversores de configuración string se aceptará el uso de protecciones de sobre intensidad externas tales como fusibles o diodos de bloqueo instaladas en los conductores fotovoltaicos mediante conectores del tipo MC4 o equivalente.
- 12.10 Para las instalaciones que dispongan de más de dos inversores se deberá contar con una coordinación previa para la conexión y reconexión de cada uno de ellos, la cual deberá estar indicada en el procedimiento de apagado de emergencia solicitado en la instrucción técnica RGR N° 01/2020.

13. MICROINVERSOR

- 13.1 Los microinversores utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, deberán cumplir los requisitos de seguridad de la norma IEC 62109-1 e IEC 62109-2 o el estándar UL 1741 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.
- 13.2 Los microinversores deberán contar con una protección anti-isla en conformidad a la norma IEC 62116, la que siempre debe estar activada. Se eximirán de la activación de esta protección aquellas instalaciones que operen en isla con la red de distribución, para lo cual dicha Isla deberá ser previamente autorizada por la empresa distribuidora y documentada a través de un proyecto especial presentado ante la Superintendencia.
- 13.3 La instalación del microinversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos.
- 13.4 Los microinversores no deberán quedar expuestos directamente a la luz solar o a la lluvia de forma prolongada.
- 13.5 Se deberá tener una distancia de separación entre la parte inferior del microinversor y el techo de la instalación de al menos 2 cm y una distancia de separación entre la parte superior del microinversor y la parte trasera del panel fotovoltaico de al menos 1,5 cm, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas.

- 13.6 Los terminales del microinversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.
- 13.7 Se debe respetar la cantidad máxima de microinversores conectados en paralelo, así como también la cantidad máxima de paneles fotovoltaicos indicados por el fabricante.
- 13.8 Los conectores para conexiones en paralelo de microinversores no utilizados deberán ser cubiertos con las tapas estancas indicadas por el fabricante.
- 13.9 Los conductores de CA que salen del último microinversor deben llegar a una caja de interconexión, la cual debe tener el grado IP correspondiente, estar aterrizada y contar con prensaestopas, conectores y similares que permiten mantener el índice de protección de la canalización. Los conductores empleados deben ser los apropiados para las condiciones de ambientes húmedos o mojados.

14. PROTECCIONES

- 14.1 Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.
- 14.2 Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra TN o TT deberán contar con una unidad de monitorización de corriente residual (RCMU) el que podrá estar incluido en el inversor o ser externo a él. Dicho monitor deberá ser sensible a todo tipo de corriente, capaz de diferenciar entre las corrientes de escape capacitivas condicionadas por el servicio (causadas por las capacidades de los módulos fotovoltaicos a tierra) y las corrientes de falla (causadas por el contacto de un polo del generador FV). El inversor se deberá desconectar inmediatamente de la red en cuanto se supere el valor límite absoluto de 300 mA (protección contra incendios) o el valor de la corriente de falla del lado de CC de 30 mA.

En los casos en que el RCMU esté incorporado al inversor, deberá cumplir con la norma IEC 62109-2. Para aquellos casos en que el RCMU no esté incorporado en el inversor, deberá satisfacer los requerimientos de las normas IEC 62020 e IEC 60755.
- 14.3 Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra IT, deberán contar con un vigilante de aislamiento interno o externo al inversor, con señales audibles y/o visibles, el que deberá estar regulado en conformidad al 4.8.2 de la norma IEC 62109-2.
- 14.4 En los casos que el vigilante no esté incorporado al inversor, deberá satisfacer los requerimientos de la norma IEC 61557-8, y deberá desconectar la instalación ante un fallo de aislamiento $50V/\Omega$ en conformidad a la norma IEC 60364-5-53, anexo H.
- 14.5 Los dispositivos de sobre corriente en el lado CC, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string.

- 14.6 Los fusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:
- a) Ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.
 - b) Estar clasificados para ser utilizado en CC
 - c) Contar con una clasificación de tensión igual o superior que la tensión máxima del sistema fotovoltaico.
 - d) Ser de clase gPV para instalaciones fotovoltaicas
 - e) Cumplir con los requerimientos de la norma IEC 60269-6
- 14.7 Los portafusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:
- a) Estar clasificados para ser utilizado en CC
 - b) Contar con una clasificación de tensión igual o superior que la tensión máxima del sistema fotovoltaico.
 - c) Contar con una clasificación de corriente admisible igual o superior que el fusible correspondiente.
 - d) Entregar un grado de protección adecuado a su ubicación.
 - e) Cumplir con los requerimientos de la norma IEC 60947-3
- 14.8 Los interruptores automáticos y seccionadores utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas, capaces de extinguir arcos eléctricos en CC.
- 14.9 Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11
- 14.10 Cuando se utilicen diodos de bloqueo, su tensión asignada inversa deberá ser 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto. Además, deberán ser instalados de manera que no queden expuestas partes activas, y se protejan de la degradación por efectos ambientales.
- 14.11 Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con protección por aislamiento de las partes activas clase II, en el lado de CC.
- 14.12 Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial, e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con una corriente de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.
- 14.13 Las protecciones fotovoltaicas deberán estar contenidas en un tablero eléctrico específico para su uso o en algún tablero eléctrico existente, el cual deberá contar con puerta, cubierta cubre equipos y placa de identificación, cumpliendo además con lo exigido en el Pliego Técnico Normativo RIC N°02 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
Las protecciones eléctricas para el lado de CC deberán estar albergada al interior de un tablero eléctrico de CC, mientras que las protecciones de CA estarán contenidas en un tablero eléctrico de CA.
- 14.14 Toda interconexión entre el sistema fotovoltaico y la instalación de consumo deberá realizarse dentro de un tablero eléctrico, a través de barras de distribución cumpliendo con lo establecido en el Pliego Técnico Normativo RIC N°02 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.

- 14.15 La protección diferencial del lado de corriente alterna, indicada en el punto 14.12, que se instale en una instalación fotovoltaica será determinada en función del inversor instalado, es decir, si el inversor inyecta una corriente continua de falla mayor al 1% en el lado de CA de la instalación eléctrica, se deberá instalar un dispositivo diferencial del tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755, en el caso que inyecta una corriente continua de falla igual o menor al 1% se podrá instalar un dispositivo diferencial tipo A.
- 14.16 La protección diferencial indicada en el punto 14.12, para unidades de generación de potencia instalada inferiores a 10kW, deberán ser de una corriente diferencial no superior a 30mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10kW deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA.
- 14.17 El interruptor general magnetotérmico y la protección diferencial indicado en el punto 14.12 deberán estar instalados y claramente identificados en el tablero de distribución fotovoltaico o en alguno de los tableros eléctricos de la instalación de consumo, además la protección diferencial deberá estar protegida a la sobrecarga y al cortocircuito mediante una protección termomagnética (Ver anexo N°3).
- 14.18 La protección diferencial indicada en el punto 14.12 deberá emplearse para proteger exclusivamente a un circuito fotovoltaico. Para instalaciones mayores a 30 kW de capacidad instalada se permitirá que dicho diferencial se emplee para proteger varios circuitos fotovoltaicos con un máximo de 3 inversores string o central, teniendo presente que la corriente de este diferencial debe ser igual o mayor a la corriente nominal de la protección termomagnética aguas arriba, o se aceptará, también que la suma de las corrientes nominales de las protecciones termomagnéticas aguas abajo que dependan del diferencial, no sean mayor a la capacidad nominal de este (ver el anexo N° 4).
- 14.19 La protección diferencial indicada en el punto 14.12, podrá ser del tipo electrónico asociado a toroide y contactor o desconectador, debiendo cumplir con el punto 14.15 y con lo siguiente:
- a) El contactor, en caso de falla deberá cortar todos los conductores activos en forma automática, deberá emplear la categoría de utilización AC-1 y será protegido ante sobrecargas y cortocircuitos.
 - b) La sección del transformador toroidal deberá ser dimensionada para circundar los cables y/o barras tanto de alimentación como neutro juntos. Su medición de corriente y su relación de transformación deben ser iguales o mayores a la corriente nominal del punto de la instalación que se está midiendo.
 - c) Deberá regularse su tiempo de operación como máximo en 20ms y su corriente nominal debe ser igual o mayor a la corriente nominal de la protección termomagnética aguas arriba.
- 14.20 En caso de emplear la protección diferencial del tipo electrónico indicada precedentemente, se deberá explicar detalladamente su operación e interconexión con el resto de los dispositivos que permiten su operación en la memoria explicativa del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.
- 14.21 Para aquellos casos en que el inversor o microinversor esté a una distancia mayor a 30 metros del tablero eléctrico que contiene sus protecciones eléctricas en CA, se deberá instalar un tablero de distribución fotovoltaica que las contenga y que esté ubicado lo más cerca posible de la unidad generación (Ver anexo N°4).

14.22 El interruptor general magnetotérmico indicado en el punto 14.12 debe ser un interruptor termomagnético que permita la desconexión del generador fotovoltaico de la red y las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor y deberá cubrir las siguientes especificaciones:

- a) Ser manualmente operable.
- b) Contar con un indicador visible de la posición "On-Off".
- c) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.
- d) Debe ser operable sin exponer al operador con partes activas.

14.23 En el caso de que la protección termomagnética sea del tipo regulable, el alimentador deberá quedar protegido ante la peor condición, es decir para la corriente más alta del dispositivo de protección.

14.24 En aquellos lugares en que exista peligro de caída de rayos, deberá instalarse las protecciones de pararrayos respectivas, en conformidad las normas IEC 62305-2 e IEC 60364-7-712.

15. PROTECCIÓN RI

15.1 Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con una protección RI, la cual puede estar integrada al inversor o ser externa al inversor en conformidad a lo establecido en la NT Netbilling:

- a) a) Si la capacidad instalada del EG es mayor a 100 kW, se debe instalar una protección RI centralizada.
- b) b) Si la capacidad instalada del EG ≤ 100 kW, no se requiere de la protección RI centralizada, siempre y cuando se cuente con la protección RI integrada en el inversor. Asimismo, en el caso de EG sin inversores la protección RI deberá ser del tipo centralizada.

15.2 Los ajustes de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia de la protección RI para conexiones en BT o MT según corresponda, serán los establecidos en la NT Netbilling.

15.3 La protección RI centralizada debe ser instalada en un gabinete especial o en el tablero de punto de conexión, el cual podrá opcionalmente albergar al interruptor de acoplamiento centralizado y al sistema de control de inyección de tal forma que pueda ser sellado por la empresa Distribuidora. Esta protección debe ser ubicada lo más cercana posible al equipo de medida de la instalación.

15.4 La protección RI centralizada debe incorporar un botón de prueba que permita verificar el correcto funcionamiento del circuito entre la Protección RI y el interruptor de acoplamiento. Para este fin, al presionar el botón de prueba debe ser posible visualizar la activación del interruptor de acoplamiento.

15.5 En la Protección RI centralizada debe ser posible leer la información independientemente de las condiciones de operación del EG, y sin necesidad de medios auxiliares. En la Protección RI integrada se permite que la información sea obtenida a través de una interfaz de comunicación.

- 15.6 Para sistemas de generación fotovoltaica con capacidad instalada mayor o igual a 100 kW conectados en Media Tensión, la protección RI deberá medir en MT, a excepción de los clientes conectados en MT con punto de medición en baja tensión, y en los casos que el equipo compacto de medida no permita medir en MT, en atención al burden de dicho equipo. Para equipamientos de generación con capacidad instalada inferior a 100 kW, la protección RI podrá medir en MT o BT.

N.A.: La empresa distribuidora deberá indicar en la respuesta a la solicitud de conexión a la red (SCR) la información asociada al punto de conexión y la disponibilidad de conectar la RI al equipo compacto de medida.

- 15.7 En el caso en que el interruptor de acoplamiento centralizado se ubique en un lugar distinto a la protección RI, esta última deberá actuar sobre el interruptor de acoplamiento mediante un sistema de disparo transferido de acuerdo a lo establecido en la NT Netbilling (Véase el anexo 5).

16. SISTEMA DE LIMITACIÓN DE INYECCIÓN

- 16.1 El sistema de limitación de inyección permite controlar la potencia generada hacia las redes de distribución, evitando una inyección mayor a la permitida y previniendo la operación de la protección de potencia inversa que garantiza que el sistema inyecte más que la capacidad permitida.

- 16.2 El sistema de limitación de inyección deberá ser instalado cuando la capacidad instalada autorizada del EG sea diferente a la inyección de excedentes autorizada.

Cuando se instale un sistema de control de inyección se deberá cumplir con las exigencias asociadas al monitoreo y control de inyección y a la protección de potencia inversa indicadas en los puntos 16.3 y 16.4 respectivamente de esta sección:

- 16.3 Control de inyección.

- 16.3.1 Si el sistema de generación con limitación de inyección está constituido por más de un inversor, la comunicación entre ellos debe realizarse de forma alámbrica, con RS485, ethernet o equivalente dispuesto por el fabricante. El sistema de comunicación elegido e implementado debe utilizar un cableado de largo efectivo menor a lo que el protocolo y fabricante recomiendan para garantizar un buen desempeño (véase el anexo 6).

- 16.3.2 La comunicación entre los inversores, equipos de monitoreo de inyección u otros dispositivos utilizados en el sistema de limitación de inyecciones debe operar en señales en una ventana de 1 segundo.

