

Guía Check List Pre-Fiscalización TE - 4 Trámites SEC

PROGRAMA TECHOS SOLARES PÚBLICOS



Ministerio de Energía

Programa Techos Solares Públicos (PTSP)

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449

Edificio Santiago Downtown II, piso 13

Santiago, Chile

T +562 23656800

www.energia.gob.cl

Responsable:

Christian Santana Oyarzún,

Jefe División de Energías Renovables, Ministerio de Energía

Apoyado por:

Proyecto Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor

Marchant Pereira 150 piso 12 oficina1203

7500654 Providencia

Santiago, Chile

T +56 22 30 68 600

I www.giz.de

Responsable:

Matthias Grandel

Título:

Guía Check List

Pre-Fiscalización TE - 4

Autores:

Guillermo Soto Olea, Encargado PTSP, División Energías Renovables,
Ministerio de Energía

César Morales, Asesor GIZ Chile

Aclaración

Esta publicación ha sido preparada por encargo del Proyecto "Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Internacional de Tecnología para la mejora del Clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB). Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

CONTENIDO

CAPITULO 0: INTRODUCCIÓN.....	7
1. Introducción al TE-4 Electrónico	7
2. Normativa y Documentación.....	7
3. Organización de la Guía.....	8
4. Desarrollo de Ítems Check List.....	8
CAPITULO 1: FORMULARIOS.....	12
1. El destino de la propiedad indicado en el TE-4 corresponde al señalado en el plano, y lo dibujado en el plano corresponde a lo declarado como fuente energética primaria de generación indicada en el formulario (solar, eólica, etc.)	12
2. Indica direcciones y georreferencias de la propiedad.....	12
3. En la declaración la potencia total del generador indicada en el TE-4 es igual a la potencia total proyectada señalada en el cuadro de generación del plano	13
4. La clase del instalador (A o B) corresponde al tipo de instalación declarada	13
5. Se adjuntan datos de configuración y ajustes de la unidad de generación en el Formulario TE-4	14
6. La potencia total instalada declarada en el TE-4 de la unidad de generación (UG) no supera los 100 kW y no es superior a la capacidad del Empalme declarada en el TE-4.....	15
CAPITULO 2: MEMORIA Y ANTECEDENTES.....	15
1. Acompaña memoria explicativa (para instalaciones eléctricas de 10 kW o más)	15
2. Acompaña memoria de cálculo de estructura (para instalaciones de potencia de 30 kW o más).....	22
3. Se adjuntan planos de la instalación	23
4. Adjunta informe de ensayos y mediciones del generador – verificación inicial. (Según Apéndice N°4 del RGR N° 01/2014)	25
5. Adjunta Check List de auto evaluación realizado por el instalador.....	26
6. Adjunta solicitud "Formulario 4: Respuesta a solicitud de conexión	26
7. Adjunta, copia de los certificados o autorización de los productos que requieren certificación	27
8. Adjunta, informe de parametrización o configuración emitido por el fabricante del inversor en conformidad con la norma técnica. (Aplica para generadores FV)	28
CAPITULO 3: PLANOS	29
1. Incluye croquis de ubicación completo o dirección es suficientemente clara para su ubicación. (Como sugerencia, indicar referencias PubliGuías o Mapcity).....	29
2. Incluye diagrama unilineal, cuadro(s) de generación y cuadros de caída de tensión	29
3. Cuadro de resumen de generación (aplica a más de un cuadro de generación).....	40
4. Cuadro resumen de láminas (exigible para más de una lámina).....	41
5. Incluye en el plano la siguiente nota: Los materiales que requieren certificación o autorización para su uso, cumplen con este requisito.....	41
6. Formato del plano cumple con la norma NCH Elec. 2/84	42

7. Incluye plano de planta con ubicación de unidad de generación (Ubicación de paneles, inversor y tableros)	45
8. Validación de los cálculos resultantes en los planos, cuadros de generación y cuadros de caídas de tensión.....	45
9. Validación del diagrama unilineal a partir del empalme con sus características (debe indicar medidor bidireccional)	46
10.El tipo de aislamiento y capacidad de transporte del alimentador y los conductores CA cumplen con la normativa vigente	46
11.Instalación cuenta con protecciones independientes para el generador y la instalación de consumo. (Interruptor termomagnético y protector diferencial)	48
12.La caída de tensión entre el empalme y la UG indicadas, no deben superar el 3% y la caída de tensión entre el inversor y paneles no debe superar el 1,5%.....	49
13.El valor de resistencia de puesta a tierra de servicio y protección (neutralización) indicados, cumplen con la NCH Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm)	49
14.La tensión máxima de la UG en lado de CC, no supera los 1000 V	54
15.La UG conectada a un empalme monofásico no supera los 10 Kw	56
16.La UG de potencia superior o igual a 10 kW, conectada a un empalme trifásico, son UG trifásicas simétricas.....	57
17.El conductor CC utilizado en la UG es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Cumple con la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007)	57
18.Los dispositivos de sobrecorriente en el lado CC están bien dimensionados. (Deben conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no superior a la corriente inversa máxima que soporta los módulos que forman parte del string. Este punto no aplica para microinversor)	58
19.Los conductores seleccionados en el lado de CC de la unidad de generación no deben ser inferior a 1,25 veces la capacidad del dispositivo de sobrecorriente. (Para los casos indicados en el punto 12.7 de la RGR-02, el conductor seleccionado debe soportar la máxima corriente inversa que se pueda generar) (No aplica para microinversor)	59
20.Verificar que los arreglos cumplan con las configuraciones string, central o microinversor descritos en el punto 9.4 y 9.5 del RGR-02	61
21.Cuando se utilicen diodos de bloqueo para limitar la corriente inversa, estos deberán ser igual o superior a 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto. (No aplica para microinversor)	63
22.Para inversores centrales, los tableros de CC o cajas de conexión, cuentan con: seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC.....	64
23.Verificación de parámetros informados en el "Informe de ensayo del generador FV" de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión	65
CAPITULO 4: TERRENO.....	66
1. Instalación eléctrica se encuentra ejecutada	66
2. La instalación eléctrica ejecutada concuerda con el proyecto declarado. (Diferencias importantes)	68
3. Existe camarilla de registro de las puestas a tierra.....	68
4. Verificar que el valor medido de resistencia de puesta a tierra de protección y servicio esté de acuerdo a la NCh Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm).....	69

5. Los alimentadores y conductores de los circuitos de AC quedan protegidos por la capacidad de su correspondiente protección.....	71
6. El tablero está rotulado y tiene cuadros indicativos de circuitos	74
7. La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un interruptor magnetotérmico. (Bipolar para instalaciones monofásicas y tetrapolar para instalaciones trifásicas)	76
8. La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un protector diferencial destinado a la UG. (El protector diferencial para UG menores a 10 kW de 30 mA y para iguales o mayores a 10 kW no debe ser mayor a 300 mA).....	76
9. Los tableros de AC cumplen con la NCH Elec. 4/2003. (Volumen libre, uso de terminales y cubierta cubre equipos)	77
10.La canalización está en conformidad con la NCH Elec. 4/2003.....	80
11.La UG y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa requerida en la instrucción técnica RGR N° 02/2014. (En medidor y en UG)	102
12.La ubicación y distancias del inversor cumplen con la instrucción técnica RGR-02 (No se puede instalar en baños, cocinas, dormitorios, debe contar con espacio mínimo de 15 cm. A cada lado del inversor, etc.).....	104
13.El procedimiento de apagado de emergencia de la UG está visible en el costado del inversor (exigido en instrucción técnica RGR N° 02/2014)	105
14.Verificación en terreno de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.....	107
15.Los conductores de UG en CC y CA, se identifican o cumplen con el código de colores	107
16.El conductor utilizado es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007).....	108
17.La capacidad del conductor del lado CC de la UG es superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente. (Ver excepciones para uno y dos string).....	109
18.Los conductores positivos y negativos que van al inversor son canalizados en forma ordenada y separada, sólo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.....	109
19.Los conductores y conexiones eléctricas no quedan sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales	110
20.Los conductores cumplen con la resistencia de aislamiento en conformidad con el instructivo técnico RGR 02/2014	112
21.Las conexiones de los módulos fotovoltaicos cuentan con conectadores tipo MC4 o equivalentes.....	112
22.Partes metálicas de la instalación están protegidos contra tensiones peligrosas. Esto incluye las estructuras de soporte, módulos y los equipos. (Se debe verificar que las uniones estén bien afianzadas, de modo que si se quita un módulo del circuito de la UG no se interrumpa la continuidad de ningún conductor de la puesta a tierra de protección)	113
23.Existe continuidad del sistema de puesta a tierra y / o red equipotencial	115
24.Los módulos fotovoltaicos están sin daños y los módulos que conforman un string corresponden a un mismo tipo de panel. (Marca, modelos y características técnicas).....	116
25.Los tableros, caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación cumplen con el grado IP para el lugar donde están instalados	117

26. Los tableros externos de CC o cajas de combinación de string cuentan con un seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC. (Aplicable conexiones de inversor central)	120
27. Comprobar prueba básica Anti-Isla, desconectar protección termomagnética del Empalme y verificar que el inversor se desconecte en forma automática. (En los casos que no se pueda desconectar desde el Empalme, se desconectará desde el circuito dedicado a la UG)	121
28. La protección RI integrada está protegida mediante una contraseña de seguridad, o la protección RI centralizada está sellada	121
29. Prueba básica de conexión y reconexión, deberá apagar el inversor desconectándolo de la red CA (desde la protección termomagnética) y volver a conectar la red CA y verificar que el inversor se conecte en un tiempo no inferior a 60 segundos	122
RECOMENDACIONES PARA EL BUEN CUMPLIMIENTO DEL CHECK LIST	122
RECOMENDACIONES FINALES	123
GLOSARIO DE TÉRMINOS	124

CAPITULO 0: INTRODUCCIÓN

El presente documento proporciona una guía de ayuda tanto para las empresas instaladoras de proyectos fotovoltaicos como a los instaladores eléctricos autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), para cumplir de forma correcta y ordenada con el Check List, con que la SEC posteriormente verifica que los proyectos de generación de energía de hasta 100 kW, acogidos a la Ley de Generación Distribuida, cumplan con la normativa vigente.

Este Check List, que en la guía se desarrolla mediante citas a la Normativa vigente, explicaciones varias y también por medio de ejemplos gráficos, persigue que las empresas instaladoras tomen todas las medidas necesarias, anticipando y materializando un pre chequeo donde se sometan a una auto evaluación, la que obligatoriamente debe ser realizada en una etapa previa a la fiscalización por parte de la Superintendencia. De esta forma se pretende minimizar o eliminar los tiempos que toma solucionar y/o subsanar los reparos presentados por la SEC, evitando así posibles atrasos en la entrega de los proyectos.

En la guía se presentan cada uno de los ítems del Check List que permitirán a los interesados entender cuál es la forma correcta en la que debe realizarse la instalación según la Normativa y la forma en la cual se debe presentar la documentación (memorias, planos, certificados y otros anexos necesarios), para evitar posteriores inconvenientes en la tramitación del proyecto fotovoltaico.

1. Introducción al TE-4 Electrónico

Actualmente está disponible una plataforma online de la SEC para realizar la Comunicación de Puesta en Servicio de las Generadoras Residenciales, por medio del Formulario TE-4 digital. La dirección para acceder a esta plataforma es: http://ww15.sec.cl/edeclaradorTE4/usuario_declarador.jsp

Además, está disponible un Manual para el Usuario donde está explicado paso a paso el proceso para realizar esta declaración. La dirección para acceder a este manual es: http://www.sec.cl/edeclarador/TE4/Manual_de_usuario_TE4.pdf

Esta declaración reemplaza la declaración TE-4 que se realizaba manualmente, ahora puede realizarse toda la entrega de documentos por vía digital. Esto permite un mayor respaldo para el instalador y el fiscalizador a la hora de verificar la información que ha sido entregada y que será utilizada por este último para evaluar la instalación fotovoltaica.

2. Normativa y Documentación

La guía está basada en las siguientes normativas y documentos:

- Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.
- NCh Elec. 4/2003: Electricidad, Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
- NCh 10/84: Trámite para la puesta en servicio de una instalación interior.

- NCh 02/84: Elaboración y presentación de proyectos.
- NCh 2369: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
- NSEG 5 En 71: Electricidad, instalaciones de corrientes fuertes.
- Instrucción Técnica RGR nº 01/2014.
- Instrucción Técnica RGR nº 02/2014.
- Pliego Técnico Normativo RPTD nº13 – SEC.
- Documentación solicitada para realizar la declaración del TE-4 – SEC.
- Manual del usuario, trámite TE-4 – SEC.
- Manual del usuario, trámite TE-4 digital – SEC.

3. Organización de la Guía

Para cada ítem se plantearán los siguientes puntos (en caso que corresponda):

- Cita de (los) numeral (es) de la normativa que corresponda (n).
- Explicación del ítem.
- Foto (s) y/o esquema (s) de ejemplo.
- Explicación de algunos de los errores que se han detectado hasta el momento.
- Recomendaciones de buenas prácticas.

4. Desarrollo de Ítems Check List

A continuación se desarrollan cada uno de los ítems referidos en el Check List, los cuales están divididos en 4 capítulos:

1. Formularios
2. Memoria y antecedentes
3. Planos
4. Terreno

Cada capítulo considera los siguientes ítems respectivamente:

Capítulo 1: Formularios

Tabla 1: Aspectos verificados del formulario

ÍTEM	ASPECTOS VERIFICADOS
FORMULARIO	
1	El destino de la propiedad indicado en el TE-4 corresponde al indicado en el plano, y lo dibujado en el plano corresponde a lo declarado como fuente energética primaria de generación indicada en el formulario (solar, eólica, etc.).
2	Indica direcciones y geo referencias de la propiedad.
3	En la declaración, la potencia total del generador indicado en el TE-4 es igual a la potencia total proyectada señalada en el cuadro de generación del plano.
4	La clase del instalador (A o B) corresponde al tipo de instalación declarada.
5	Se adjuntan datos de configuración y ajustes de la unidad de generación en el TE-4.
6	La potencia total instalada declarada en el TE-4 de la unidad de generación (UG) no supera los 100 kW y no es superior a la capacidad del Empalme declarada en el TE-4.

Capítulo 2: Memoria y Antecedentes

Tabla 2: Aspectos verificados de la memoria y antecedentes

ÍTEM	ASPECTOS VERIFICADOS
MEMORIA Y ANTECEDENTES	
1	Acompaña memoria explicativa. (Para instalaciones eléctricas de 10 kW o más).
2	Acompaña memoria de cálculo de estructura. (Para instalaciones de potencia de 30 kW o más).
3	Se adjuntan planos de la instalación.
4	Adjunta informe de ensayos y mediciones del generador – verificación inicial. (Según Apéndice N°4 del RGR N° 01/2014).
5	Adjunta Check List de auto evaluación realizado por el instalador.
6	Adjunta solicitud "Formulario 4: Respuesta a solicitud de conexión".
7	Adjunta copia de los certificados o autorización de los productos que requieren certificación.
8	Adjunta informe de parametrización o configuración emitido por el fabricante del inversor en conformidad con la norma técnica. (Aplica para generadores FV).

Capítulo 3: Planos

Tabla 3: Aspectos verificados de los planos

ÍTEM	ASPECTOS VERIFICADOS
PLANOS	
1	Incluye croquis de ubicación completo o dirección es suficientemente clara para su ubicación. (Como sugerencia, indicar referencias Publiguías o Mapcity).
2	Incluye diagrama unilineal, cuadro(s) de generación y cuadros de caída de tensión.
3	Incluye cuadro de resumen de generación. (Aplica a más de un cuadro de generación).
4	Incluye cuadro de resumen de láminas. (Exigible para más de una lámina).
5	Incluye en el plano la siguiente nota: los materiales que requieren certificación o autorización para su uso, cumplen con este requisito.
6	Formato del plano cumple con la norma NCH Elec. 2/84.
7	Incluye plano de planta con ubicación de unidad de generación. (Ubicación de paneles, inversor y tableros).
8	Validación de los cálculos resultantes en los planos, cuadros de generación y cuadros de caídas de tensión.
9	Validación del diagrama unilineal a partir del empalme con sus características. (Debe indicar medidor bidireccional).
10	El tipo de aislamiento y capacidad de transporte del alimentador y los conductores CA cumplen con la normativa vigente.
11	Instalación cuenta con protecciones independientes para el generador y la instalación de consumo. (Interruptor termomagnético y protector diferencial).
12	La caída de tensión entre el empalme y la UG indicadas, no deben superar el 3% y la caída de tensión entre el inversor y paneles no debe superar el 1,5%.
13	El valor de resistencia de puesta a tierra de servicio y protección (neutralización) indicados, cumplen con la NCH Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm).

14	La tensión máxima de la UG en lado de CC, no supera los 1000 V.
15	La UG conectada a un empalme monofásico no supera los 10 kW.
16	La UG de potencia superior o igual a 10 kW, conectada a un Empalme trifásico, son UG trifásicas simétricas.
17	El conductor CC utilizado en la UG es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Cumple con la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007)
18	Los dispositivos de sobrecorriente en el lado CC están bien dimensionados. (Deben conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no superior a la corriente inversa máxima que soporta los módulos que forman parte del string. Este punto no aplica para microinversor)
19	Los conductores seleccionados en el lado de CC de la unidad de generación no debe ser inferior a 1,25 veces la capacidad del dispositivo de sobrecorriente. (Para los casos indicados en el punto 12,7 de la RGR-02, el conductor seleccionado debe soportar la máxima corriente inversa que se pueda generar) (No aplica para microinversor).
20	Verificar que los arreglos cumplan con las configuraciones string, central o microinversor descritos en el punto 9.4 y 9.5 del RGR-02.
21	Cuando se utilicen diodos de bloqueo para limitar la corriente inversa, estos deberán ser igual o superior a 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto.(No aplica para microinversor)
22	Para inversores centrales, los tableros de CC o cajas de conexión cuentan con: seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC.
23	Verificación de parámetros informados en el "Informe de ensayo del generador FV" de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

Capítulo 4: Terreno

Tabla 4: Aspectos verificados en terreno

ÍTEM	ASPECTOS VERIFICADOS
TERRENO	
1	Instalación eléctrica se encuentra ejecutada.
2	La instalación eléctrica ejecutada concuerda con el proyecto declarado. (Diferencias importantes).
3	Existe camarilla de registro o un punto accesible de manera permanente para la medición del sistema de puesta a tierra.
4	Verificar que el valor medido de resistencia de puesta a tierra de protección y servicio esté de acuerdo a la NCH Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm).
5	Los alimentadores y conductores de los circuitos de CA quedan protegidos por la capacidad de su correspondiente protección.
6	El tablero está rotulado y tiene cuadros indicativos de circuitos.
7	La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un interruptor magnetotérmico. (Bipolar para instalaciones monofásicas y tetrapolar para instalaciones trifásicas).
8	La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un protector diferencial destinado a la UG. (El protector diferencial para UG menores a 10 kW de 30 mA y para iguales o

	mayores a 10 kW no debe ser mayor a 300 mA).
9	Los tableros de AC cumplen con la NCH Elec. 4/2003. (Volumen libre, uso de terminales y cubierta cubre equipos).
10	La canalización está en conformidad con la NCH Elec. 4/2003.
11	La UG y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa requerida en la instrucción técnica RGR N° 02/2014. (En medidor y en UG).
12	La ubicación y distancias del inversor cumplen con la instrucción técnica RGR-02. (No se puede instalar en baños, cocinas, dormitorios, debe contar con espacio mínimo de 15 cm. a cada lado del inversor, etc).
13	El procedimiento de apagado de emergencia de la UG está visible en el costado del inversor. (Exigido en instrucción técnica RGR N° 02/2014).
14	Verificación en terreno de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.
15	Los conductores de UG en CC y CA, se identifican o cumplen con el código de colores.
16	El conductor utilizado es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007).
17	La capacidad del conductor del lado CC de la UG es superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente. (Ver excepciones para uno y dos string).
18	Los conductores positivos y negativos que van al inversor son canalizados en forma ordenada y separada, sólo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.
19	Los conductores y conexiones eléctricas no quedan sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales.
20	Los conductores cumplen con la resistencia de aislamiento en conformidad con el instructivo técnico RGR 02/2014.
21	Las conexiones de los módulos fotovoltaicos cuentan con conectadores tipo MC4 o equivalentes.
22	Partes metálicas de la instalación están protegidos contra tensiones peligrosas. Esto incluye las estructuras de soporte, módulos y los equipos. (Se debe verificar que las uniones estén bien afianzadas, de modo que si se quita un módulo del circuito de la UG no se interrumpa la continuidad de ningún conductor de la puesta a tierra de protección)
23	Existe continuidad del sistema de puesta a tierra y/ o red equipotencial.
24	Los módulos fotovoltaicos están sin daños y los módulos que conforman un string corresponden a un mismo tipo de panel. (Marca, modelos y características técnicas).
25	Los tableros, caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación cumplen con el grado IP para el lugar donde están instalados.
26	Los tableros externos de CC o cajas de combinación de string cuentan con un seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC. (Aplicable conexiones de inversor central).
27	Comprobar prueba básica Anti-Isla, desconectar protección termomagnética del Empalme y verificar que el inversor se desconecte en forma automática. (En los casos que no se pueda desconectar desde el Empalme, se desconectará desde el circuito dedicado a la UG).

28	La protección RI integrada está protegida mediante una contraseña de seguridad, o la protección RI centralizada está sellada.
29	Prueba básica de conexión y reconexión, deberá apagar el inversor desconectándolo de la red CA (desde la protección termomagnética) y volver a conectar la red CA y verificar que el inversor se conecte en un tiempo no inferior a 60 segundos.

CAPITULO 1: FORMULARIOS

1. El destino de la propiedad indicado en el TE-4 corresponde al señalado en el plano, y lo dibujado en el plano corresponde a lo declarado como fuente energética primaria de generación indicada en el formulario (solar, eólica, etc.)

Debe existir una concordancia entre la información entregada en los formularios, planos y memorias, de manera que no quede duda sobre la ubicación de la propiedad donde está instalada la unidad generadora, así como también que la disposición de los equipos en terreno y que la tecnología utilizada por los equipos de generación sean consistentes con lo declarado en el formulario TE-4. Por ejemplo en el caso de un cliente que posee una propiedad de gran tamaño, en el cual se debe señalar el lugar específico de la propiedad donde se ubicará la instalación fotovoltaica.

2. Indica direcciones y georreferencias de la propiedad

En el Formulario TE-4, planos y en la memoria técnica del proyecto debe estar indicada con claridad la dirección de la propiedad, así como también a lo menos tres calles de referencia y las coordenadas geográficas (UTM), tal como está señalado también en la Instrucción Técnica RGR n° 01/2014 en el Numeral 5.2.6 c) para los planos: En los planos se deberá indicar la ubicación geográfica en el rotulado correspondiente, indicando como mínimo tres calles de referencia, y las coordenadas geográficas (en coordenadas UTM).

Las coordenadas UTM del sitio pueden obtenerse de la página web, que también es sugerida durante la realización de la declaración TE-4 digital: <http://www.mundivideo.com/coordenadas.htm>.

Proyecto Fotovoltaico, ubicado en el Centro Cultural Gabriela Mistral. Dirección: Av. Libertador Bernardo O'Higgins 227, Santiago.

Coordenadas UTM

X: 347722.82 m Oeste

Y: 6298911.6 m Sur

Huso: 19

Calles de referencia: Villavicencio, José Victorino Lastarria, Portugal y Av. Libertador Bernardo O'Higgins.

3. En la declaración la potencia total del generador indicada en el TE-4 es igual a la potencia total proyectada señalada en el cuadro de generación del plano

La capacidad total de la unidad de generación, que debe ser declarada en el TE-4 está definida por la capacidad total de los inversores, siempre y cuando la suma de estos sea menor que la capacidad total de todos los módulos fotovoltaicos. En caso que no se cumpla lo anterior, la capacidad total de la unidad de generación debe ser la de los módulos fotovoltaicos. Es decir, para cumplir con lo indicado en este párrafo, se debe cumplir lo señalado en las expresiones (1) y (2).

$$\begin{aligned} \text{Si } P_{Inv \text{ total}} \leq P_{mód \text{ FV total}} &\rightarrow P_{UG} = P_{Inv \text{ total}} & (1) \\ \text{Si } P_{Inv \text{ total}} > P_{módulos \text{ FV total}} &\rightarrow P_{UG} = P_{módulos \text{ FV total}} & (2) \end{aligned}$$

Ambas potencias deben estar claramente identificadas en los Cuadros de Unidad de Generación Fotovoltaica de CA y CC (ver Figura 1 y Figura 2). Ejemplos desarrollados de los cuadros de Generación de CC y CA se encuentran en el ítem 2 del Capítulo 2: Planos de esta Guía.

Figura 1: Cuadro de unidad de generación fotovoltaica de CA

CUADRO DE UNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE CA																		
UG N°	N° string	Unidad de Generación (UG)			Inversor				Protecciones CA		Canalización CA					Ubicación		
		Potencia máx o Peak (W)	Corriente Max. String (A)	Voltaje Max. String (V)	Rango Entrada CC		Potencia Nominal (W)	Voltaje AC (V)	Tipo (string, central o micro)	Modelo y marca	Automático	Diferencial	Ducto		Conductor			
					V (V)	I (A)							Tipo	Sección	Tipo		Sección mm ²	Largo
TOTAL																		

Figura 2: Cuadro de unidad de generación fotovoltaica de CC

CUADRO DE UNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE CC																																		
UG N°	N° string	Módulos o Paneles					String o Cadena					Canalización CC de String					Unidad de Generación (UG)			Inversor				Ubicación										
		Tipo Módulo	Pot. Max (W)	Corriente Max. (A)	Voltaje de Circuito Abierto Voc (V)	Corriente Cortocircuito (A)	Corriente Inversa	Cantidad de Módulos	Voltaje Max. String (V)	Corriente Max. String (A)	Potencia máx. (W)	Automático o Fusible	Diode de bloqueo Tensión inversa (V)	Ducto	Tipo	Sección mm ²	Corriente máx. (A)	Largo m	Caida de tensión	Potencia máx o Peak (W)	Corriente Max. String (A)	Voltaje Max. String (V)	Rango de Entrada CC		Potencia Nominal (W)	Voltaje AC (V)	Tipo (string, central o micro)	Modelo y marca						
																													V (V)	I (A)				
TOTAL																																		

4. La clase del instalador (A o B) corresponde al tipo de instalación declarada

Según el Numeral 5.8 de la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014: Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un instalador electricista autorizado, clase A o B. Ambos tipos de Instaladores están autorizados para declarar proyectos de generación de hasta 100 kW para efectos de la Ley de Generación Distribuida.

Si bien en la declaración TE-4 electrónica el instalador está totalmente identificado según su clase, se recomienda adjuntar un archivo en el cual se encuentre escaneada la licencia por ambos lados.

5. Se adjuntan datos de configuración y ajustes de la unidad de generación en el Formulario TE-4

En el TE-4 digital, específicamente en su paso 4.2: Detalle de la Instalación se deben indicar los datos de configuración y ajustes de la unidad de generación. Independientemente de que la instalación tenga un tipo de conexión trifásico, los valores de tensión deben incorporarse en función de los valores de tensión fase-neutro, es decir, con una tensión nominal de 220V.

Por lo tanto, la configuración de los parámetros debe cumplir con los valores indicados en los cuadros de la columna Ajustes para tensiones y frecuencias, así como también para los tiempos de operación para conexiones, reconexiones y desconexiones de la unidad de generación que se encuentran en la columna Tiempos (Ver Figura 3).

- **Para desconexiones de la unidad de generación:** Cuando la planta se encuentra en operación, se debe verificar constantemente que la red se encuentre dentro de los parámetros de operación permitidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, para que permanezcan conectados a ella los equipos de generación de energía. En caso contrario deben desconectarse, se debe considerar lo siguiente:
 - Para tensiones inferiores al 80% de la tensión nominal ($220 \times 0.8 = 176$) la protección debe operar en un tiempo menor o igual a 100 ms (mili segundos).
 - Para tensiones superiores al 110% de la tensión nominal ($220 \times 1.1 = 242$) en un rango de 10 minutos la protección debe operar en un tiempo menor o igual a 100 ms.
 - Para tensiones breves superiores a un 115% de la tensión nominal ($220 \times 1.15 = 253$) la protección debe operar en un tiempo menor o igual a 100 ms.
 - Para frecuencias inferiores a 47.5 Hz la protección debe operar en un tiempo menor o igual a 100 ms.
 - Para frecuencias superiores a 51.5 Hz la protección debe operar en un tiempo menor o igual a 100 ms.

- **Para conexiones y reconexiones de la unidad de generación:** Cuando la planta no se encuentra en operación, pero se encuentra en condiciones de generar, debe verificar durante al menos 60 segundos que la red se encuentra dentro de los parámetros de operación permitidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, para que puedan conectarse a ella equipos de generación de energía. En caso contrario deben intentar nuevamente en un plazo de a lo menos 60 segundos más, se debe considerar lo siguiente:
 - Para tensiones superiores o iguales al 85% de la tensión nominal ($220 \times 0.85 = 187$) la planta puede conectarse en a lo menos 60 segundos.
 - Para tensiones inferiores o iguales a 110% de la tensión nominal ($220 \times 1.1 = 242$) la planta puede conectarse en a lo menos 60 segundos.
 - Para frecuencias superiores o iguales a 47.5 Hz la planta puede conectarse en a lo menos 60 segundos.
 - Para frecuencias inferiores o iguales a 50.2 Hz la planta puede conectarse en a lo menos 60 segundos.

Figura 3: Configuración y ajustes de la unidad de generación

Configuración UG				
Ajustes para conexión y desconexión UG		Ajustes		Tiempos
Protección contra caídas de tensión	176	0,80 Vn	100	≤ 100 ms
Protección contra sobretensiones	242	1,10 Vn	100	≤ 100 ms
Protección contra sobretensiones breves	253	1,15 Vn	100	≤ 100 ms
Protección contra caída de frecuencia	47.5	47,50 Hz	100	≤ 100 ms
Protección contra subida de frecuencia	51.5	51,50 Hz	100	≤ 100 ms
Ajustes para conexión y reconexión de UG				
Límite inferior de tensión (V)	187	0,85 Vn	60	≥ 60 s
Límite superior de tensión (V)	242	1,10 Vn	60	≥ 60 s
Límite inferior de frecuencia (Hz)	47.5	47,50 Hz	60	≥ 60 s
Límite superior de frecuencia (Hz)	50.2	50,20 Hz	60	≥ 60 s
Tiempo de reconexión para interrupciones breves			5	≥ 5 s

6. La potencia total instalada declarada en el TE-4 de la unidad de generación (UG) no supera los 100 kW y no es superior a la capacidad del Empalme declarada en el TE-4

La Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión en su Artículo 1-1, establece que la capacidad instalada declarada de la unidad de generación no debe superar los 100 kW, debido a que esta es la máxima capacidad que está permitida para conectar bajo la Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571) y desde la cual se desprende el Formulario TE-4. Además, la capacidad instalada de la unidad de generación no debe ser mayor a la capacidad del empalme al cual se conecta, pues el empalme debe ser capaz de transmitir la potencia máxima de la UG. Por lo tanto se debe cumplir simultáneamente lo señalado en las expresiones (3) y (4).

$$P_{UG} \leq 100 \text{ kW} \quad (3)$$

$$P_{UG} \leq P_{Empalme} \quad (4)$$

CAPITULO 2: MEMORIA Y ANTECEDENTES

1. Acompaña memoria explicativa (para instalaciones eléctricas de 10 kW o más)

El Numeral 5.2 de la Instrucción Técnica RGR nº 01/2014 dice que: Todo proyecto de generadora residencial para ser presentado a la Superintendencia, deberá contar con la siguiente información, dependiendo de su potencia máxima instalada, la cual está especificada luego en los Numerales 5.2.2 y 5.2.3 de la Instrucción Técnica que señalan que proyectos mayores a 10 kW, deben incluir junto a la declaración TE-4, una memoria explicativa.