- 16.3.3 El máximo tiempo de actuación del sistema de limitación de inyección en reducir la potencia exportada actual a un valor igual o menor al IEP será de 5 segundos.

- 16.3.4 En caso de que cualquiera de los componentes del sistema de limitación de inyección, falle, pierda su comunicación, señal o su fuente de alimentación, el sistema deberá reducir la potencia inyectada a la red a un valor que sea menor o igual al IEP en una ventana de 5 segundos.

- 16.3.5 Los datos de monitoreo de los equipos del sistema de limitación de inyecciones deben disponer la posibilidad de ser extraídos, mediante su comunicación, datalogger u otro medio equivalente.

16.4 Protección de potencia inversa.

- 16.4.1 La protección de potencia inversa deberá actuar sobre un contactor de poder o sobre el interruptor de acoplamiento, o sobre el reconectador, el cual será el encargado de interrumpir la inyección de energía hacia la red en caso de que el nivel de generación sea superior al IEP. El contactor o interruptor debe ser capaz de interrumpir solo la generación. Sobre este interruptor también podrá operar la protección RI centralizada, siempre que sea factible técnicamente por los equipos que se utilicen en la instalación.
- 16.4.2 La protección de potencia inversa y el contactor de poder o el interruptor de acoplamiento o reconectador indicados anteriormente, deberán instalarse en el punto de conexión del cliente y formar parte del empalme de la instalación de consumo, pudiendo instalarse en la caja del empalme o en el tablero de punto de conexión adosado a la caja de empalme, el cual deberá ser sellado por la empresa distribuidora.
- 16.4.3 La protección de potencia inversa deberá operar cuando se superen los valores definidos en el punto 16.4.7, por lo cual su operación cortará sólo el suministro del sistema de generación cuando éste se conecta directamente al contactor de poder o al interruptor de acoplamiento o al reconectador indicado en el punto 16.4.1 y la unión del equipo de generación se realiza en la caja de empalme o en el tablero de punto de conexión. Ver anexos 7 y 8.
- 16.4.4 La protección de potencia inversa deberá ser del tipo de regulación de potencia activa.
- 16.4.5 Los relés de potencia inversa deberán ser autorizados por la Superintendencia
- 16.4.6 Para las instalaciones fotovoltaicas donde la potencia instalada del EG sea superior a 100 kW, el relé de potencia inversa será del tipo microprocesado.
- 16.4.7 La regulación para la función 32 del relé de potencia inversa exigido será la siguiente:

Potencia instalada del EG	Tiempo de operación relé 32	Ajuste de Operación (Pickup)
$\leq 300\text{kW}$	10s	Potencia de la inyección de excedentes autorizada

17. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

- 17.1 Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte, pasillos técnicos y las carcasas de los equipos.
- 17.2 La puesta a tierra de protección de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- 17.3 Los materiales utilizados en la ejecución de las puestas a tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y la conductividad eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que cumpla con las características del diseño de la instalación. Las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables, calefacción central, etc.) no deben ser utilizadas, como parte de la puesta a tierra por razones de seguridad.
- 17.4 Las conexiones a un módulo o panel de la unidad de generación fotovoltaica deben estar hechas de modo que si se quita un módulo o panel del circuito de la fuente fotovoltaica no se interrumpa la continuidad de ningún conductor puesto a tierra de cualquier otro circuito de fuente fotovoltaico.
- 17.5 El aterrizaje de los módulos o paneles, así como de los inversores y microinversores, se deberá realizar como lo establecen los diferentes fabricantes, con el fin de respetar la garantía de los productos.
- 17.6 El sistema de puesta a tierra utilizado para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución será el siguiente:
- 17.6.1 En caso de instalaciones con separación galvánica, podrá utilizarse el sistema IT o de neutro aislado, por lo que ningún conductor activo será puesto a tierra, sin perjuicio de que todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación deberán estar conectadas entre sí y puestas a tierra según la configuración indicada en el presente punto normativo.
- 17.6.2 En caso de instalaciones sin separación galvánica, la instalación será TT o TN, por lo que el conductor identificado como neutro estará puesto a tierra, al igual que todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación.
- 17.7 El sistema de puesta a tierra utilizado deberá cumplir con los requerimientos de seguridad y valores establecidos en el Pliego Técnico Normativo RIC N°06 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 17.8 Se podrá superar el valor resultante de la puesta a tierra de 20 Ohm, solamente en las instalaciones de baja tensión que cumplan con los siguientes puntos:
- a) En instalaciones de consumo cuyo empalme no supere los 10kW de potencia.
 - b) En instalaciones de consumo que cuenten con un esquema de conexión del sistema de puesta a tierra TN.
 - c) Cuando el sistema fotovoltaico utilice el sistema de puesta a tierra de la instalación de consumo.
 - d) Cuando el valor resultante de la puesta a tierra no supere los 80 Ohm.
- 17.9 La medición de la resistencia de puesta a tierra deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en el anexo N° 9 o en la norma IEEE Std. 81.

- 17.10 Debe considerarse el efecto del sistema de puesta a tierra en el aumento del nivel de cortocircuito y en la coordinación de protecciones correspondiente.
- 17.11 La conexión de un nuevo sistema de puesta a tierra con uno existente debe mantener al menos las mismas características del conductor de mayor sección, para soportar la corriente de cortocircuito en el peor caso. La unión entre estos sistemas de puesta a tierra debe ser a través de procesos de soldadura exotérmica o métodos de compresión permanente aprobados para la unión de puesta a tierra, de manera que aseguren la continuidad eléctrica.
- 17.12 En toda instalación donde está prevista una conexión equipotencial, debe estar previsto un borne principal de tierra con el fin de conectar los siguientes conductores, según corresponda (Ver anexo 10 de este instructivo):
- a) Los conductores de tierra de protección.
 - b) Los conductores de tierra de servicio.
 - c) Los conductores de unión equipotencial principal.
 - d) Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

18. ROTULACIÓN Y SEÑALIZACIÓN

18.1 Todas las rotulaciones, señalizaciones, procedimientos y advertencias requeridas en este instructivo deberán cumplir con lo siguiente:

- a) Ser indelebles
- b) Ser legibles
- c) Estar diseñadas y fijas de manera que sean legibles durante la vida útil del equipo o tablero al que están adheridas o relacionadas
- d) Ser simples y comprensibles

18.2 El equipo de medida deberá contar una placa de advertencia ubicada al frente o a un costado, de manera que sea visible y con el siguiente texto:

**PRECAUCIÓN
ESTA PROPIEDAD CUENTA CON UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA**

18.3 El tamaño de la placa indicada en 18.2 será como mínimo de 70 mm por 40 mm. La inscripción será indeleble y la letra tendrá un tamaño de 5 mm como mínimo.

18.4 Solo en los casos en la instalación pueda operar en modo isla interna o en modo isla autorizada por la empresa distribuidora cumpliendo con los puntos 19.4 o 19.5 y 19.6 de este instructivo, la placa de advertencia señalada en el punto 18.2 deberá incorporar un texto adicional como se señala a continuación:

**PRECAUCIÓN
ESTA PROPIEDAD CUENTA CON UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA QUE PUEDE OPERAR EN FORMA CONJUNTA Y AISLADA DE
LA RED (OPERACIÓN EN ISLA)**

18.5 El equipo de medida deberá contar un procedimiento o instrucciones de toma de lectura en el caso de que esta se realice de forma manual, el que estará ubicado al frente o a un costado del equipo, en conformidad con el artículo 29 del Reglamento de Generación Distribuida para autoconsumo. Estas instrucciones deberán indicar de forma clara y simple cómo el usuario final puede leer la siguiente información:

- a) Código de indicador display de Consumos (kWh): (código obis)
- b) Código de indicador display de inyecciones (kWh): (código obis)

N.A. estas instrucciones deben ser instaladas por la empresa distribuidora en el protocolo de conexión

18.6 La unidad de generación fotovoltaica deberá contar con las respectivas señaléticas de seguridad como se describe a continuación:

- a) La señalética deberá estar instalada cercana a los paneles fotovoltaicos, en la estructura que los soporta o en el acceso a estas instalaciones.
- b) La forma constructiva y dimensiones de la señalética deben cumplir con lo detallado en el anexo N° 11 de este instructivo.

18.7 Todos los equipamientos, protecciones, interruptores, terminales y alimentadores del EG a la llegada de la barra del punto de conexión deben estar rotulados.

- 18.8 Todas las cajas de conexión o junction box de CC, deberán contar con una placa de identificación en forma legible e indeleble que indique este nombre, además de un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por la unidad generadora y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública.
- 18.9 Se instalará una placa de identificación legible e indeleble por parte del instalador al momento de montaje de la unidad de generación, ubicada en el tablero eléctrico que contiene las protecciones fotovoltaicas o en los medios de desconexión, en un sitio accesible, en el cual se especifique la capacidad de la fuente fotovoltaica y que indique:
- a) Nombre del tablero eléctrico
 - b) La corriente de operación (CC)
 - c) La tensión de operación (CC)
 - d) La tensión máxima del sistema (CC)
 - e) Potencia máxima (CA)
 - f) Corriente de cortocircuito (CC)
 - g) Instalación puede operar en modo isla interna (SI/NO)

Para los casos de microinversores, los datos a especificar son los siguientes:

- a) Nombre del tablero eléctrico
 - b) Cantidad de microinversores
 - c) La tensión de operación (CC)
 - d) Potencia máxima (CA)
 - e) Corriente de cortocircuito (CC)
 - f) Instalación puede operar en modo isla interna (SI/NO)
- 18.10 Se deberá identificar claramente el o los conductores provenientes del inversor o microinversor que ingresen a la barra de distribución de un tablero diferente al tablero fotovoltaico, tanto en su aislación o cubierta protectora como en el tablero. Se deberá identificar además la barra de distribución donde se conecte la generación, diferenciándola del resto de barras de distribución que contenga el tablero eléctrico.
- 18.11 Todas las cajas de paso, unión o derivación empleadas entre el panel y el tablero eléctrico que contiene las protecciones fotovoltaicas, deberán contar con una señalética de peligro.
- 18.12 Los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con procedimientos abreviados de apagado de emergencia del inversor, el cual deberá estar ubicado a un costado del inversor. Para el caso de los microinversores, el procedimiento de apagado deberá estar ubicado en el tablero eléctrico que contiene las protecciones del sistema fotovoltaico. El tamaño de la letra del procedimiento será como mínimo de 6 mm.
- 18.13 Los conductores positivos y negativos de diferentes strings al llegar a la junction box o al inversor deberán estar debidamente rotulados de manera indeleble e indicando el N° de string al que pertenecen.

18.14 En caso de que la instalación cuente con un tablero de punto de conexión, se instalará una placa de identificación legible e indeleble por parte del instalador al momento de su montaje en un sitio accesible, en el cual se especifique las protecciones eléctricas que contiene y que indique:

- a) Nombre del tablero eléctrico
- b) Protección RI centralizada
- c) Interruptor de acoplamiento centralizado
- d) Sistema de control de limitación (sólo si es aplicable)
- e) Protección de Potencia Inversa (sólo si es aplicable)

El instalador deberá disponer en este tablero de un tipo de cerradura adecuado que permita su sellado por la empresa distribuidora.

19. INTERFAZ CON RED

19.1 La instalación fotovoltaica deberá conectarse en paralelo con la red y contribuir a abastecer el suministro de energía a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes, por ambas simultáneamente u otro medio interno.

19.2 La instalación fotovoltaica debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento.

Para garantizar la seguridad y flexibilidad en la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se deben emplear dos interruptores de separación en la interfaz con la red, un interruptor general del sistema fotovoltaico indicado en el punto 14.12 para aislar la instalación fotovoltaica de la red, y otro dispositivo de desconexión deberá ir ubicado en el empalme o punto de conexión a la red de distribución (Ver el anexo N° 3).

19.3 El sistema de generación se podrá conectar a la instalación de consumo a través de cualquier tablero de ellas, en el caso que no se quiera intervenir la instalación existente, el sistema de generación deberá conectarse de la siguiente forma (Ver el anexo N° 12):

19.3.1 Se deberá instalar un nuevo tablero general entre la unidad de medida y la instalación de consumo o el primer tablero de ella.

19.3.2 El nuevo tablero general deberá contar con lo siguiente:

- a) Una protección magnetotérmica general de la misma capacidad del empalme de la instalación de consumo.
- b) Una protección magnetotérmica para instalación de consumo de la misma capacidad del empalme.
- c) Una protección general para el tablero de distribución fotovoltaico en caso de que se cuente con él, o con las protecciones fotovoltaicas indicadas en el punto 14.12.
N.A. la protección general del tablero de distribución fotovoltaico podrá ser unipolar en caso de instalaciones monofásicas o tetrapolar en caso de instalaciones trifásicas.

- 19.3.3 En los casos de aquellas instalaciones de consumo declaradas con anterioridad al año 2003 y que no cuenten con la protección diferencial, se deberá instalar una protección diferencial para la instalación de consumo, la cual no podrá ser superior a los 300 mA de sensibilidad y deberá instalarse aguas abajo de la nueva protección magnetotérmica de la instalación de consumo indicada en la letra b del punto anterior.