Toda memoria explicativa debe contar al menos con: descripción de la obra, cálculos justificativos, especificaciones técnicas y cubicación de los materiales utilizados, según la NCh Elec 2/84. Además deberá contar según el Numeral 5.2.4, con las letras a) y b), c), d) y e) de la Instrucción Técnica.

A) Descripción del sistema conectado a la red: Donde se deberá indicar los datos técnicos y funcionamiento de la generadora destacando las partes más importantes del sistema e indicando además el criterio con el cual fue elaborado el proyecto, dando a conocer el lugar geográfico donde

se va a realizar el proyecto, los tipos de generadoras a utilizar, incorporando los certificados o, eventualmente, las autorizaciones requeridas en la normativa vigente.

Con respecto a los datos técnicos generales de funcionamiento de la generadora, se requiere al menos indicar información de los paneles y strings, tableros CC (si hubiera), protecciones, sistemas de puestas a tierra, inversores, sistema en CA y conexión a la red, donde toda esta información también tiene que estar representada en el set de planos, tal como se solicita para los planos en la letra k) del Numeral 5.2.6 de la Instrucción Técnica.

a.1 Datos mínimos de los paneles y de los strings:

- Tipo de módulo, marca y modelo.
- Cantidad, capacidad individual del módulo y capacidad total del string.
- Número de strings que se conectan por tablero CC (si aplica para el caso de inversores centrales).
- Número de strings que se conectan al inversor (si aplica para el caso de inversores string).
- Número de paneles que se conectan por string.
- Especificaciones del cable del string: tamaño y tipo.

a.2 Protecciones:

- Especificaciones de las protecciones de sobrecorriente y sobretensión para CC y CA, incluyendo localización, tipo y clasificación.
- Ubicación, tipo y clasificación del interruptor diferencial.
- Tipo de seccionador de CC, localización y clasificación (tensión/corriente).
- Tipo de diodo de bloqueo de los módulos (si aplica).

a.3 Puestas a tierra:

- Detalles de los cables de tierra / fijación de los conductores y puntos de conexionado.
- Detalles del cable y conexión de la red equipotencial del marco del generador donde sea aplicable.
- Detalles de cualquier conexión a un sistema de protección frente a rayos ya existente.

Nota: Si se verifica en terreno que la resistencia de puesta a tierra es menor a 20 Ω , se puede conectar al sistema existente, de lo contrario el Instalador debe gestionar una puesta a tierra.

a.4 Sistema CC, CA y Generador:

- Marca y modelo del inversor.
- Cantidad, capacidad individual del inversor y capacidad total del conjunto de ellos
- Situación, tipo y clasificación de los tableros CC (cuando sea aplicable).
- Situación, tipo y clasificación de los tableros CA.
- Especificaciones del cableado principal del generador, largo, sección y tipo.
- Ubicación del generador (suelo, cubierta u otro).
- Especificaciones de las canalizaciones.
- Caídas de tensión.

La memoria también debe incluir información básica sobre otros componentes del generador que sea necesario detallar como, por ejemplo, del medidor bidireccional que será utilizado.

B) Cálculos justificativos, en los cuales se debe presentar la justificación matemática de las soluciones, indicándose todos los factores considerados en ella. La justificación deberá contener a lo menos las siguientes partes:

- Cálculo y dimensionamiento de conductores
- Cálculos de caídas de tensión
- Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones

b.1 Cálculo y dimensionamiento de conductores

Para el cálculo y el dimensionamiento de la sección de los conductores debe tomarse en cuenta lo desarrollado en el ítem 19 del Capítulo 3: Planos, para la parte de CC. Además, para conductores de CC y CA se debe considerar que el Artículo 8.1.2.3 de la NCh 4/2003 señala que la corriente máxima de servicio que puede transportar un conductor disminuye según factores de corrección f_t y f_n cuando es canalizado junto a más conductores y también cuando la temperatura ambiente excede de los 30°C, como es señalado en la expresión (5).

$$I_s = I_t \times f_t \times f_n \quad (5)$$

Donde I_s es la corriente de servicio del conductor, f_t es el factor de corrección por cantidad de conductores en tubería, f_n es el factor de corrección por variación de temperatura ambiente y finalmente I_t es la corriente máxima que puede transportar el conductor por tabla.

Los factores de corrección se encuentran en las tablas 8.8 y 8.9 de la norma (ver Tabla 5 y Tabla 6).

Tabla 5: Factor de corrección de capacidad de transporte de corriente por cantidad de conductores en tubería (NCh 4/2003, Tabla 8.8)

Cantidad de conductores	Factor de corrección f_n
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
sobre 42	0,5

Tabla 6: Factor de corrección por temperatura máxima de operación de acuerdo con las condiciones climatológicas del lugar (Tabla 1, RGR n° 02/2014)

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

Finalmente, se recomienda que los conductores que sean utilizados para una corriente determinada, puedan soportar a lo menos un 50% más que esta misma corriente, siempre considerando la cantidad de conductores que serán canalizados por un mismo ducto. Esto debido a que los Artículos 7.1.2.1, 8.1.1.1 y 11.0.4.2 de la NCh Elec 4/2003 exigen que los conductores se deben seleccionar y proteger de sobrecargas y cortocircuitos.

b.3 Cálculos de caída de tensión

Con respecto a los cálculos de caída de tensión, en la Memoria se debe justificar que el dimensionamiento escogido previamente en la sección b.1), permite que la caída de tensión sea de un 3% como máximo entre el tramo total existente entre la UG y el Empalme (en el lado de CA) y de un 1.5% como máximo entre el tramo total existente entre el inversor y los paneles asociados al mismo (lado de CC), incluyendo el tramo que comprende los tableros de CC, en caso que hubiera.

La caída de tensión porcentual para CA en circuitos trifásicos se calcula como se muestra en la expresión (6).

$$\%U_L = \frac{\sqrt{3}IR}{U_L} \quad (6)$$

Donde:

- $\%U_L$: Porcentaje de caída de tensión
- I: Intensidad de la corriente nominal (A)
- R: Resistencia del conductor (Ω).
- U_L : Tensión entre fases (V), ejemplo 380 V

Nota: Para circuitos trifásicos además se debe considerar la expresión (7).

$$P(3f) = \sqrt{3}U_L I \cos(\phi) \quad (7)$$

Donde:

- P(3f): Potencia activa trifásica (W)
- U_L : Voltaje entre fases (ejemplo: 380 V)
- I: Intensidad de la corriente nominal (A)
- $\cos(\phi)$: Factor de potencia de la instalación

La resistencia del conductor se obtiene de la expresión (8).

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (8)$$

Donde:

- R: Resistencia del conductor (Ω).
- ρ : Resistividad (constante: $0.028 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$ para el Aluminio y $0.0172 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$ para el Cobre)
- L: Longitud del conductor (m)
- S: Sección del conductor (mm^2)

La caída de tensión porcentual para CA en circuitos monofásicos se calcula tal como se señala en la expresión (9).

$$\%U_{fn} = \frac{2IR}{U_{fn}} \quad (9)$$

Donde:

- $\%U_{fn}$: Porcentaje de caída de tensión
- I: Intensidad de la corriente nominal (A)
- R : Resistencia del conductor (Ω), que se obtiene a partir de la expresión (8) señalada más arriba.
- U_{fn} : Tensión fase neutro (V), ejemplo 220 V

Nota: Para circuitos monofásicos además se deben tomar en cuenta la expresión (10).

$$P(1f) = U_{fn} I \cos(\emptyset) \quad (10)$$

Donde:

- P(1f): Potencia activa monofásica (W)
- U_{fn} : Tensión fase neutro (V), ejemplo: 220 V
- I: Intensidad de la corriente nominal (A)
- $\cos(\emptyset)$: Factor de potencia de la instalación

La caída de tensión para CC se obtiene a partir de la expresión (11).

$$\%U_{cc} = \frac{2IR}{U_{cc}} \quad (11)$$

Donde:

- $\%U_{cc}$: Porcentaje de caída de tensión
- I: Intensidad de la corriente nominal (A)
- R: Resistencia del conductor (Ω), que se obtiene a partir de la expresión (8) señalada más arriba.
- U_{cc} : Diferencia de tensión entre polo positivo y negativo (V), ejemplo 600 V

En caso que la caída de tensión calculada en esta sección por el lado de CC o CA, exceda respectivamente los valores indicados previamente de 1.5% y 3%, se debe escoger un conductor con una sección mayor a la obtenida de la sección b.1) y repetir sucesivamente el procedimiento de cálculo de caídas de tensión, hasta que se cumpla con esta exigencia. Mayor información con respecto a las caídas de tensión, se encuentra desarrollada en el ítem 12 del Capítulo 3: Planos, de esta guía.

b.3 Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones

Todas las protecciones de un sistema eléctrico deben cumplir con ser selectivas y coordinadas, de manera que siempre opere primero la protección más cercana al lugar de la falla antes que las que se encuentran aguas arriba de la red, debido a que cuenta con una curva de operación más restrictiva.

Frente a una falla eléctrica en la unidad de generación, deben actuar primero sus propias protecciones, antes que las asociadas al empalme o a los tableros intermedios que puedan existir entre la unidad generadora y el empalme. Para ello es clave que frente a protecciones de clases similares, operen primero las que presentan una menor corriente de operación, continuando luego los que tienen una mayor corriente de operación y así sucesivamente.

La forma correcta de dimensionar las protecciones consiste en que estas protejan fallas para corrientes inmediatamente superiores a las que se estima serán las máximas corrientes que podrían inyectar a la red interna los sistemas fotovoltaicos. Para mayor información revisar el ítem 19 del Capítulo 3 de la Guía: Planos, y el ítem 5 del Capítulo 4: Terreno.

C) Especificaciones Técnicas de cada uno de los componentes de la generadora residencial

En particular se requieren especificaciones de a lo menos:

- Paneles solares (cuyos datos se encuentran en general en las fichas técnicas que proveen los fabricantes).
- Inversores (cuyos datos se encuentran en general en las fichas técnicas que proveen los fabricantes).
- Estructura de soporte: material, inclinación, sistema de fijación y anclaje.
- Cableado: Material, Tipo de aislación, sección y corriente máxima de transporte.
- Elementos utilizados para realizar las canalizaciones: características de los ductos, bandejas y otros.
- Tableros Eléctricos (CC y CA): Grado de protección, tamaño, componentes.

A continuación, se muestran ejemplos de fichas técnicas para paneles solares e inversores (ver Figura 4 y Figura 5 respectivamente).

Figura 4: Ejemplo de ficha técnica de un panel solar

ESPECIFICACIONES										
Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P _{máx})	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Tensión en el punto P _{máx} -VMPP (V)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Corriente en el punto P _{máx} -IMPP (A)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Eficiencia del módulo (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	-0.41%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.31%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

Figura 5: Ejemplo de ficha técnica de un inversor

Datos técnicos: 11/2014	MLX 60
Entrada (CC)	
Tensión de entrada máx.	1 000 V
Rango de tensión del MPP	570 V - 800 V para 400 Vca, 685 V - 800 V para 480 Vca
Tensión de entrada mín.	565 V para 400 Vca, 680 V para 480 Vca
Corriente de entrada máx./corriente de cortocircuito	110 A/150 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	1/1 (distribución por cajas de conexión del generador externas)
Entrada asignada de CC	630 Vcc a 400 Vca, 710 Vcc @ 480 Vca
Salida (CA)	
Potencia asignada a tensión nominal	60 000 W
Potencia máx. aparente de CA	60 000 VA
Potencia reactiva máx.	60 000 VAR
Tensión nominal de CA	3/PE, 400 V - 480 V, +/-10%
Rango de tensión nominal de CA	400 V - 480 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/60 Hz +/-10%
Frecuencia/tensión asignadas de red	50 Hz, 60 Hz/400 V, 480 V
Corriente máx. de salida	3 x 87 A
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable	1/0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo/californiano a 400 Vca/480 Vca	98,8%/98,2%/98,0%/98,5%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de CC	•
Monitorización de toma a tierra/de red	• / •
Descargador de sobretensión de CC / CA	Tipo II/III + III (combinada)
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	• / • / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	•
Clase de protección (según IEC 61140)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / CA: III; CC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)/peso	570/740/300 mm (22,4/29,1/11,8 in)/75 kg (165,3 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Emisiones de ruido típicas	58 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	3 W
Topología/sistema de refrigeración, tipo de protección (IEC 60529/UL50E), clase climática (IEC 60721-3-4)	Sin transformador/activo, IP65/3R, 4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	95%
Equipamiento	
Conexión de CC/CA	Borne roscado/borne roscado
Pantalla	Gráfico

D) Cubicación de los materiales donde se deberá indicar de manera clara, tanto en nombre como en cantidad, cada uno de los equipos, materiales y accesorios de la generadora residencial. En particular se requiere al menos contar con:

- Cantidad de paneles
- Cantidad de inversores
- Cantidad de tableros eléctricos CC y CA con una descripción de componentes principales
- Cantidad de metros lineales de cable según tipo
- Cantidad de metros lineales de ductos, bandejas y otras canalizaciones, según tipo
- Equipos de control y protecciones accesorias
- Cantidad de estructuras de soporte, o lo que lo permita cuantificarlas de mejor forma
- Equipos de seguridad: pasillos técnicos, cuerdas de vida y otros
- Fundaciones (cantidad de zapatas, o metros cúbicos de hormigón)
- Metros lineales de zanjás
- Número de cámaras eléctricas según tipo

E) Cuando corresponda a unidades de generación fotovoltaicas la memoria explicativa deberá contener los requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección descritas en la norma IEC 62446.

La IEC62446 establece que la documentación mínima que debe ser entregada consiste en:

- Documentación general que asegure la disponibilidad de información clave del proyecto
- Información del proyecto, del diseñador y también del instalador

- Diagramas unilineales
- Especificaciones técnicas de los paneles e inversores
- Especificaciones técnicas de la estructura de soporte y sistema de montaje (Manuales de instalación de la estructura y de montaje de los paneles)
- Pruebas y puesta en marcha de la planta (equivalente al Informe de Ensayo del Generador Fotovoltaico, Apéndice 1 de la Instrucción Técnica RGR nº 01/2014)
- Inspección (Equivalente al Capítulo 4 del Check List – SEC)

2. Acompaña memoria de cálculo de estructura (para instalaciones de potencia de 30 kW o más)

Según el Numeral 5.2.5 de la Instrucción Técnica RGR nº 01/2014: Para las unidades de generación superior a 30 kW, deberán presentar una memoria de cálculos de la estructura en conformidad a la NCh 2369.

La Norma NCh 2369 establece los requisitos para el diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales, ya sea livianas o pesadas. Esta señala la metodología que se debe utilizar para estimar la resistencia de cualquier tipo de estructura a una combinación de esfuerzos sísmicos verticales y horizontales, más las cargas por peso propio y sobrecargas puntuales, debiendo ser capaz de cumplir con los parámetros mínimos. Esta última deberá complementarse con la NCh 3357 – Diseño sísmico de componentes y sistemas no estructurales, la que establece los criterios mínimos de diseño sísmico para componentes y sistemas no estructurales que se encuentran fijados de manera permanente a los edificios y para sus soportes y fijaciones. Esta norma, aplicada en conjunto con las Normas Chilenas de diseño sísmico estructural, está orientada a lograr componentes y sistemas no estructurales cuyo desempeño sísmico sea compatible con el de la estructura en la cual se encuentran contenidos.

Se recomienda además, que la memoria de cálculo de la estructura tome en cuenta: la Norma NCh 3171 (que a su vez usa de referencia la NCh 431 – Sobrecargas de nieve, NCh 432 – Cargas de viento, NCh 433 – Diseño sísmico de edificios, D.S. Nº 61, (V. y U.), de 2011 – Reglamento que fija el diseño sísmico de edificios, NCh 1537 – Cargas permanentes y sobrecargas de uso y la ya mencionada NCh 2369 – Diseño sísmicos de estructuras e instalaciones industriales), la cual considera las combinaciones de cargas mínimas asociadas a la probabilidad de ocurrencia simultánea de los distintos esfuerzos, como cargas de nieve, viento y sismo, según la latitud en la que se encuentre ubicado el proyecto y la forma en la cual está dispuesta la estructura. Por medio de este estudio se verifica que frente a situaciones extremas de nieve, viento y sismo, la estructura no tendrá problemas de volcamiento, deslizamiento y resistirá sobrecargas bajo una combinación de escenarios desfavorables.

Usualmente el mismo proveedor de la estructura debe realizar los cálculos que justifiquen el dimensionado de la misma para soportar los esfuerzos mecánicos que están descritos en la NCh 2369 y la NCh 3171, especialmente cuando también se diseñan fundaciones y sistemas de anclaje (lastre, anclajes mecánicos, químicos, etc.).

3. Se adjuntan planos de la instalación

Junto con la declaración TE-4, tal como se enuncia en el documento de la SEC: Documentación Solicitada para Realizar la Declaración del TE-4, se deben entregar todos los Planos del proyecto definitivo de la instalación ejecutada de la unidad generación.

Para cumplir con lo exigido, se deben entregar los planos en formato digital con las láminas correspondientes:

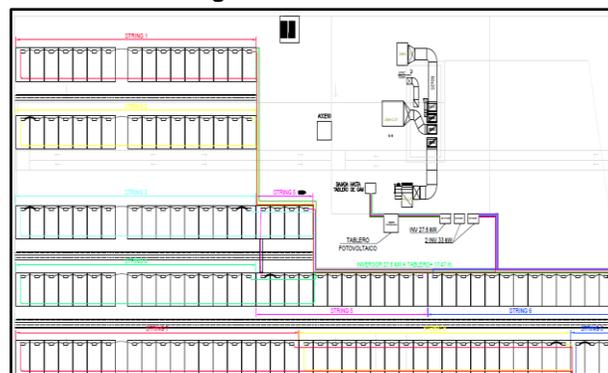
- Plano de planta o Layout: Este plano debe mostrar la ubicación de la unidad de generación y sus principales equipos (ubicación de paneles, inversores y tableros).
- Diagrama Unilineal del Proyecto: Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica hasta la conexión con la red eléctrica interior.
- Diagrama Unilineal Elemental del Proyecto: Diagrama unilineal que muestre en detalle por cada conductor (fases, neutro y tierra) el destino de cada uno de ellos hasta la conexión con la red eléctrica interior. Este diagrama debe especificar todos los componentes (tableros de CC (en caso que corresponda) y CA) desde el punto de conexión con la red interna del inmueble, hasta el Empalme de la empresa distribuidora, donde va incluido el medidor bidireccional. (Puede confeccionar más de una lámina).
- Diagramas Unilineales de los cuadros de caídas de tensión de alimentador UG en CA.
- Cuadro de Unidad de Generación Fotovoltáica de CA.
- Cuadro de Unidad de Generación Fotovoltáica de CC.
- Plano de Detalle de los Strings (que permita identificar cómo están conectados los strings).
- Plano de Canalizaciones: (tipo de canalización, longitudes, derivaciones, anclajes).
- Plano de Estructura (uno o más planos que permitan describir ampliamente la estructura).

Una explicación de cada uno de estos planos es desarrollada en el Capítulo 3: Planos de esta Guía, que se encuentra más adelante. Sin embargo, los últimos tres planos mencionados, se explican a continuación:

a. Plano de Detalle de los Strings

Se debe adjuntar un plano que muestre la disposición de los strings sobre el plano de *Layout* del proyecto, identificando los paneles asociados a cada uno de los strings (Ver Figura 6). Se recomienda el uso de distintos colores o tonalidades que permitan una rápida inspección.

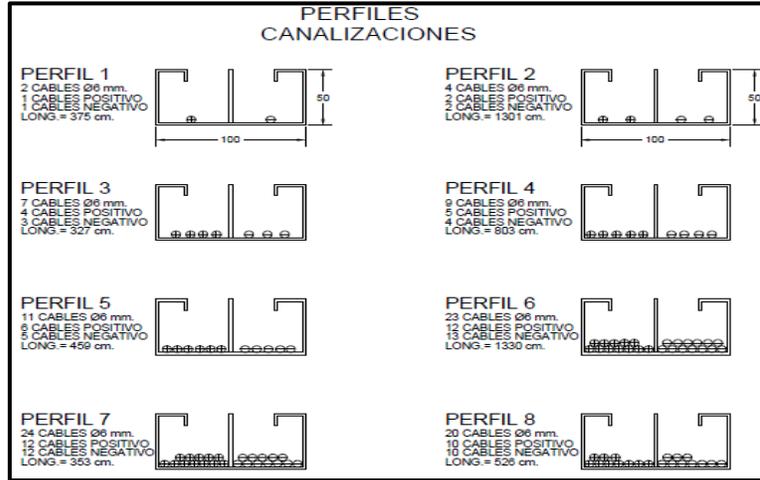
Figura 6: Ejemplo de plano de detalle de los strings



b. Plano de Canalizaciones

Se requiere indicar en el plano cómo han sido canalizados los conductores (ver Figura 7) en cada tramo que corresponda. Esto permite verificar de manera rápida y sencilla si en uno de estos tramos no se cumple con lo exigido en la normativa, con respecto a la forma correcta de canalizar. Mayor información al respecto se encuentra desarrollada en el ítem 10 del Capítulo 4: Terreno, de esta guía.

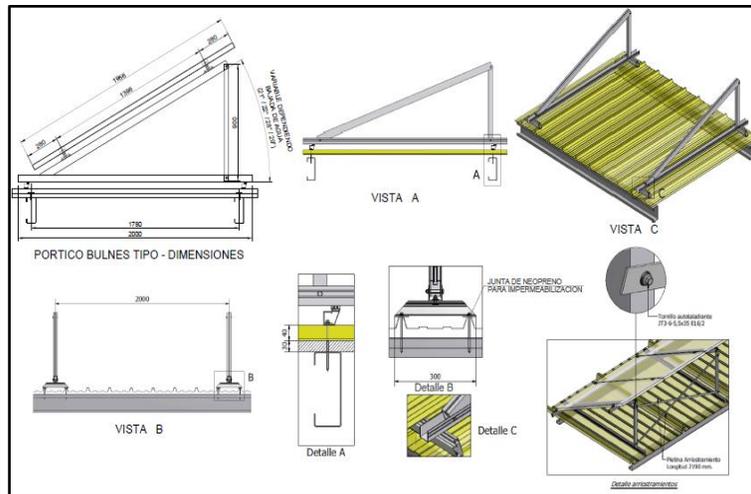
Figura 7: Ejemplo de tramos de canalización de conductores



c. Plano de Estructura

Dentro del set de planos deben haber uno o más planos que muestren en detalle la estructura (ver Figura 8), indicando las dimensiones y materiales de los perfiles utilizados, la forma de anclaje (dimensiones, peso del lastre, diámetro y largo de pernos, materiales de los elementos utilizados, golillas, etc) y otras informaciones relevantes, como por ejemplo el sistema de impermeabilización (cuando la instalación fotovoltaica se encuentra sobre una cubierta) y el torque empleado para apretar las tuercas.

Figura 8: Ejemplo de plano de la estructura utilizada



4. Adjunta informe de ensayos y mediciones del generador – verificación inicial. (Según Apéndice N°4 del RGR N° 01/2014)

Junto con la documentación que debe ser entregada con el Formulario TE-4, debe adjuntarse el Informe de Ensayos del Generador Fotovoltaico, que se encuentra en el Apéndice n° 4 de la Instrucción Técnica RGR n° 01/2014. El Numeral 5.2.7 de la Instrucción Técnica señala que este informe debe indicar a lo menos:

- Medición empleada para verificar la continuidad de la estructura y partes metálicas de la unidad de generación, deberá indicar los puntos medidos y el instrumento utilizado.
- Mediciones de aislamiento.
- Ensayo de polaridad.
- Procedimiento de medición de puesta a tierra, se debe indicar el método y el instrumento utilizado.

Este informe permite realizar una revisión general por parte del instalador eléctrico responsable de las principales características eléctricas del proyecto fotovoltaico y en particular por cada uno de los strings asociados a cada inversor. Se requiere entregar un informe de ensayos por cada inversor.

Ejemplo: se ha considerado un proyecto ficticio compuesto por un inversor de 25 kW, el cual está conectado a 6 strings de 17 módulos, donde cada uno de los módulos tiene una capacidad de 265 W. Los datos se han escogido de manera que las protecciones AC sean también acordes al proyecto (Ver Figura 9).

Figura 9: Ejemplo de informe de ensayos del generador fotovoltaico

INFORME DE ENSAYOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO		VERIFICACIÓN INICIAL					
Dirección de Instalación Av. Bernardo O'Higgins 1447, Santiago		Referencia Inversor 1		Fecha 30/08/2016			
Descripción de los trabajos bajo prueba Los trabajos consisten en: 1) Verificar los módulos y su conexión, por medio de un conductor admitido para aplicaciones solares. 2) Comprobar que la protección Rf del inversor cumple con la configuración exigida en la Normativa. 3) Confirmar que las protecciones AC (interruptor general y protección diferencial), localizadas en el tablero eléctrico cumplan con lo exigido en la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014. 4) Revisar la existencia de continuidad de las estructuras que soportan los strings, de los marcos de los módulos y otros equipos con el tendido de tierra de protección. 5) Finalmente se miden las tierras de servicio y protección, comprobando que midan menos de 20 ohms.		Instalador Clase B		N° Licencia 000001		Instrumentación empleada Telurímetro y tester	
N° de String		1	2	3	4	5	6
Generador 1	Módulo tipo	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino
	Cantidad	17	17	17	17	17	17
Parámetros del generador (según este especificado)	Potencia (kW)	265	265	265	265	265	265
	Voc (Vc)	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
	Isc (Isc)	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
Dispositivo de protección de sobrecorriente de string (Aplicable a Inversores Centrales)	I _{max} Inversa Módulo	15	15	15	15	15	15
	Valor (A)	-	-	-	-	-	-
Conductor lado CC	Voltaje máx. CC (V)	-	-	-	-	-	-
	Capacidad	-	-	-	-	-	-
	Tipo	ZZ-F (AS)	ZZ-F (AS)	ZZ-F (AS)	ZZ-F (AS)	ZZ-F (AS)	ZZ-F (AS)
	Positivo (mm2)	4 y 6	4 y 6	4 y 6	4 y 6	4 y 6	4 y 6
	Negativo (mm2)	4 y 6	4 y 6	4 y 6	4 y 6	4 y 6	4 y 6
Ensayo de polaridad	Tierra (mm2)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Voltaje máx. CC (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	Capacidad (W)	4505	4505	4505	4505	4505	4505
Resistencia de aislamiento	Tensión Prueba (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	Positivo-Tierra (mΩ)	>1	>1	>1	>1	>1	>1
	Negativo-Tierra (mΩ)	>1	>1	>1	>1	>1	>1
Continuidad de conductor tierra/estructura	Prueba de Test	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	Seccionador funcionan correctamente (Aplicable a Inversores Centrales)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Protecciones AC	Diferencial AC		Protecciones AC				
	Tipo	Relé diferencial de fuga	Marca	Schneider			
	Corriente Residual (mA)	300	Corriente Nominal (A)	40			
	Corriente Nominal (A)	40	Capacidad (kA)	35			
Prueba de Test	Realizada por proveedor		Tipo (Bipolar o tetrapolar)		Tetra polar		
	Tablero eléctrico		Tablero eléctrico		Tablero eléctrico		
Inversor	Funciones			Ajustes		Tiempo	
	Protección contra caídas de tensión U<	176 V		0,80 Un	100 ms	<100 ms	
	Protección contra sobretensiones (media 10-min.) U<	242 V		1,10 Un	100 ms	<100 ms	
	Protección contra sobretensiones breves U>	253 V		1,15 Un	100 ms	<100 ms	
	Protección contra caídas de la frecuencia f<	47,5 Hz		47,50 Hz	100 ms	<100 ms	
	Protección contra subidas de la frecuencia f>	51,5 Hz		51,50 Hz	100 ms	<100 ms	
AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN	Rango			Ajustes		Tiempo	
	Limite inferior de tensión U<	187 V		0,85 Un			
	Limite Superior de Tensión U>	242 V		1,10 Un			
	Limite inferior frecuencia f<	47,5 Hz		47,50 Hz		60 s	>60 s
	Limite superior frecuencia f>	50,20 Hz		50,20 Hz			
	Tiempo reconexion para interrupciones Breves (<3s)			60s		>5s	
PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDAD DE GENERACIÓN	Potencia (kW-AC)	25					
	Voltaje CC	800					
	Corriente CC	66					
	Frecuencia (Hz)	50		SISTEMA DE PUESTA DE TIERRA			
	Voltaje FASE 1 (V)	380		Valor Tierra Protección		<200	
	Voltajes FASE 2 (V)	380		Valor Tierra Servicio		<200	
	Voltajes FASE 3 (V)	380		Método de Medición		Gráfico	
	Corriente FASE 1 (A)	380		Instrumento Utilizado		Telurímetro	
	Corriente FASE 2 (A)	36		Clase de Precisión		±2%	
	Corriente FASE 3 (A)	36					

5. Adjunta Check List de auto evaluación realizado por el instalador

Tal como está indicado en el Numeral 5.2.8 de la Instrucción Técnica RGR nº 01/2014, se debe adjuntar el Check List que es explicado en esta guía, el cual debe ser previamente revisado a cabalidad por el instalador, realizando una autoevaluación de la instalación. De esta forma, se podrán evitar retrasos indeseados producto de eventuales observaciones que realicen los fiscalizadores.

6. Adjunta solicitud "Formulario 4: Respuesta a solicitud de conexión"

Junto con la documentación de la instalación fotovoltaica, se debe adjuntar el Formulario nº4: Respuesta a Solicitud de Conexión, que es entregado por la empresa distribuidora al interesado (Ver Figura 10), donde se indican: 1) las características del empalme y opción tarifaria del cliente (verde), 2) la conformidad por parte de la distribuidora para instalar la capacidad solicitada, o bien se señala la capacidad permitida (en rojo) y finalmente, se señalan los costos asociados a esta conexión, según corresponda, considerando la necesidad de obras adicionales y/o modificación del empalme (azul).

Es muy importante tener en consideración que se ha visto en algunos casos que se han aprobado de forma equivocada en los Formularios 4, proyectos cuya capacidad instalada supera la capacidad del empalme, lo que no cumple con el Numeral 5.6 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014: Las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, que se acojan a la Ley N° 20.571, deberán dimensionarse para que su potencia máxima no supere la potencia del empalme eléctrico y/o que la suma de sus potencias nominales en el lado AC no exceda la potencia estipulada en la ley.

En estos casos el instalador eléctrico deberá solicitar que la SEC se pronuncie al respecto para resolver la situación.

Figura 10: Formulario 4: Respuesta a solicitud de conexión

FORMULARIO 4: RESPUESTA A SOLICITUD DE CONEXIÓN		
Identificación de la Solicitud de Conexión:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
	Fecha de la respuesta:	
Datos del Solicitante		
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica	Razón Social	
	R.U.T.	
Respuesta a la Solicitud de Conexión		
Conexión	Ubicación geográfica del punto de conexión:	
	Propiedad empalme:	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>
	Capacidad del empalme:	_____ [kW]
	Tipo de empalme:	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico
	Opción tarifaria:	
Respuesta a la Solicitud de Conexión:		
Capacidad Instalada Permitida	_____ [kW]	
Factor de potencia con el que deberá operar		
Costo de las actividades de conexión: _____		
Obras Adicionales	¿Se requieren Obras Adicionales?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	¿Se requiere modificación del empalme?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
En caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones	Descripción resumida de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones:	
	Valorización:	
	Plazo de ejecución:	
	Modalidad de pago:	
Lugar y fecha	Nombre, cargo y firma del responsable de la información	
Documentos Adjuntos:		
<ol style="list-style-type: none"> Modelo de Contrato en caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones. Descripción de las partidas principales de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones, junto a su valorización, plazo de ejecución, modalidad de pago, entre otros. 		

7. Adjunta, copia de los certificados o autorización de los productos que requieren certificación

En la plataforma web del TE-4 digital aparece el listado de los equipos que se encuentran certificados por la SEC, entre los cuales el instalador deberá seleccionar los que han sido instalados en la planta fotovoltaica. Por lo tanto, ya no se hace necesario adjuntar los certificados de estos equipos.