N.A. Se recomienda emplear el sistema de neutralización asociado a protectores diferenciales de alta sensibilidad, efectuando la unión entre el neutro y el conductor de protección antes del diferencial.

- 19.4 La instalación fotovoltaica no podrá funcionar en isla con la red de distribución, salvo que el sistema de generación sea autorizado por la empresa distribuidora, en conformidad a la operación en isla autorizada descrita en la NT Netbilling. Para operar en isla con la red de distribución, la instalación debe asegurar las condiciones apropiadas de calidad de suministro, seguridad de la red y del EG y deberán ser presentadas como proyecto especial ante la Superintendencia previo a su construcción.

- 19.5 La instalación fotovoltaica sólo podrá operar en modo isla interna cuando el EG cuente con un sistema de almacenamiento. En la operación de modo isla interna está prohibido que se inyecte energía a la red de distribución.

- 19.6 Cuando el inversor sea bidireccional y cuente con un sistema de almacenamiento de energía a través de baterías y pueda operar en modo isla interna, el sistema deberá operar cumpliendo todas las exigencias de red de un inversor conectado a la red, es decir que deberá tener activa la protección anti-isla y cuando se produzca un corte de suministro eléctrico deberá desconectarse y cambiar de modo de funcionamiento a modo aislado de la red, mediante un ATS integrado en el inversor o externo a él o mediante la utilización de un puerto de respaldo que sirva para suministrar energía solo a las cargas críticas.

N.A. 1: Operación en Isla en la red de distribución se refiere al estado de operación en la cual uno o más EG pueden abastecer un número determinado de consumos en forma aislada del resto del sistema de distribución, siempre que cuenten con la aprobación de la empresa distribuidora.

N.A. 2: Operación en modo isla interna se refiere al estado de operación en la cual el EG puede abastecer el propio consumo de la instalación siempre que ésta permanezca aislada del sistema de distribución.

N.A. 3: El ATS puede ser integrado al inversor o ser externo a él albergado al interior de un Tablero de Transferencia Automática el cual debe estar correctamente señalizado.

20. EQUIPO DE MEDIDA

- 20.1 Los sistemas de medición, monitoreo y control de los equipamientos de generación serán implementados por la Empresa Distribuidora, de acuerdo con lo establecido en la NT Netbilling.
- 20.2 Los sistemas de medición monitoreo y control que cuenten con un sistema limitador de inyecciones, deberán ser capaces de generar una alerta cuando se supere la IEP autorizada de acuerdo a lo establecido en artículo 5-4 de la NT Netbilling.

21. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

- 21.1 Los sistemas de almacenamiento que formen parte de instalaciones de los EG acogidos a la Ley de Generación Distribuida serán diseñados en conformidad con el instructivo técnico que dicte la Superintendencia para estos efectos.

22. PARÁMETROS ELÉCTRICOS

- 22.1 Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de distribución deberán cumplir con las exigencias de calidad de suministro y parámetros de seguridad establecida en la NT Netbilling.

23. PRUEBAS E INSPECCIÓN

- 23.1 La puesta en marcha sólo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado responsable de la declaración de puesta en servicio y personal de la empresa distribuidora de energía eléctrica cuando corresponda.
- 23.2 Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación del generador fotovoltaico, las cuales deberán ser documentadas a través de un informe de ensayos y mediciones del generador – Verificación inicial (Ver Anexos N°4.1 y 4.2 del instructivo técnico RGR N° 01/2020).
- 23.3 Antes de la puesta en servicio, como mínimo deberán verificarse los siguientes aspectos:
- 23.3.1 La UG, módulos, tableros, conductores y sus componentes cumplen con el etiquetado, rotulación y señaléticas requeridas en la instrucción técnica.
 - 23.3.2 Fijación de la estructura.
 - 23.3.3 Fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura.
 - 23.3.4 Los módulos fotovoltaicos se encuentran sin daños.
 - 23.3.5 Verificar que están conectadas todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.
 - 23.3.6 Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.
 - 23.3.7 Los conductores y la canalización fueron instalados conforme a los Pliegos Técnicos Normativos RIC N°03 y 04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía y a lo especificado en la sección 11 de este instructivo.
 - 23.3.8 La caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación tienen un IP que cumple con lo indicado en el este documento.
 - 23.3.9 Los tableros cumplen con el grado IP para el lugar donde se encuentran instalados.
 - 23.3.10 Las conexiones eléctricas cumplen con lo estipulado en la sección 9 de este instructivo.
 - 23.3.11 Verificar que la capacidad del conductor del lado CC de la UG, sea superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente.
 - 23.3.12 El código de colores para CC es el mismo que el referido en el punto 11.24 de este instructivo.
 - 23.3.13 El código de colores para los conductores de CA cumple con el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.

- 23.3.14 El conductor utilizado es del tipo fotovoltaico con la designación H1Z2Z2-K o equivalente.
- 23.3.15 Verificación de polaridad.
- 23.3.16 Verificación de resistencia de aislamiento.
- 23.3.17 Continuidad del sistema de puesta a tierra y/o red equipotencial.
- 23.3.18 Medición de puesta a tierra y verificar que los valores de tierra de servicio y protección cumplen con el Pliego Técnico Normativo RIC N°06 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.
- 23.3.19 Verificarse el funcionamiento del seccionador, de las cajas de conexión o junction box.
- 23.3.20 Verificar que las cajas de conexión o junction box, cumplen con lo descrito en los puntos 9.9, 9.11, 9.12 y 9.13.
- 23.3.21 Verificar que los rangos de corriente máxima y tensión máxima del string estén en conformidad a los rangos de entrada del inversor.
- 23.3.22 Verificar que la capacidad de generación no sea mayor que la capacidad de su empalme, y alimentador.
- 23.3.23 Medición de parámetros eléctricos en lado CC y CA del inversor, corriente, tensión y frecuencia, en caso de micro-inversores solo CA.
- 23.3.24 Medir tensión de string a circuito abierto y verificar que la totalidad de módulos fotovoltaicos en cada uno de los string de la entrada al inversor no supera los 1000V.
- 23.3.25 Verificar que la UG cuenta en el tablero general o distribución con un automático y diferencial no superior a 300mA destinados a la UG. (de 30 mA para el caso de microinversores y para instalaciones menores o iguales a 10kW)
- 23.3.26 Pruebas al inversor. Comprobar la correcta operación del inversor según manual de instalación del producto. Las pruebas mínimas son:
- a) Arranque y paro automático.
 - b) Prueba Básica Anti-Isla, desconectar automático del empalme y verificar que inversor se desconecte en forma automática.
 - c) verificar que el inversor se conecte en un tiempo no inferior a 60 segundos.
- 23.3.27 Pruebas a la protección RI Centralizada.
- a) Probar que el botón de prueba que permite verificar el correcto funcionamiento del circuito entre la protección RI y el interruptor de acoplamiento esté operativo
 - b) Probar que el conductor que realiza la comunicación entre la protección RI centralizada y el interruptor de acoplamiento realice el acoplamiento del equipamiento de generación en caso de funcionamiento normal.
 - c) Probar que el conductor que realiza la comunicación entre la protección RI centralizada y el interruptor de acoplamiento realice el desacoplamiento del equipamiento de generación en caso de falla del enlace de transferencia

- 23.3.28 Pruebas al sistema de limitación de inyección. Probar que ante la pérdida de comunicación, señal o fuente de alimentación se reduzca la potencia inyectada a la red en un tiempo menor o igual a 5 segundos.
- 23.3.29 Pruebas a la protección diferencial del tipo electrónico indicado en el punto 14.19 de este instructivo, junto a su transformador toroidal y contactor.
- 23.3.30 Verificación de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la NT Netbilling
- 23.3.31 Verificar existencias de procedimientos de apagado de emergencia en el emplazamiento, el cual siempre debe comenzar indicando la desconexión de la corriente alterna.
- 23.3.32 Verificar existencias de la documentación sobre el diagrama unilineal y conexonado de baterías y sus procedimientos de funcionamiento, carga y descarga y de emergencia.
- 23.3.33 Verificar existencias de la instrucción o procedimiento de lectura del medidor.

24. MANTENIMIENTO Y TRABAJO SEGURO.

24.1 Disposiciones Generales de operación y mantenimiento

- 24.1.1 Los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con procedimientos de operación, mantención, emergencia y análisis de riesgo para instalaciones, según lo establecido en el anexo N° 5 del instructivo técnico RGR N° 01/2020 o las disposiciones que la reemplacen.
- 24.1.2 Se deberá considerar, en el proyecto y en las etapas de inspección y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas, un procedimiento de emergencias que considere los contactos telefónicos de los servicios de urgencia para el caso de accidentes o incidentes con daños a la propiedad, y de los servicios públicos relacionados con la seguridad de las personas o bienes.
- 24.1.3 Es deber de los propietarios de las unidades de generación, mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas.

24.2 Seguridad en las labores de operación y mantenimiento

- 24.2.1 Las intervenciones en instalaciones deberán ser ejecutadas y mantenidas de manera que se evite todo peligro para las personas y no ocasionen daños a terceros.
- 24.2.2 Las intervenciones en instalaciones se deberán efectuar con medios técnicos que garanticen seguridad tanto para el personal que interviene como para las instalaciones intervenidas.
- 24.2.3 Los trabajos en instalaciones eléctricas, aun cuando no estén con presencia de tensión, deberán ser ejecutados por personal preparado y premunido de equipos y elementos de protección personal apropiados.
- 24.2.4 A cada persona que intervenga en instalaciones eléctricas deberá instruírsele en forma clara y precisa sobre la labor que le corresponda ejecutar y sus riesgos asociados.

Además, deberá mantenerse una adecuada supervisión a las labores que se ejecutan en las instalaciones.

24.2.5 Las herramientas que se utilicen para trabajos con energía, con método de contacto, deberán ser completamente aisladas y acordes al nivel de tensión en el cual se esté interviniendo. Si se detecta cualquier defecto o contaminación que pueda afectar negativamente las cualidades de aislamiento o la integridad mecánica de la herramienta, ésta deberá ser retirada del servicio.

24.2.6 Se debe mantener el espacio el sistema de baterías y las entradas de ventilación limpias. Evitar material inflamable cerca del sistema de baterías

24.3 Exigencias para realizar intervenciones seguras

24.3.1 Las instalaciones deberán llevar señalética con simbología e inscripciones que representen llamativamente el peligro de muerte al cual se exponen las personas, por contacto o cercanía a los conductores y equipos energizados.

24.3.2 En la etapa de ejecución de una instalación fotovoltaica, ésta deberá estar provista de señales de advertencia y de peligros en las zonas que se encuentran energizadas, y se deberán marcar las principales características eléctricas de todos los componentes energizados ubicados en la parte exterior e interior del recinto, a fin de evitar posibles accidentes a las personas que operan en la instalación

24.3.3 Cuando se intervengan instalaciones fotovoltaicas deberá verificarse el disyuntor de protección del inversor por fase en la parte de corriente alterna, el switch del inversor, cuando corresponda, en la parte de corriente continua, la tarjeta de operación para la operación de bloqueo y la tensión en los componentes que se manipularán.

24.3.4 En salas eléctricas o de subestaciones transformadoras, donde se instalen los inversores, se deberán tomar las debidas precauciones de seguridad para no interferir el normal funcionamiento de los equipos instalados en las salas.

24.3.5 Para el entorno de las instalaciones fotovoltaicas y en la etapa de montaje de paneles solares, se deberá contar con un análisis de riesgo que considere todas las medidas de prevención tendientes a evitar alteraciones o fallas en las instalaciones existentes.

24.3.6 Las unidades o inversores de las instalaciones fotovoltaicas no deben ser manipuladas o intervenidas por personas no capacitadas, a fin de evitar accidentes graves por peligro de choque eléctrico.

24.3.7 En las instalaciones fotovoltaicas, los paneles conectados al inversor expuestos a la luz natural o artificial deben considerarse en la condición de energizado y se deberán tomar todas las medidas efectivas para evitar contactos eléctricos con las partes energizadas.

24.3.8 En los sistemas de respaldo mediante el uso de un banco baterías, se debe tomar las precauciones de ventilar previamente el recinto antes de ingresar y verificar la ausencia de los gases emanados por estas baterías.