Los equipos que requieren certificación o autorización en un proyecto fotovoltaico son:

- Inversores
- Microinversores
- Paneles
- Medidores bidireccionales
- Protección RI (externa)

Los certificados de los equipos que actualmente cuentan con la autorización de la SEC se encuentran en las siguientes páginas web (Ver Figura 11):

- Inversores:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL

En esta página aparece el listado de los inversores que cuentan con el perfil de red chileno y más abajo aparece un documento Excel (que debe ser descargado) en el cual se encuentra el listado de los inversores que no cuentan con este perfil y que debe ser programado manualmente por el instalador.

- Microinversores:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_6449703&_dad=portal&_schema=PORTAL

- Paneles:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905761&_dad=portal&_schema=PORTAL

- Medidores Bidireccionales:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905772&_dad=portal&_schema=PORTAL

- Protección RI externa:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_6393703&_dad=portal&_schema=PORTAL

Figura 11: Ejemplo de página web desplegada, que muestra el listado del equipamiento autorizado por la SEC



Equipamiento Autorizado

Acá Usted podrá encontrar los Productos autorizado por SEC para ser utilizado en instalaciones de generación eléctrica residencial que se conecten a las redes de distribución eléctrica, conforme a lo establecido en la Ley 20.571

Marca	Modelo	Solicitado Por	Resolución
Shinew	XH-36P-135		
Shinew	XH-60P-245	Suministros Solares Chile Ltda.	6102/2014
Shinew	XH-72M-190		
Shinew	XH-72M-195		
ET SOLAR	ET-P660250WV	ET Solar de Chile Sp.A.	6103/2014
ET SOLAR	ET-P672300WV		
Jinko Solar	JKM245P-60		
Jinko Solar	JKM250P-61		
Jinko Solar	JKM255P-62		
Jinko Solar	JKM260P-63		
Jinko Solar	JKM265P-64		
Jinko Solar	JKM290P-72		
Jinko Solar	JKM295P-72		
Jinko Solar	JKM300P-72		
Jinko Solar	JKM305P-72	JINKOSOLAR Chile Sp.A.	7132/2016
Jinko Solar	JKM310P-72		
Jinko Solar	JKM255PP-60		
Jinko Solar	JKM260PP-60		
Jinko Solar	JKM265PP-60		
Jinko Solar	JKM270PP-60		
Jinko Solar	JKM300PP-72		
Jinko Solar	JKM305PP-72		

Finalmente en caso de que los productos no cuenten con autorización SEC, se debe realizar el procedimiento indicado en la Resolución Exenta 12438.

8. Adjunta, informe de parametrización o configuración emitido por el fabricante del inversor en conformidad con la norma técnica. (Aplica para generadores FV)

Los fabricantes de los inversores cuyos equipos vienen ya configurados conforme a la Normativa Chilena, deben entregar un certificado al instalador que demuestre que el equipo tiene su Protección RI configurada, según lo exigido en la Normativa.

En este certificado se debe demostrar que las protecciones RI se ajustan a lo que ha sido explicado en el ítem 5 del Capítulo 1: Formularios, de esta Guía.

Tal como fue mencionado en el ítem anterior, los inversores que cuentan con la configuración de la red chilena, se encuentran detallados en el siguiente link:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL

En caso de los inversores que no cuenten con el perfil de red nacional, deberán ser ajustados manualmente por el instalador, quien posteriormente deberá demostrar frente al fiscalizador que el inversor ha sido ajustado según lo exigido por la Normativa.

CAPITULO 3: PLANOS

1. Incluye croquis de ubicación completo o dirección es suficientemente clara para su ubicación. (Como sugerencia, indicar referencias PubliGuías o Mapcity)

Todos los planos debieran incluir en su viñeta un croquis de la ubicación, con la mayor cantidad de calles de referencia como sea posible (ver Figura 12), que permita así identificar de forma sencilla la ubicación de la propiedad donde se encuentra instalada la unidad de generación.

La Instrucción Técnica RGR n° 01/2014 en el Numeral 5.2.6 c) para los planos menciona que: En los planos se deberá indicar la ubicación geográfica en el rotulado correspondiente, indicando como mínimo tres calles de referencia y las coordenadas geográficas (en coordenadas UTM).

Figura 12: Croquis de la ubicación del proyecto, con referencias suficientes



2. Incluye diagrama unilineal, cuadro(s) de generación y cuadros de caída de tensión

En el set de planos deben estar incluidos, tal como fue mencionado en el Capítulo 2: Memoria y Antecedentes, un conjunto de diagramas unilineales, cuadros de generación y de caída de tensión de CC y CA.

Con respecto a los diagramas unilineales que son requeridos: El Numeral 5.2.6 de la Instrucción Técnica RGR n° 01/2014 en su letra f) destaca que: Los planos deberán contar un diagrama unilineal que especifique lo siguiente (Ver Apéndice N°2 para generadoras del tipo fotovoltaico).

- F1): Diseño y disposición de canalización, emplazamiento de la acometida, alimentadores generales y subalimentadores.
- F2): Cantidad, longitud, disposición y sección transversal correspondiente a la acometida, alimentadores generales, subalimentadores, tanto de los conductores como de las canalizaciones.
- F3): Tipo de protecciones, valor de la corriente nominal, nivel de corriente de ruptura y curvas de operación.

- F4): Detalle de cada uno de los componentes pertenecientes al generador residencial con sus respectivas características técnicas, tanto en tipo, valores, cantidad, sección y distancia.
- F5): Sistema de puesta a tierra, donde se indique la resistencia y todas las características técnicas de cada uno de los elementos pertenecientes a esta, además de los niveles de tensión de paso y de contacto permisibles, para proyectos eléctricos no simplificados. En los proyectos simplificados solo deberá indicarse el valor de la puesta a tierra en el diagrama unilineal, identificando el método de medición y el instrumento utilizado.

Además, se debe incluir en estos planos lo que también está mencionado en las letras g) y h) del mismo numeral:

- G) Se deberá realizar en una de las láminas, el emplazamiento total de la instalación, donde se indique la ubicación de cada uno de los componentes, como el medidor, el generador, tableros de conexión.
- H) Los componentes de la generadora residencial se deberán representar de manera gráfica en los planos de planta y emplazamiento, mediante símbolos, los que deberán estar definidos en la misma lámina donde se represente la instalación.

Para cumplir con lo exigido, se recomienda que los planos como mínimo sean entregados junto con la declaración TE-4, y que pueden estar juntos o separados en diferentes láminas, sean:

- Diagrama Unilineal del Proyecto
- Diagrama Elemental del Proyecto (opcional)
- Diagrama Unilineal del Inversor (configuración interna)

Todos estos diagramas unilineales deben contar con un cuadro de simbologías que permita identificar cada elemento dibujado en los planos respectivos de manera consistente (Ver ejemplo en la Figura 13). Se recomienda utilizar la simbología señalada en la Instrucción Técnica para los equipos de protección y complementariamente utilizar la simbología que se encuentra descrita en la Norma Internacional IEC 61082 o Europea EN 60617. La simbología que es mostrada en la Figura 13 considera la Norma Europea.

Para la elaboración de los planos no hay predilección por el uso de la Norma IEC o la Norma Europea, sin embargo, si se solicita ser consistente en todos los planos con la simbología que sea utilizada en ellos.

En cada diagrama unilineal, además debe estar indicado en cada tramo donde se utilice un conductor, el tipo de conductor, el largo, sección y caída de tensión porcentual asociada, que deben estar concordantes con la información que se indica en los Cuadros de Generación de CC y CA y Cuadros de caídas de Tensión.

Figura 13: Ejemplo de simbologías recomendadas para utilizar en los Diagramas Unilineales

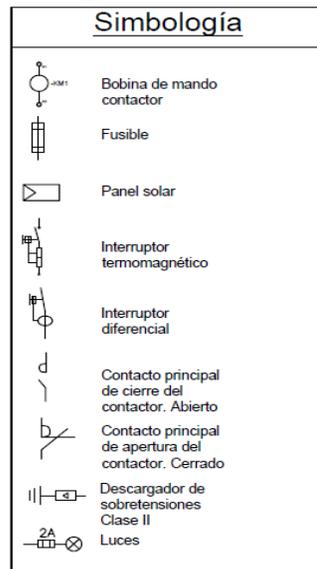


Diagrama Unilineal del Proyecto: Diagrama unilineal que detalle desde la instalación fotovoltaica hasta la conexión con la red eléctrica interior del inmueble (Ver figura 14).

Figura 14: Ejemplo de diagrama unilineal del proyecto

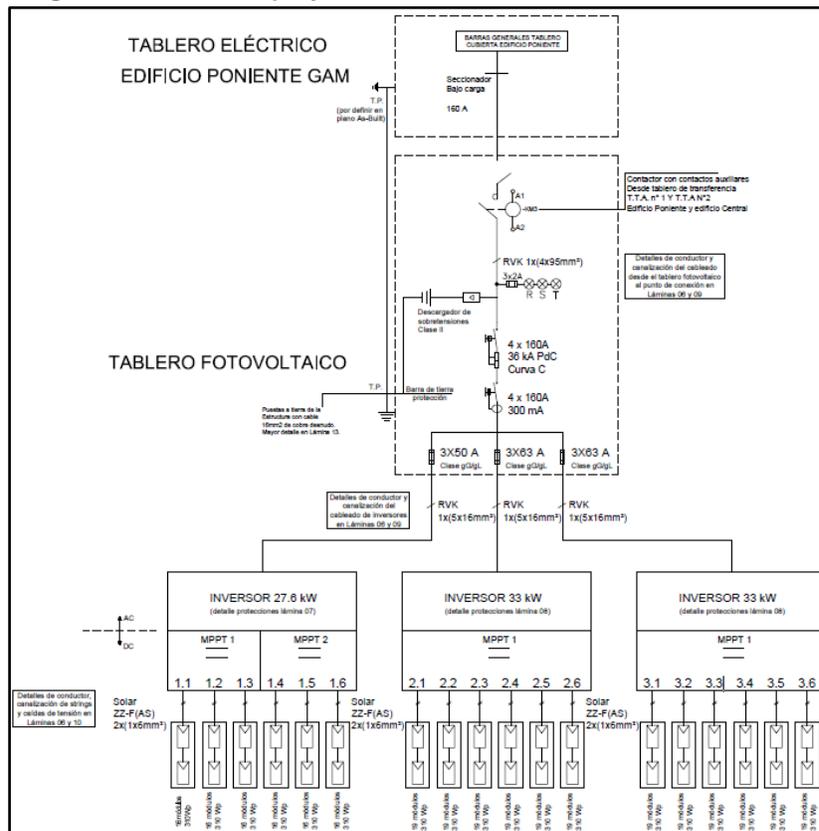


Diagrama Elemental del Proyecto: Diagrama que muestre en detalle por cada conductor (fases, neutro y tierra) el destino de cada uno de ellos hasta la conexión con la red eléctrica interior del inmueble. Ver Figura 15 y Figura 16, donde en la imagen de la Figura 16 se muestra un zoom de una

parte de la imagen de la Figura 15, que muestra un ejemplo de datos que deben estar asociados a los conductores, como se ha mencionado anteriormente.

Figura 15: Ejemplo de diagrama unilineal elemental del proyecto

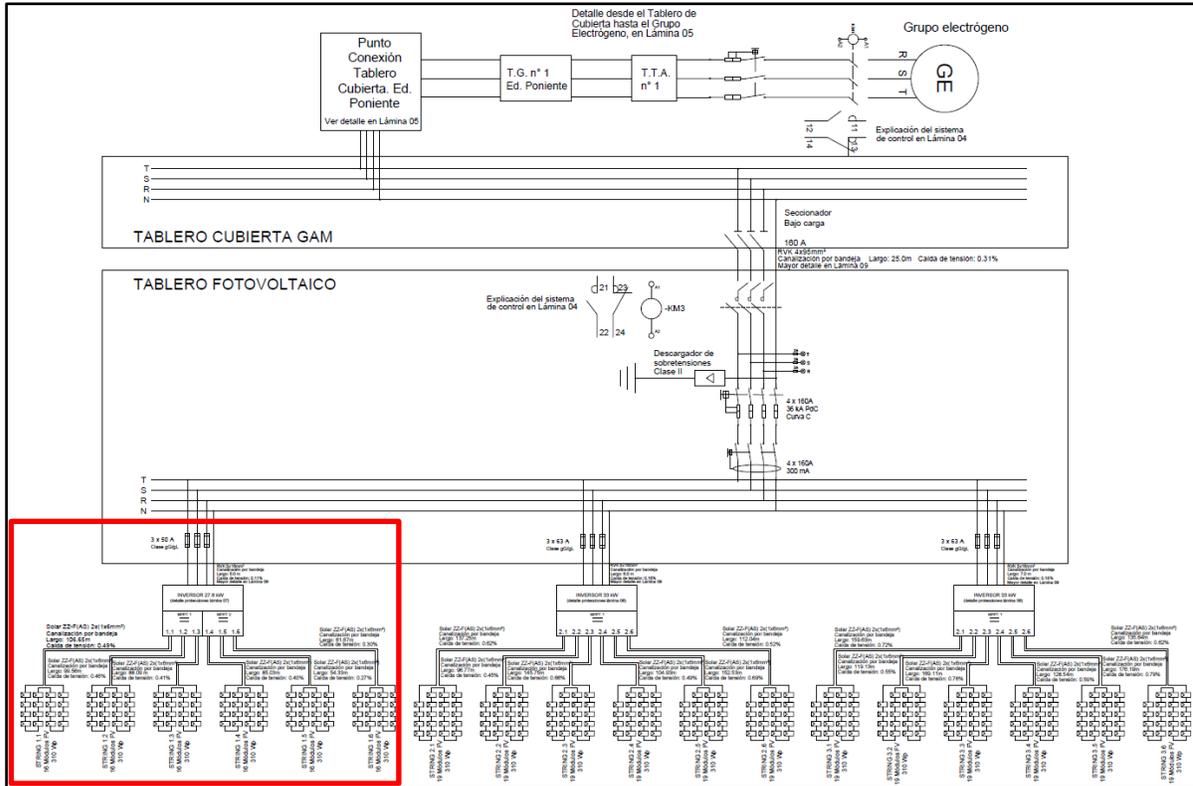


Figura 16: Muestra información relevante de los conductores utilizados (destacado en la figura 15)

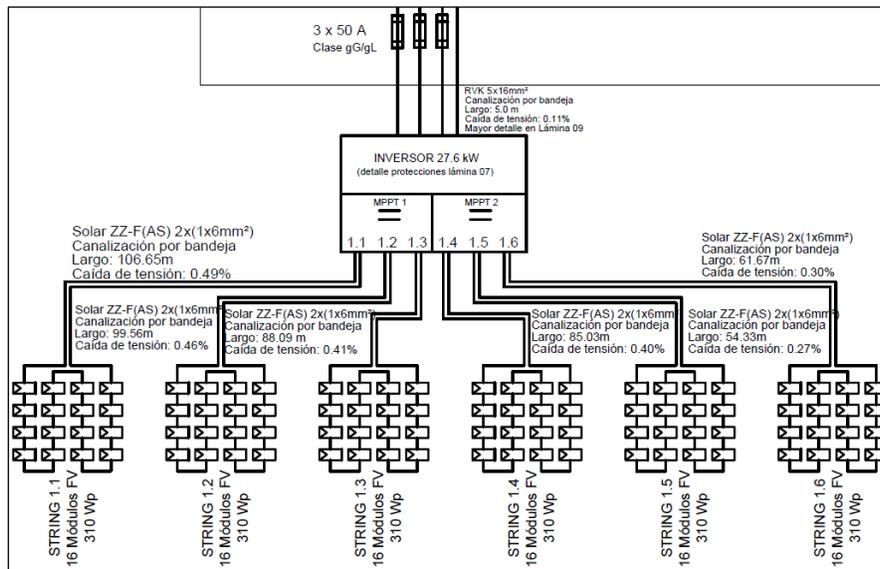


Diagrama Unilineal General: Diagrama resumido de la planta fotovoltaica que muestre desde el punto de conexión con la red interna del inmueble, hasta el empalme con la empresa distribuidora, donde va incluido el medidor bidireccional (Ver Figura 17). Este diagrama debe seguir el formato indicado en el Apéndice nº 2 de la Instrucción Técnica RGR nº 01/2014 (Ver Figura 17), donde estén

indicados especialmente los equipos de protección de la red con su información respectiva, alimentadores, puestas a tierra de servicio y protección y otros consumos de la red interna del inmueble.

Figura 17: Ejemplo de diagrama unilineal general

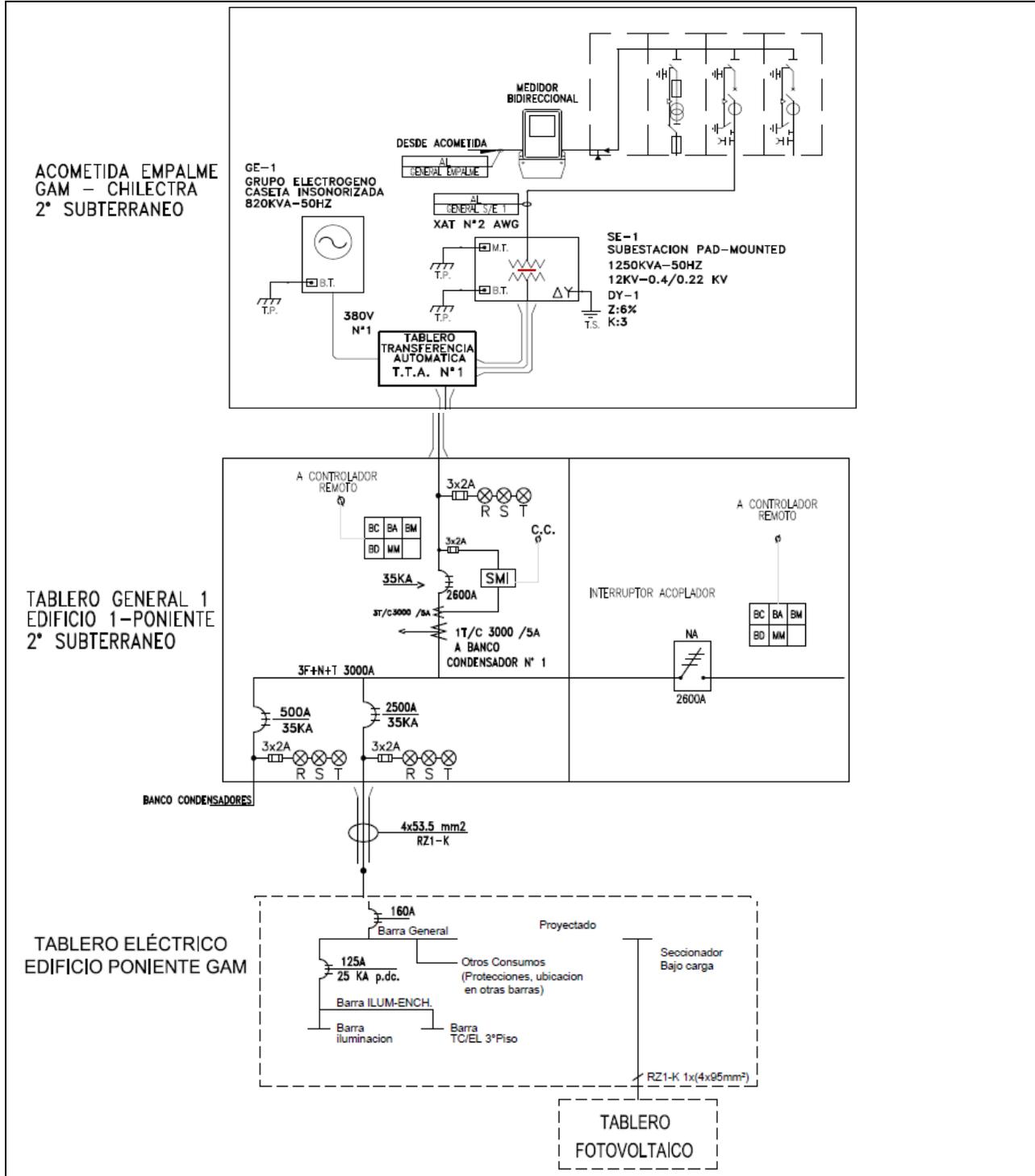


Figura 18: Formato de diagrama unilineal general (Apéndice nº2, RGR nº 01/2014)

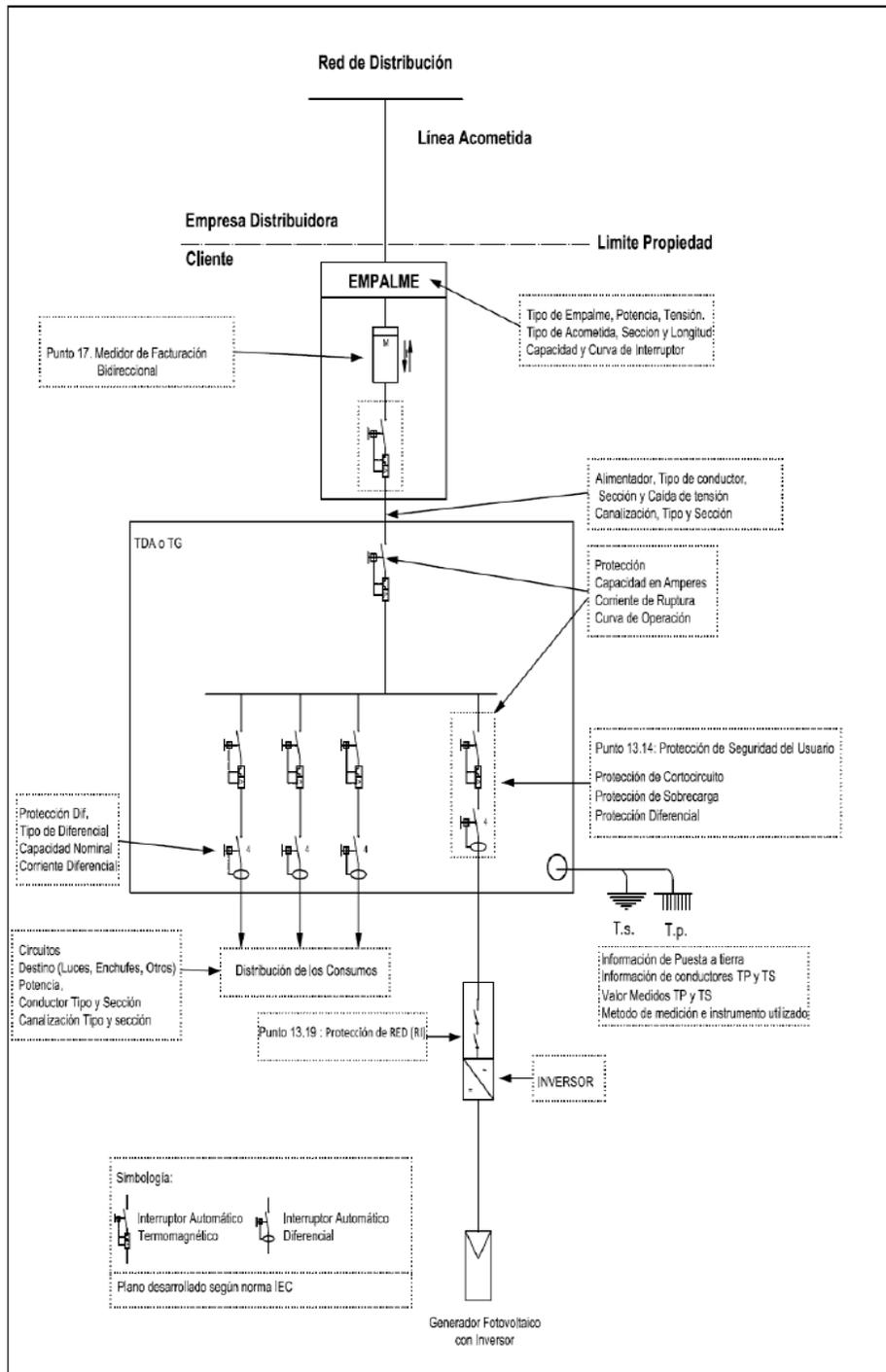
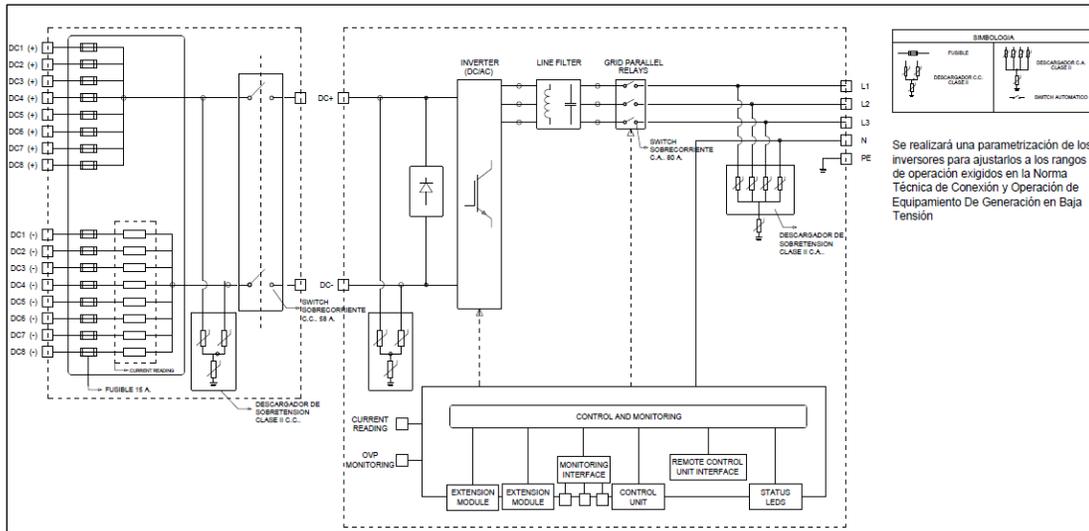


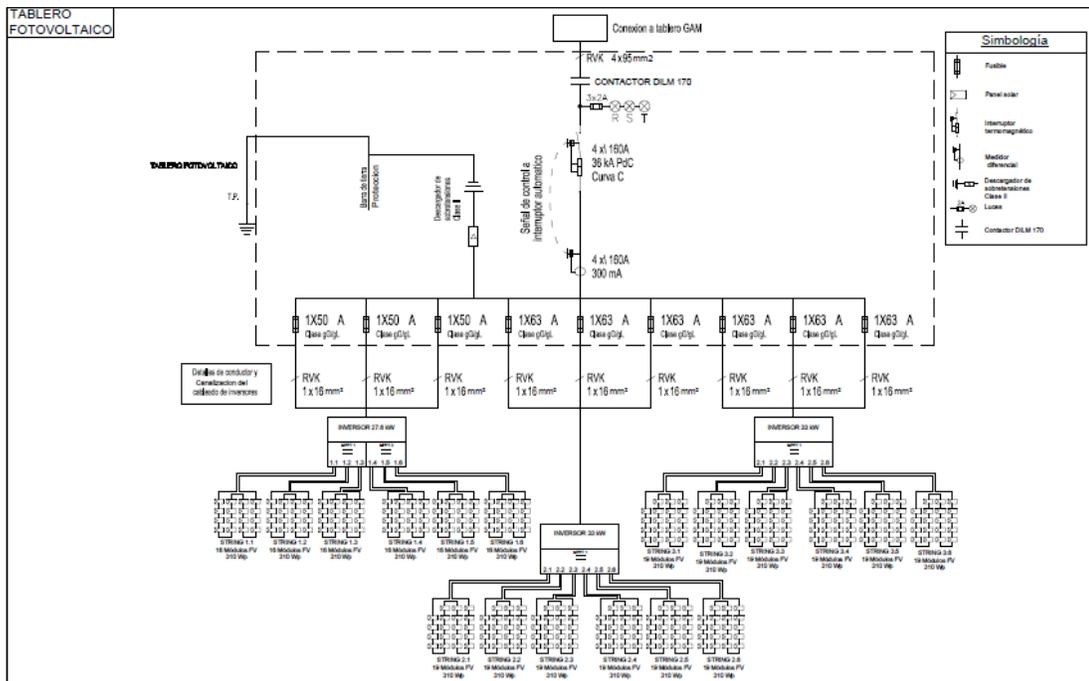
Diagrama Unilineal del Inversor: Diagrama unilineal del inversor (Ver Figura 19), que debe ser entregado por el fabricante, donde estén incorporadas las protecciones que presente el equipo (sobretensiones, sobrecorrientes y seccionadores, según corresponda). Además, debe indicar claramente la conformación de los MPPTs, cuando presenta más de uno y la cantidad de entradas en CC que presenta.

Figura 19: Ejemplo de diagrama unilineal del inversor



Diagramas Unilineales de los tableros de CC (en caso que corresponda) y CA: Cada tablero eléctrico además debe contener su diagrama unilineal adosado a la cubierta cubre equipos del tablero, que permita verificar en terreno los elementos que presenta, así como también su forma de conexión. Ver Figura 20, con ejemplo de Diagrama Unilineal de tablero.

Figura 20: Ejemplo de diagrama unilineal del tablero



Con respecto a los cuadros de generación y caída de tensión, el Numeral 5.2.6 de la Instrucción Técnica RGR nº 01/2014 en su letra d) señala que: Los planos deberán contar con un cuadro de generación donde se indique los valores particulares y totales de potencia, voltaje, corriente, sección, tipo de conductores, protecciones y todos los elementos eléctricos que forman parte de la unidad de generación, dando a conocer el valor total nominal y máximo del sistema de generación utilizado. (Ver apéndice N°1. para generadoras del tipo fotovoltaico).

Para cumplir con lo exigido se solicita que los planos que sean entregados, que pueden estar juntos o separados en diferentes láminas, consideren un Cuadro de Caídas de Tensión de Alimentador UG en CA (Apéndice nº 3 de la Instrucción Técnica) y Cuadros de Unidad de Generación Fotovoltaica de CA y CC (Apéndice nº1 de la Instrucción Técnica):

Cuadro de Caídas de Tensión de Alimentador UG en CA

En este cuadro se debe completar la información requerida para cada uno de los tramos del alimentador en CA, que parten desde los inversores y que terminan en el Empalme con la Empresa Distribuidora. Es decir, debe contar al menos con los tramos entre los inversores y el tablero de CA, luego desde este tablero hasta el tablero de conexión con la red interna del inmueble, y de este último tablero hasta el Empalme.

Para cada tramo, se debe considerar la siguiente información (Ver Tabla 7):

- Capacidad de protección: Intensidad de sobrecorriente que es capaz de proteger a la salida del inversor o a la entrada del tablero de CA, en Amperes.
- Tensión de UG en AC: Tensión nominal de la planta, en Volts.
- Tipo de conductor: Principales características del conductor en cada tramo indicado.
- Sección del conductor: Área de los conductores utilizados en el lado de CA. En caso que el conductor sea multipolar, se debe indicar el número de polos. La sección se indica en milímetros cuadrados.
- Longitud del conductor: Largo del conductor que conecta los equipos asociados a cada tramo de extremo a extremo, medido en metros.
- Tipo de Canalización: Forma en la cual se han canalizado los conductores que se han descrito anteriormente, indicando a lo menos las medidas relevantes y el tipo.
- Caída de tensión: Se debe indicar tanto en Volts como en términos porcentuales la caída de tensión, considerando como referencia la tensión descrita en el punto Tensión de UG en AC.

Al calcular la caída de tensión por tramo, se debe tomar en cuenta que la suma de todas las caídas asociadas a cada uno de ellos no debe superar el 3%, como se señala en el Numeral 11.11 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014: 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 unidad de generación sea inferior del 3%.