24.3.9 En la etapa de prueba de una instalación fotovoltaica se debe verificar que los switch de la unidad inversora (encendido / apagado) estén plenamente identificados y el esquema unilineal simple tenga identificado (componentes físicos con igual marca) todos los puntos de apertura y desconexión del sistema.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

1. Para efectos de lo establecido en el punto 2.2 letra a) del presente instructivo y hasta que los Pliegos Técnicos Normativos RIC establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentren vigentes, se deberán aplicar en su reemplazo la norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
2. Para efectos de lo establecido en los puntos 14.13 y 14.14 del presente instructivo y hasta que el Pliego Técnico Normativo RIC N°02 establecido en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentre vigente, se deberá aplicar en su reemplazo el capítulo 6 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
3. Para efectos de lo establecido en los puntos 11.20 y 23.3.7 del presente instructivo y hasta que el Pliego Técnico Normativo RIC N°03 establecido en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentre vigente, se deberá aplicar en su reemplazo el capítulo 7 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
4. Para efectos de lo establecido en los puntos 11.1, 11.5 letra a), 11.14, 11.20 letra e), 11.24, 23.3.7 y 23.3.13 del presente instructivo y hasta que el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 establecido en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentre vigente, se deberá aplicar en su reemplazo el capítulo 8 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
5. Para efectos de lo establecido en lo punto 17.7 y 23.3.18 del presente instructivo y hasta que el Pliego Técnico Normativo RIC N°06 establecido en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de energía no se encuentre vigente, se deberá aplicar en su reemplazo el capítulo 10 de norma eléctrica NCH Elec. 4/2003.
6. Mientras la Superintendencia no dicte el instructivo técnico de sistemas de almacenamiento indicado en la sección 21, se aplicarán las siguientes disposiciones transitorias para las instalaciones acogidas a la Ley de Generación Distribuida que cuenten con sistemas de almacenamiento de energía:
 - a) Dentro del alcance de esta instrucción técnica, sólo se permite el almacenamiento a través de baterías de plomo ácido reguladas por válvulas y litio en instalaciones eléctricas conectadas a la red.
 - b) Todas las baterías y sistemas de baterías de litio que formen parte de la instalación de almacenamiento de energía deberán estar certificados en conformidad a la norma IEC 62619 o al estándar UL 1973 o UL 9540.
 - c) Todas las baterías y sistemas de baterías de plomo ácido reguladas por válvula que formen parte de la instalación de almacenamiento de energía deberán cumplir con las certificaciones en conformidad a las normas IEC 60896-21 y 60896-22 o con estándares equivalentes.
 - d) De existir baterías en el equipamiento de generación, se deberá respetar para el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma IEC 62485-2 que aplican para las baterías de plomo ácido reguladas por válvulas, mientras que para las baterías de litio se debe emplear la norma UNE-EN 62485-5.
 - e) Todos los inversores utilizados con aplicaciones fotovoltaicas conectadas a la red y que funcionen con un sistema de almacenamiento a través de baterías, deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 e IEC 62109-2 o el estándar UL 1741 o UL 9540.

ANEXO N° 1

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS PARA TUBOS EN CANALIZACIONES SUJETAS EN ÁREA DE CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS

N° Dígitos	Característica	Código	Grado
1	Resistencia a la compresión	5*	Muy Fuerte
2	Resistencia al impacto	4**	Fuerte
3	Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
4	Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
5	Resistencia al curvado	(1) / (2) / (4)	Rígida / curvable / Flexible
6	Propiedades eléctricas	(1) / (2)	Continuidad eléctrica / aislante
7	Resistencia a la penetración de objetos sólidos	5	Protegida contra el polvo
8	Resistencia a la penetración de agua	4	Protegida contra salpicaduras de agua
9	Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2 ***	Protección interior y exterior media
10	Resistencia a la tracción	0	No declarada
11	Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
12	Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

* En el caso de canalizaciones sobrepuestas fijas sin riesgo de circulación de vehículos podrá utilizarse el código 4 para la resistencia a la compresión.

** En el caso de canalizaciones sobrepuestas fijas sin riesgo de circulación de vehículos podrá utilizarse el código 3 para la resistencia al impacto.

*** Solo aplica a canalizaciones metálicas. Para canalizaciones no metálicas debe ser un dígito 0. En instalaciones en el exterior en ambientes húmedos o mojados con presencia de agentes químicos activos o en zonas costeras en código será 4 con Alta protección interior y exterior.

ANEXO N° 2

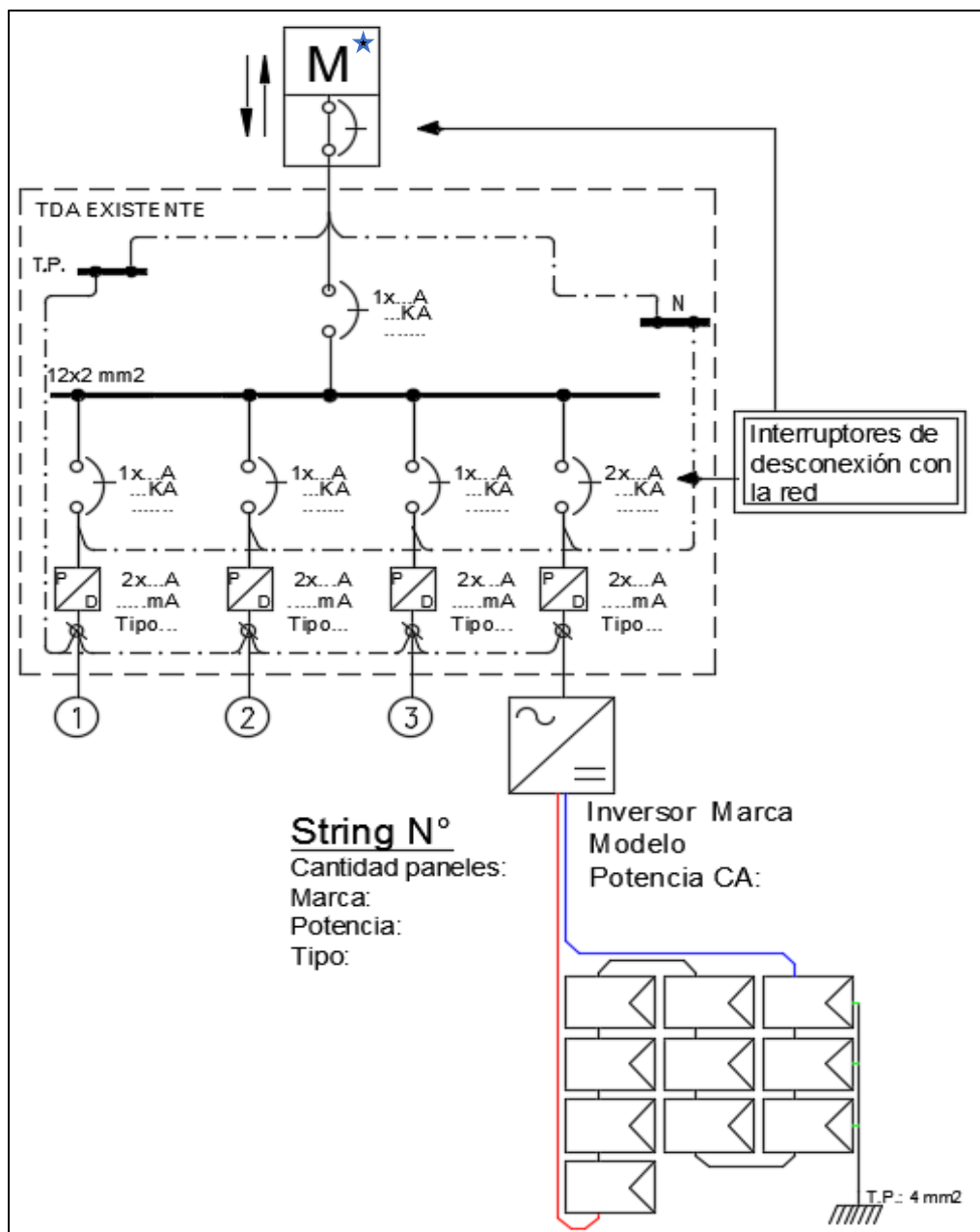
CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS PARA TUBERÍA EN CANALIZACIONES SOBREPUESTAS FIJAS

N° Dígitos	Característica	Código	Grado
1	Resistencia a la compresión	4	Fuerte
2	Resistencia al impacto	3	Media
3	Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
4	Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
5	Resistencia al curvado	(1) / (2) / (4)	Rígida / curvable / Flexible
6	Propiedades eléctricas	(1) / (2)	Continuidad eléctrica / aislante
7	Resistencia a la penetración de objetos sólidos	5	Protegida contra el polvo
8	Resistencia a la penetración de agua	4	Protegida contra salpicaduras de agua
9	Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2 *	Protección interior y exterior media
10	Resistencia a la tracción	0	No declarada
11	Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
12	Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada
* Solo aplica a canalizaciones metálicas. Para canalizaciones no metálicas debe ser un dígito 0. En instalaciones en el exterior en ambientes húmedos o mojados con presencia de agentes químicos activos o en zonas costeras en código será 4 con Alta protección interior y exterior.			

Nota: El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en los protocolos de análisis y/o ensayos de seguridad de productos eléctricos respectivos definidos por la Superintendencia. En ausencia de estos, se deberá aplicar la norma IEC 61386-1, IEC 61386-21 para tuberías rígidas y IEC 61386-22 para tuberías curvables.

ANEXO N° 3.

LOCALIZACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE DESCONEXIÓN DE RED



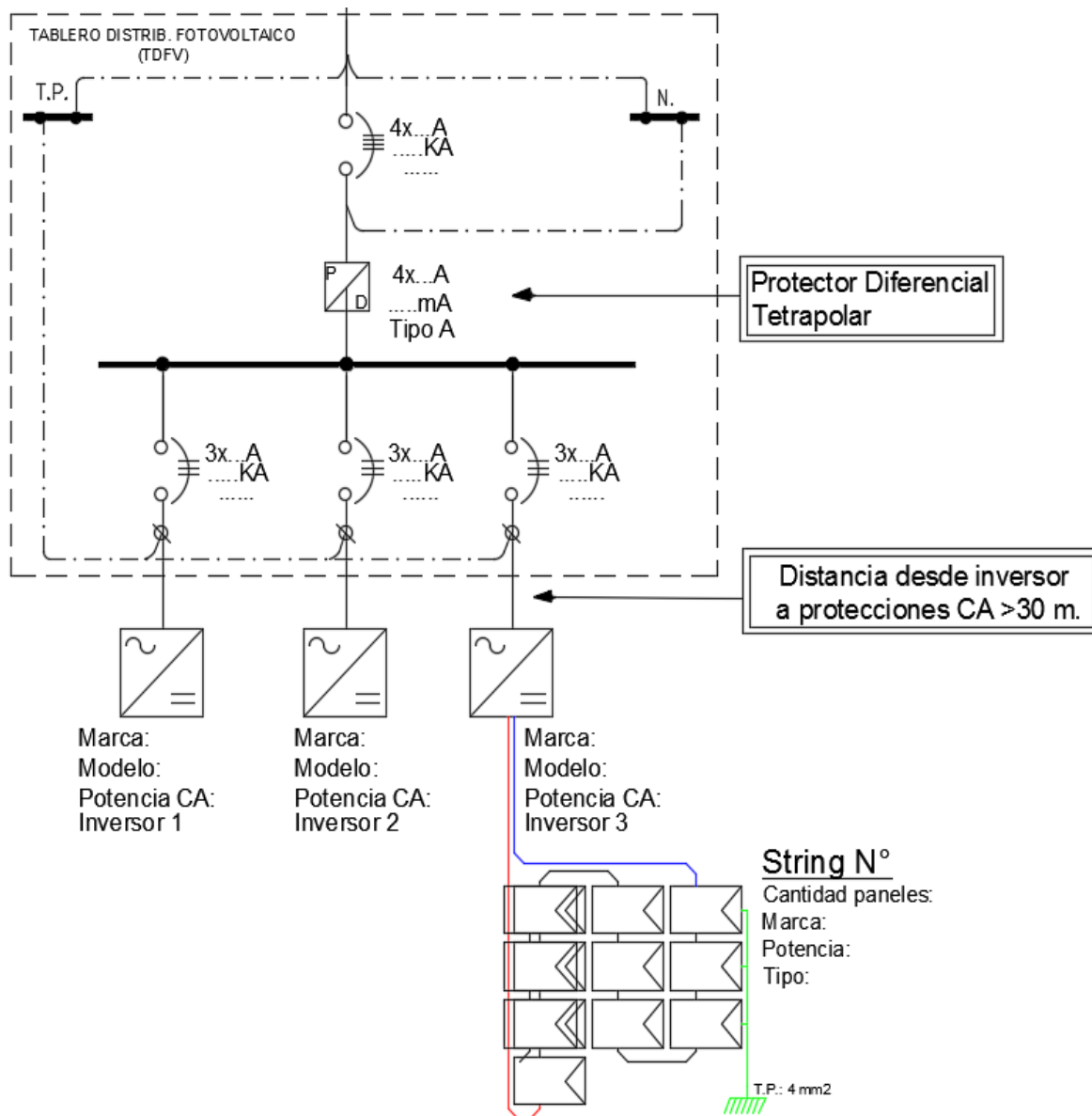
Este anexo muestra un diagrama unilineal tipo en el cual se indican la obligatoriedad de las protecciones termomagnéticas (en este caso el disyuntor es bipolar al ser una instalación monofásica) para desconectar o aislar la instalación fotovoltaica de la red y la protección para la desconexión de la red (instalada en el empalme o punto de conexión a la red).

Usando como ejemplo el mismo diagrama unilineal, se muestra la instalación e identificación del interruptor magnetotérmico y el diferencial indicados en el punto 14.12 de este instructivo.

*: Corresponde a la representación del medidor de facturación.