Tabla 7: Ejemplo de cuadro de caídas de tensión de alimentador UG en CA

CUADRO DE CAÍDAS DE TENSIÓN DE ALIMENTADOR UG EN CA								
Tramos de Alimentador	Capacidad de Protección (UG)	Tensión de UG en AC	Conductor			Tipo Canalización	Caída de tensión	
	A	V	Tipo	Sección (mm ²)	Longitud (m)		V	%
UG1 - TGV	46	380-400	RV-K	5 x 16	5	Bandeja metálica 100x50mm	0,41	0,11%
UG2 - TGV	80	380-400	RV-K	5 x 16	6	Bandeja metálica 100x50mm	0,59	0,16%
UG3 - TGV	80	380-400	RV-K	5 x 16	7	Bandeja metálica 100x50mm	0,68	0,18%
TGV - T. Cubierta	160	380-400	RZ1-K	4 x 95	25	Bandeja metálica 100x50mm	1,17	0,31%
T. Cubierta - TG Edificio poniente*	2500	380-400	RZ1-K	4x53,5	40	PVC 63mm	3,31	0,87%
Total Max	-	380-400	-	-	-	-	5,16	1,36%

Cuadro de Unidad de Generación Fotovoltaica de CA

En este cuadro se debe completar por cada unidad de generación, la información requerida en CA. Ver Tabla 8 y Tabla 9 (cada una muestra la mitad del cuadro respectivo):

- Número de strings que componen la UG: Cantidad de strings que van unidos a una UG.
- Potencia max o peak: Potencia máxima que podrían generar el string bajo condiciones STC, en Watts. Esta potencia corresponde a la suma de la capacidad individual de cada uno de los paneles que confirman el string. Ver ejemplo de la Figura 21.

Figura 21: Capacidad nominal de cada módulo fotovoltaico, en función de sus condiciones STC

ESPECIFICACIONES										
Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (P _{máx})	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp

- Corriente max string: Corriente máxima que puede circular por el string en su punto de máxima operación, en Amperes.
- Voltaje max string: Voltaje máximo al que puede llegar un string (voltaje de circuito abierto), en Volts.
- Rangos de entrada CC del inversor: Cada inversor tiene un rango de tensiones en las cuales entra en operación (aun cuando no necesariamente sea dentro del rango para el máximo aprovechamiento del máximo punto de potencia) y una corriente máxima de entrada que puede soportar de los strings, la cual se debe detallar por UG, en Volts y Amperes respectivamente.

En la Figura 22 se muestra un ejemplo para un inversor, en el cual en rojo se encuentra señalado el rango de tensiones de operación y que es lo solicitado en este ítem de la tabla. Es importante también destacar en verde el rango de tensiones en el cual el inversor puede realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT en inglés), en azul la tensión mínima a la cual enciende el inversor y, finalmente en negro se ha destacado la tensión máxima de entrada que puede soportar, lo que debe ser considerado cuando se obtiene la tensión máxima de circuito abierto de un string que posteriormente se conecta a este inversor.

Figura 22: Ejemplo de rangos de tensiones de operación para un inversor

Technical data and type	
Type designation	33 kW PRO-33.0-TL-OUTD
Input side	
Absolute maximum DC input voltage (V _{max,abs})	1100 V ⁴⁾
Startup DC input voltage (V _{start})	610 V
Operating DC input voltage range (V _{demin...} , V _{demax})	580 to 950 V
Rated DC input voltage (V _{dcr})	580 V
Rated DC input power (P _{dcr})	33 700 W
Number of independent MPPT	1
MPPT input DC voltage range (V _{MPPTmin...} , V _{MPPTmax}) at P _{dcr}	580 to 850 V

- Potencia nominal: Potencia nominal de generación del inversor, en Watts.
- Voltaje AC: Voltaje nominal de salida del inversor, en Volts.
- Tipo de inversor: String o Central.
- Modelo y marca de cada inversor.
- Protecciones CA automático: Características de los interruptores y/o fusibles en el lado de CA que se encuentran asociados al inversor y a la conexión de este con el tablero de CA.
- Protecciones CA diferencial: Características de las protecciones diferenciales en el lado de CA que se encuentran asociadas al inversor y a la conexión de este con el tablero de CA.
- Ducto: Tipo y sección de los elementos que se han utilizado para canalizar los conductores de CA desde los inversores hasta el tablero de CA.
- Conductor: Tipo, sección, longitud y caída de tensión asociada al conductor utilizado para la conexión de los inversores con el tablero de CA. La caída de tensión indicada debe coincidir con la que se ha mencionado en el Cuadro de Caídas de Tensión de Alimentador UG en CA.
- Ubicación: Localizaciones de los inversores dentro del inmueble.

Tabla 8: Ejemplo de cuadro de unidad de generación fotovoltaica de CA parte 1

CUADRO DE UNIDAD DE								
UG N°	N° de String	Unidad de Generación (UG)			Inversor			
		Potencia Máx. o peak (W)	Corriente Max. String (A)	Voltaje Max. String (V)	Rango Entrada CC		Potencia nominal (W)	Voltaje AC (V)
					V (v)	I (A)		
1	1	29760	8,38	734	250 - 950	64 (32 A por MPPT)	27600	380-400
	2							
	3							
	4							
	5							
	6							
2	7	35340	8,38	872	580 - 950	58	33000	380-400
	8							
	9							
	10							
	11							
	12							
3	13	35340	8,38	872	580 - 950	58	33000	380-400
	14							
	15							
	16							
	17							
	18							
Total	18	100440	-	-	-	-	93600	380-400

Tabla 9: Ejemplo de cuadro de unidad de generación fotovoltaica de CA parte 2

UNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE CA											
Inversor			Protecciones CA		Canalización CA						Ubicación
Voltaje AC (V)	Tipo (string, central o micro)	Modelo y marca	Automático	Diferencial	Ducto		Conductor				
					Tipo	Sección	Tipo	Sección (mm ²)	Largo (m)	Caída de Tensión (%)	
380-400	String	Modelo: TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X, Marca: ABB	Protección anti isla y de sobrecorriente AC en inversores: 46 A en TRIO 27.6 y 80 A en PRO 33. Protección en Tablero General Fotovoltaico: En la entrada, fusibles clase gG/gL conectados a las salidas de los tres inversores, para corrientes de 50 A (3 fases), 55 A (3 fases) y 55 A (3 fases), para UG n° 1, 2 y 3 respectivamente. Aguas arriba de las barras generales del tablero fotovoltaico: interruptor automático de 160A, con poder de corte de 36 kA, curva C	Protección en Tablero General Fotovoltaico: 160A, con intensidad diferencial de 300 mA	Bandeja metálica	100 x 50mm	RV-K	5 x 16	5	0,11	Cubierta
380-400	String	Modelo: PRO-33-TL-OUTD-SX, Marca: ABB			Bandeja metálica	100 x 50mm	RV-K	5 x 16	6	0,15	Cubierta
380-400	String	Modelo: PRO-33-TL-OUTD-SX, Marca: ABB			Bandeja metálica	100 x 50mm	RV-K	5 x 16	7	0,18	Cubierta
380-400	String	-	-	-	-	-	-	-	-	0,15	Cubierta

Cuadro de Unidad de Generación Fotovoltaica de CC

En este cuadro se debe completar para cada Unidad de Generación y el número de string asociado, la información requerida en CC. Para cada string, se debe considerar la siguiente información (Ver Tabla 10 y Tabla 11):

- N° String: Número identificador de cada string que compone la UG.
- Tipo módulo: Tipo de tecnología del módulo (policristalino, monocristalino, capa fina, etc.).
- Pot Max: Potencia máxima que es capaz de generar el módulo en condiciones STC, en Watts.
- Corriente Max: Corriente máxima que es capaz de generar el módulo en su punto de máxima potencia, en Amperes.
- Voltaje de circuito abierto Voc: Voltaje de circuito abierto que es capaz de generar el módulo, en Volts.
- Corriente cortocircuito: Corriente de cortocircuito del módulo, en Amperes.
- Corriente max inversa: Corriente inversa máxima del módulo, que puede estar también indicada en función de las protecciones internas del módulo. Medido en Amperes.
- Cantidad de módulos: Número de módulos que componen el string.
- Voltaje Max String: Voltaje máximo que puede alcanzar el string en el punto de máxima potencia de los módulos y que es equivalente al voltaje máximo del módulo multiplicado por el número de módulos. Medido en Volts.
- Corriente Max String: Corriente máxima que puede alcanzar el string en el punto de máxima potencia de los módulos y que es equivalente a la misma corriente que puede alcanzar un solo módulo. Medido en Amperes.
- Potencia Max: Potencia máxima que es capaz de generar el string y que es equivalente a la potencia máxima del módulo en condiciones STC, multiplicado por el número de módulos. Medido en Watts.
- Automático o fusible: En esta celda se deben mencionar las protecciones que protegen al string a la entrada del inversor o del tablero de CC según corresponda.
- Diodo de bloqueo de tensión inversa: Tensión que soportan los diodos de bloqueo, cuando están instalados en conexiones en paralelo de módulos (si corresponde). Medido en Volts.
- Ducto: Tipo y sección de los elementos que se han utilizado para canalizar los conductores de CC desde los strings hasta el los inversores o tableros de CC, según corresponda.
- Conductor: información sobre el conductor utilizado para la conexión de los strings: sección (medida en milímetros cuadrados), corriente máxima (medida en Amperes) que transporta, largo (medido en metros) y caída de tensión (medida porcentualmente en función de la tensión máxima del string).
- Unidad de generación: En estas celdas debe colocarse la misma información que se ha colocado en el Cuadro de Unidad de Generación Fotovoltaica de CA, para los ítems de potencia, corriente y voltaje máximos asociados a la unidad de generación.
- Inversor: En estas celdas debe colocarse la misma información que se ha colocado en el Cuadro de Unidad de Generación Fotovoltaica de CA, para los ítems de rango de entrada de CC (para tensiones y corrientes), potencia nominal, voltaje AC, tipo de string y modelo y marca.
- Ubicación: Localizaciones de los inversores dentro del inmueble.

Tabla 10: Ejemplo de cuadro de unidad de generación fotovoltaica de CC (parte 1)

CUADRO DE UNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE CC																
UG N°	N° String	Módulos o paneles						Strings o cadenas						Canalización CC		
		Tipo Módulo	Pot. Max. (W)	Corriente Max. (A)	Voltaje de Circuito Abierto Voc (V)	Corriente Cortocircuito (A)	Corriente Max. Inversa (A)	Cantidad de módulos	Voltaje Max. String (V)	Corriente Max. String (A)	Potencia Máx (Wp)	Automático o fusible (parte C.C.)	Diodo de bloqueo de tensión Inversa (V)	Ducto		Tipo
1	1	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	16	734	8,38	4960	Fusible 15 A y automático 40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	2	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	16	734	8,38	4960	Fusible 15 A y automático 40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	3	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	16	734	8,38	4960	Fusible 15 A y automático 40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	4	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	16	734	8,38	4960	Fusible 15 A y automático 40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	5	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	16	734	8,38	4960	Fusible 15 A y automático 40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	6	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	16	734	8,38	4960	Fusible 15 A y automático 40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
2	7	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	8	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	9	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	10	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	11	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	12	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
3	13	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	14	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	15	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	16	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	17	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
	18	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	19	872	8,38	5890	Fusible 15 A y automático 58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)
Total	18	Policristalino	310	8,38	45,9	8,96	15	324	-	8,38	100440	-	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)

Tabla 11: Ejemplo de cuadro de unidad de generación fotovoltaica de CC (parte 2)

CUADRO DE UNIDAD DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE CC																		
Parte C.C.)	Diodo de bloqueo de tensión Inversa (V)	Canalización CC de String				Unidad de Generación (UG)			Inversor				Ubicación					
		Ducto		Conductor		Potencia Máx. o Peak (W)	Corriente Max. String (A)	Voltaje Max. String (V)	Rango de entrada CC		Potencia nominal (W)	Voltaje AC (V)		Tipo (string, central o micro)	Modelo y marca			
40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	106,65	0,49%	27600	8,38	734	250 - 950	64 (32 A por MPPT)	27600	380-400	String	ABB TRIO 27.6 TL OUTD S2X	Cubierta
40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	99,56	0,46%										
40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	88,09	0,41%										
40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	85,03	0,40%										
40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	54,33	0,27%										
40 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	61,67	0,30%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	137,25	0,62%	33000	8,38	872	580 - 950	58	33000	380-400	String	ABB PRO 33 TL OUTD SX	Cubierta
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	96,77	0,45%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	145,75	0,66%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	104,93	0,49%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	152,53	0,69%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	112,04	0,52%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	159,63	0,72%	33000	8,38	872	580 - 950	58	33000	380-400	String	ABB PRO 33 TL OUTD SX	Cubierta
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	119,13	0,55%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	169,11	0,76%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	128,54	0,59%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	176,19	0,79%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	135,64	0,62%										
58 A por MPPT	1000	Bandeja metálica	100x50mm	Fotovoltaico, ZF-F (AS)	6	8,38	-	0,54%	93600	-	-	-	-	93600	-	String	-	Cubierta

3. Cuadro de resumen de generación (aplica a más de un cuadro de generación)

El Numeral 5.2.6 e) de la Instrucción Técnica RGR n° 01/2014 indica que: Los planos deberán contar con cuadro de resumen de láminas y cuadro de resumen de potencias donde se indique claramente la potencia de cada unidad de generación y su respectivo alimentador que forma parte de la generadora residencial, indicando su potencia máxima, nominal, declarada e instalada.

Para cumplir con lo exigido, se solicita que al menos una lámina cuente con un Cuadro Resumen de Potencias (Ver Figura 23), donde esté señalada la potencia de cada unidad de generación y las potencias máximas, nominal, declarada e instalada (donde estas últimas tres deben ser iguales, en caso que la instalación de generación sea la primera conectada al inmueble). La potencia Máxima corresponde al valor máximo entre la suma de la potencia de los inversores y la suma de las potencias de los módulos fotovoltaicos.

Figura 23: Ejemplo cuadro resumen de potencias

CALCULO DE POTENCIA DECLARADA
2 Inversores CC/CA, Pot. Max. = 33 kW c/u
1 Inversor CC/CA, Pot. Max. = 27.6 kW
Potencia total: 93.6 kW
Potencia peak: 100.4 kWp

4. Cuadro resumen de láminas (exigible para más de una lámina)

Tal como se ha mencionado en el ítem anterior, todas las láminas deben contar en su viñeta principal con un cuadro de resumen de láminas (Ver ejemplo en Figura 24), que permita al fiscalizador poder realizar una revisión más fluida del conjunto de planos entregados junto con la declaración TE-4.

Figura 24: Ejemplo resumen de láminas

RESUMEN DE LAMINAS	
LAMINA	DESCRIPCIÓN
01 de 20	Layout de Proyecto
02 de 20	Sección Lateral Techumbre
03 de 20	Plano de detalle de strings
04 de 20	Diagrama Unilineal de Proyecto
05 de 20	Diagrama Unilineal 2 de Proyecto
06 de 20	Diagrama unilineal elemental
07 de 20	Diagrama unilineal inversor 27.6 kW
08 de 20	Diagrama unilineal inversor 33 kW
09 de 20	Cuadro de caídas de tensión y Cuadro de UG de CA
10 de 20	Cuadro de UG de CC
11 de 20	Plano de estructura tipo
12 de 20	Plano de panel solar y conectores
13 de 20	Plano de canalización
14 de 20	Sector Descarga 28 de Noviembre
15 de 20	Sector Descarga 19 de Diciembre
16 de 20	Diagrama sistema de monitoreo
17 de 20	Disposición paneles sobre estructura
18 de 20	Estructura Inversores
19 de 20	Estructura Tablero
20 de 20	Esquema Canalización Cable Contactor

5. Incluye en el plano la siguiente nota: Los materiales que requieren certificación o autorización para su uso, cumplen con este requisito

El instalador eléctrico debe cerciorarse de que los materiales utilizados en la instalación cumplen la normativa requerida, especialmente lo que está expresamente señalado en la NCh 4/2003 y las Instrucciones Técnicas RGR n° 01/2014 y n° 02/2014.

Los materiales sujetos a certificación y/o autorización pueden ser por ejemplo:

- Cableado
- Conectores
- Estructura
- Paneles Solares
- Inversores
- Tableros Eléctricos de CC y CA.

a. Cableado: Cableado para la conexión de módulos fotovoltaicos debe cumplir con lo exigido en el Numeral 11.6 de la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 (ver ítem 17 de este capítulo), con respecto a que cumplan con la Norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007. Otros conductores para el lado CC y CA deben cumplir con el Numeral 8.0.2.1 de la NCh 4/2003, con respecto a la aislación que deben presentar según su ubicación. Los conductores expuestos a la acción de aceites, grasas, solventes, vapores, gases, humos u otras sustancias que puedan degradar las características del conductor o su aislación deberán seleccionarse de modo que las características típicas sean adecuadas al ambiente.

b. Conectores fotovoltaicos: En caso de utilizar conectores distintos a los MC4 para realizar la interconexión de módulos fotovoltaicos, estos deben cumplir la Norma IEC 60998-1. En lo que respecta por ejemplo a su grado de protección IP67, deben ser capaces de interrumpir el paso de corriente y mecánicamente resistentes al desenganche.

c. Estructura: La estructura utilizada debe ser tal como se ha estudiado en su Memoria de Cálculo respectiva (para proyectos mayores a 30 kW), ya que debe demostrar que cumple con la normativa chilena. Adicionalmente, se debe adjuntar certificados de calidad de los perfiles metálicos y anclaje utilizado.

d. Paneles solares: Requieren autorización de la SEC (ver ítem 7 del Capítulo 2: Memoria y Antecedentes, de esta Guía).

e. Inversores: Requieren autorización de la SEC (ver ítem 7 del Capítulo 2: Memoria y Antecedentes, de esta Guía).

f. Tableros de CC y CA: Gabinetes deben estar certificados de que cumplen con un grado de protección de al menos IP65 o IP54 cuando se ubique bajo techo para tableros CC, e IP44 para tableros CA.

6. Formato del plano cumple con la norma NCH Elec. 2/84

La NCh Elec 2/84: Electricidad, elaboración y presentación de proyectos tiene por objetivo establecer las disposiciones técnicas que deben cumplirse en la elaboración y presentación de proyectos u otros documentos relacionados con instalaciones eléctricas, que deberán ser entregados al Ministerio.

Esta Norma define los criterios que se deben cumplir para la presentación de un proyecto, entre ellos están los siguientes:

A) Memoria explicativa:

- Descripción de la obra
- Cálculos justificativos
- Especificaciones técnicas
- Cubicación de materiales.

B) Planos:

De los planos se debe cumplir lo exigido en los Numerales 6.2.1 a 6.2.14, los cuales son:

- 6.2.1: En los planos de un proyecto se mostrará gráficamente la forma constructiva de la instalación, indicándose la ubicación de componentes, dimensiones de las canalizaciones, su recorrido y tipo, características de las protecciones, etc.

Nota: El numeral 6.2.2. no aplica. La nueva plataforma de ingreso TE4 Digital puede aceptar planos digitalizados, los que también deben cumplir estos formatos.

- 6.2.3: Los planos se dibujarán sobre alguno de los formatos normales de la serie A, de acuerdo a la NCh 13. Of 65. Se evitará en lo posible el empleo de los formatos alargados indicados en dicha norma, para lo cual se recomienda efectuar cortes en los respectivos planos de planta. Ver Tabla 12.

Tabla 12: Formatos de los tamaños permitidos para la presentación de los planos (NCh 2/84, Tabla 1)

TABLA 1			
Formatos	Dimensiones mm	Márgenes &	
		Izquierdo	Otros
4AO	1682 X 2378	35	15
2AO	1189 X 1682	35	15
AO	1189 X 841	35	10
A1	594 X 841	30	10
A2	420 X 594	30	10
A3	297 X 420	30	10
A4	210 X 297	30	10

- 6.2.4: Todas las láminas de los planos deberán indicar, a lo menos, el destino de la instalación y los números correlativos y total de cada lámina. (Ejemplos: Casa habitación, lámina 1 de 1: edificio de departamentos, lámina 1 de 3, 2 de 3 y 3 de 3). Ver Figura 23, del ítem 4 de este capítulo, que muestra un ejemplo de cuadro de resumen de láminas.
- 6.2.5: En Planos que comprenden más de una lámina se deberá indicar, en la primera de ellas, una lista con el título y descripción de cada una de las mismas. Esta lista se repetirá también en las especificaciones, en caso que estas existan.
- 6.2.6: Los componentes de una instalación se representan gráficamente en los planos de arquitectura y/o topográficos con la simbología que se muestra en las láminas 1, 2, 3 de la Hoja de Norma nº 2.
- 6.2.7: En los dibujos de los planos de arquitectura correspondientes a instalaciones interiores, se utiliza preferentemente la escala 1:50, pudiendo utilizarse en caso de necesidad las escalas

1:20, 1:100 y 1:200. En casos justificados podrá utilizarse la escala 1:500 o múltiplos enteros de ella.

- 6.2.8: En el dibujo de detalles de montaje o similares se podrá usar cualquiera de las escalas indicadas en la Norma NCh 13. Of 65, de acuerdo a las necesidades, o bien, en casos justificados, podrá dibujarse detalles sin escala, adecuadamente acotados.
- 6.2.9: En casos especiales podrán usarse distintas escalas en un mismo dibujo. Por ejemplo, en el plano de perfil de una línea podrá usarse una escala en el sentido horizontal y otra distinta en el vertical.
- 6.2.10: Se deberá incluir un detalle de los consumos de la instalación en un cuadro de cargas. La forma y datos que se deben anotar en los cuadros de carga de alumbrado, fuerza o calefacción se muestran en las láminas 1, 2 y 3 de la Hoja de Norma nº 1, respectivamente.

Para proyectos fotovoltaicos basta con indicar los cuadros de cargas que estén disponibles en la Declaración TE1 del inmueble en el cual se realizará la conexión de la instalación fotovoltaica. Este cuadro puede estar incluido en el diagrama unilineal del inmueble.

Los cuadros de generación y caídas de tensión en CC y CA deberán estar incluidos en planos aparte, que son explicados en el ítem 2 de este capítulo.

- 6.2.11: La interconexión eléctrica de los distintos alimentadores, circuitos y equipos, así como sus principales características dimensionales y las características de las protecciones de toda la instalación, se mostrarán en un diagrama unilineal.

Tanto los componentes eléctricos de la planta fotovoltaica como del inmueble a cuya red se conectará la planta fotovoltaica deben estar plenamente identificados en diagramas unilineales.

Cada diagrama unilineal que sea entregado debe contar con un cuadro de simbología que permita identificar todos los componentes que han sido dibujados en el plano respectivo. Ver ítem 2 de este capítulo para mayor información sobre los diagramas unilineales que deberán ser presentados.

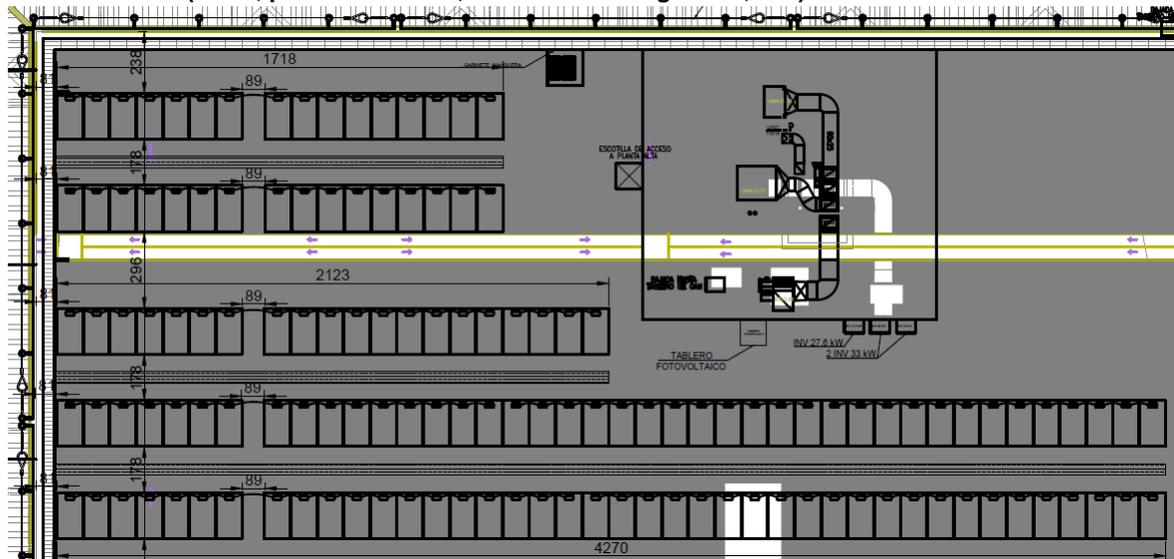
- 6.2.12: En caso de proyectos de grandes instalaciones, cuando en el diagrama unilineal aparezcan indicados todos los datos pedidos en los cuadros de fuerza, se podrá prescindir de estos últimos. En todo caso se deberá hacer un cuadro resumen de consumos como el indicado en la lámina 6 de la Hoja de Norma nº1.
- 6.2.13: En el plano de todo proyecto eléctrico deberá mostrarse la ubicación geográfica de la instalación.
- 6.2.14: En el caso de instalaciones interiores, para cumplir con el objetivo indicado en 6.2.13 bastará un croquis de la ubicación donde se muestren las calles que delimitan la manzana en que la propiedad está ubicada. En caso que esto no sea posible, alguna referencia con respecto a algún camino o calle pública. Este croquis se colocará en el recuadro rotulado "Croquis de Ubicación" del formato mostrado en la lámina 4 de la Hoja de la Norma nº1.

Ver Figura 12, del ítem 1 de este capítulo, que muestra un ejemplo de croquis de ubicación.

7. Incluye plano de planta con ubicación de unidad de generación (Ubicación de paneles, inversor y tableros)

En el set de planos debe existir un plano tipo Layout, en el cual debe quedar claramente identificada la ubicación de los paneles, los inversores y el tablero fotovoltaico (Ver Figura 25), de manera que el fiscalizador y el propietario de la instalación puedan revisar con facilidad la disposición de estos equipos.

Figura 25: Ejemplo de Layout, donde se encuentran ubicados los paneles, inversores y tablero fotovoltaico, más información adicional (cotas, punto de acceso, elementos de seguridad, etc.)



8. Validación de los cálculos resultantes en los planos, cuadros de generación y cuadros de caídas de tensión

Los cálculos resultantes para los cuadros de caída de tensión y de generación deben estar desarrollados y/o explicados en la Memoria Técnica y sus resultados deben estar concordantes en cada uno de los planos donde corresponda.

La Instrucción Técnica RGR 01/2014 en su Numeral 5.2.6 letra d) dice que los planos deberán contar con un cuadro de generación en el cual se indiquen los valores particulares y totales de potencia, voltaje, corriente, sección, tipo de conductores, protecciones y todos los elementos eléctricos que forman parte de la unidad de generación, dando a conocer el valor total nominal y máximo del sistema de generación utilizado (Ver apéndice N°1. para generadoras del tipo fotovoltaico).

Además, en su Numeral 5.2.6 letra i) señala que los planos deberán contar con un cuadro de caídas de tensión, el que deberá registrar, todas las caídas de tensión desde el empalme o punto de conexión a la red hasta la unidad de generación, considerando la máxima potencia de la unidad de generación (Ver Apéndice N°3).

9. Validación del diagrama unilineal a partir del empalme con sus características (debe indicar medidor bidireccional)

En la declaración TE1 que se disponga del inmueble, a cuya red se va a conectar la instalación fotovoltaica, debe verificarse que los diagramas unilineales presentados sigan en concordancia con lo que se encuentra ya instalado. En caso contrario, el Instalador Eléctrico deberá adaptar los diagramas unilineales que correspondan para que representen fielmente la red interna hasta el empalme.

Una vez confeccionados los diagramas unilineales, estos deben ser verificados nuevamente en terreno, revisando que los componentes señalados efectivamente se encuentran en el orden que corresponden. También se debe corroborar la ubicación del medidor bidireccional del empalme (Ver Figura 26).

Figura 26: Ejemplo de medidor bidireccional



Los diagramas unilineales que sean entregados junto con la declaración TE-4, deben representar a cabalidad tanto la planta fotovoltaica como la red interior del inmueble a la cual será conectada. Una descripción detallada de los diagramas unilineales solicitados y su contenido se encuentran en el ítem 2 de este capítulo.

10. El tipo de aislamiento y capacidad de transporte del alimentador y los conductores CA cumplen con la normativa vigente

El Numeral 11.17 de la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 explica con respecto a la capacidad de transporte del alimentador que 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.

Para un correcto dimensionamiento de los conductores en el lado de CA, se debe revisar la explicación que se ha desarrollado en las secciones b.1) y b.2) del ítem 1 del Capítulo 2: Memoria y Antecedentes, de esta Guía, en las cuales se explican las formas correctas para calcular la corriente que deben ser capaces de transportar los conductores requeridos así como también las caídas de tensión que estos producen, de manera de cumplir también con este requisito al momento de seleccionar un conductor.

Para el tipo de aislamiento que deben presentar todos los conductores utilizados en la planta fotovoltaica, se debe tomar en cuenta que para conductores CC, el Numeral 11.16 de la Instrucción Técnica menciona que la tensión del aislamiento del conductor de lado de CC no deberá ser menor a 1,25 veces de la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en condiciones estándar, mientras que el Numeral 11.18 señala que los sistemas fotovoltaicos deberán poseer resistencia de aislamiento igual o superior a los valores señalados la Tabla N°2.

Para determinar la resistencia de aislamiento que deben tener los conductores de CC (que también aplica para conductores de CA), se debe determinar primero la tensión del sistema, multiplicando por 1.25 la tensión de circuito abierto de los strings (ver Tabla 13) o la tensión de línea de la red según corresponda. Se recomienda que el aislamiento sea de al menos 1MΩ en cualquier caso.

Tabla 13: Valores mínimos de resistencia de aislamiento para diferentes tensiones (Tabla nº 2 RGR 02/2014)

Método de ensayo	Tensión del sistema ($V_{cc\text{-}str} \times 1,25$) 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

Para medir la resistencia de aislamiento se debe aplicar una tensión que se encuentra definida en la tabla anterior (columna Tensión de Ensayo) a cada conductor según la tensión del sistema y luego se debe medir la resistencia entre fases, fase-neutro y fase-tierra (Ver Figura 27).

Figura 27: Medición de aislamiento entre dos conductores



Existen varios métodos de medida aceptados, de los cuales se procede a detallar tres, que deben ser realizados en orden para verificar el correcto aislamiento de los conductores. Para todas estas medidas debe ocuparse un megóhmetro.

1) Medición de corto plazo: Se aplica la tensión de ensayo durante 60 segundos y se toma el valor de la resistencia de aislamiento en el segundo 60. Se recomienda normalizar la medida a una temperatura estándar y un cierto nivel de humedad establecido (lo más pequeño posible), debido a que la resistencia de aislamiento medida con este método se ve altamente perturbada por estas variables. Por ejemplo, un aumento de 10°C en la temperatura se puede traducir en una disminución

de un 50% de la resistencia de aislamiento y viceversa, mientras que la humedad afecta en función de la contaminación ambiente que exista sobre el conductor.

2) Medición tiempo – resistencia: Se realiza la misma acción del método anterior, pero en un tiempo más largo (por ejemplo 10 minutos) y se obtienen medidas de la resistencia de aislamiento en distintos momentos puntuales, para eliminar cualquier error de medición o variable que no haya sido bien controlada en alguna de estas mediciones. Un buen aislamiento mostrará un aumento continuo en la resistencia a medida que transcurre el tiempo.

3) Relación de absorción dieléctrica: Se realizan dos medidas independientes a 30 y 60 segundos y se calcula una relación entre ambas resistencias de aislamiento:

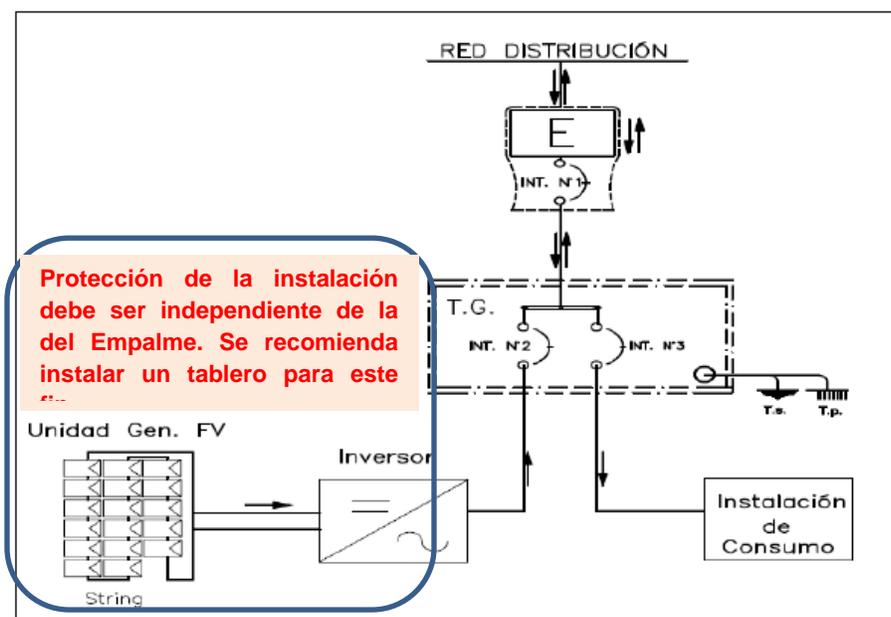
- Relación 60/30 menor a 1.25: Posibles problemas de aislamiento.
- Relación 60/30 mayor a 1.25 y menor a 1.6: Buen aislamiento.
- Relación 60/30 mayor a 1.6: Excelente aislamiento.

11. Instalación cuenta con protecciones independientes para el generador y la instalación de consumo. (Interruptor termomagnético y protector diferencial)

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 16.2 indica que: “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”.

Sin embargo, esta protección debe ser independiente de la protección del empalme (ver Figura 28), de manera que su desconexión no impida el suministro de energía a la red interna de la propiedad, tal como se explicita en la continuación de este mismo numeral: 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 13.14 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.

Figura 28: Localización de los interruptores de desconexión con la red (Figura n° 2, RGR n° 02/2014)



Además del esquema de la Figura 26, también debe tomarse en cuenta que existen otras formas de proteger la planta fotovoltaica y aislarla con respecto al Empalme. Se debe contar con un tablero fotovoltaico que esté dedicado a la instalación fotovoltaica, como etapa intermedia entre el inversor y el empalme, que cuente a lo menos con un interruptor magnetotérmico tetrapolar y una protección diferencial.

Debe también tomarse en cuenta que según el Artículo 7.1.2.4 de la NCh 4/2003: Las derivaciones tomadas desde un alimentador deberán protegerse contra las sobrecargas y los cortocircuitos. Se exceptuarán de esta exigencia a aquellas derivaciones de no más de 10 m de largo, cuya sección no sea inferior a un tercio de la del alimentador y que sean canalizadas en ductos cerrados y a aquellas que queden protegidas por la protección del alimentador. Por lo tanto, si la distancia del alimentador existente entre el tablero fotovoltaico y el punto de conexión de la instalación fotovoltaica supera los 10 metros, debe colocarse un disyuntor adicional en el tablero a cuyas barras se conecta la generadora, o bien colocar un tablero adicional que cuente con esta protección y que esté ubicado en las cercanías del tablero que tendrá el punto de conexión.

Con respecto a las características que debe tener el interruptor general del sistema fotovoltaico, se recomienda ver el ítem 7 del Capítulo 4: Terreno, de esta guía. Sin perjuicio de lo anterior, también la planta fotovoltaica debe contar con una protección diferencial, la cual según el tamaño de la instalación debe ser de a lo más 300 mA o 30 mA. Para mayor información ver el ítem 8 del mismo Capítulo mencionado de la guía.

12. La caída de tensión entre el empalme y la UG indicadas, no deben superar el 3% y la caída de tensión entre el inversor y paneles no debe superar el 1,5%

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en sus Numerales 11.8 y 11.11 explica respectivamente para los casos de CA (entre la UG y el Empalme) y de CC (entre los paneles y los inversores, incluyendo tableros CC si hubiera) que:

- 11.8: 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 %.
- 11.11: 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 unidad de generación sea inferior del 3%.

El dimensionamiento de los conductores debe realizarse tal como se ha mencionado en el ítem 1 del Capítulo 2: Memoria y Antecedentes, de esta guía, tomando en cuenta, tanto la capacidad de transporte, como la caída de tensión que se produce en ellos para una cierta corriente y distancia.

13. El valor de resistencia de puesta a tierra de servicio y protección (neutralización) indicados, cumplen con la NCh Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm)

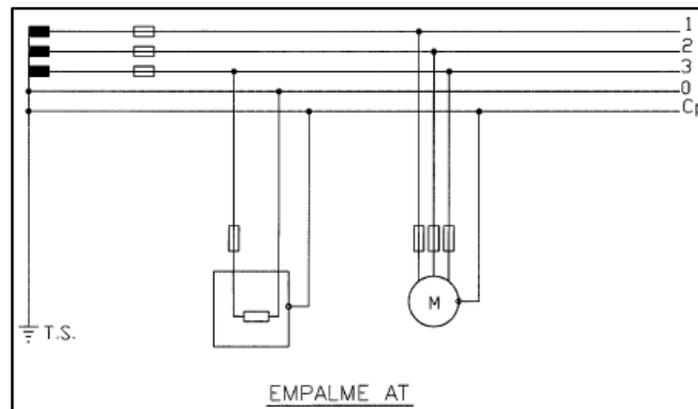
El conductor neutro se debe conectar a la puesta a tierra de protección (neutralización), tal como se exige en Numeral 14.3.2 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 para conexiones TT o TN: En caso de instalaciones sin separación galvánica, la instalación será TT o TN, de acuerdo a la IEC 60634-4-41, 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. La conexión TT debiera ser la forma típica de puesta a tierra para proyectos fotovoltaicos.

Se exige que la puesta a tierra del punto de conexión de la instalación fotovoltaica no deba superar los 20 Ohm, tal como está señalado en el Numeral 9.2.7.4 de la NCh 4/2003 con respecto a la neutralización, donde se indican algunos aspectos clave que son:

- La red de distribución deberá cumplir lo establecido en 10.1.6. (Exigencias para puestas a tierra de servicio en instalaciones de consumo conectadas a la red de media tensión a través de transformadores, que debieran haber sido cumplidas por la empresa distribuidora que ha realizado la instalación del empalme, y que deben ser verificadas por el instalador eléctrico que declara el proyecto fotovoltaico).
- Los dispositivos de protección deberán ser disyuntores o fusibles.
- La corriente de falla estimada en el punto será de una magnitud tal que asegure la operación de las protecciones en un tiempo no superior a 5 segundos.
- Todas las carcasas de los equipos deberán estar unidas a un conductor de protección, el que estará unido al neutro de la instalación.
- En caso de instalaciones alimentadas desde una subestación propia, el conductor de protección se conectará directamente al borne de neutro del transformador o al electrodo de tierra de servicio del mismo. En este caso la resistencia de la puesta a tierra de servicio de la subestación deberá tener un valor inferior a 20 Ohm, que debe ser medible en una cámara de registro.

Estos dos últimos puntos anteriores deben cumplirse especialmente para clientes que poseen un tipo de tarifa en Alta Tensión (AT) con la empresa distribuidora respectiva (Ver Figura 29).

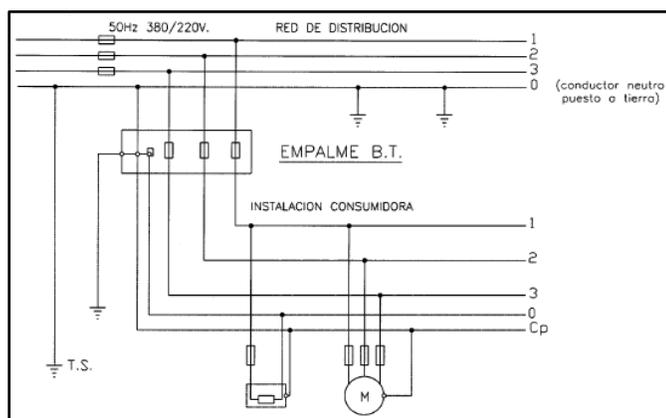
Figura 29: Neutralización cuando la conexión se realiza a un Empalme de alta tensión (NCh 4/2003 Hoja de Norma nº14)



- En caso de instalaciones con empalme en BT el conductor de protección se conectará al neutro en el empalme, debiendo además asociarse el sistema de neutralización a otro sistema de protección contra contactos indirectos que garantice que no existirán tensiones peligrosas ante un eventual corte del neutro de la red de distribución.

Esto debe cumplirse especialmente para clientes que poseen un tipo de tarifa en Baja Tensión (BT), donde se exige entonces que la puesta a tierra de protección además de estar conectada con el neutro del empalme, tenga una puesta a tierra adicional, que permita una mayor protección, en caso de una falla sobre este neutro (Ver Figura 30).

Figura 30: Neutralización cuando la conexión se realiza a un Empalme de baja tensión (NCh 4/2003 Hoja de Norma n°14)



- La sección del conductor de protección será igual a la del neutro.
- El conductor de protección será aislado y de iguales características que el neutro.

Para sistemas IT que presentan neutro aislado de tierra (en inmuebles donde se requiere una continuidad de servicio crítica), solamente la puesta a tierra de protección deberá cumplir con un valor menor a 20 Ohm. El conductor neutro de la instalación fotovoltaica se conectará al neutro del empalme, el cual se encuentra aislado de tierra, tal como se explica en el Numeral 14.3.1 de la Instrucción Técnica: En caso de instalaciones con separación galvánica, podrá utilizarse el sistema IT o de neutro aislado, de acuerdo a la IEC 60364-4-41, 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.

Para las instalaciones fotovoltaicas, las puestas a tierra de protección deben considerar al menos:

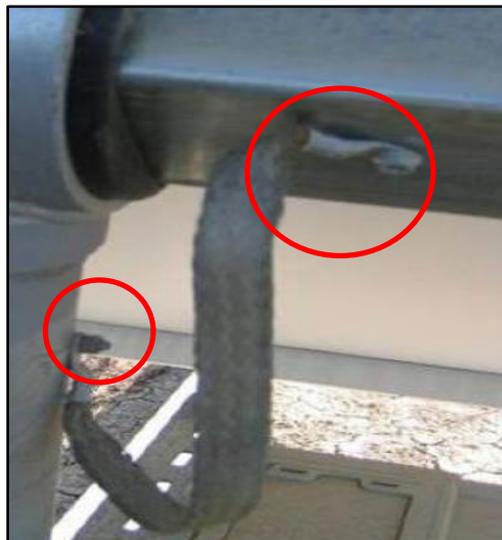
- Puesta a tierra de las estructuras de soporte de paneles en al menos 4 puntos: Todas las partes metálicas de la estructura, incluyendo aquellas en las que no hay contacto directo por estar separadas mediante materiales no conductores, deben estar interconectadas y puestas a tierra conjuntamente con la tierra de protección¹. Ver ejemplos en la Figura 31 y Figura 32.

¹ Buenas y malas prácticas: Manual para mejorar la calidad y reducir el coste de los sistemas fotovoltaicos", F Martínez-Moreno y N Tyutyundzhiev. PV CROPS, Seventh Framework Programme.

Figura 31: Puesta a tierra en la estructura de un pilar



Figura 32: Puesta a tierra de un elemento de la estructura que no está en contacto directo con un pilar que se encuentra aterrizado



- Todos los marcos de los módulos fotovoltaicos deben estar aterrizados, es decir conectados entre ellos y a la estructura de soporte. En la Figura 33 se muestra un ejemplo de cómo se debe realizar la puesta a tierra entre módulos y en la Figura 34 un ejemplo de cómo está incorrectamente realizado el aterrizaje². Para realizar la conexión de puesta a tierra, los módulos cuentan con orificios, a los cuales deberá conectarse el cable de protección respectivo. De esta forma se conectan las puestas a tierra entre los módulos (Ver Figura 35) y entre el módulo y la estructura (Figura 36).

² Buenas y malas prácticas: Manual para mejorar la calidad y reducir el coste de los sistemas fotovoltaicos", F Martínez-Moreno y N Tyutyundzhiev. PV CROPS, Seventh Framework Programme.

Figura 33: Forma **correcta** de realizar la conexión de las puestas a tierra de los módulos fotovoltaicos

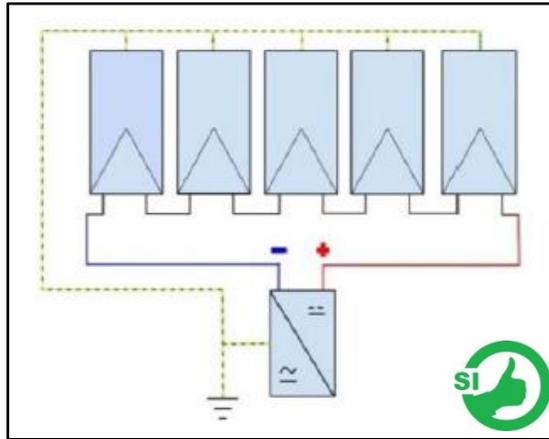


Figura 34: Forma **incorrecta** de realizar la conexión de las puestas a tierra de los módulos fotovoltaicos. La alternativa es aterrizar el campo fotovoltaico en cuatro puntos diferentes

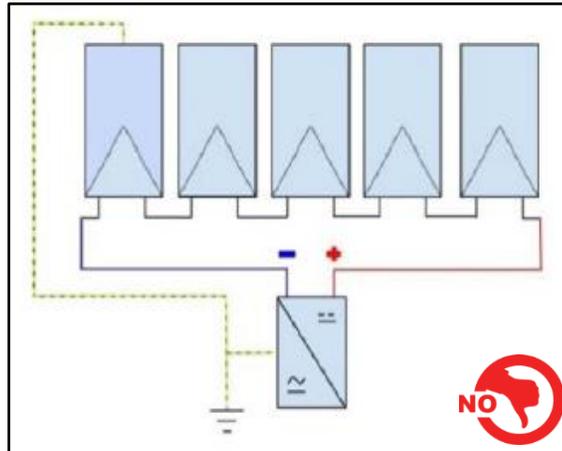


Figura 35: Conexión de puesta a tierra entre módulos fotovoltaicos, utilizando los orificios disponibles para ello



Figura 36: Conexión de puesta a tierra del marco de un módulo con la estructura



- La carcasa de los inversores y tableros debe estar aterrizada es decir todas las carcasas de los inversores y de los tableros también deben contar con una puesta a tierra conectada a la tierra de protección. Algunos inversores presentan su puesta a tierra internamente, la cual luego es obtenida del inversor a través de un quinto conductor (en inversores trifásicos) o un cuarto conductor (en inversores monofásicos). Por ejemplo, a algunos inversores trifásicos pueden conectarse conductores de CA de 5 polos: 3 fases, neutro y tierra, donde este último conductor luego puede ser conectado al sistema de puesta a tierra.
- Cajas string box o junction box aterrizadas: Todas las string boxes, al igual que todos los tableros eléctricos deben tener una puesta a tierra para su gabinete.
- La canalización bandeja porta conductora con tapa debe estar aterrizada cada 2 metros con cable de cobre desnudo, cuya sección mínima será de 8.37 mm^2 tal como es señalado en el Artículo 8.2.19.29 de la NCh 4/2003. Se debe recordar que la resistencia de puesta a tierra debe ser de como máximo 20 Ohms.

14. La tensión máxima de la UG en lado de CC, no supera los 1000 V

El Numeral 5.7 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 destaca que la tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1000 V.

Actualmente, los principales equipos (paneles, inversores, conectores y protecciones) utilizados en el lado de CC están diseñados para soportar una tensión máxima de 1000 V DC, la cual no debe ser superada de lo contrario podría generar posibles pérdidas de aislación y por ende riesgos de cortocircuitos. Esta tensión se asocia a la tensión de circuito abierto, que es la mayor tensión que puede originarse en un sistema fotovoltaico.

La tensión de circuito abierto de un string se calcula multiplicando el voltaje de circuito abierto del panel, por el número de paneles que componen el string (recordando que para conexiones en serie, los voltajes se suman). Luego se debe cumplir lo señalado en la expresión (12):

$$VOC_{panel} \times N_{Paneles \ string} \leq 1000 \text{ V} \quad (12)$$

Donde VOC_{panel} es el voltaje de circuito abierto del panel y $N_{paneles\ string}$ es el número de paneles que conforman el string.

Para lugares donde la temperatura ambiente es menor a 25° C (temperatura a la cual están definidas las condiciones STC), se debe ajustar el valor VOC según el coeficiente de temperatura (de aproximadamente -0.3 %/°C para módulos con tecnología de silicio). Por ejemplo en lugares donde puedan existir condiciones de irradiancia máxima, pero con temperatura ambiente de 10°C, el VOC podría ser un 4.5% mayor al indicado por defecto para condiciones STC.

Algunos de los riesgos que pueden surgir al superar la tensión de 1000V son:

- 1) Que las celdas que componen los paneles fotovoltaicos pierdan aislación con respecto a otras partes del módulo, como pueden ser los marcos o entre ellas mismas generando corrientes parásitas.
- 2) Que los conectores MC4 (o equivalentes) pierdan aislación con respecto al entorno.
- 3) Que los fusibles instalados en los paneles, tableros CC o inversores no puedan eliminar el arco eléctrico al entrar en operación, frente a cortocircuitos.

Ejemplos de la tensión máxima que soportan los paneles e inversores están también señalados en las fichas técnicas de los paneles (Ver Figura 37, Figura 38 y Figura 39) e inversores respectivamente (Ver Figura 40 y Figura 41), como se muestra a continuación, destacado en rectángulos azules.

Figura 37: Ejemplo 1 de mención a tensión máxima de 1000 V en paneles

ELECTRICAL DATA / STC*			
	270M	275M	280M
Nominal Max. Power (Pmax)	270 W	275 W	280 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.1 V	31.3 V	31.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.67 A	8.80 A	8.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.3 V	38.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.19 A	9.31 A	9.43 A
Module Efficiency	16.50 %	16.80 %	17.11 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

Figura 38: Ejemplo 2 de mención a tensión máxima de 1000 V en paneles

ESPECIFICACIONES										
Tipo de módulo	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmáx)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Eficiencia del módulo (%)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C ~ +85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de PMAX	-0.41%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.31%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.06%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

Figura 39: Ejemplo 3 de mención a tensión máxima de 1000 V en paneles

OPERATING CONDITIONS	
Max. system voltage	1000Vdc
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 to 194°F (-40 to 90°C)
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	113 psf (5400 Pa)
Max. static load, back (e.g., wind)	50 psf (2400 Pa)
Hailstone impact	1 in (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

Figura 40: Ejemplo 1 de mención a tensión máxima de 1000 V de entrada en inversores

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC) Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ = 1)	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3

Figura 41: Ejemplo 2 de mención a tensión máxima de 1000 V de entrada en inversores

Technical data and types		
Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	300 V (typ.; 200...600 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{min}...V_{max}$)	0.7 x V_{max} ...950 V	
Rated DC input voltage (V_{DC})	620 V	
Rated DC input power (P_{DC})	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{DC}	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null (800V≤ V_{MPPT} ≤950V)	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{DC} , max unbalance example	12000 W (480V≤ V_{MPPT} ≤800V) the other channel: P_{DC} -12000W (350V≤ V_{MPPT} ≤800V)	16000 W (500V≤ V_{MPPT} ≤800V) the other channel: P_{DC} -16000W (400V≤ V_{MPPT} ≤800V)
Maximum DC input current ($I_{DC,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPT,max}$)	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	
Number of DC inputs pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X and -S2F Versions)	
DC connection type	1 (5 in -S2X and -S2F Versions)	
	Tool Free PV connector WM / MC4 (Screw terminal block on standard and -S2 versions)	

15. La UG conectada a un empalme monofásico no supera los 10 Kw

La Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión en su Artículo 4-1, indica que: La capacidad instalada del EG debe ser inferior a la capacidad del empalme. En particular, si el empalme del usuario o cliente final es monofásico, la capacidad instalada del EG debe ser menor a 10 kW. Sin perjuicio de lo anterior, el usuario podrá solicitar la ampliación de su empalme para hacer factible la instalación de EG de potencia mayor a la señalada.

La capacidad del equipamiento de generación no debe superar los 10 kW (entendiendo esta capacidad como la mínima entre el total de módulos e inversores, como ha sido explicado anteriormente) cuando el empalme al cual se conectará la instalación es de modalidad monofásica. En caso que el cliente desee instalar una capacidad mayor a 10 kW, debe solicitar a la empresa distribuidora respectiva el cambio del empalme para que sea trifásico (con una capacidad mayor a la suma de la capacidad de los equipos), debido también a lo señalado en el Artículo 4-2: Cuando la capacidad instalada de la totalidad de los EG, conectados en un mismo empalme, sea mayor o igual 10 kW, deberá ser conectado a la red como generador alterno trifásico simétrico.

Esta exigencia puede ser cumplida mediante una conexión comunicativa entre los EG monofásicos, o bien mediante el uso de EG trifásicos. En el caso de EG monofásicos, se deberá garantizar que el desbalance sea inferior o igual a 5 kVA.

Es importante tener en consideración que, en caso de que el EG no sea mayor a 10 kW y el empalme sea trifásico, se puede realizar la conexión del equipamiento como indica el último párrafo de este último artículo: Si el empalme del usuario o cliente final es trifásico y la capacidad instalada de la totalidad de los EG no supera los 10 kW, podrán conectarse a la red, como un generador monofásico, bifásico o trifásico conformado por EG monofásicos sin conexión comunicativa. Esto en términos simples significa que los inversores monofásicos bajo esta modalidad no necesitan estar coordinados para inyectar una potencia con un desbalance inferior o igual a 5 kVA.

16. La UG de potencia superior o igual a 10 kW, conectada a un empalme trifásico, son UG trifásicas simétricas

El Artículo 4-2 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión señala que: Cuando la capacidad instalada de la totalidad de los EG, conectados en un mismo empalme, sea mayor o igual 10 kW, deberá ser conectado a la red como generador alterno trifásico simétrico.

Esta exigencia puede ser cumplida mediante una conexión comunicativa entre los EG monofásicos, o bien mediante el uso de EG trifásicos. En el caso de EG monofásicos, se deberá garantizar que el desbalance sea inferior o igual a 5 kVA.

Si la capacidad instalada total de los EG es igual o superior a 10 kW, la UG debe conectarse a un empalme trifásico. Si los EG son equipos monofásicos, deberá armarse una sola unidad trifásica la cual debe estar equilibrada, o bien presentar un desbalance de máximo 5 kVA.

17. El conductor CC utilizado en la UG es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Cumple con la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007)

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 11.6 indica que los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.

En el mercado chileno e internacional existe una gran variedad de conductores que son utilizados en proyectos fotovoltaicos y que están mencionados en la Instrucción Técnica. Si se desea instalar un conductor que no está mencionado en la Instrucción Técnica, este debe cumplir con la Norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007: “Requirements for cables for use in photovoltaic-systems”, el cual exige entre otras características una alta resistencia del conductor a condiciones de intemperie, como es la radiación solar directa y rayos UV, resistencia a un alto rango de temperaturas ambiente, a cortocircuitos, a la absorción de agua, al impacto, a la abrasión, al desgarramiento y con una cubierta no propagadora de llama, libre de halógenos, con baja emisión de gases corrosivos y baja opacidad de humos.

A continuación, se muestra en la Figura 42, Figura 43 y Figura 44 la ficha técnica de uno de los conductores de CC que son aprobados para su uso en instalaciones fotovoltaicas PV ZZ-F (AS).

Figura 42: Imagen de los conductores PV ZZ-F (AS)



Figura 43: Características generales del conductor PV ZZ-F (AS)

CARACTERÍSTICAS

- Conductor: Flexible clase 5/6
- Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior
- Libre de halógenos
- Instalación al aire libre: permanente
- Temperatura mínima de servicio móvil: -40°C
- Marcaje: metro a metro
- Baja emisión de humos. Transmitancia luminosa >60%
- Resistencia al agua: AD7 Inmersión
- Temperatura máxima del conductor: 120°C
- No propagación de la llama
- Baja emisión de gases corrosivos
- Resistencia a los ataques químicos: excelente
- Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)
- No propagación del incendio
- Respetuoso con el medio ambiente
- Resistencia a las temperaturas ambientales extremas: excelente
- PV instalaciones solares fotovoltaicas
- Intemperie

Figura 44: Dimensiones del conductor PV ZZ-F (AS)

DIMENSIONES					
Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	5,6	52	41	33	2,3,0
1 x 4	6,1	68	55	44	14,3
1 x 6	6,7	89	70	57	9,49
1 x 10	7,8	136	98	79	5,46
1 x 16	8,8	193	132	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	176	1,58

18. Los dispositivos de sobrecorriente en el lado CC están bien dimensionados. (Deben conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no superior a la corriente inversa máxima que soporta los módulos que forman parte del string. Este punto no aplica para microinversor)

La Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 en su Numeral 13.8, determina para el dimensionado de las protecciones de sobrecorriente que: Los dispositivos de sobrecorriente 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.

El dispositivo de sobrecorriente debe ser capaz de conducir una corriente no inferior a 1.25 veces la corriente máxima del string, la cual se encuentra indicada como la corriente de cortocircuito en la ficha técnica de los módulos (Ver Figura 45). Sin embargo, este dispositivo no debe conducir más que la corriente inversa que puede ser generada, ni tampoco ser mayor a la capacidad de transporte del conductor (ver ítem siguiente para mayor información y ejemplos).

Figura 45: Ejemplo de corriente máxima de los módulos

ELECTRICAL DATA / STC*			
CS6K	270M	275M	280M
Nominal Max. Power (Pmax)	270 W	275 W	280 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.1 V	31.3 V	31.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.67 A	8.80 A	8.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.3 V	38.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.19 A	9.31 A	9.43 A
Module Efficiency	16.50 %	16.80 %	17.11 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

19. Los conductores seleccionados en el lado de CC de la unidad de generación no deben ser inferior a 1,25 veces la capacidad del dispositivo de sobrecorriente. (Para los casos indicados en el punto 12.7 de la RGR-02, el conductor seleccionado debe soportar la máxima corriente inversa que se pueda generar) (No aplica para microinversor)

La capacidad del conductor del lado CC debe ser mayor que la capacidad de protección de sobrecorriente asociada al mismo, considerando que en caso contrario, frente a una corriente alta (por ejemplo debido a un cortocircuito), el conductor podría sufrir daños sin que la protección respectiva entre en operación. Esta condición debe ser recurrente en todas las etapas en las cuales exista transmisión en CC, por ejemplo, desde los strings hasta el tablero de CC y desde el tablero de CC hasta el inversor.

Para un correcto dimensionamiento de los conductores y las protecciones de sobrecorriente en el lado CC, deben tomarse en cuenta de la Instrucción Técnica, los Numerales:

- 11.9: para el dimensionado de los conductores, se indica que los conductores del lado de CC, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente obtenida del cálculo indicado en el punto 13.8 y/o para soportar la corriente inversa máxima que se pueda generar en la unidad de generación.
- 13.8: para el dimensionado de las protecciones de sobrecorriente, se indica que los dispositivos de sobrecorriente 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.

Luego se debe cumplir las expresiones (13) y (14), que dicen:

$$Cap\ Trans_{Conductor\ CC} \geq 1.25\ Cap\ Prot_{Conductor\ CC} \quad (13)$$

$$Cap\ Prot_{Conductor\ CC} \geq 1.25\ Corriente_{Max} \quad (14)$$

Y además también se debe cumplir lo señalado en las expresiones (15) y (16):

$$Cap\ Trans_{Conductor\ CC} \geq Corriente_{Inversa\ Max} \quad (15)$$

$$Cap\ Prot_{Conductor\ CC} \leq Corriente_{Inversa\ Max} \quad (16)$$

Donde:

Cap Trans_{Conductor CC}: Capacidad de transmisión del conductor utilizado en corriente continua, medido en Amperes.

Cap Prot_{Conductor CC}: Capacidad de protección de la protección de sobrecorriente del conductor, medida en Amperes.

Corriente_{Max}: Corriente de cortocircuito de un String o de un conjunto de ellos, cuya corriente es transmitida por el conductor, medido en Amperes.

Corriente_{Inversa Max}: Corriente inversa máxima que es capaz de generarse en un String o un conjunto de ellos, medida en Amperes.

Esta protección de sobrecorriente puede encontrarse en el tablero de CC (cuando se utilice este tipo de tableros), o bien directamente en los inversores, según está indicado en la Instrucción Técnica en los siguientes Numerales:

- 9.7: Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.4.2, deberán cumplir con la norma IEC 61439-1 y contar con los siguiente 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) Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
 - h) El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.
- Para el caso de los inversores, el Numeral 12.6 señala que: “Los inversores denominados inversores string, deberán contar internamente o externamente con protecciones contra descargas eléctricas, protecciones de sobre tensión, y protecciones de sobre intensidad por cada string y deberán garantizar que no exista circulación de corriente inversa mayores a las admisibles por los módulos fotovoltaicos conectados a él.

Para este último caso, existe una excepción según el Numeral 12.7 de la Instrucción Técnica que señala: Las protecciones de sobre intensidad indicadas en el punto 12.6, podrán omitirse solo cuando la unidad de generación este conformada por un máximo de dos string, conectados en forma directa al inversor, siempre que la suma de las corrientes máxima de los dos string, no excede la capacidad de corriente del conductor y no exceda la corriente máxima inversa de los módulos.

Ejemplo práctico 1: Evaluación del tramo existente entre un string y la protección de sobrecorriente de un inversor, considerando la siguiente información:

- Strings: 1
- Corriente de cortocircuito de cada string: 10 A
- Corriente inversa máxima de cada string: 15 A

Luego:

$$\begin{aligned} \text{Corriente}_{Max} &= 10 \text{ A} \times 1 = 10 \text{ A} \\ \text{Corriente}_{Inversa Max} &: 15 \text{ A} \times 1 = 15 \text{ A} \\ 15 \text{ A} &\geq \text{Cap Prot}_{Conductor CC} \geq 12.5 \text{ A} \text{ (que es } 10 \text{ A} \times 1.25) \\ \text{Cap Trans}_{Conductor CC} &\geq 1.25 \times \text{Cap Prot}_{Conductor CC} \end{aligned}$$

Así por ejemplo, para el caso particular, bastaría con que la protección asociada sea de 15 A y el conductor tenga una capacidad de 20 A.

Ejemplo práctico 2: Evaluación del tramo existente desde una barra, a la cual se han conectado tres strings en paralelo en un tablero de CC y la protección de sobrecorriente del inversor, considerando la siguiente información:

- Strings: 3
- Corriente de cortocircuito de cada string: 10 A
- Corriente inversa máxima de cada string: 15 A

Luego:

$$\begin{aligned} \text{Corriente}_{Max} &= 3 \times 10 \text{ A} = 30 \text{ A} \\ \text{Corriente}_{Inversa Max} &: 15 \text{ A} \times 3 = 45 \text{ A} \\ 45 \text{ A} &\geq \text{Cap Prot}_{Conductor CC} \geq 37.5 \text{ A} \text{ (que es } 30 \text{ A} \times 1.25) \\ \text{Cap Trans}_{Conductor CC} &\geq 1.25 \times \text{Cap Prot}_{Conductor CC} \end{aligned}$$

Así por ejemplo, para el caso particular, bastaría con que la protección asociada sea de 40 A y el conductor tenga una capacidad de a lo menos 50 A.

20. Verificar que los arreglos cumplan con las configuraciones string, central o microinversor descritos en el punto 9.4 y 9.5 del RGR-02

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en sus Numerales 9.4 y 9.5 establece la forma de conexión que debe realizarse entre cada string y el inversor, según el tipo de inversor.

- **9.4:** Cada arreglo o string de la unidad de generación fotovoltaico deberá conectarse al inversor fotovoltaico de la siguiente manera:
- 9.4.1. Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los denominados inversores string, en que cada string se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

Es importante destacar que los inversores pueden tener más de una entrada para más de un strings (Ver Figura 46 con un ejemplo de un inversor con varias entradas para strings).

Figura 46: Inversor que presenta varias entradas para strings



- 9.4.2. Mediante una caja de conexiones de string o junction box acorde a lo descrito en el punto 9.7. Se utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los denominados inversores centrales o para aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más strings.