ANEXO N° 4

DIAGRAMA UNILINEAL TIPO PARA UNIDADES GENERADORAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A TABLERO DE DISTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICO



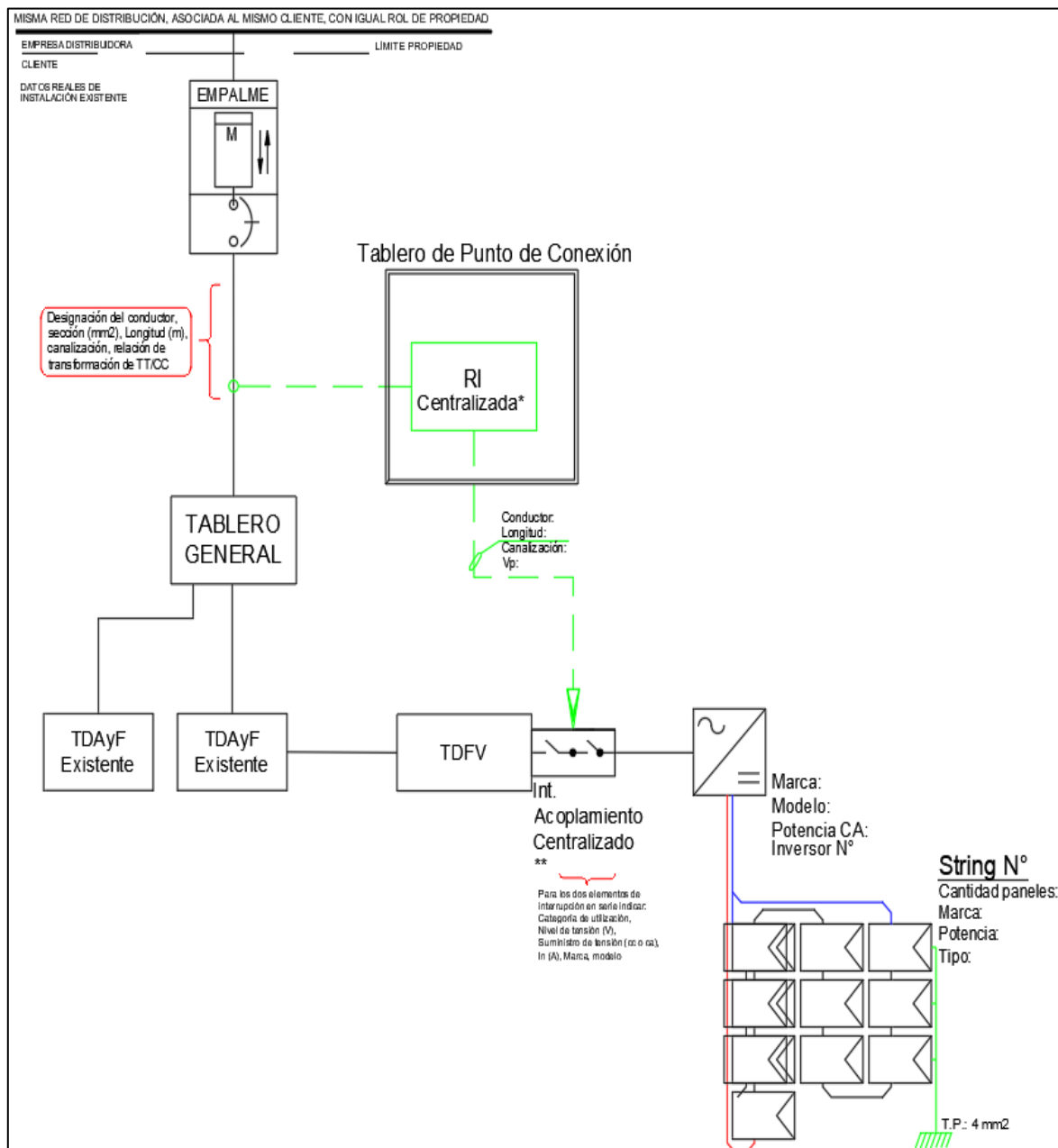
Este anexo muestra un diagrama unilineal tipo en el cual se indica que para distancias superiores a 30 m entre el inversor y el tablero que contiene las protecciones de CA, se debe emplear el ejemplo de este esquema tipo.

Para casos en los que la distancia sea menor a 30 m, no será necesario incorporar un tablero eléctrico fotovoltaico específico, pudiendo conectarse a algún tablero eléctrico existente.

Usando como ejemplo el mismo diagrama unilineal, podría darse la situación de instalar protectores diferenciales por cada inversor o agruparlos en un solo protector diferencial siempre y cuando no se supere los 3 inversores y se respete lo indicado en el punto 14.18 de este instructivo.

ANEXO N° 5

DIAGRAMA UNILINEAL TIPO PARA UNIDADES GENERADORAS FOTOVOLTAICAS > A 100 kW CON PROTECCIÓN RI CENTRALIZADA



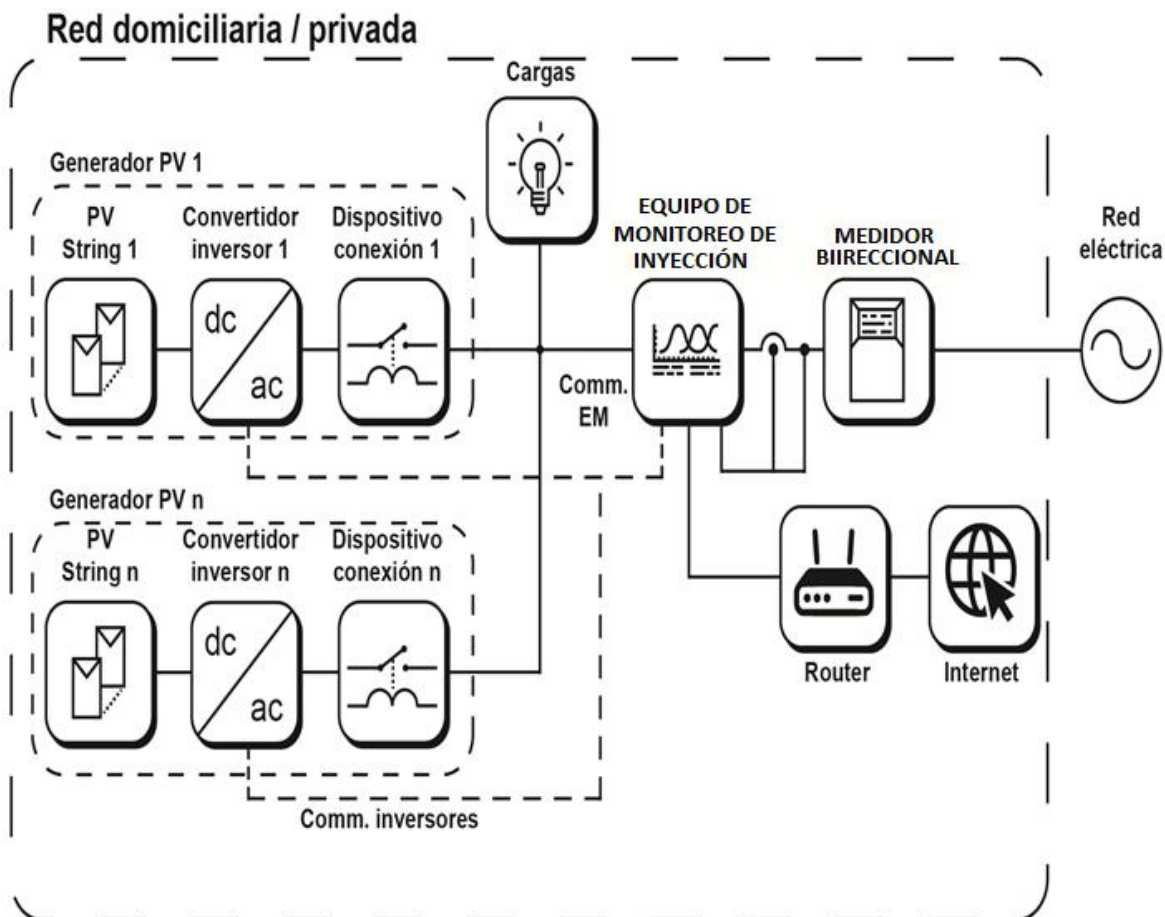
Este anexo muestra un diagrama unilineal tipo en el cual se indica la protección RI Centralizada* que tiene disparo transferido sobre el interruptor de acoplamiento centralizado** que está en un lugar diferente de la RI Central (configurada bajo la NT Netbilling).

* La Protección RI Centralizada es obligatoria en proyectos fotovoltaicos mayores a 100 kW de capacidad instalada, y para cualquier fuente ERNC o cogeneración eficiente distinta de la fotovoltaica que no tenga inversores.

** El interruptor de acoplamiento centralizado puede estar en un lugar diferente de la RI Centralizada y activarse a través del disparo transferido, sin embargo, debe protegerse frente a sobrecargas y cortocircuitos.

ANEXO N° 6

ESQUEMA TIPO PARA UNIDADES GENERADORAS CON EQUIPO LIMITADOR DE INYECCIONES DE ENERGÍA



El esquema tipo que se señala en este anexo, muestra un sistema de generación fotovoltaica controlada por un dispositivo central autónomo. Este esquema requiere de un equipo externo al sistema de generación (para el ejemplo, se utiliza el equipo de monitoreo de inyección que tiene la capacidad de medir el consumo neto de energía de la red y la generada por el equipamiento de generación), quien comunica al (los) inversor (es) al momento de limitar las inyecciones configuradas.

El máximo tiempo de actuación del sistema de limitación de inyección en reducir la potencia aparente exportada actual a un valor igual o menor a la capacidad exportable máxima será de 5 segundos.

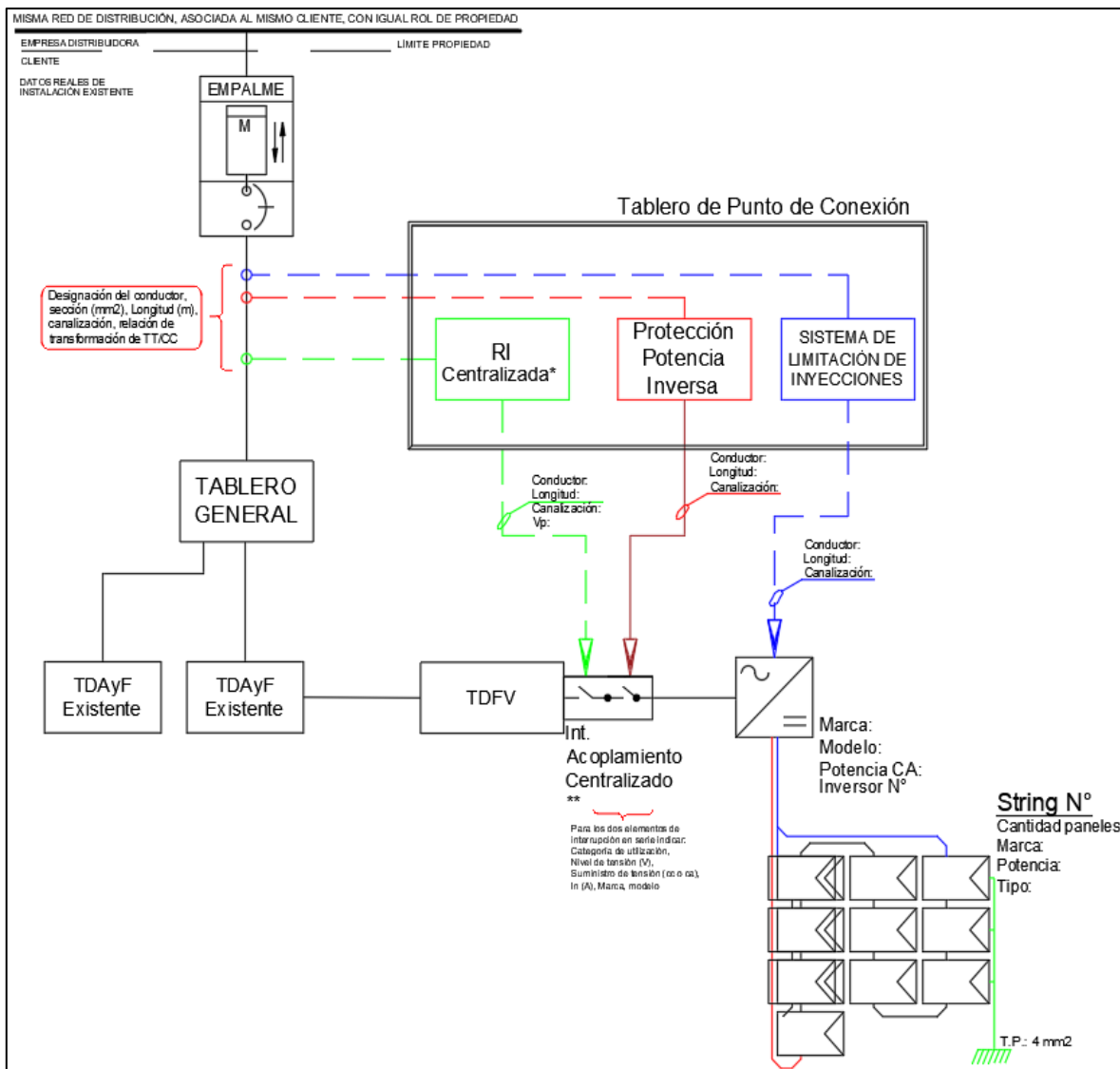
El sistema de limitación de inyección debe ser fail-safe o falla-segura, de forma que, si cualquier componente o sistema de señales que comprometa la limitación de energía falla o pierde su fuente de alimentación, el esquema debe reducir la potencia activa inyectada a la red a un valor que sea menor o igual a la máxima potencia exportable en una ventana de 5 segundos.