Además se sugiere que la caja de conexión de strings se ubique lo más próximo posible al campo fotovoltaico de manera de tener el menor recorrido posible de cables de CC sin protección (Ver figura 47)

Figura 47: Caja de conexiones de strings, próximo a los paneles solares. De esta forma los cables CC se encuentran protegidos desde el origen de los strings.



- 9.4.3. 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 (Ver Figura 48).

Figura 48: Ejemplo de conector tipo Y para una instalación que cuenta con arreglos de tecnología de capa fina



- **9.5:** En instalaciones en que se utilicen microinversores, la conexión se deberá llevar a cabo de la siguiente manera:
 - 9.5.1. Cada módulo fotovoltaico deberá conectarse de manera independiente, directamente a un microinversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.
 - 9.5.2. 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 11.10 y 11.11 para el cableado de CA.
 - 9.5.3. Cada circuito CA se conectará a una caja de conexiones de CA, de acuerdo a las especificaciones del fabricante.
 - 9.5.4. Cada circuito CA se conectará en paralelo a través de la caja de conexiones CA, formando un ramal de corriente alterna (ramal CA).
 - 9.5.5. 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 13.17.

21. Cuando se utilicen diodos de bloqueo para limitar la corriente inversa, estos deberán ser igual o superior a 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto. (No aplica para microinversor)

La Instrucción Técnica RGR 02/2014 en su Numeral 13.12 indica que: Cuando se utilicen diodos de bloqueo, su tensión asignada inversa deberá ser 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto, y deberán cumplir con las normas IEC 60529, IEC 62548 y IEC 60364-7-712.

El Numeral 9.6 de la Instrucción Técnica indica que cuando la conexión de los arreglos en serie o string se realice según lo establecido en el punto 9.4.3, los arreglos fotovoltaicos deberán contar con diodos de bloqueo o una protección equivalente que impidan que circule corriente inversa. Estos diodos son exigidos para las tecnologías de capa fina cuando se conectan módulos en paralelo, tal

como se destaca en el Numeral citado, 9.4.3: 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.

Los diodos de bloqueo, que no deben confundirse con los diodos bypass, son requeridos cuando se realizan conexiones en paralelo de los módulos, impiden que exista un flujo de corriente inversa en bloques de paneles, cuando pudiera existir una diferencia de potencial entre ellos (por ejemplo cuando una sombra tapa un panel, o simplemente cuando hay diferencias de irradiancia o temperatura entre ellos).

Por lo tanto, se requiere que estos diodos sean lo suficientemente resistentes a altas diferencias de tensión, evitando bajo cualquier circunstancia que producto de una diferencia se produzca esta corriente inversa. Considerando que la tensión máxima que pueden manejar los equipos es de 1000 V (ver ítem 14 de este capítulo), los diodos de bloqueo deberían estar dimensionados para una tensión de a lo menos 2000V.

22. Para inversores centrales, los tableros de CC o cajas de conexión, cuentan con: seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC

Según la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 en su Numeral 9.7, se indica que: Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.4.2, deberán cumplir con la norma IEC 61439-1, y 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) Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
- h) El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.

En el diagrama unilineal respectivo del tablero de CC deben estar incorporados los equipos: Seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión y fusibles o interruptores automáticos por cada polo positivo y negativo.

Dos ejemplos de tableros CC se muestran en la Figura 49 y Figura 50. En el primer caso se encuentran visibles el seccionador, el descargador de sobretensión y los fusibles que corresponden a cada string que concentra este tablero. Los bornes se encuentran protegidos detrás de una caja plástica, considerando que existe un riesgo mayor asociado al contacto con equipos en CC, los bornes de conexión y el descargador de sobretensión. En el caso de la Figura 50, se encuentran todos los elementos a la vista, sin embargo, también se encuentran debidamente protegidos, presenta una señalización adecuada e indicaciones de procedimientos de desconexión e información relevante.

Figura 49: Ejemplo 1 de tablero de CC

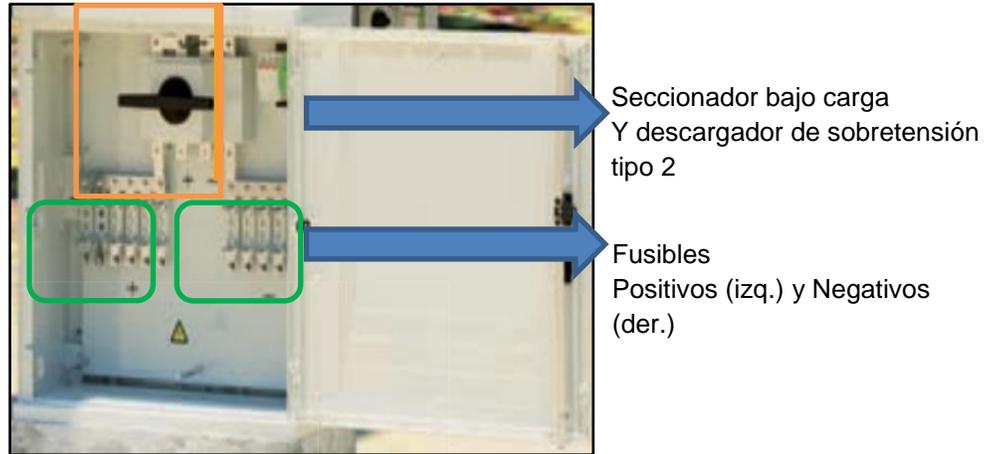


Figura 50: Ejemplo 2 de tablero de CC



Es importante destacar con respecto al seccionador del tablero de CC, que este debe estar afuera del gabinete, de manera que no sea necesario abrir el tablero para cortar el suministro de energía como se muestra en la Figura 50: Ejemplo 2 de tablero de CC. Finalmente, el tablero debe contar con una señal de advertencia que debe decir: Las piezas activas pueden tener todavía corriente continua peligrosa después de la separación del inversor fotovoltaico - IEC 60364-7-712:2002.

23. Verificación de parámetros informados en el "Informe de ensayo del generador FV" de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 su Numeral 19.4.27 señala que antes de la puesta en servicio de la planta fotovoltaica deberá realizarse la verificación de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.

Tanto en los datos de configuración y ajustes de la unidad de generación como en el Informe de ensayo del generador FV, deben encontrarse los parámetros de operación correctamente configurados de los inversores. Estos datos deben ser idénticos, pues reflejan la operación que tendrán los equipos frente a frecuencias o tensiones que se encuentren dentro del rango permitido de operación.

La explicación detallada sobre la configuración y los ajustes de operación de las protecciones RI se encuentra en el ítem 5 del Capítulo 1: Formularios y el ítem 4 del Capítulo 2: Memoria y Antecedentes, de esta guía.

CAPITULO 4: TERRENO

1. Instalación eléctrica se encuentra ejecutada

Según la NCh 10/84, que establece el procedimiento general para la puesta en servicio de una instalación interior de electricidad, en su Artículo 6.2: Los antecedentes que se deberán acompañar en la comunicación de puesta en servicio deberá contener a) Entregar el proyecto definitivo de la instalación ejecutada, el cual se ajustará a las disposiciones vigentes sobre presentación de proyectos eléctricos.

Además, la Instrucción Técnica RGR nº 01/2014 en su Numeral 5.2.6 letra j) también hace referencia a que los planos presentados a la Superintendencia deberán ser planos As-built.

La entrega del formulario TE-4 con todos sus anexos respectivos deberá representar fielmente la instalación, la cual debe estar ejecutada y terminada (Ver Figura 51).

Figura 51: Ejemplo de **correcta** instalación ejecutada



Junto con verificar que la instalación se encuentre terminada, es decir, todas las conexiones, tableros, canalizaciones, sistema de puesta a tierra, inversores conectados, string box, señalética de seguridad, entre otros. Además, debe comprobarse que todos los componentes del campo fotovoltaico se encuentran correctamente instalados y fijados y no se encuentran sometidos a esfuerzos mecánicos. Por lo tanto, el instalador debe cerciorarse de por ejemplo, que:

- Los pernos de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos se encuentran correctamente apretados (según el torque de apriete indicado por el fabricante).

- Los módulos estén fijados correctamente a las estructuras, mediante sus respectivas grapas de fijación (Ver Figura 52, Figura 53 y Figura 54, donde se muestra un ejemplo de una deficiente fijación y una correcta fijación).
- Los conectores MC4 (o equivalentes) se encuentren en buen estado y correctamente unidos tanto entre paneles, como en la conexión de los strings a los inversores.
- Las canalizaciones para uso eléctrico se encuentren debidamente cerradas y fijadas. Se sugiere utilizar bandejas porta conductores o cañería de acero galvanizada (c.a.g) para uso eléctrico, sin costura interior, de manera de evitar que la aislación o el mismo cable eléctrico se dañe al momento de su instalación.

Nota: la tubería galvanizada normal presenta una soldadura interior, conocida como rebaba o material sobrante que sobresale irregularmente por la cara interior de la tubería.

- Existe continuidad de puestas a tierra y que los módulos estén correctamente puestos a tierra.

Figura 52: Grapa de fijación del módulo, de menor altura que el marco del módulo, lo que genera una instalación deficiente



Figura 53: Ejemplo 1 de correcta instalación de la grapa de fijación del módulo

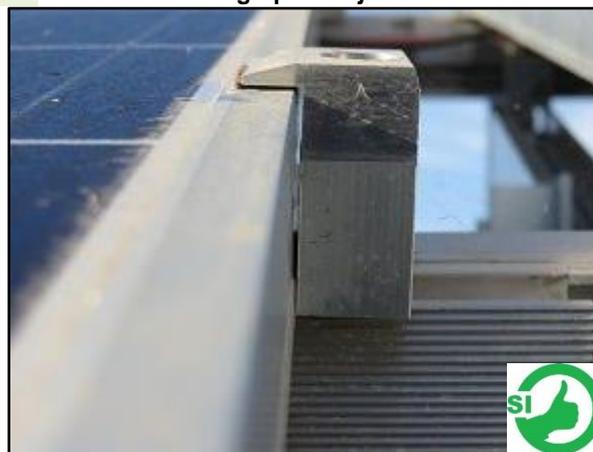
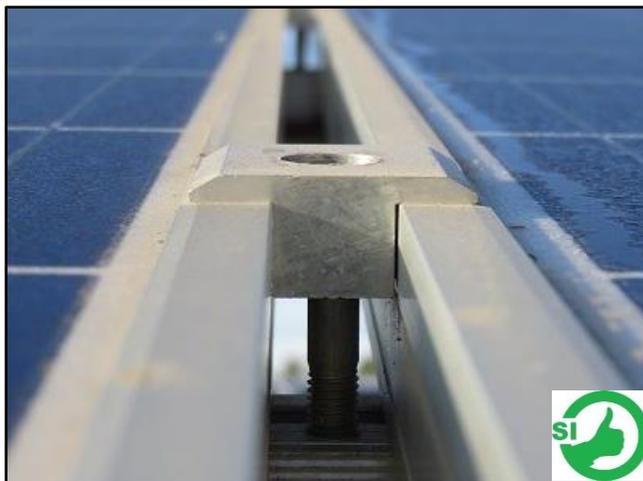


Figura 54: Ejemplo 2 de **correcta** instalación de la grapa de fijación del módulo



Más detalles y explicaciones sobre lo que debe verificarse en terreno de la planta fotovoltaica, serán abordados en los siguientes ítems de este capítulo.

2. La instalación eléctrica ejecutada concuerda con el proyecto declarado. (Diferencias importantes)

El numeral b) del Artículo 6.2 de la NCh 10/84 indica que la comunicación de puesta en servicio, deberá contener: Declaración del Instalador Eléctrico o profesional autorizado por el Reglamento de Instaladores Eléctricos en que conste que el proyecto, la ejecución y las pruebas han sido realizadas conforme al proyecto definitivo presentado y que cumplen con todas las disposiciones legales, reglamentarias y Normativas vigentes.

La instalación eléctrica ejecutada debe estar conforme al proyecto presentado en la declaración que realiza el instalador eléctrico en el formulario TE-4. El fiscalizador podrá determinar que el proyecto podría presentar diferencias importantes con respecto a lo declarado, si por ejemplo:

- Los diagramas unilineales presentados no coinciden con lo instalado en terreno (cableado, protecciones, orden de conexión).
- Los equipos representados en el plano de planta o Layout no se encuentran físicamente dispuestos según lo indicado en el mismo.
- La estructura de soporte de los módulos, no coincide con lo señalado en el plano de estructura o bien, no coincide con lo expuesto en la memoria de cálculo de la estructura, en caso que el proyecto tenga una capacidad superior a 30 kW.

3. Existe camarilla de registro de las puestas a tierra

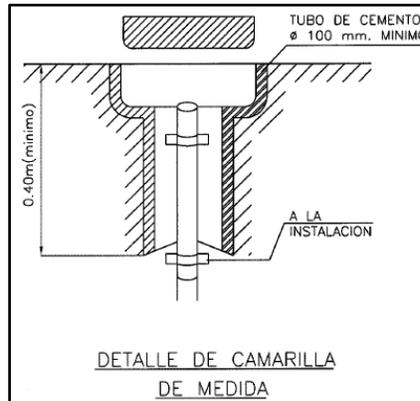
La NCh 4/2003 en su Numerales 10.4.1 y 10.4.2 señala la necesidad de que exista fácil acceso a la puesta a tierra para que esta pueda ser medida. Para ello indica lo siguiente:

- 10.4.1: Durante la construcción de una puesta a tierra deberán adoptarse las disposiciones necesarias como para que su resistencia pueda medirse sin dificultades.

- 10.4.2: Para cumplir lo establecido en 10.4.1 se dejará por lo menos un punto de la puesta a tierra accesible, de manera permanente, recomendándose adoptar una disposición como la mostrada en la hoja de Norma N° 16.

La Norma describe que esta camarilla presente en su parte superior un tubo de cemento con una tapa de cemento de 10cm de diámetro, que pueda desprenderse con facilidad, accediendo al conductor utilizado para la puesta a tierra (Ver Figura 55).

Figura 55: Dibujo explicativo de una camarilla de medida de puesta a tierra (NCh 4/2003, Hoja de norma n° 16)



4. Verificar que el valor medido de resistencia de puesta a tierra de protección y servicio esté de acuerdo a la NCh Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm)

La normativa permite la conexión de la puesta a tierra de protección al neutro de la instalación mediante un conductor de protección asociado al neutro de la instalación. Este procedimiento se llama neutralización. Una explicación detallada de este procedimiento se encuentra en el ítem 13 del Capítulo 3: Planos, de esta guía.

Para verificar que el valor de la resistencia de puesta a tierra esté por debajo de 20 Ohms, que es el valor máximo permitido, se debe realizar una medición de tierras mediante algún instrumento adecuado para ello. En la Figura 56 se puede apreciar un ejemplo donde la medición efectuada ha arrojado un valor por sobre los 20 Ohms, lo que se encuentra fuera del valor permitido por la norma.

En la Figura 57 se muestra una medición que indica que la puesta a tierra cumple con la normativa. Ambas mediciones se han realizado directamente sobre el conductor de puesta a tierra disponible utilizando para ello un medidor de tenaza.

Para puestas a tierra deficientes (mayores a 20 Ohms), debe mejorarse la puesta a tierra utilizando conductores de mayor sección y picas o barras de cobre para puestas a tierra y así, aumentar la superficie de contacto.

Figura 56: Ejemplo de medición de la resistencia del conductor de puesta a tierra, con un resultado defectuoso, mayor a 20Ω



Figura 57: Ejemplo de medición de la resistencia del conductor de puesta a tierra, con un resultado correcto, menor a 20Ω



El apéndice 7.3: “Procedimiento de Medición de Resistencia de Puesta a Tierra de la NCh 4/2003” describe una metodología simple llamada Método de Caída de Potencial. Para este método se utilizan dos electrodos: uno de referencia (tierra de referencia) y otro auxiliar (sonda de medición), y un equipo llamado óhmetro (o megóhmetro) u otro que cumpla una función equivalente.

- La tierra de referencia se ubicará en un punto que garantice estar fuera de la zona de influencia de la puesta a tierra por medir; como regla general se acepta que esto se logra ubicando la tierra de referencia a una distancia comprendida entre tres y seis veces el alcance vertical de la puesta a tierra y para una puesta a tierra enmallada este alcance vertical está representado por la longitud de su diagonal mayor.
- La corriente se inyectará al suelo a través de la puesta a tierra por medir y la tierra de referencia, y el potencial se medirá entre la puesta a tierra por medir y una sonda de posición variable.
- El desplazamiento de la sonda de medición de potencial se hará sobre tramos uniformes, recomendándose un espaciamiento de aproximadamente un 20avo de la distancia entre la puesta a tierra y la tierra de referencia. Para el caso de mediciones de tierras en instalaciones de consumo o sistemas de distribución un espaciamiento de cinco metros es recomendable.

- d) La serie de valores obtenidos se llevará a un gráfico con las distancias de enterramiento de la sonda de medición de potencial respecto de la puesta a tierra en abscisas y los valores de resistencia obtenidos en cada medición en ordenadas. Si la parte plana esperada de la curva de valores de resistencia no se obtiene, significa que no se ha logrado ubicar la tierra de referencia fuera de la zona de influencia de la puesta a tierra y la distancia entre ellas debe aumentarse hasta obtener dicha parte plana. El origen del gráfico, distancia cero, estará al borde de la puesta a tierra por medir.
- e) Si por no disponer de terreno suficiente para lograr el alejamiento adecuado entre ambas tierras no es posible obtener la parte plana de la curva, una aproximación confiable es adoptar el valor de resistencia obtenido a una distancia equivalente al 65% de la distancia entre la puesta a tierra y la tierra de referencia.
- f) Los resultados de la medición efectuada de este modo son independientes de los valores de resistencia propios de la tierra de referencia y de la sonda de medición de potencial, razón por la cual la profundidad de enterramiento de estos elementos no es un factor incidente en estos resultados.

5. Los alimentadores y conductores de los circuitos de AC quedan protegidos por la capacidad de su correspondiente protección

La NCh 4/2003 en su Artículo 7.1.2.2, indica para alimentadores AC que los alimentadores se protegerán a la sobrecarga de acuerdo a la potencia utilizada, estando limitada la protección máxima por la capacidad de transporte de corriente de los conductores.

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 13.18 indica que el interruptor general magnetotérmico indicado en el punto 13.14 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) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.
- d) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.
- e) Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas.

Según lo señalado en la Norma 4/2003 y la Instrucción Técnica, las protecciones de los circuitos AC deben proteger sobrecargas, entendiendo estas como la superación de la potencia máxima que puede ser transmitida por los inversores o por un conjunto de estos en un alimentador. Además, la capacidad interruptiva de estas protecciones debe ser mayor a la intensidad de cortocircuito del Empalme al cual se conectará la instalación fotovoltaica, lo cual es mencionado por las empresas distribuidoras en el Formulario n° 2 (Ver Figura 58, en rojo).

Si la información se entrega en kVA, para determinar la corriente aproximada en una instalación trifásica se debe ocupar la expresión (17). En caso que sea monofásica la corriente se obtiene de la expresión (18).

$$I_{CC\ Trifásico} (kA) = \sqrt{2} \frac{S_{CC\ Trafo} (kVA)}{380 \sqrt{3}} \quad (17)$$

$$I_{CC\ Monofásico} (kA) = \sqrt{2} \frac{S_{CC\ Trafo} (kVA)}{220} \quad (18)$$

Dónde:

$I_{CC\ Trifásico}$: Intensidad de corriente de cortocircuito trifásico de interrupción que debe ser capaz de despejar el interruptor, en unidades de kA.

$I_{CC\ Monofásico}$: Intensidad de corriente de cortocircuito monofásico de interrupción que debe ser capaz de despejar el interruptor, en unidades de kA.

$S_{CC\ Trafo}$: Potencia de cortocircuito indicada en el punto de conexión de la instalación fotovoltaica (y señalada en rojo en la Figura 58), en unidades de kVA

Figura 58: Formulario 2, donde se encuentra indicado el nivel de cortocircuito en el punto de conexión (en rojo)

FORMULARIO 2: RESPUESTA A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN			
Identificación de la solicitud de información	Número de Solicitud:		
	Número de Cliente:		
	Fecha de la solicitud:		
	Fecha de la respuesta:		
Datos del Solicitante			
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo		
	R. U. N.		
Persona jurídica	Razón Social		
	R. U. T.		
Información Técnica			
Conexión	Propiedad empalme	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>	
	Capacidad del empalme	_____ [kVA]	
	Tipo de empalme	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico	
	Opción tarifaria del cliente		
	Identificación Transformador de Distribución Asociado:	IU: _____ Tensiones: ____ / ____ [kV]; Potencia: ____ [kVA]	
	Listado de Usuarios o Clientes Finales ya conectados o con SC aprobada para el transformador de distribución asociado	Tecnología:	Conexión: _____ Capacidad Instalada: _____
		1. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> [kW]
2. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> [kW]		
Datos de la red:	Tipo de red BT:	3φ <input type="checkbox"/> 2φ <input type="checkbox"/> 1φ <input type="checkbox"/>	
	Potencias de Cortocircuito para diseño:	$S_{CC\ trafo}$: _____ [kVA]	
		$S_{CC\ trafo}$: _____ [kVA]	
		$S_{CC\ red\ FA}$: _____ [kVA]	
	Demanda Mínima:	En horas con sol: _____ [kW]	
En horas sin sol: _____ [kW]			
Zona geográfica:	1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/>		
Capacidad Instalada Permitida:	4 <input type="checkbox"/>		
En caso de dudas contactará a: _____			
Nombre:	Teléfono:	Nombre, cargo y firma del responsable de la información	
E-mail:			

Una vez dimensionados los conductores AC y la protección termomagnética general, se debe verificar el cumplimiento del Numeral 11.10 de la Instrucción Técnica: 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 13.14.

Si bien la Instrucción Técnica se refiere específicamente al interruptor general termomagnético establecido en el Numeral 13.14, se recomienda que entre los inversores y la barra general del tablero fotovoltaico existan a lo menos equipos fusibles que protejan el tramo existente entre ambos extremos, aun cuando el inversor pueda contar con protecciones internas de sobrecorriente.

A continuación, se realiza un ejemplo del cálculo de la sección requerida para conductores de cobre en el lado de CA para una instalación fotovoltaica de 25 kW.

Datos para el ejemplo:

- 1 Inversor de 25 kW operando con factor de potencia = 1.
- Distancia entre el inversor y el tablero fotovoltaico: 8m.
- Distancia entre el tablero fotovoltaico y el tablero general del inmueble: 10m.
- Distancia entre el tablero general del inmueble y el empalme: 15m. Conductor en este último tramo: RV-K (cobre) de 50mm² de sección.
- En todos los tramos la canalización es subterránea.
- Tensión de la red: 380 V.

Desarrollo del ejemplo:

Lo primero es calcular la intensidad máxima de corriente del inversor. Tomando en cuenta la expresión (7) desarrolladas en el ítem 1 del Capítulo 2 de esta guía, se tiene:

$$I_{Linea} (A) = \sqrt{3} \frac{P_{inversor} (W)}{380 V * 1 * (\cos \varphi)}$$

Por lo tanto, la intensidad de corriente máxima de la instalación en el lado AC será de 38.03A. Para efectos de dimensionar el conductor, este debe ser capaz de conducir a lo menos 1.25 veces esta corriente, es decir, 47.53A.

Suponiendo que se utilizará un conductor RV-K de 4 polos (desde el inversor al tablero fotovoltaico), las posibles secciones de conductor a utilizar son desde 6mm² hacia arriba (Ver Figura 59).

Figura 59: Capacidades de corriente de los conductores RV-K de distancias secciones, canalizados por ductos enterrados

RV-K FOC MULTICONDUCTOR - CALIBRES MILIMÉTRICOS SELECCIONADOS*						
Calibre mm ²	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Radio de curvatura mm	Resistencia máx. a 20 °C CC Ω/km	Capacidad de corriente A	
					Ducto enterrado (1)	Aire libre (2)
4 x 6	14,1	390	110	3,30	48	46
4 x 10	16,2	580	125	1,91	64	65
4 x 16	18,7	865	140	1,21	82	87
4 x 25	22,6	1.300	170	0,780	106	110
4 x 35	25,1	1.720	130	0,554	129	137
4 x 50	28,5	2.295	145	0,386	152	167

Por seguridad se recomienda utilizar el conductor de 10mm², especialmente en el caso que la canalización lleve otros conductores adicionales.

Finalmente, debe comprobarse que la suma de la caída de tensión total producida en los tres tramos sea menor a un 3%. Para calcular estas caídas se ocupan las expresiones (8) y (6) respectivamente que se encuentran en el ítem 1 del Capítulo 2: Memoria y Antecedentes de esta Guía:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

$$\%U_L = \frac{\sqrt{3}IR}{U_L}$$

Y además, que la resistividad de un conductor de cobre es: $0.0172 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$

Las resistencias por tramo son:

- Entre el inversor y el tablero fotovoltaico (8m): 0.0138Ω ($0.0172 \times \frac{8}{10}$)
- Entre el tablero fotovoltaico y el tablero General del inmueble (10m): 0.0172Ω ($0.0172 \times \frac{10}{10}$)
- Entre el tablero general y el empalme (15m): 0.0052Ω (considerando la sección de 50 mm^2)
($0.0172 \times \frac{15}{50}$)

Las caídas de tensión por tramo son:

- Entre el inversor y el tablero fotovoltaico (8m): 0.24% ($\sqrt{3} \times 38.03 \times \frac{0.0138}{380} \times 100\%$)
- Entre el tablero fotovoltaico y el tablero general del inmueble (10m): 0.30%
($\sqrt{3} \times 38.03 \times \frac{0.0172}{380} \times 100\%$)
- Entre el tablero general y el empalme (15m): 0.09% ($\sqrt{3} \times 38.03 \times \frac{0.0052}{380} \times 100\%$)

La caída de tensión total en el lado de CA es 0.63% , que cumple lo exigido en la normativa y por lo tanto el dimensionamiento de los conductores es correcto.

6. El tablero está rotulado y tiene cuadros indicativos de circuitos

El Numeral 19.4.1 de la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 indica que antes de la puesta en servicio de la planta fotovoltaica, debe verificarse que: La UG, módulos, tableros, conductores y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa requerida en la instrucción técnica, mientras que el Numeral 6.6 de la Instrucción Técnica señala con respecto al rotulado de los tableros eléctricos que todos los equipamientos, protecciones, interruptores y terminales deben estar rotulados.

Los tableros eléctricos deben presentar un etiquetado con la información más relevante del mismo, señaléticas de advertencia de peligro según el Numeral 6.5 de la Instrucción Técnica (Ver Figura 60 y Figura 61), y dentro del tablero todos los componentes deben encontrarse debidamente rotulados. En la Figura 62, Figura 63 y Figura 64 se muestran ejemplos de tres rotulados, donde sólo el primero cumple la exigencia. El segundo, si bien provee más información que el primero, presenta un etiquetado que puede desprenderse del tablero (papel pegado) y probablemente no permanecerá en el tiempo. El tercero, tampoco está conforme, debido a que no se encuentra legible y, además, puede borrarse con facilidad.

El tablero adicionalmente debe incluir en su cubierta cubre equipos una copia del diagrama unilineal del tablero eléctrico, que ha sido detalladamente explicado en el ítem 4.2 del Capítulo 4: Planos, de esta guía.

Figura 60: Ejemplo de etiquetado de tablero



Figura 61: Ejemplo de señalización para un tablero eléctrico



Figura 62: Ejemplo 1 de componentes rotulados dentro de un tablero eléctrico



Figura 63: Ejemplo 2 de componentes rotulados, más información de apagado de la planta fotovoltaica. Sin embargo la forma utilizada para etiquetar es vulnerable a despegarse y no permanecer en el tiempo



Figura 64: Ejemplo 3, con tablero con elementos rotulados de manera insuficiente



7. La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un interruptor magnetotérmico. (Bipolar para instalaciones monofásicas y tetrapolar para instalaciones trifásicas)

Según la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 en su Numeral 13.14, se señala que: 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 intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Se recomienda que estas protecciones se encuentren en el tablero general AC del sistema fotovoltaico. Es importante que el interruptor incluya al conductor neutro, y así ofrecer un grado de protección adicional frente a fallas en la tierra de servicio del inmueble donde se conectará la instalación. En la Figura 65 se puede apreciar un ejemplo de un interruptor tetrapolar.

Figura 65: Interruptor magnetotérmico tetrapolar, para conexión trifásica



8. La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un protector diferencial destinado a la UG. (El protector diferencial para UG menores a 10 kW de 30 mA y para iguales o mayores a 10 kW no debe ser mayor a 300 mA)

Tal como se ha desarrollado en el ítem anterior, sobre el Numeral 13.14 de la Instrucción Técnica, la instalación fotovoltaica debe contar con una protección diferencial. El Numeral 13.16 de la Instrucción Técnica señala que: La protección diferencial indicada en el punto 13.14, para unidades de generación de potencia instalada inferiores 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.

Para instalaciones de mayor tamaño, el mercado nacional hasta el momento ha presentado una oferta limitada de protecciones diferenciales para la corriente nominal de salida de la planta fotovoltaica. De esta forma se recomienda considerar también la posibilidad de instalar un sistema de protección diferencial, de operación equivalente, compuesto por un relé diferencial con corriente de operación ajustable (Ver Figura 66), que posteriormente puede enviar una señal de apertura al interruptor general de la instalación.

Figura 66: Ejemplo de relé diferencial



9. Los tableros de AC cumplen con la NCh Elec. 4/2003. (Volumen libre, uso de terminales y cubierta cubre equipos)

Con respecto al volumen libre y dimensionado de los tableros eléctricos de AC, la NCh 4/2003 en su Numeral 6.2.1.8 indica que: El tamaño de caja, gabinete o armario se seleccionará considerando que:

- El cableado de interconexión entre sus dispositivos deberá hacerse a través de bandejas no conductoras que permitan el paso cómodo y seguro de los conductores.
- Deberá quedar un espacio suficiente entre las paredes de las cajas, gabinetes o armarios y las protecciones o dispositivos de comando y/o maniobra, de modo tal de permitir un fácil mantenimiento del tablero.
- Se deberá considerar un volumen libre de 25% de espacio libre para proveer ampliaciones de capacidad del tablero.

En relación al uso de terminales, la NCh 4/2003 en su Artículo 5.4.3.3 señala que: Los alambres hasta 10 mm² de sección y los conductores cableados hasta 6 mm² podrán conectarse directamente a los terminales o puentes de conexión de los equipos, siempre que estos terminales o puentes permitan este tipo de conexión; para secciones superiores a las indicadas se exigirá un terminal de cable, salvo que el terminal o puente de conexión sea de un diseño tal que haga innecesario o inconveniente esta exigencia. En la Figura 67 se aprecia un ejemplo del correcto uso de terminales, seleccionados en amarillo.

Figura 67: Conectores correctamente utilizados para conectar los conductores con los interruptores



En caso que sea necesario el uso de terminales, se deben utilizar los indicados en el Numeral 5.4.3.2: Las uniones y derivaciones entre conductores podrán hacerse mediante soldaduras de bajo punto de fusión, soldaduras de alto punto de fusión, conectores de baja compresión o conectores de alta compresión. En el caso de usar soldaduras de bajo punto de fusión, deberá verificarse previamente que la unión o derivación sea mecánicamente resistente, y debe cumplirse lo exigido en los Números 5.4.3.4, 5.4.3.5 y 5.4.3.6:

- 5.4.3.4: La conexión entre los conductores y los terminales indicados debe hacerse de modo que exista una adecuada continuidad eléctrica, sin daño para el conductor y sin comprometer su aislación. Los terminales se unirán al conductor por alguno de los medios indicados en 5.4.3.2.
- 5.4.3.5: Las uniones y derivaciones se aislarán convenientemente, debiendo recuperar a lo menos un nivel de aislamiento equivalente al propio del conductor, utilizando para ello cintas aislantes, mufas de resinas epóxicas, cubiertas termoretráctiles o mecanoretráctiles u otros medios aprobados.
- 5.4.3.6: Las uniones no deberán quedar sometidas a tensión mecánica, excepto las uniones hechas en líneas aéreas: Las derivaciones deberán cumplir esta exigencia sin excepción.

Con respecto a la exigencia de una cubierta cubre equipos para los tableros de CA, la NCh 4/2003 en su Artículo 6.2.1.3 dice que: Todos los tableros deberán contar con una cubierta cubre equipos y con una puerta exterior. La cubierta cubre equipos tendrá por finalidad impedir el contacto de cuerpos extraños con las partes energizadas, o bien, que partes energizadas queden al alcance del usuario al operar las protecciones o dispositivos de maniobra; deberá contar con perforaciones de tamaño adecuado como para dejar pasar libremente, sin que ninguno de los elementos indicados sea solidario a ella, palanquitas, perillas de operación o piezas de reemplazo, si procede, de los dispositivos de maniobra o protección. La cubierta cubre equipos se fijará mediante bisagras en disposición vertical, elementos de cierre a presión o cierres de tipo atornillado; en este último caso los tornillos de fijación empleados deberán ser del tipo imperdible. La puerta exterior será totalmente cerrada permitiéndose sobre ella solo luces piloto de indicación de tablero energizado. Su fijación se hará mediante bisagras en disposición vertical u horizontal. Las partes energizadas de un tablero solo

podrán alcanzarse removiendo la cubierta cubre equipos, entendiéndose que esta maniobra solo se realizará por necesidad de efectuar trabajos de mantenimiento o modificaciones en el interior del tablero. Los elementos de operación de las protecciones o dispositivos de maniobra sólo serán accesibles abriendo la puerta exterior la que deberá permanecer cerrada, para lo cual deberá contar con una chapa con llave o un dispositivo equivalente.

La excepción indicada al final del artículo, que dice: Se podrá exceptuar de la exigencia de contar con puerta exterior a todo tablero de uso doméstico o similar, con no más de cuatro circuitos; no aplica, porque el tablero es parte de un sistema de generación de energía que no está relacionado con un uso doméstico.

En la Figura 68 y Figura 69 se muestran algunos ejemplos de tableros. En el primero, si bien el tablero cumple con la mayoría de lo exigido, no cuenta con una cubierta cubre equipos y solo cuenta con su puerta y sus accesorios correspondientes. En el segundo caso, se aprecia la existencia de una cubierta cubre equipos por medio de la cual se tiene acceso a los equipos de protección, pero no a las barras energizadas, así como tampoco a los conductores, siendo una etapa intermedia entre la puerta exterior y el interior del tablero.

Figura 68: Ejemplo de tablero que no cuenta con cubierta cubre equipos y sólo presenta puerta exterior



Figura 69: Ejemplo de tablero que cuenta con cubierta cubre equipos y no sólo presenta puerta exterior



Entre otros aspectos importantes que deben cumplir los tableros de CA, está que:

6.2.1.15: Los tableros deberán construirse con un índice de protección (grado IP) adecuado al medio ambiente y condiciones de instalación. En este sentido, la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 19.4.9 también indica que: Los tableros cumplen con el grado IP para el lugar donde se encuentran instalados. Así siguiendo la NA de la NCh 4/2003 se debe seguir que: De acuerdo a esta disposición no será aceptable la construcción de tableros grados IP00 y como referencia se sugiere considerar un grado IP 41 como mínimo para tableros en interior e IP44 como mínimo para tableros instalados en exterior.

10. La canalización está en conformidad con la NCh Elec. 4/2003

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en sus Numerales 11.1 a 11.4 del capítulo sobre conductores y canalización menciona lo siguiente:

- 11.1: Todos los conductores deberán ser canalizados en conformidad a los métodos establecidos en la NCh Elec. 4/2003, y deberán soportar las influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar.
- 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, al menos que los conductores de los otros sistemas estén separados por una barrera.
- 11.3: Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separada., Solo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.
- 11.4: Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.

La canalización de los conductores de CC y de CA debe cumplir a cabalidad con el capítulo Sistemas de Canalización del Artículo 8.2 de la NCh 4/2003. Este Artículo es bastante extenso debido a que existen múltiples formas de canalizar conductores en función de la ubicación, la disposición y la cantidad de los mismos que deben ser conectados entre dos puntos.

Se recomienda prestarle gran atención a este capítulo de la NCh 4/2003, en especial con respecto al tipo de canalizaciones que son utilizadas en la instalación fotovoltaica, debido a que es usualmente por una forma no adecuada de canalizar los conductores, muchos proyectos son rechazados por los fiscalizadores, en sus inspecciones en terreno.

A continuación, se citan los puntos de la NCh4/2003 que aplican directamente a instalaciones fotovoltaicas y cuando corresponda aparecerán ejemplos representativos del punto desarrollado.

Disposiciones generales sobre las canalizaciones

- 8.0.4.1: Los ductos metálicos, sus accesorios, cajas, gabinetes y armarios metálicos que formen un conjunto, deberán estar unidos en forma mecánicamente rígida y el conjunto deberá asegurar una conductividad eléctrica efectiva.

- 8.0.4.2: Se recomienda evitar, en lo posible, la mezcla de canalizaciones de ductos metálicos con ductos no metálicos. Cuando esta situación no pueda ser evitada, la unión se efectuará a través de una caja de paso metálica, la que se conectará al conductor de protección del circuito correspondiente; en caso de no existir, este conductor en esa sección del circuito, deberá ser tendido para estos fines. (Ver Figura 70).

Figura 70: Caja de paso con unión de un ducto metálico y otro no metálico



Nota: la forma correcta de realizar el cambio de ducto no metálico a otro metálico a nivel de suelo, es a través de una cámara o de una caja a este nivel. Esto es debido a que la tubería de PVC se encuentra expuesta a daños mecánicos y a la radiación solar, aunque se encuentre sólo algunos centímetros sobre la tierra.

- 8.0.4.3: Los elementos metálicos integrantes de un sistema de canalización deberán protegerse contra tensiones peligrosas.

Todos los equipos expuestos a tensiones peligrosas deben presentar su puesta a tierra, esto también incluye a los elementos del sistema de canalización. Mayor información en los ítems 22 y 23 de este capítulo de la guía.

- 8.0.4.4: Todo ducto debe ser continuo entre accesorio y accesorio y entre caja y caja. Los sistemas de acoplamiento aprobados no se consideran discontinuidad. (Ver Figura 71).

Figura 71: Ejemplo de continuidad de ducto entre caja y caja



- 8.0.4.8: Las canalizaciones eléctricas deben colocarse a no menos de 0,15 m de ductos de calefacción, conductos, ductos de escape de gases o aire caliente. En caso de no poder obtenerse esta distancia, la canalización deberá aislarse térmicamente en el recorrido que pueda ser afectado. Las canalizaciones eléctricas no podrán ubicarse en un conducto común con tuberías de gas o combustible, ni a una distancia inferior a 0,60 m en ambientes abiertos.
- 8.0.4.9: Las canalizaciones que se coloquen en entretechos deberán ejecutarse con conductores en tuberías. Si las cajas de derivación quedan en el entretecho, éste deberá permitir un tránsito expedito a través de él, de modo tal que el acceso a las cajas de derivación sea fácil y expedito. Su altura en la zona más alta no deberá ser inferior a 1,40 m.
- 8.0.4.13: Las canalizaciones eléctricas deben identificarse adecuadamente para diferenciarlas de las de otros servicios.

Es importante que las canalizaciones presenten sus respectivas señaléticas (Ver Figura 72 y Figura 73) con indicaciones de peligro, así como también aquellas mencionadas en el Numeral 6.5 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014.

Figura 72: Ejemplo 1 de señalética de advertencia de peligro en canalizaciones



Figura 73: Ejemplo 2 de señalética de advertencia de peligro en canalizaciones



- 8.0.4.14: Las canalizaciones eléctricas deben ejecutarse de modo que en cualquier momento se pueda medir su aislamiento, localizar posibles fallas o reemplazar conductores en caso de ser necesario.

Nota: Para la cantidad máxima de conductores que pueden disponerse en las tuberías (ver Tabla 14)

Se deben considerar los siguientes numerales de la norma:

- 8.2.11.2: Para fijar la cantidad máxima de conductores en una tubería se aceptará que el conductor o haz de conductores, incluyendo la aislación de cada uno de ellos, ocupe un porcentaje de la sección transversal de la tubería que esté de acuerdo a lo prescrito por la tabla N° 8.16.

Tabla 14: Tabla que indica la sección transversal máxima porcentual de un ducto que puede ser utilizada con conductores (Tabla 8.16 NCh 4/2003)

Porcentaje de Sección Transversal de la Tubería ocupada por los Conductores			
Número de conductores	1	2	3 ó más
Porcentaje ocupado	50	31	35

- 8.2.11.5: En tuberías que lleven más de tres conductores se deberán aplicar los factores de corrección de capacidad de transporte de corriente indicados en la tabla N° 8.8 (Ver Tabla 5, Capítulo 2: Memoria y Antecedentes).

Para la cantidad máxima de conductores que se pueden disponer en bandejas, se deben considerar los siguientes numerales de la norma:

- 8.2.19.20: Podrán llevarse como máximo 30 conductores o cables multiconductores activos, siempre que éstos, incluyendo su aislación, no ocupen más del 20 % de la sección transversal de la bandeja. Se deberá aplicar los factores de corrección contenidos en las tablas 8.9 y 8.9a, según corresponda.
- 8.2.19.21: Se podrá instalar cualquier cantidad de conductores pertenecientes a circuitos de control y señalización, siempre que sumando su sección, incluida su aislación y la de los conductores activos, no ocupe más del 20% de la sección transversal de la bandeja. No deberán mezclarse estos conductores para lo cual se recomienda utilizar separadores internos o, en su defecto, los circuitos de corrientes débiles se alambrarán mediante cables multiconductores.

Formas de Canalización permitidas por la Normativa

A continuación, se citan los artículos relevantes que deben ser cumplidos al momento de realizar una canalización, para cada una de las formas mencionadas que permite la Norma NCh 4/2003. Los conductores pueden ser canalizados mediante:

- Tuberías metálicas
- Tuberías metálicas flexibles
- Tuberías no metálicas

- Tuberías no metálicas rígidas y semirrígidas
- Tuberías no metálicas flexibles
- Bandejas portaconductores metálicas y no metálicas
- Escalerillas portaconductores metálicas y no metálicas

Con respecto a las canalizaciones, también se deben considerar las condiciones para utilizar:

- Cajas de derivación, de aparatos y accesorios
- Canalizaciones subterráneas

1. Tuberías Metálicas

- 8.2.6.1: Podrán usarse como sistemas de canalización eléctrica tuberías metálicas ferrosas o no ferrosas. Las tuberías metálicas de materiales ferrosos podrán ser de pared gruesa (cañerías), de pared media o de pared delgada (tubos eléctricos). Las tuberías metálicas no ferrosas podrán ser de cobre o bronce. En una misma canalización no podrán mezclarse tuberías metálicas de distintos materiales.
- 8.2.6.2: En alimentaciones de corriente alterna canalizadas en tuberías metálicas deberá evitarse el calentamiento de éstas debido a la inducción electromagnética, colocando todos los conductores, incluido el neutro, cuando corresponda, en una misma tubería.
- 8.2.6.3: Las tuberías metálicas ferrosas deberán protegerse contra la corrosión mediante un proceso de barnizado o galvanizado en caliente. No se aceptará el uso de tuberías protegidas por medio de un proceso de electro galvanizado como sistema de canalización eléctrica.
- Nota aclaratoria: La prohibición de uso de la protección electro galvanizada se debe a que, por las características de este proceso, no se deposita cinc en el interior de la tubería.
- 8.2.6.7: Las tuberías galvanizadas de pared gruesa, intermedias o de pared delgada podrán usarse a la intemperie cumpliendo en cada caso las condiciones indicadas en esta norma en las secciones pertinentes.
- 8.2.6.8: Las tuberías galvanizadas intermedias y de pared delgada no deberán usarse en recintos que presenten riesgos de explosión.
- 8.2.6.9: Todos los cortes que se hagan a una tubería deberán ser repasados cuidadosamente para eliminar las rebabas.
- 8.2.6.10: Las tuberías de pared delgada deberán fijarse a la caja o gabinete al cual entren o salgan mediante tuerca y contratuerca, tuerca y boquilla, uniones emballetadas u otro sistema aprobado para ello.
- 8.2.6.11: Las tuberías de pared gruesa deberán fijarse a las cajas o gabinetes a los cuales entren mediante boquillas y contratuercas u otro sistema aprobado para ello.

- 8.2.6.12: Los tramos de tuberías metálicas de pared gruesa deberán unirse unos con otros mediante coplas con hilos. Los trozos de tuberías, que al hacerles hilo para el acoplamiento pierden su protección contra la corrosión, deberán ser cubiertos con pinturas anti óxido.
- 8.2.6.13: Las tuberías de pared delgada deberán ser acopladas mediante sistemas de coplas sin hilos, debiendo los sistemas de fijación de éstas asegurar una perfecta continuidad eléctrica, una adecuada rigidez mecánica y no deberán disminuir la sección transversal de la tubería.
- 8.2.6.14: Las curvas hechas en tuberías metálicas no deberán dañarlas ni disminuir el diámetro efectivo de ellas. Los radios de curvatura mínimos para tuberías metálicas se indican en la tabla N° 8.13.
- 8.2.6.15: No deberá existir una desviación mayor de 180 grados en un tramo de tubería entre dos cajas o accesorios. En caso de existir la necesidad de tener una mayor desviación se deberán colocar cajas intermedias. Para distancias entre cajas de derivación no superiores a 5,0 m se aceptará una desviación de 270° sin cajas intermedias.
- 8.2.6.16: Las tuberías metálicas instaladas a la vista u ocultas deberán tener soportes o fijaciones a una distancia no superior a 1,50 m.

2. Tuberías Metálicas Flexibles

- 8.2.7.1: Se clasificará como tubería metálica flexible a toda tubería construida en lámina de acero, dispuesta para formar el tubo, generalmente en forma helicoidal y que puede ser curvada en forma manual sin necesidad de emplear herramientas para este efecto (Ver Figura 74).

Figura 74: Ejemplo de tubería metálica flexible



- 8.2.7.2: Las tuberías metálicas flexibles se clasificarán en livianas y de uso pesado.
- 8.2.7.3: Se entenderá por tubería metálica flexible liviana a una tubería metálica flexible de sección circular sin chaqueta exterior de protección, en conjunto con sus accesorios de montaje.

- 8.2.7.4: Se entenderá por tubería metálica flexible de uso pesado a una tubería metálica flexible de sección circular con una chaqueta exterior no metálica, en conjunto con sus accesorios de montaje.
- 8.2.7.5: Las tuberías metálicas flexibles livianas se podrán usar en ambientes secos, en lugares en donde estén protegidas de daños físicos u ocultas en cielos falsos, para proteger las derivaciones desde la canalización fija a equipos de iluminación o a los pilares de servicio indicados en la sección 8.2.14. La máxima longitud permitida para una canalización en tuberías de este tipo es de 1,50 m y los diámetros permitidos serán $\frac{1}{2}$ y $\frac{3}{4}$.
- 8.2.7.6: El uso de tuberías metálicas flexibles livianas no se permite en canalizaciones embutidas, preembutidas, subterráneas, en donde quede expuesta a daños físicos y en instalaciones en lugares peligrosos.
- 8.2.7.7: Las tuberías metálicas flexibles de uso pesado podrán usarse en ambientes húmedos o mojados siempre que se las emplee con conductores aptos para este tipo de ambientes, en lugares en donde estén protegidas de daños físicos, en conexión a canalizaciones fijas de equipos en cuyo funcionamiento se presenten vibraciones, tal como en el caso de motores. La máxima longitud permitida para una canalización en tuberías de este tipo es de 2,0 m y los diámetros permitidos serán desde $\frac{1}{2}$ a 4.
- 8.2.7.8: En caso de que la longitud de una tubería metálica flexible de uso pesado exceda de 1,20 m se deberá poner un soporte intermedio que evite un desplazamiento lateral excesivo.
- 8.2.7.9: La cantidad máxima de conductores en tuberías metálicas flexibles se fijará de acuerdo a la tabla N° 8.18.
- 8.2.7.10: En donde las tuberías metálicas flexibles se empleen combinadas con canalizaciones fijas no metálicas, se deberá instalar un conductor de protección, de modo de conectarlas a tierra. En el caso de unirse a canalizaciones fijas conductoras, los accesorios de conexión de las tuberías metálicas flexibles deberán asegurar una adecuada conducción que garantice el correcto aterrizamiento de la tubería flexible.

Comentario adicional:

La experiencia en el uso de estas tuberías indica que las tuberías expuestas por años a la intemperie, humedad y radiación provoca un daño en la cubierta de aislación de la tubería y luego en la estructura interior de la misma. Por lo anterior, se sugiere utilizar esta canalización cuando sea estrictamente necesario, respetando la longitud máxima y procurando la mayor protección posible.

3. Tuberías no metálicas

- 8.2.8.1: Podrán usarse como medio de canalización eléctrica tuberías y accesorios de material no metálico adecuado para soportar la acción de la humedad y agentes químicos. Si se usan en canalizaciones a la vista u ocultas, deberán ser de tipo incombustible o autoextinguente, resistente a los impactos, a las compresiones y a las deformaciones debidas a los efectos del calor, en condiciones similares a las que se encontrarán en su uso y manipulación; para uso subterráneo embutido o preembutido deberán ser resistentes a la acción de la humedad, de

hongos, de agentes corrosivos en general y tener una resistencia mecánica suficiente como para soportar los esfuerzos a que se verán sometidas durante su manipulación, montaje y uso. Cuando vayan enterradas deberán ser capaces de soportar las presiones a que serán sometidas después de su instalación.

- 8.2.8.2: En canalizaciones en locales de reunión de personas, a las características de las tuberías no metálicas indicadas en 8.2.8.1 deberán agregarse que, en caso de combustión, deberán arder sin llama, no emitir gases tóxicos, estar libres de materiales halógenos y emitir humos de muy baja opacidad.
- 8.2.8.3: Como materiales aprobados para la fabricación de tuberías no metálicas para usar en canalizaciones eléctricas están, el cloruro de polivinilo (PVC) para uso general y el polietileno (PE) para uso en tendidos embutidos, preembutidos y subterráneos en zonas de tránsito liviano.
- 8.2.8.4: Está prohibido el uso de tuberías no metálicas en las siguientes condiciones:
 - En lugares en que se presenten riesgos de incendio o de explosión.
 - Como soporte de equipos y otros dispositivos.
 - 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.
 - Donde están expuestas a daños físicos severos que excedan la resistencia mecánica para la cual la tubería fue diseñada.
 - En donde la temperatura ambiente exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.
 - Para llevar conductores cuya temperatura de servicio exceda la temperatura para la cual la tubería fue aprobada.

Es importante destacar que los tubos no metálicos no pueden quedar expuestos a daños físicos ni tampoco a la radiación directa si no están aprobados para ello. A modo de ejemplo, en la Figura 75 se muestra un caso en el cual la canalización es incorrecta, debido a que la tubería está expuesta a daños físicos. Lo anterior, por estar a nivel de la tierra y al alcance a las personas, aun cuando probablemente esté protegida de la radiación solar.

Figura 75: Ejemplo de tubería no metálica expuesta a daños físicos



3.1 Tuberías no metálicas rígidas y semirígidas

- 8.2.9.1: Se consideran tuberías no metálicas rígidas las fabricadas de cloruro de polivinilo y tuberías no metálicas semirígidas las fabricadas de polietileno.
- 8.2.9.2: Las tuberías rígidas se clasificarán en tuberías livianas, semilivianas, pesadas y de alto impacto.
- 8.2.9.3: Las tuberías no metálicas rígidas livianas sólo serán aceptadas para canalizaciones en instalaciones de tipo habitacional; no serán aceptables en instalaciones industriales de ninguna magnitud, a excepción de recintos dedicados exclusivamente a oficinas.
- 8.8.9.4: Las tuberías no metálicas rígidas semilivianas se aceptarán en todo tipo de instalaciones en que se esperen condiciones de trabajo sin mayores exigencias desde el punto de vista de resistencia mecánica.
- 8.2.9.5: Las tuberías no metálicas rígidas pesadas y de alto impacto serán usadas en donde se presenten condiciones de exigencias mecánicas fuertes o extremas; en particular en canalizaciones subterráneas sólo se podrán usar tuberías de estas categorías.
- 8.2.9.6: Las tuberías rígidas no metálicas y sus accesorios aprobados para su uso eléctrico podrán usarse bajo las siguientes condiciones:
 - Embutidas o preembutidas.
 - Para uso subterráneo, cumpliendo las condiciones prescritas en la sección 8.2.15, podrán emplearse tuberías de todos los materiales indicados en 8.2.9.1.
 - A la vista u ocultas. En estas condiciones estas tuberías no metálicas son especialmente recomendables para instalaciones en lugares húmedos o mojados, tales como lavanderías, fábricas de conservas, baños públicos o sitios similares. Las cajas de accesorios, abrazaderas, pernos, prensas y otros deben ser de un material resistente a la corrosión o protegidos en forma adecuada contra ella.
- 8.2.9.8: Todos los extremos de tuberías deberán ser suavizados interiormente evitando los bordes cortantes.
- 8.2.9.12: En las entradas de las tuberías a cajas u otros accesorios similares se deberá colocar una boquilla o adaptador para proteger a los conductores de la fricción, a menos que el diseño de la entrada de la caja o el accesorio sea tal que proporcione dicha protección.
- 8.2.9.14: Las tuberías no metálicas semirígidas sólo podrán usarse embutidas, preembutidas y subterráneas en zonas de tránsito liviano. Atendiendo a su forma de fabricación se tenderán en tramos continuos evitando uniones entre cajas o cámaras.
- 8.2.9.15: Las características dimensionales de los distintos tipos de tuberías no metálicas rígidas y semirígidas se muestran en la tabla N° 8.15 (Ver Tabla 15).

Tabla 15: Características de los distintos tipos de tuberías no metálicas rígidas y semirígidas (Tabla 8.15 NCh 4/2003)

Diámetro		Espesor [mm]					PE
		PVC					
[mm]	[pulgadas]	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Sch 40	Sch 80	
16	5/8	-	-	1,2	-	-	1,8
20	½	-	-	1,5	2,8	3,7	2,0
25	¾	-	-	1,5	2,9	3,9	2,0
32	1	-	-	1,8	3,4	4,5	2,4
40	1 ¼	-	1,8	1,9	3,6	4,9	3,0
50	1 ½	-	1,8	2,4	3,7	5,1	3,0
63	2	-	1,9	3,0	3,9	5,5	4,0
75	2 ½	1,8	2,2	3,6	5,2	7,0	4,5
90	3	1,8	2,7	4,3	5,5	7,6	5
110	4	2,2	3,2	5,3	6,0	8,6	6
140	5	2,8	4,1	6,7	6,6	9,5	-
160	6	3,2	4,1	7,7	7,1	10,9	-

Importante: Las dimensiones indicadas son sólo referenciales y no se deben entender como valores de norma para la fabricación de tuberías.

- Las tuberías de PVC (conduits) de tipos I, II y III se fabrican según normas NCh 397 y 399. Los conduits de PVC Sch (Schedule) 40 y Sch 80 se fabrican según norma ASTM 1785.
- Las tuberías (conduits) tipos I y II y el de 16 mm tipo III se consideran livianos, el tipo Sch 40 es de tipo pesado y el Sch 80 se considera de alto impacto.

3.2 Tuberías no metálicas flexibles

- 8.2.10.2: Podrán utilizarse tuberías no metálicas flexibles construidas de materiales incombustibles o autoextinguentes y resistentes a la acción de la humedad, la corrosión y agentes climáticos. Deberán construirse y dimensionarse de modo que, teniendo una flexibilidad suficiente como para curvarse sin la ayuda de herramientas o métodos especiales, su resistencia mecánica, espesor y características constructivas las hagan resistentes a los impactos y presiones que puedan encontrar en condiciones normales de uso.
- 8.2.10.3: Sólo podrán instalarse en las siguientes condiciones:
 - A la vista en sitios secos.
 - Ocultas en tabiquerías, entretechos o sitios similares.
 - Embutidas si sus características de resistencia mecánica lo permiten; estas características deberán ser certificadas por un organismo competente reconocido por la Superintendencia. En estas condiciones, al instalarse en muros sólo se podrá hacerlo mediante tramos verticales u horizontales próximos al cielo o piso en condiciones similares a las indicadas en 8.2.4.5.
- 8.2.10.4: En canalizaciones en tuberías no metálicas flexibles no se acepta el empleo de coplas.

4. Bandejas portaconductores metálicas y no metálicas

- 8.2.19.1: Las bandejas portaconductores son ductos de sección rectangular, cerrados con tapas removibles, que junto a sus accesorios forma un sistema completo de canalización en el cual se permite colocar conductores correspondientes a uno o varios circuitos y alimentar

distintos servicios. En el ámbito de aplicación de esta norma no es aceptable el uso de bandejas sin tapa.

- 8.2.19.2: Las bandejas portaconductores podrán ser metálicas o no metálicas. Las dimensiones y características constructivas recomendadas se indican en la hoja de norma N° 7.
- 8.2.19.3: Las bandejas metálicas se construirán en lámina de acero de un espesor mínimo de 2 mm. Dependiendo de las condiciones ambientales en donde se instalen se usarán:
 - Bandejas metálicas pintadas, en ambientes secos y sin presencia de agentes químicos activos.
 - Bandejas electrogalvanizadas, en ambientes húmedos sin presencia de agentes químicos activos.
 - Bandejas galvanizadas, en ambientes húmedos o mojados, con presencia de agentes químicos activos.
- 8.2.19.4: Las bandejas no metálicas se podrán utilizar construidas en PVC o resinas epóxicas sobre una base de fibra de vidrio.
- 8.2.19.5: El material empleado en la construcción de las bandejas no metálicas deberá ser autoextinguente, en caso de combustión deberá arder sin llama, no emitir gases tóxicos, estar libres de materiales halógenos y emitir humos de muy baja opacidad; deberá además ser adecuado para soportar la acción de la humedad y agentes químicos, resistente a las compresiones y deformaciones por efecto del calor, en condiciones similares a las que encontrará en su manipulación y uso.
- 8.2.19.6: Las bandejas portaconductores, sin distinción de su calidad constructiva, pueden usarse en instalaciones a la vista u ocultas en lugares accesibles, en el interior de edificios o a la intemperie.
- 8.2.19.7: No se permite el empleo de bandejas portaconductores en lugares en donde se manipulen o almacenen gases inflamables y en donde existan polvos o fibras combustibles en suspensión, en proporción tal como para producir mezclas inflamables o explosivas.
- 8.2.19.8: En canalizaciones a la intemperie o recintos de ambiente húmedo, los sistemas de bandejas deberán cumplir las siguientes condiciones:
 - Asegurar la impermeabilidad adecuada, según el recinto en que se instalen.
 - Tener una pendiente de 0,25% hacia puntos intermedios de tramos del sistema, en donde se harán perforaciones pequeñas para facilitar el escurrimiento de condensaciones.
- 8.2.19.9: Pueden utilizarse además, en zonas expuestas a daños físicos, protegiendo el sistema en forma adecuada contra éstos, y en ambientes corrosivos si son bandejas de material adecuado y tienen el recubrimiento apropiado para este ambiente.

- 8.2.19.12: El sistema de bandejas portaconductores debe instalarse de tal modo que sea accesible en todo su recorrido y que todos sus elementos estén unidos mecánicamente entre sí o a cualquier otro elemento de la instalación, tales como ductos, tableros, etc.
- 8.2.19.16: Las uniones de tramos de bandejas podrán ser apernadas o soldadas; se aceptará que vayan soldadas en un tramo y apernadas en el otro.
- 8.2.19.20: Podrán llevarse como máximo 30 conductores o cables multiconductores activos, siempre que éstos, incluyendo su aislación, no ocupen más del 20 % de la sección transversal de la bandeja. Se deberá aplicar los factores de corrección contenidos en las tablas 8.9 y 8.9a, según corresponda. Ver Tabla 16 y Tabla 17.

Tabla 16: Factor de corrección de la capacidad de transporte de corriente por variación de temperatura ambiente. Secciones métricas (Tabla 8.9 NCh 4/2003)

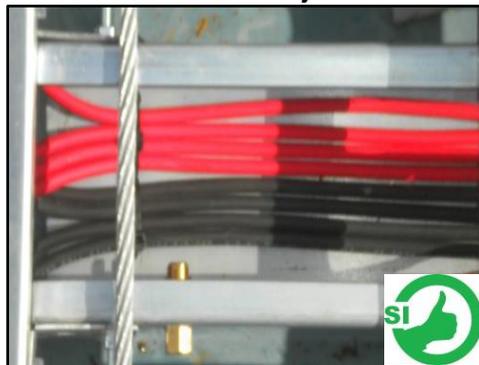
Temperatura ambiente [°C]	Factor de corrección f_t
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,07
30	1,00
35	0,93
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50
65	-

Tabla 17: Factor de corrección de la capacidad de transporte de corriente por variación de temperatura ambiente. Secciones AWG (Tabla 8.9a NCh 4/2003)

Temperatura ambiente [°C]	Factor de corrección f_t		
	Temperatura de servicio del conductor [°C]		
	60	75	90
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	-	0,58	0,71
61-70	-	0,33	0,58
71-80	-	-	0,41

- 8.2.19.21: Se podrá instalar cualquier cantidad de conductores pertenecientes a circuitos de control y señalización, siempre que sumando su sección, incluida su aislación y la de los conductores activos, no ocupe más del 20% de la sección transversal de la bandeja. No deberán mezclarse estos conductores para lo cual se recomienda utilizar separadores internos o, en su defecto, los circuitos de corrientes débiles se alambrarán mediante cables multiconductores.
- 8.2.19.22: La disposición de los conductores dentro de las bandejas se deberá hacer de tal forma que conserven su posición y ordenamiento a lo largo de todo su recorrido, y los conductores de cada circuito deberán amarrarse en haces o paquetes separados, excepto si se usan cables multiconductores. Ver Figura 76.

Figura 76: Disposición ordenada de conductores en una bandeja



- 8.2.19.23: Las alimentaciones o derivaciones desde bandejas pueden hacerse en ductos metálicos, rígidos o flexibles, cables blindados, cables para servicio pesado o tuberías plásticas rígidas.
- 8.2.19.24: El acoplamiento de estas tuberías o cables con la bandeja deberá hacerse mecánicamente rígido, utilizando, según sea el caso, boquilla y contratuerca, prensaestopas o cualquier otro dispositivo aprobado para este fin. No obstante lo indicado, el paso desde una bandeja a una tubería rígida deberá hacerse siempre a través de una tubería metálica flexible. En la Figura 77 se muestra un ejemplo de cómo deben evacuarse conductores a través de una bandeja y en la Figura 78 y Figura 79 se muestran ejemplos de cómo está incorrecto hacerlo respectivamente. En el último caso se debe observar el riesgo de que los orificios por donde se ha extraído el cable, puede ir destruyendo su aislamiento, pudiendo provocar un cortocircuito en CC.

Figura 77: Forma **correcta** de extraer conductores a través de una bandeja

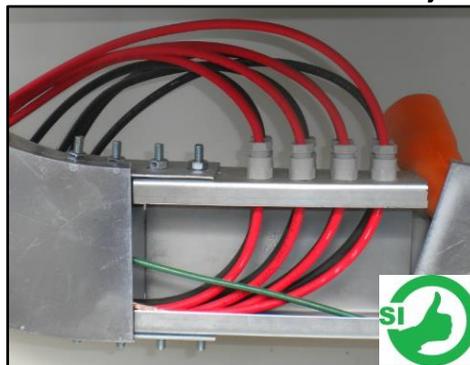


Figura 78: Ejemplo 1 de forma incorrecta de extraer conductores a través de una bandeja



Figura 79: Ejemplo 2 de forma incorrecta de extraer conductores a través de una bandeja



- 8.2.19.28: Todas las partes metálicas del sistema de canalización en bandejas deberán estar conectadas a un conductor de protección, asegurando la continuidad eléctrica en toda su extensión.
- 8.2.19.29: Dentro de las bandejas podrá colocarse un conductor de protección desnudo, común a todos los servicios y circuitos, excepto los que operen a tensiones extra bajas, de acuerdo a 9.2.6.2; su sección mínima será de 8,37 mm² y se unirá a la bandeja con pernos o prensas de bronce en cada tramo de bandeja, pudiendo hacerse derivaciones a los circuitos o consumos desde estos puntos. No podrá usarse como conductor de protección el cuerpo de las bandejas.