Este esquema funciona en conjunto con la protección de potencia inversa, que es parte del sistema de limitación de inyección, por lo cual, su conexionado se indica en los anexos N°7 y 8 de este instructivo.

ANEXO N° 7

ESQUEMA DE PROTECCIONES PARA INSTALACIONES CON EG > A 100KW DONDE SE SUPERE EL IEP

PROTECCIÓN RI CENTRALIZADA JUNTO A PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA Y SISTEMA DE CONTROL DE INYECCIÓN CON OPERACIÓN SOBRE INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO CENTRALIZADO QUE DESCONECTARÁ EL SUMINISTRO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN CUANDO ÉSTE SUPERE LAS INYECCIONES DE EXCEDENTES AUTORIZADAS.



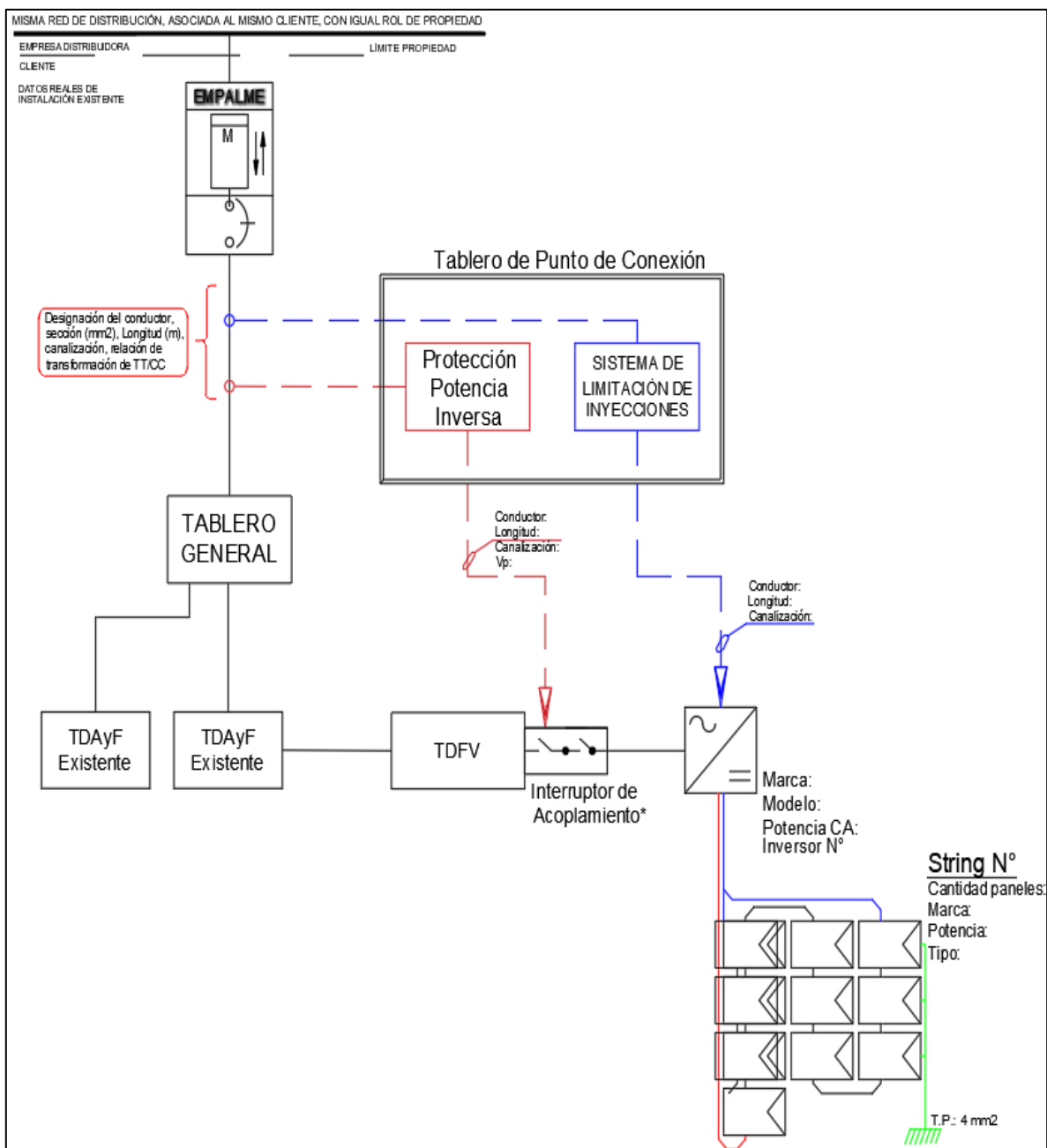
La operación de la protección de potencia inversa para este esquema tipo, debe cortar sólo el suministro del sistema de generación, pudiendo operar sobre el mismo interruptor de acoplamiento de la protección RI Centralizada, siempre que las condiciones técnicas de los equipos lo permitan y todos los equipos indicados en este esquema estén en el mismo gabinete (Tablero de Punto de Conexión).

Como la potencia instalada del sistema de autogeneración es superior a 100 kW, deberá contar con la protección RI Centralizada * (de forma independiente a las protecciones RI integradas de los inversores), la cual comandará al interruptor de acoplamiento en caso de presentarse una operación en modo isla o cuando se presentan valores inadmisibles de las tensiones o la frecuencia.

** El interruptor de acoplamiento centralizado puede estar en un lugar diferente de la RI Centralizada y activarse a través del disparo transferido, sin embargo, debe protegerse frente a sobrecargas y cortocircuitos.

ANEXO N° 8

ESQUEMA DE PROTECCIONES PARA INSTALACIONES CON EG ≤ A 100KW CON POTENCIA INSTALADA DE EG QUE SUPERA LAS INYECCIONES DE EXCEDENTES AUTORIZADAS



Este esquema tipo muestra el sistema de limitación de inyección compuesto por el monitoreo, control y protección de potencia inversa, los que se instalarán en un gabinete o Tablero de Punto de Conexión que será sellado por la Empresa Distribuidora.

El sistema de limitación de inyección deberá ser instalado cuando la capacidad instalada autorizada del EG sea diferente a la inyección de excedentes autorizada.

*La operación de la protección de potencia inversa para este esquema tipo, debe cortar sólo el suministro del sistema de generación, como lo establece el punto 16.4.1, en este caso la protección de potencia inversa puede operar sobre un interruptor de poder, un contactor o un interruptor de acoplamiento externo en caso de que exista.

ANEXO N° 9

METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

En el presente anexo se presentan dos (2) métodos para la medición de la resistencia de puesta a tierra (RPT) de una instalación eléctrica, estos métodos corresponden a:

- Método de la caída de potencial.
- Medida de la RPT mediante medidor tipo pinza.

En la referencia IEEE Std 81 existen otros métodos tales como: pendiente de Tagg o método de la pendiente (ver IEEE Std 81 apartado 8.2.2.4), método de los tres (3) puntos (ver IEEE Std 81 apartado 8.2.2.2), etc.

El escoger el método más adecuado para la medida de la resistencia de puesta a tierra será responsabilidad del proyectista y/o instalador.

1. Método de la caída de potencial

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se debe aplicar el método de caída de potencial, cuya disposición de montaje para medición se muestra en la figura 1.

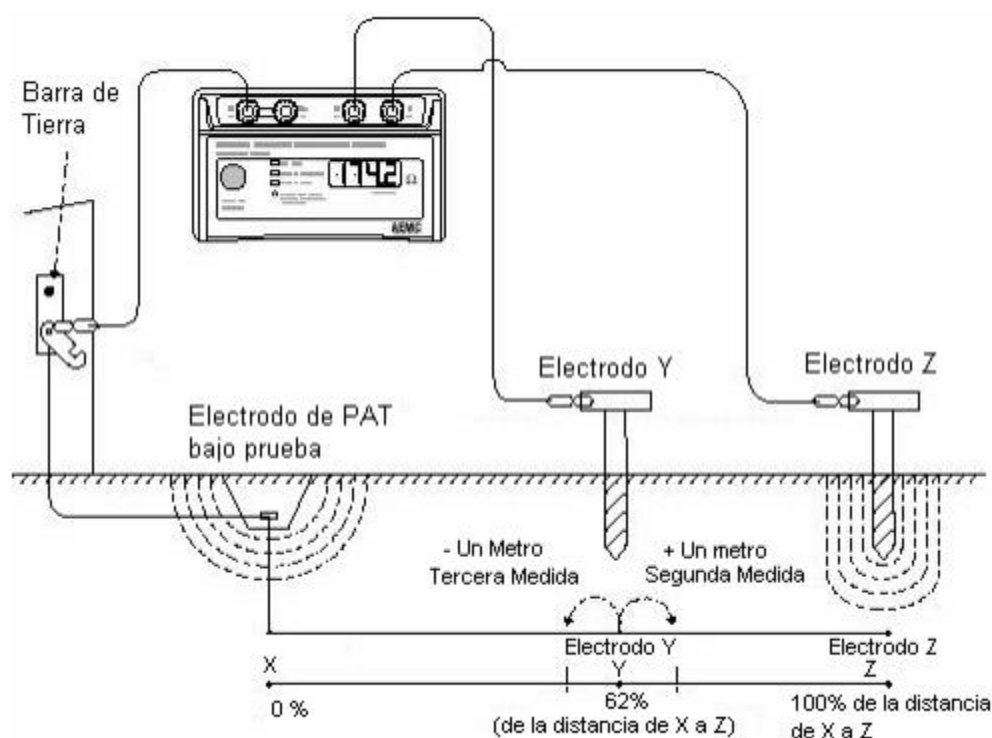


Figura 1. Método de la caída de potencial para medir la RPT

El método consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir (X) y un electrodo de corriente auxiliar (Z) y medir la tensión entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo de potencial auxiliar (Y) como muestra la figura 1. Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente se coloca generalmente a una sustancial distancia del sistema de puesta a tierra. Esta distancia debe ser como mínimo 6.0 veces superior a la diagonal más grande de la puesta a tierra bajo estudio.

El electrodo de potencial debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta como lo ilustra la figura 1. En la práctica, la distancia “Y” para el electrodo de potencial se elige aproximadamente al 62% de la distancia del electrodo de corriente. Esta distancia está basada en la posición teóricamente correcta (61.8%) para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo.

La localización del electrodo de potencial es muy crítica para medir la resistencia de una puesta a tierra. La localización debe ser libre de cualquier influencia del sistema de puesta tierra bajo medida y del electrodo auxiliar de corriente. La manera más práctica de determinar si el electrodo de potencial está fuera de la zona de influencia de los electrodos, es obtener varias lecturas de resistencias moviendo el electrodo de potencial en varios puntos entre la puesta a tierra bajo prueba y el electrodo de corriente. En la posición teórica de aproximadamente el 62 % de la distancia “Y” del electrodo de corriente, si se toman dos o tres lecturas consecutivas aproximadamente constantes estas pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera. Estas lecturas consecutivas se pueden tomar una vez que se ha verificado que la tendencia de la curva de la resistencia v/s distancia de los electrodos corresponde a la figura N° 2.

La figura 2, muestra una gráfica típica de resistencia v/s distancia del electrodo de potencial (P). La curva muestra cómo la resistencia es cercana a cero cuando (P) se acerca al sistema de puesta a tierra, y se aproxima al infinito hacia la localización del electrodo de corriente (C). El punto de inflexión en la curva corresponderá a la resistencia de puesta a tierra del sistema bajo estudio.

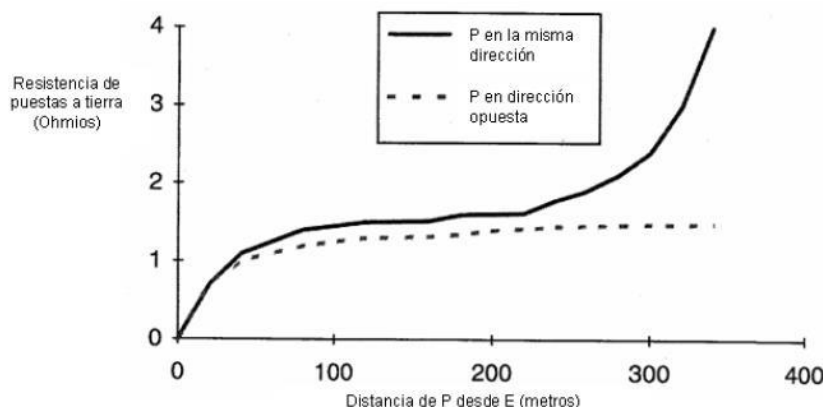


Figura 2. Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P)

Es aconsejable repetir el proceso de medición en una dirección distinta, preferentemente de forma perpendicular a la primera medición, lo que aumenta la confiabilidad de los resultados.

2. Gradientes de Potencial

La medición de la RPT por el método de caída de potencial genera gradientes de potencial en el terreno, producto de la inyección de corriente por tierra a través del electrodo de corriente. Por ello, si el electrodo de corriente, el de potencial y la puesta a tierra se encuentran muy cercanos entre sí, ocurrirá una superposición de los gradientes de potencial generados por cada electrodo, resultando una curva en la cual el valor de resistencia medida se incrementará con respecto a la distancia, tal como se muestra en la figura 3.

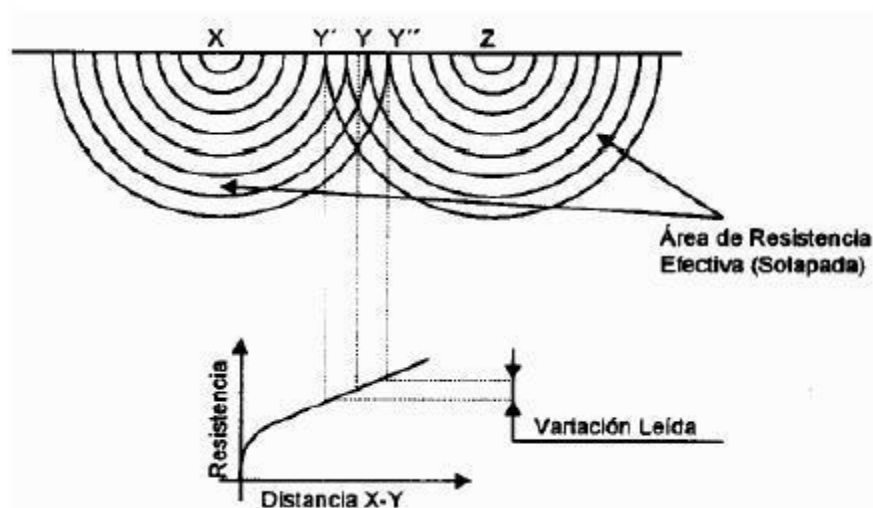


Figura 3. Superposición de los gradientes de potencial

Al ubicarse el electrodo de corriente a una distancia lo suficientemente lejana de la puesta a tierra a medir, la variación de posición del electrodo de potencial, desde la puesta a tierra hasta el electrodo de corriente, no producirá superposición entre los gradientes de cada electrodo, originándose entonces una curva como la mostrada en la figura 4.

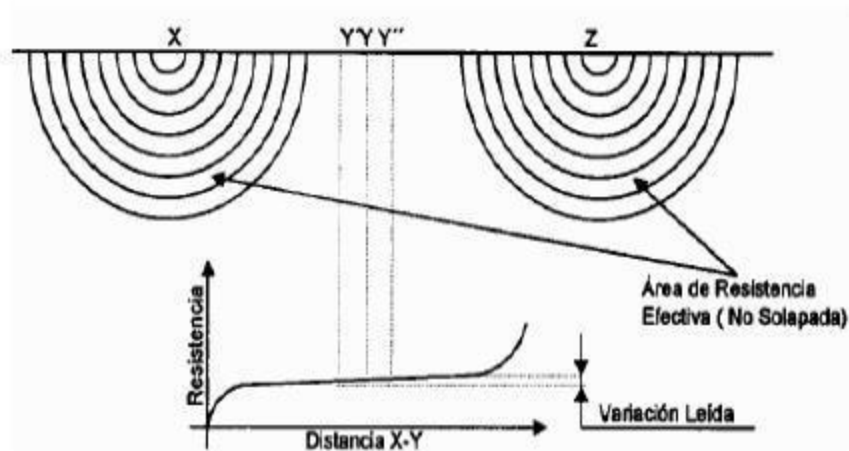


Figura 4. Curva de resistencia versus distancia sin superposición de gradientes de potencial

En la figura 4 puede observarse cómo existe una porción de la curva que permanece casi invariable, la cual será más prolongada o corta, dependiendo de la separación entre los electrodos de corriente (Z) y bajo prueba (X). El valor de resistencia asociada a este sector de la curva será el valor correcto de resistencia de puesta a tierra.

3. Medida de la RPT mediante medidor tipo pinza.

Este método solo se aceptará para inspección de un SPT existente, por tanto, no se considerará como un método de medición válido para la recepción inicial de un SPT.

Este es un método práctico que viene siendo ampliamente usado para medir la puesta a tierra en sitios donde es imposible usar el método convencional de caída de potencial, como es el caso de lugares densamente poblados, centros de las ciudades, etc.

El medidor tipo pinza, mide la resistencia de puesta a tierra de una varilla o de una puesta a tierra de dimensiones pequeñas, simplemente abrazando el conductor de puesta a tierra o bajante como lo ilustra la figura 5.

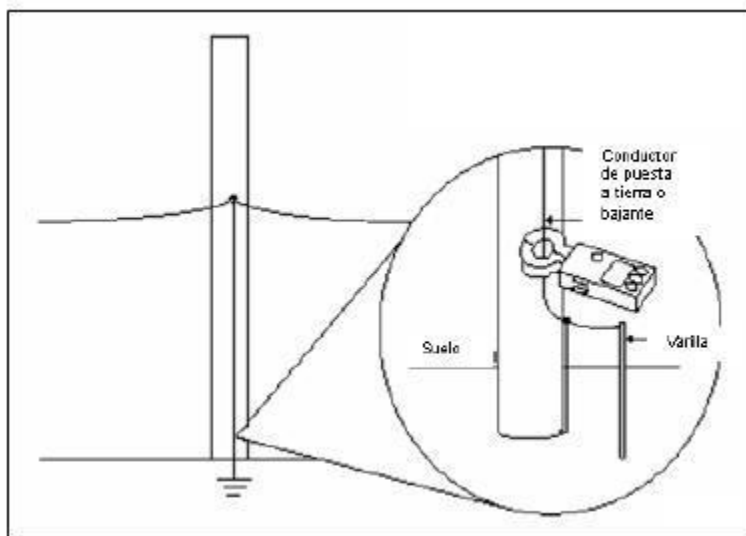


Figura 5. Medición de la RPT utilizando pinza

El principio de operación es el siguiente:

El neutro de un sistema puesto a tierra en más de un punto, puede ser representado como un circuito simple de resistencias de puesta a tierra en paralelo (figura 6). Si una tensión “E” es aplicada al electrodo o sistema de puesta a tierra Rx, la corriente “I” resultante fluirá a través del circuito.

Se utilizarán geómetros de cuatro terminales con una escala mínima de 1 Ohm, con una resolución no mayor de 0,01 Ohm y una escala máxima no inferior a 100 Ohm. El instrumento a ser utilizado debe tener una periodicidad en su calibración y va a depender de varios factores, tales como: utilización de equipo, resultados de las calibraciones, trascendencia de los resultados, recomendaciones de los fabricantes, etc.

La periodicidad y la fecha de la última calibración del instrumento serán revisadas por el instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia. Esta verificación será de la documentación del instrumento y se comprobará que el certificado de calibración del instrumento debe estar vigente a la fecha de realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra y no debe tener una antigüedad mayor a 1 año.

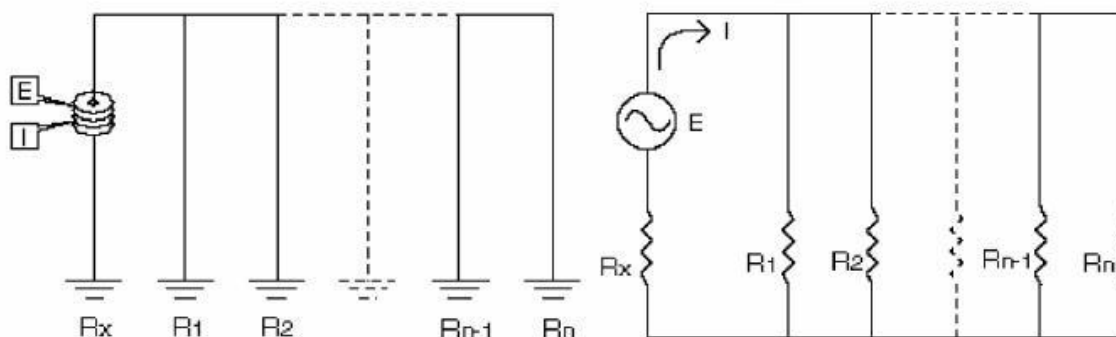


Figura 6. Circuito equivalente para un sistema puesto a tierra en más de un punto

La relación entre la tensión y la corriente es determinada por el instrumento y desplegada en forma digital. El método está basado en la suposición de que la impedancia del neutro del sistema puesto a tierra en más de un

punto, excluyendo el electrodo bajo medida, es muy pequeña y puede ser asumida igual a cero. La ecuación es la siguiente:

$$E/I = R_x + \frac{1}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{R_k}}$$

Donde usualmente,

$$R_x \gg \frac{1}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{R_k}}$$

Con esta suposición, la lectura indicada representa la resistencia de puesta a tierra del electrodo que se está midiendo.

El método posee las siguientes limitaciones:

- La aplicación es limitada a electrodos conectados a sistemas puestos a tierra en más de un punto de baja impedancia.
- Las conexiones corroídas o partidas del neutro del sistema (o cable de guarda) pueden influenciar las lecturas.
- No es aplicable a los sistemas de puesta a tierra en los cuales la corriente inyectada pueda retornar por caminos diferentes a la tierra misma.
- La presencia de ruido de alta frecuencia o campos electromagnéticos altos en el sistema podría influenciar las lecturas.
- La existencia de altas resistencias en las conexiones con el electrodo de puesta a tierra.
- Si el conductor de conexión con el electrodo está abierto no se tendría una medida confiable.

Es importante tener muy presente que si se está midiendo en postes donde no es accesible el conductor de puesta a tierra o donde se puede estar midiendo dos electrodos en paralelo, se debe usar un transformador de corriente de gran tamaño, ofrecido por algunos fabricantes (figura 7).



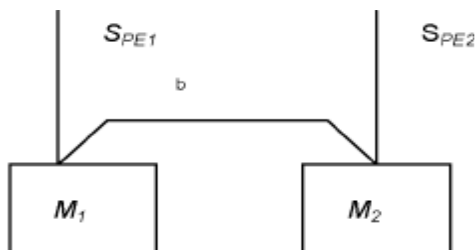
Figura 7. Transformador de corriente para abrazar todo el poste

ANEXO N° 10

CONDUCTORES DE EQUIPOTENCIALIDAD

Conductores de equipotencialidad para protección suplementaria

Un conductor de equipotencialidad que une dos masas debe tener una sección no inferior a la más pequeña de los conductores de protección unidos a esta masa (Ver Figura 8). Un conductor de equipotencialidad que no forma parte de un cable se considera que está mecánicamente protegido situándolo en un conducto, canal, moldura o si está protegido de forma similar.



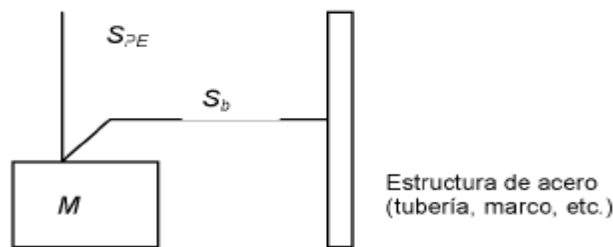
$$\begin{aligned} S_{PE1} &\leq S_{PE2} \\ S_b &\geq S_{PE1} \end{aligned}$$

Leyenda:

M_1, M_2 Masas.
 S_{PE1}, S_{PE2} Sección transversal del conductor de equipotencialidad.
 S_b Sección transversal del conductor de equipotencial para protección suplementaria.

Figura 8. Conductores de equipotencialidad entre dos masas

Un conductor de equipotencialidad que une una masa a una parte conductora externa debe tener una conductancia no inferior a la mitad de la correspondiente a la sección del conductor de protección conectado a esta masa. Un conductor de equipotencialidad que no forma parte de un cable se considera que está mecánicamente protegido situándolo en un conducto, canal, moldura o si está protegido de forma similar.



$$S_b \geq 0,5 S_{PE} (*)$$

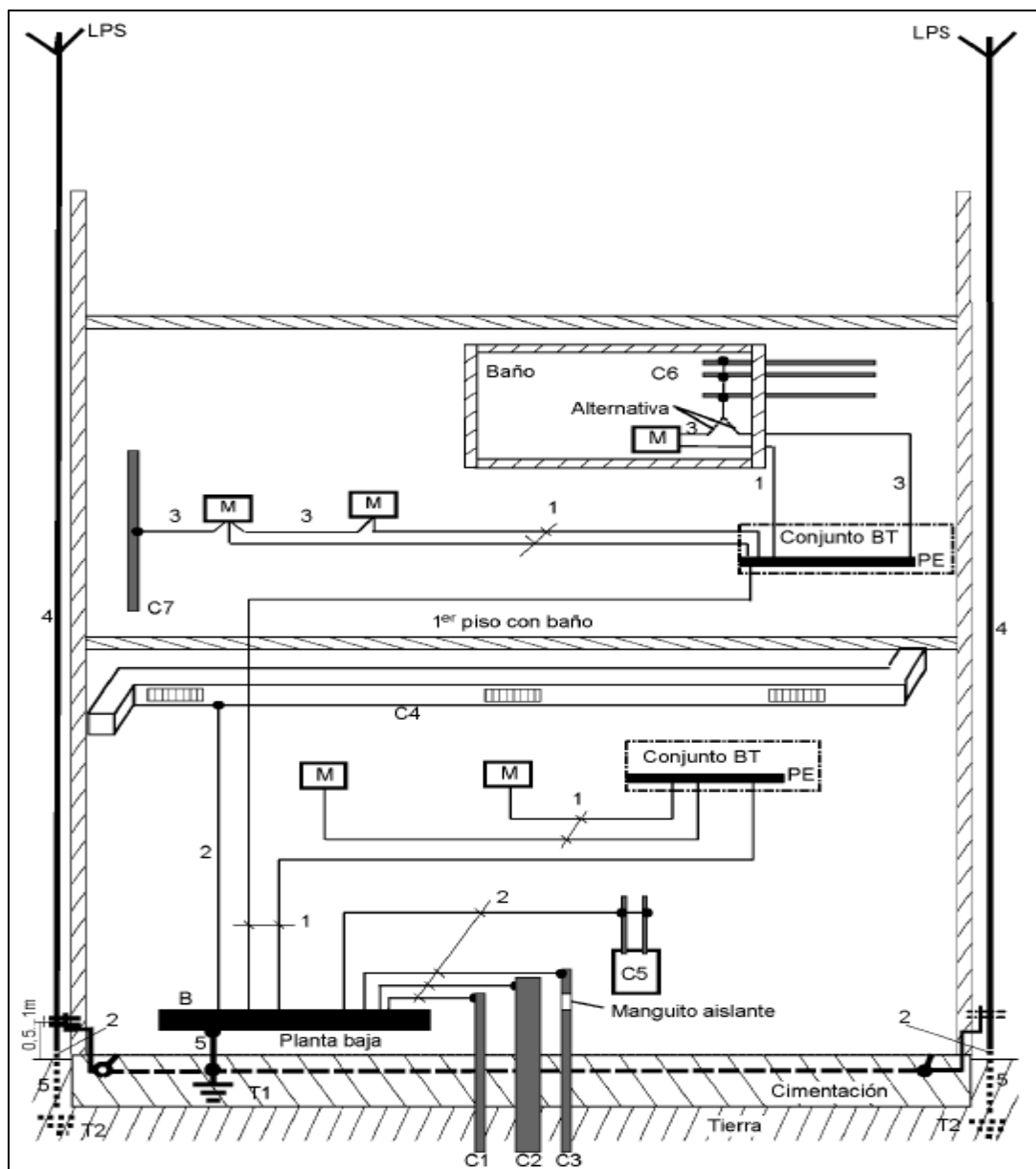
(*) Con un mínimo de 2,5 mm² de Cu si los conductores están protegidos mecánicamente, o 4 mm² de Cu si los conductores no están mecánicamente protegidos.

Leyenda:

M Masa.
 S_{PE} Sección transversal del conductor de equipotencialidad.
 S_b Sección transversal del conductor de equipotencial para protección suplementaria.

Figura 9. Conductores de equipotencialidad entre una masa M y una estructura

ILUSTRACIÓN DE UNA DISPOSICIÓN DE PUESTA A TIERRA, CONDUCTORES DE PROTECCIÓN Y CONDUCTORES DE EQUIPOTENCIALIDAD



Leyenda

- M Parte conductora accesible (masa).
Parte conductora de un equipo susceptible de ser tocado y que no está normalmente en tensión, pero puede ponerse cuando falla el aislamiento principal.
- C Parte conductora externa.
Parte conductora que no forma parte de la instalación eléctrica y capaz de introducir un potencial eléctrico, generalmente el de una tierra local.
- C1 Canalización metálica de agua que proviene del exterior.

- C2 Canalización metálica de evacuación de aguas usadas que provienen del exterior.
 - C3 Canalización metálica de gas con manguito aislante que proviene del exterior.
 - C4 Aire acondicionado.
 - C5 Sistema de calefacción.
 - C6 Canalización metálica de agua, por ejemplo, en un cuarto de baño.
 - C7 Partes conductoras externas al alcance de masas.
 - B Borne principal de tierra.
Borne o barra que forma parte del dispositivo de puesta a tierra de una instalación, y que garantiza la conexión eléctrica de un cierto número de conductores para los fines de la puesta a tierra.
 - T Toma (electrodo) de tierra.
Parte conductora que puede estar incorporada en un medio conductor particular, por ejemplo hormigón, en contacto eléctrico con la tierra.
 - T1 Cimentación del electrodo de tierra.
 - T2 Electrodo de tierra para sistema de protección frente al rayo, si es necesario.
 - LPS Sistema de protección frente al rayo.
 - PE Junta de barra para conductor de protección.
 - 1 conductor de protección.
Conductor previsto con fines de seguridad, por ejemplo, protección contra choques eléctricos.
 - 2 conductor de equipotencialidad.
Conductor de protección previsto para realizar una conexión equipotencial de protección.
 - 3 conductor de equipotencialidad para protección suplementaria.
 - 4 conductor de bajada de un sistema de protección frente al rayo.
 - 5 conductor de (puesta a) tierra.
Conductor que asegura un camino conductor, o una parte del mismo, entre un punto dado de una red, de una instalación, o de un equipo y una toma de tierra
- Nota:** El conductor de tierra realiza la conexión entre el electrodo de tierra y la conexión equipotencial principal, generalmente el borne principal de tierra.

ANEXO N° 11

SEÑALÉTICA DE SEGURIDAD EN UNIDADES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA



El tamaño de la señalética de seguridad será como mínimo 100 mm por 200 mm.

La inscripción será indeleble, inscrita por ambos lados del cartel de advertencia y la letra tendrá un tamaño de como mínimo 10 mm.

Esta señalética se deberá instalar cercana a los paneles fotovoltaicos, en la estructura que soporta a los paneles fotovoltaicos o en el acceso a estas instalaciones.

La finalidad de esta señalética es la de advertir a las personas que acceden a este sistema fotovoltaico del riesgo que hay, incluso en las protecciones en estado apagado.

El símbolo de riesgo eléctrico en señalización de seguridad, se deben utilizar las siguientes dimensiones, adoptadas de la IEC 60417-1: Se podrán aceptar medidas con tolerancias de $\pm 10\%$ de los valores señalados.

h	a	b	c	d	e
30	1,2	7,5	15,3	6	4,8
40	1,6	10	20	8	6,4
50	2	12,5	25,5	10	8
64	2,5	16	33	13	10
80	3	20	41	16	12,8
100	4	25	51	20	16
125	5	31	64	25	20
160	6	40	82	32	26
200	8	50	102	40	32

Tabla N° 3. Dimensiones del símbolo de riesgo eléctrico en mm.

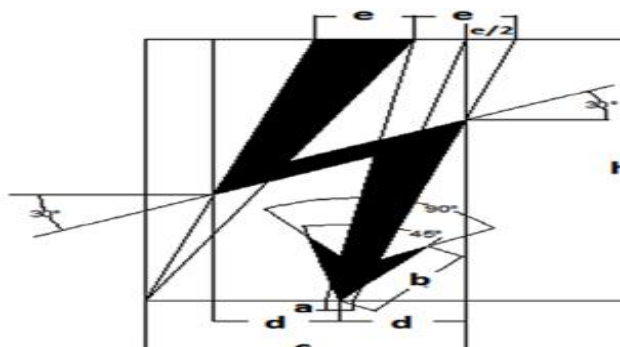
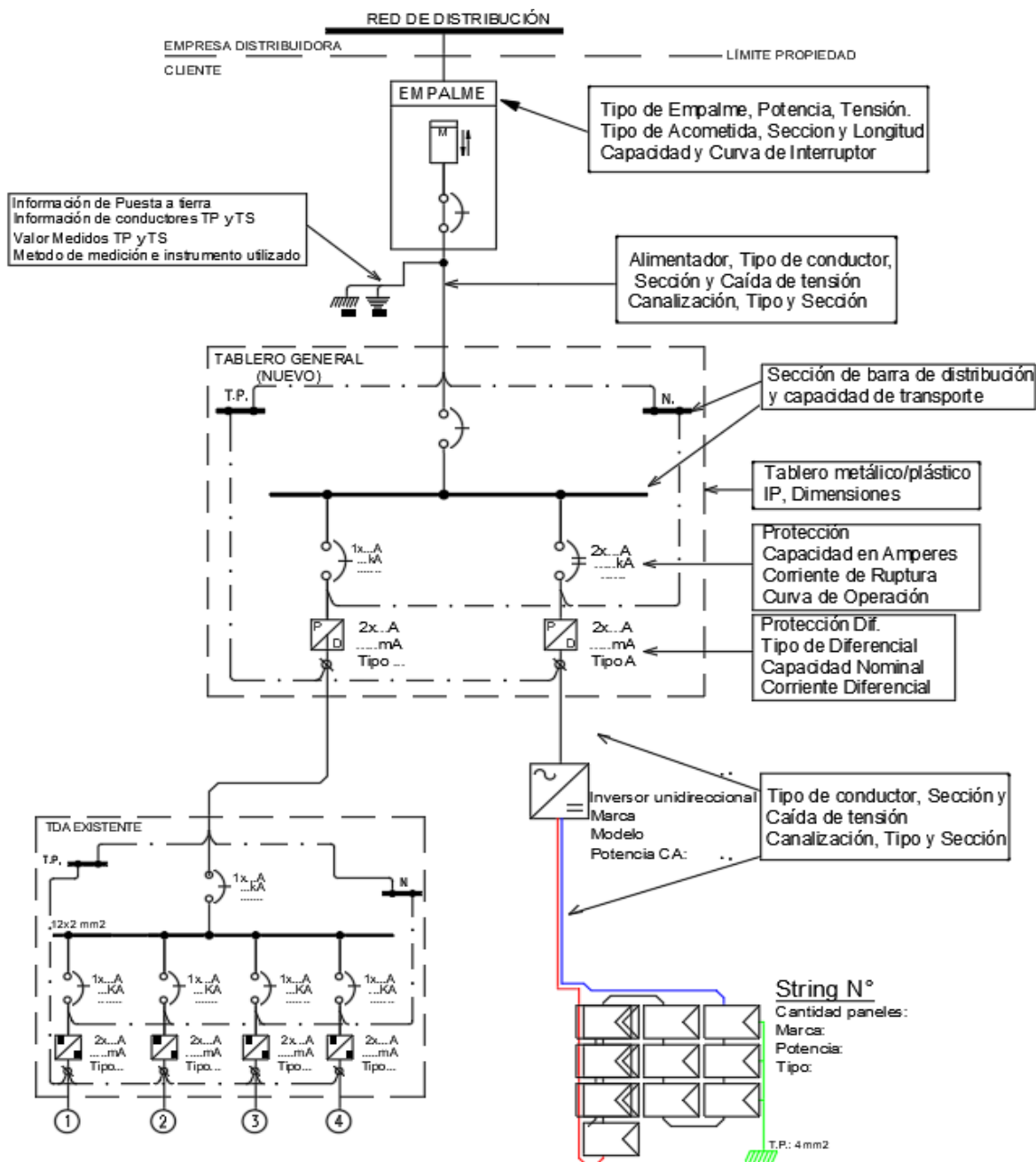


Figura N° 10. Símbolo de riesgo eléctrico

ANEXO N° 12

NUEVO TABLERO GENERAL PARA NO INTERVENIR LA INSTALACIÓN DE CONSUMO EXISTENTE



Este anexo muestra un diagrama unilineal tipo en el que no se interviene la instalación de consumo existente, para lo cual se instala el nuevo "Tablero General" cumpliendo el punto 19.3.1 de este instructivo.

En este ejemplo, se muestra el nuevo tablero general de una instalación de consumo monofásica existente declarada con anterioridad al año 2003, para lo cual dicho tablero contiene la protección general (igual capacidad que la protección de la unidad de medida), además de la nueva protección magnetotérmica y diferencial de la instalación de consumo. En este caso el mismo tablero contiene las protecciones fotovoltaicas.

Se deberá prever la correcta coordinación térmica de las nuevas protecciones con las protecciones generales existentes

ANEXO N° 13
SELLO DE ENERGÍAS RENOVABLES
PARA IDENTIFICAR LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN ACOGIDOS A LA LEY 21.118



Este sello es de aplicación voluntaria y se utilizará en aquellas instalaciones que requieran contar con una identificación que permita reconocer fácilmente aquellas instalaciones que producen energía limpia bajo el marco de la ley 21.118

El tamaño del sello será como mínimo de 100 mm de ancho por 120 mm de alto.

La instalación del sello se realizará como se indica a continuación:

- El sello deberá estar instalado en el acceso o fachada de la propiedad, de manera que sea fácilmente visible por los diferentes operadores (distribuidora eléctrica, bomberos, personal de mantenimiento, fiscalizadores, etc.).
- El sello deberá contener los datos de Inscripción del TE-4, el cual mediante el código QR permitirá tener acceso a la información técnica, tales como marcas de paneles, inversores y equipos de la unidad de generación, etc.
- La escritura sobre el sello se deberá realizar empleando los instrumentos de escritura permanentes adecuados al lugar de instalación, de manera que la información persista en el tiempo.

En la página web: www.sec.cl/energiasrenovables podrá descargar este instructivo y el archivo para enviar a elaborar el sello de este anexo.