5. Escalerillas portaconductores metálicas y no metálicas

- 8.2.20.1: Las escalerillas portaconductores son sistemas de soporte de conductores eléctricos formado por perfiles longitudinales y travesaños que con sus accesorios forman una unidad rígida y completa de canalización.
- 8.2.20.2: Las escalerillas pueden usarse abiertas o con tapa. Las tapas serán exigibles en ambientes muy sucios en que el material que pueda depositarse sobre los conductores limite su capacidad de radiación de calor, en tramos verticales accesibles fácilmente y en donde queden al alcance de personal no calificado.
- 8.2.20.3: Las escalerillas portaconductores podrán ser metálicas o no metálicas. Las dimensiones y características constructivas recomendadas para las escalerillas y sus accesorios se indican en la hoja de norma N° 8.
- 8.2.20.4: Las escalerillas portaconductores metálicas se construirán en lámina de acero de un espesor mínimo de 2 mm. Dependiendo de las condiciones ambientales en donde se instalen se usarán:
 - Escalerillas metálicas pintadas en ambientes secos y sin presencia de agentes químicos activos
 - Escalerillas electrogalvanizadas en ambientes húmedos sin presencia de agentes químicos activos

- Escalerillas galvanizadas en ambientes húmedos o mojados, con presencia de agentes químicos activos.
- 8.2.20.5: Las escalerillas no metálicas. Se podrán utilizar bandejas construidas en PVC o resinas epóxicas sobre una base de fibra de vidrio.
- 8.2.20.6: El material empleado en la construcción de las escalerillas portaconductores no metálicas deberá ser autoextinguente, en caso de combustión deberá arder sin llama, no emitir gases tóxicos, estar libres de materiales halógeno y emitir humos de muy baja opacidad; deberá además ser adecuado para soportar la acción de la humedad y agentes químicos, resistente a las compresiones y deformaciones por efecto del calor, en condiciones similares a las que encontrará en su manipulación y uso.
- 8.2.20.8: Las escalerillas portaconductores no deberán usarse:
 - En pozos de ascensores,
 - En lugares de uso público en donde queden expuestas a manipulación de personas no calificadas,
 - Como soporte común de conductores de circuitos de potencia y de comunicaciones, salvo que estos últimos tengan un blindaje puesto a tierra.
- 8.2.20.11: Deben instalarse como sistema completo sin interrupciones y estar unidos mecánicamente a tableros u otros sistemas de canalización de los cuales provengan o en los cuales continúen.
- 8.2.20.12: Las uniones de tramos de escalerillas podrán soldarse o apernarse. También se aceptará que vayan soldadas en un tramo y apernadas en el otro.
- 8.2.20.14: Podrán llevar como máximo dos capas de conductores o cables multiconductores; éstos deberán tenderse ordenadamente en todo su recorrido. En donde corresponda se aplicarán los factores de corrección de capacidad de transporte indicados en las tablas 8.9 y 8.9a. Excepción: Se exceptúan de esta disposición los alimentadores a oficinas o departamentos en edificios de altura considerados en 5.1.14 los cuales siempre deberán cumplir lo indicado en 7.1.1.4.a 7.1.1.6.
- 8.2.20.18: Todas las partes metálicas del sistema deberán estar conectadas a un conductor de protección y deberá cumplirse lo prescrito en 8.2.19.29.

6. Cajas de derivación, de aparatos y accesorios

- 8.2.12.1: Las cajas se emplearán en las canalizaciones en tuberías como puntos de unión o derivación, en lugares donde se colocarán aparatos o accesorios y como puntos desde donde se pueden tirar los conductores para alambrear las tuberías. Se podrán utilizar también, para proteger derivaciones en tendido de cables sobre soportes o cables planos. En la Figura 80 se aprecia un ejemplo de una correcta utilización de una caja.

Figura 80: Caja utilizada como punto de unión de tuberías



A modo de ejemplo, en la Figura 81 se muestra donde debió haberse utilizado una caja fijada a la cubierta, la cual debería haber recibido todos los cables provenientes de los módulos de forma ordenada, como se muestra en la Figura 82 y de la forma que se explica en el punto 8.2.12.8. La tubería metálica podría utilizarse a continuación de la caja.

Figura 81: Ejemplo donde debió haberse instalado una caja para la unión de los conductores



Figura 82: Ejemplo de canalización correcta de los conductores, que han sido ordenados y que entran a una caja metálica



- 8.2.12.2: Las cajas podrán fabricarse en materiales metálicos o no metálicos. Las cajas metálicas podrán utilizarse con los distintos tipos de canalización considerados en esta norma; si se usan con tuberías no metálicas cada caja deberá conectarse a un conductor de protección; esta conexión se deberá hacer con un perno colocado en la caja con este único propósito. No se acepta que se usen para este efecto los pernos de sujeción de la tapa.

Las cajas no metálicas no podrán utilizarse en canalizaciones con tuberías metálicas.

En la Figura 83 se muestra un ejemplo de una mala utilización de una caja no metálica, que se ha utilizado en canalizaciones con tuberías metálicas. La caja debería cambiarse por una metálica para interperie.

Figura 83: Incorrecta utilización de una caja no metálica para canalizaciones metálicas a interperie



- 8.2.12.3: Toda unión, derivación o alimentación de artefacto se debe hacer en una caja.
- 8.2.12.5: Las cajas redondas deberán tener sus entradas diseñadas de modo tal que permitan la fijación de la tubería o el cable sin necesidad de usar tuercas, contratuercas o boquillas roscadas.
- 8.2.12.6: En las cajas de las otras formas, la entrada de las tuberías o cables a la caja se hará a través de perforaciones que se dejarán en la caja durante su proceso de fabricación y la fijación de ellas se hará con boquillas y una contratuerca. En el caso de tuberías de diámetro nominal inferior a 25 mm, la unión se podrá hacer mediante tuerca y contratuerca.
- 8.2.12.7: No se podrá efectuar la fijación de las tuberías metálicas de pared delgada a las cajas roscando el tubo; se recomienda el uso de uniones emballetadas.
- 8.2.12.8: La entrada de un cable a una caja se fijará y protegerá mediante una prensaestopas o dispositivo similar, adecuado a la forma del cable. Ver Figura 84. En la Figura 85 se muestra un ejemplo de una forma incorrecta de la unión en la cual se realiza la entrada a una caja no metálica, sin la utilización de ningún dispositivo que permita fijar el cable. Además, se pone en riesgo la aislación del conductor, producto de sectores con puntas del orificio de la caja.

Figura 84: Ejemplo de forma adecuada de entrada de cables a una caja

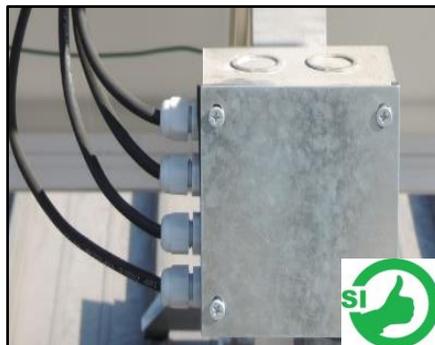


Figura 85: Ejemplo de una forma inadecuada de introducir cables en una caja (en este caso no metálica)



- 8.2.12.9: Las entradas de una caja que no se usen deberán dejarse cerradas. Para posibilitar el cumplimiento de esta disposición, las perforaciones de entrada que se hagan durante el proceso de fabricación serán semicizalladas, de modo que puedan ser retiradas con facilidad con la ayuda de herramientas, pero deberán resistir sin desprenderse los esfuerzos propios de su manipulación e Instalación.
- 8.2.12.10: Toda caja deberá tener su respectiva tapa, la que deberá quedar firmemente asegurada en su posición mediante pernos u otro sistema de cierre que exija de una herramienta para removerlo.
- 8.2.12.11: Las cajas usadas en lugares húmedos o mojados deberán ser de construcción adecuada para resistir las condiciones ambientes e impedir la entrada de humedad o fluido en su interior.
- Nota Aclaratoria: Se deberá considerar un grado de protección IP adecuado al lugar de instalación. Ver Apéndice I.
- 8.2.12.12: Las cajas que se usen en lugares en que haya gran cantidad de polvo en suspensión deberán ser de construcción estanca al polvo.

Nota Aclaratoria: Corresponde a un grado de protección IP 5X. Ver Apéndice 1.

- 8.2.12.13: Las uniones de las tuberías con cajas a prueba de humedad, goteo, chorro, de agua, salpicaduras o polvo deben efectuarse de modo que el conjunto conserve sus características de estanqueidad. Ver Figura 86 en este caso se muestra que la caja no se encuentra aislada de la entrada de líquidos, porque se han unido ductos de manera incorrecta.

Figura 86: Ejemplo de unión defectuosa de los ductos y una caja (unión mal realizada)



- 8.2.12.14: Las cajas deben estar rígidamente fijadas a la superficie sobre la cual van montadas. En general, para canalizaciones ocultas o a la vista, las cajas deberán estar fijadas a alguna parte estructural de la construcción.
- 8.2.12.16: La cantidad de conductores que pueden ir dentro de una caja se fijará en función del volumen requerido para su fácil manipulación y correcto funcionamiento. Dicho volumen se establece en la tabla N° 8.20. En la Figura 87 se aprecia un ejemplo donde no hay suficiente espacio dentro de la caja para poder realizar una manipulación fácil los conductores, por lo que sería necesaria una caja de mayor tamaño.

Figura 87: Caja de tamaño insuficiente que impide una correcta manipulación de los conductores que se encuentran dentro



- 8.2.12.17: Las tuercas, contratueras y boquillas utilizadas para fijar las tuberías o cables a las entradas de las cajas, deberán ser resistentes a la corrosión o estar protegidas contra ella, y tener la resistencia mecánica adecuada al uso que se les esté dando.
- 8.2.12.19: Las cajas metálicas deberán ser construidas y terminadas de modo que sean resistentes a la corrosión. Si son de material ferroso se protegerán mediante un proceso de galvanizado en caliente o un proceso de pintado, con un tratamiento con pinturas antioxidantes que garanticen un resultado similar.
- 8.2.12.20: Las cajas metálicas tendrán un espesor mínimo de paredes de 1,2 mm.
- 8.2.12.23: Las cajas metálicas o no metálicas para instalar en pisos, ya sean como cajas de derivación o cajas de enchufe, deben ser a prueba de polvo y humedad.
- Nota Aclaratoria: Corresponde a un grado de protección IP 51 o superior. Ver apéndice 1.
- 8.2.12.26: En este tipo de cajas deberán cumplirse las siguientes condiciones:
 - En cajas de paso para tramos rectos, el largo de la caja no podrá ser inferior a 6 veces el diámetro nominal de la tubería de mayor diámetro que entra en la caja.
 - En cajas utilizadas en cambios de dirección de las tuberías o en derivaciones, el largo de la caja no podrá ser inferior a 4 veces el diámetro nominal de la tubería mayor más la suma de los diámetros nominales de las tuberías restantes; y la distancia entre la tubería de entrada y la salida del mismo alimentador no podrá ser inferior a 4 veces el mismo diámetro nominal de la tubería mayor.

- 8.2.12.27: En el interior de las cajas de paso o derivación señaladas en 8.2.12.26, los conductores de cada alimentador deberán quedar ordenados y separados del resto de los conductores.
- 8.2.12.28: Las cajas no metálicas deberán ser de un material autoextinguente, en caso de combustión deberá arder sin llama, no emitir gases tóxicos, estar libres de materiales halógenos y emitir humos de muy baja opacidad; deberán además, ser adecuadas para soportar la acción de la humedad y agentes químicos, resistentes a las compresiones y deformaciones por efecto del calor, en condiciones similares a las que encontrará en su manipulación y uso.
- 8.2.12.29: Las cajas no metálicas tendrán paredes de un espesor mínimo de 1,6 mm.

7. Canalizaciones subterráneas

- 8.2.15.1: Se entenderá por canalización subterránea a aquella en que los ductos o los conductores van enterrados directamente en el suelo. No se considerará canalización subterránea a aquella que se instale en el radier de una construcción.
- 8.2.15.2: Al realizar un proyecto de canalizaciones subterráneas, deberá efectuarse un estudio cuidadoso de las condiciones del terreno y las instalaciones; en función de estas condiciones se determinará el tipo de canalización a emplear y sus características de construcción. Entre las condiciones de terreno que afectan a las características de las canalizaciones subterráneas está la presencia de napas freáticas superficiales, nivel de precipitaciones pluviales en la zona, estabilidad, composición química del terreno, etc.
- 8.2.15.3: Se podrán usar como sistema de canalización subterránea conductores aislados tendidos directamente en tierra, tuberías metálicas y tuberías no metálicas rígidas o semirrígidas.
- 8.2.15.4: Conductores tendidos directamente en tierra, se utilizarán sólo los conductores aprobados para este uso, según lo prescrito en las tablas N° 8.6 y N° 8.6a.
- 8.2.15.5: No se permite el tendido de conductores directamente en tierra en jardines, bajo calzadas, bajo aceras, recintos pavimentados o sitios sobre los cuales se levanten construcciones definitivas.
- 8.2.15.6: En caso de que los conductores tendidos directamente en tierra deban cruzar bajo una calzada o vereda, este cruce deberá hacerse a través de un ducto apropiado que cubra todo el tramo.
- 8.2.15.7: Tuberías metálicas. Se utilizarán tuberías de acero galvanizado rígidas para uso pesado o tuberías metálicas flexibles aprobadas para este uso.
- 8.2.15.8: Tuberías no metálicas. Se usarán tuberías no metálicas rígidas y semirrígidas.
- 8.2.15.9: En las canalizaciones subterráneas se considerará el uso de cámaras tipos A, B o C, especificadas en 8.2.17.

- 8.2.15.10: En canalizaciones subterráneas está prohibido el uso de conductores tipo TW, THW, THHN, THWN, NSYA.

Algunas malas prácticas observadas hasta el momento

Algunas de las razones que han originado motivos de rechazo del TE-4 y la planta fotovoltaica por parte del fiscalizador, se deben a canalizaciones defectuosas que no cumplen con la normativa.

Ejemplo 1: Bandeja adaptada para transformarse en una curva (Ver Figura 88)

En este caso se puede apreciar que la bandeja portaconductora se ha cortado en diversos segmentos lo que aparentemente permitió darle una curvatura a una bandeja que inicialmente era recta y rígida. El riesgo asociado se encuentra en que cada uno de esos segmentos pudiera presentar rebabas o superficies cortantes que pueden, al contacto con conductores, quitarles parte de su aislación o simplemente cortarlos, generando un cortocircuito que será además transmitido por la bandeja. Esto es aún más peligroso en caso de que el cortocircuito se genere en corriente continua.

En los casos en que se desee que la canalización presente una curvatura, se realizará por medio de combinaciones de bandejas curvas y rectas, disponibles en el mercado nacional para diversas medidas (Ver Figura 89).

Figura 88: Bandeja adaptada de forma “hechiza” para ser utilizada como curva



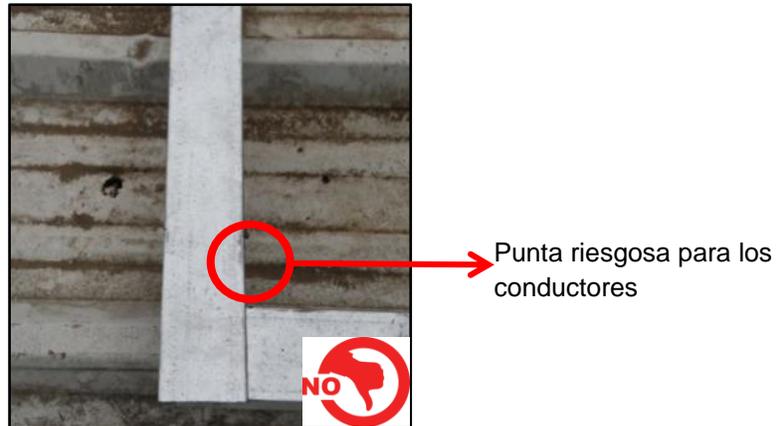
Figura 89: Ejemplo de curvas bien realizada, a partir de una combinación de bandejas curvas y rectas



Ejemplo 2: Curvas mal realizadas por medio de dos bandejas rectas (Ver Figura 90)

Cuando se desee instalar una curva en la canalización, esta debe realizarse mediante una bandeja curva. No está permitido realizar una curva por medio de dos bandejas rectas. Además se debe tomar en cuenta que en una curva, los conductores requieren de un cierto radio de curvatura y que la bandeja curva la ofrece, evitando posibles contactos con puntas que pueden desgastar la aislación de los conductores, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 90: Curva mal realizada por medio de dos bandejas rectas



Tendido aéreo y fijación deficiente al poste

En una fiscalización se observó que dado que existía una cierta lejanía del tablero fotovoltaico hasta el punto de conexión de la planta con la red interna del inmueble, se decidió utilizar un tendido aéreo con conductores aislados, utilizando para ello un poste de madera y unos árboles que se encontraban en el camino, a modo de postación adicional. Ver Figura 91 y 92.

Las deficiencias observadas en esta instalación son las siguientes:

- La tubería metálica no se encuentra fijada correctamente al poste de madera: Un tubo que se fija a un poste de madera, debe estar sujeto mediante una abrazadera o elemento similar, que agrupe a ambos simultáneamente. De esta forma frente a un esfuerzo mecánico, el tubo permanecerá unido al poste sin riesgo alguno.

En el ejemplo que se muestra a continuación (Figura 91), se muestran en rojo los puntos en los cuales se ha fijado la tubería al poste de madera mediante abrazaderas que agrupan exclusivamente a la tubería y sólo se encuentran atornilladas al poste. Por lo tanto, frente a un esfuerzo mecánico podría desprenderse con facilidad, poniendo en riesgo a los conductores canalizados por ella.

Figura 91: Fijación deficiente



- Un árbol y sus ramas no pueden ser utilizados como postes adicionales en el tendido aéreo, ni tampoco pueden estar en contacto con los conductores. La Norma NSEG 5 En 71 en su Artículo 111.6 señala que: “Los concesionarios deberán retirar de la vecindad de la línea toda vegetación o material que pueda poner en peligro la línea en caso de incendio”. Además los conductores quedan sensiblemente expuestos al roce con partes del árbol que puedan desgastar su aislación, poniendo en riesgo a las personas y a la instalación, pudiendo inclusive generar un incendio (Ver Figura 92).

Figura 92: Canalización aérea utilizando árboles como postes



Nota: Los tendidos aéreos deben realizarse bajo la Norma NSEG 5 en 71, Capítulo VI: Líneas Aéreas, cuyas disposiciones se aplican a todas las líneas de corrientes fuertes instaladas al aire libre y los Pliegos Técnicos Normativos RPTD n° 13 y n° 7 que aplican a las redes de distribución.

11. La UG y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa requerida en la instrucción técnica RGR N° 02/2014. (En medidor y en UG)

Según está indicado en la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en sus Numerales 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 8.3, 20.1.1, 20.3.1 y 20.3.2 en todos los componentes de la Unidad Generadora y en distintos sectores estratégicos de la Unidad deben existir etiquetas y señaléticas ampliamente visibles, tanto para indicar situaciones de peligro, de cuidado para el personal que tenga acceso a la Unidad, así como también para indicar los datos técnicos y de operación más relevantes de los componentes de la instalación.

Con respecto a las medidas de seguridad para la instalación y su etapa de construcción, deben considerarse los siguientes Numerales de la Instrucción Técnica:

- 6.4: Toda instalación que cuente con una unidad de generación fotovoltaica, deberá estar claramente identificada mediante una placa ubicada a un costado del equipo de medida, donde se indique claramente que dicha propiedad cuenta con una unidad de generación fotovoltaica. Ver Figura 93.

Figura 93: Identificación de que la propiedad cuenta con una instalación fotovoltaica



- 6.5: La unidad de generación fotovoltaica, deberá contar con las respectivas señaléticas de seguridad claramente visible que indiquen: Precaución: Peligro de descarga eléctrica - no tocar - terminales energizados en posición de abierto – sistema fotovoltaico. Ver Figura 94 y Figura 95.

Figura 94: Ejemplo 1 de señalética de seguridad



Figura 95: Ejemplo 2 de señalética de seguridad



- 6.7: Todas las cajas de conexión o junction box de CC, deberán contar con un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por el generador y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública.
- 20.3.1: 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.
- 20.3.2: (Etapa de construcción): 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.

La información técnica y de operación que debe estar indicada en los equipos de la unidad generadora, debe considerar los siguientes numerales de la Instrucción Técnica:

- 6.6: Todos los equipamientos, protecciones, interruptores y terminales deben estar rotulados.
- 6.8: Se instalará una placa de identificación por parte del instalador al momento de montaje de la unidad de generación, ubicada en los medios de desconexión, en un sitio accesible, en el cual se especifique la capacidad de la fuente fotovoltaica y que indique:
 - a) La corriente de operación.
 - b) La tensión de operación.
 - c) La tensión máxima del sistema.
 - d) Potencia máxima.
 - e) Corriente de cortocircuito.
- 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.
- 20.1.1: Los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con procedimientos de apagado de emergencia del inversor, el cual deberá estar ubicado a un costado del inversor.

12. La ubicación y distancias del inversor cumplen con la instrucción técnica RGR-02 (No se puede instalar en baños, cocinas, dormitorios, debe contar con espacio mínimo de 15 cm. A cada lado del inversor, etc.)

El inversor, como equipo que recibe la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos y que por lo tanto concentra la capacidad que es generada por todos estos módulos, debe estar dispuesto en un lugar seguro para el mismo y para las personas. También deben colocarse en lugares suficientemente abiertos que permitan una correcta ventilación del equipo según lo indicado por el fabricante en el manual del inversor. En caso que no exista información, como mínimo deben existir 15 cm de espacio libre a cada lado del inversor (Ver Figura 96, en la cual se muestra en rojo el sector de ventilación de los inversores del ejemplo).

Figura 96: Ejemplo de inversores dispuestos a una distancia correcta entre sí y con respecto al techo considerando la ubicación de sus sectores de ventilación (en rojo)



La Instrucción Técnica RGR n°02/2014 en sus Numerales 12.3, señala que: No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación y recintos con riesgos de explosión, y 12.5: 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.

Considerando que muchos de los inversores disponibles en el mercado chileno cuentan con a lo menos un grado de protección IP55, bastaría con utilizar alguno de ellos y colocarlo al aire libre, con un techo que lo proteja de la radiación solar directa (Ver Figura 97), según lo indicado en el Numeral 12.4 de la Instrucción Técnica. En caso contrario debe considerarse la utilización de un espacio cerrado, con los espacios mínimos requeridos según la instrucción técnica de cada inversor.

Figura 97: Inversores bajo un techo, que los protege de la radiación solar directa



13. El procedimiento de apagado de emergencia de la UG está visible en el costado del inversor (exigido en instrucción técnica RGR N° 02/2014)

Según el Numeral 20.1.1 de la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014: Los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con procedimientos de apagado de emergencia del inversor, el cual deberá estar ubicado a un costado del inversor. De esta forma cada inversor contará con su propio letrero que indique este procedimiento.

En este letrero, debe ir la mayor cantidad de información que permita al operador realizar los ajustes necesarios para realizar las desconexiones que estime pertinentes (Ver Figura 98 y Figura 99), pero también indicando de forma fácil la forma de desconexión del inversor en caso de emergencia (Ver Figura 100).

Figura 98: Ejemplo 1 de procedimiento de desconexión informativo

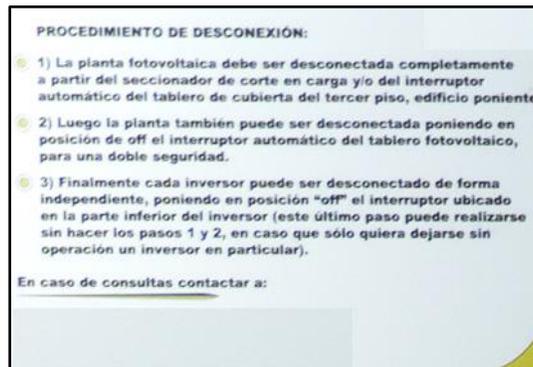


Figura 99: Ejemplo 2 de procedimiento de desconexión informativo

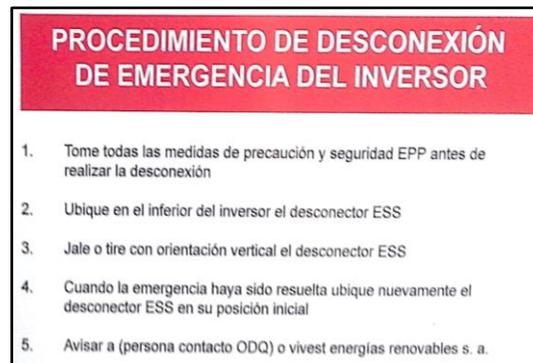


Figura 100: Ejemplo de procedimiento de desconexión de emergencia



14. Verificación en terreno de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión

Debe verificarse en terreno y en particular en cada inversor cuando la Protección RI viene integrada a ellos y en el sector específico que contiene la Protección RI Centralizada (cuando exista), que los parámetros se encuentran correctamente ingresados ya sea visualmente a través de un display así como también a través de un informe del fabricante cuando sea necesario.

En el Artículo 4.8 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión se establecen las funciones de protección que debe cumplir la Protección RI. En particular la Tabla 2 del mismo artículo resume los valores de ajuste del relé que debe presentar la Protección para los niveles de voltaje y tensión que en ella se indican. Una explicación más detallada al respecto se encuentra en el ítem 5 del Capítulo 1: Formularios, de esta guía.

15. Los conductores de UG en CC y CA, se identifican o cumplen con el código de colores

Los conductores de la unidad generadora en el lado de CC deben cumplir con el código de colores que se encuentra indicado en la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 11.15: 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 la norma NCh Elec. 4/2003.

Los conductores trifásicos de la unidad generadora en el lado de CA deben cumplir con el código de colores que se encuentra indicado en la NCh 4/2003 en su Numeral 8.0.4.15: Los conductores de una canalización eléctrica se identificarán según el siguiente código de colores:

- Conductor de la fase 1 azul.
- Conductor de la fase 2 negro.
- Conductor de la fase 3 rojo.
- Conductor de neutro y tierra de servicio blanco.
- Conductor de protección verde o verde/amarillo.

Los conductores monofásicos también deben cumplir con el código de colores indicado. Sin embargo, el color de la fase puede ser azul, negro o rojo. Para el conductor neutro y de protección los colores son blancos y verdes o verde/amarillo respectivamente, tal como para los conductores trifásicos.

En algunas instalaciones se ha observado la necesidad de utilizar cableado con un mayor nivel de protección (Ejemplo: libre de halógenos para lugares cerrados) y que en el mercado nacional desde un cierto nivel de sección hacia arriba cuenta con sólo un color. Por lo tanto, debe atenderse a lo señalado en el Artículo 8.0.4.16 de la norma que dice: Para secciones superiores a 21 mm², si el mercado nacional sólo ofreciera conductores con aislaciones de color negro, se deberán marcar los conductores cada 10 m, con un tipo de pintura de buena adherencia a la aislación u otro método que garantice la permanencia en el tiempo de la marca, respetando el código de colores establecido en 8.0.4.15. En la Figura 101 se muestra un ejemplo de conductores debidamente marcados, utilizando la excepción indicada.

Figura 101: Conductores marcados que permiten identificar cada uno considerando el código de colores entrando a un interruptor tetrapolar



16. El conductor utilizado es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007)

Tal como fue explicado en el ítem 17 del Capítulo 3: Planos de esta guía, la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 en su Numeral 11.6, y también el Numeral 19.4.14 para la verificación de la planta fotovoltaica antes de la puesta en marcha, señalan que: Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.

El tipo de cable debe estar debidamente rotulado en el conductor (Ver Figura 102 y Figura 103), que permita una verificación rápida del mismo.

Figura 102: Ejemplo 1 de conductor rotulado. En este caso particular es del tipo PV ZZ-F



Figura 103: Ejemplo 2 de conductor rotulado. En este caso particular es del tipo PV1-F



17. La capacidad del conductor del lado CC de la UG es superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente. (Ver excepciones para uno y dos string)

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 19.4.11, Capítulo de Pruebas e Inspección, señala que se debe: Verificar que la capacidad del conductor del lado CC de la UG, sea superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente.

Para verificar la capacidad del conductor basta con determinar la capacidad de transporte del mismo, según la información técnica disponible del fabricante y aplicar si fuera necesario factores de corrección según lo expuesto en el ítem 1 del Capítulo 2: Memoria y Antecedentes y el ítem 19 del Capítulo 3: Planos, de la guía.

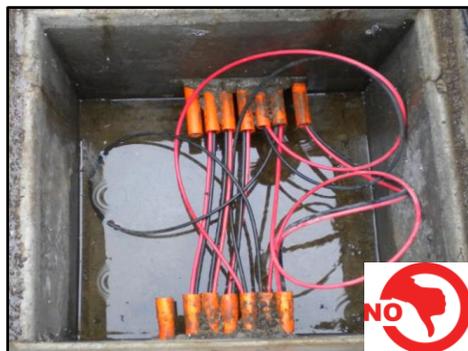
Con respecto a la excepción mencionada (que también está explicada en el Capítulo 3), según el Numeral 12.7 de la Instrucción Técnica: Las protecciones de sobre intensidad indicadas en el punto 12.6 (que trata sobre la protección contra sobrecorriente del inversor string), podrán omitirse solo cuando la unidad de generación esté conformada por un máximo de dos strings, conectados en forma directa al inversor, siempre que la suma de las corrientes máxima de los dos strings, no excede la capacidad de corriente del conductor y no exceda la corriente máxima inversa de los módulos.

18. Los conductores positivos y negativos que van al inversor son canalizados en forma ordenada y separada, sólo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo

Según La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 11.3, se establece que: Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separada, solo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.

Cuando la canalización no sea metálica (por ejemplo cuando se utilizan tubos de PVC), los conductores positivos y negativos deben canalizarse separadamente en diferentes tubos. En un tubo deberán canalizarse los conductores positivos y en otro tubo los negativos. Un ejemplo de una mala práctica se aprecia en la Figura 104, en la cual cada tubo de PVC se ha canalizado un conductor positivo y otro negativo con el riesgo adicional que la cámara donde pasan estos conductores no presenta una adecuada filtración de agua.

Figura 104: Ejemplo de mala práctica de canalización de conductores CC dispuestos en una cámara con mala filtración de agua (No canalizar de esta forma)



Cuando la canalización es metálica, es decir por medio de tubos metálicos galvanizados, tubos metálicos flexibles, bandejas metálicas y otros, todos los conductores de C.C. positivos y negativos de los strings pueden ir en el mismo espacio, pero de forma ordenada (Ver Figura 105).

Figura 105: Ejemplo de canalización ordenada de conductores CC que van al inversor



Se recomienda además que el cableado vaya rotulado de forma conveniente, así resultará fácil reconocer la procedencia de cada uno de los conductores asociados a un string.

19. Los conductores y conexiones eléctricas no quedan sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales

Para este ítem se debe verificar que la instalación cumpla con los Numerales 19.4.6 y 11.4 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 que dicen simultáneamente que: Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.

Los conductores y las conexiones eléctricas deben estar protegidos de manera que no se vean expuestos directamente a golpes, movilización por el viento, esfuerzos permanentes, como puede ser el soporte de algún peso, así como tampoco deben quedar disponibles para manipulados de forma fácil por personal no autorizado.

Se requiere que los conductores queden amarrados (Ver Figura 106), considerando una cierta holgura que puede quedar enrollada (para que no queden tirantes). En caso de que estén al acceso libre de las personas, los conductores deben ser canalizados por tuberías o bandejas metálicas. En la Figura 107 se muestra un ejemplo de un sector que presenta conductores correctamente amarrados (en azul) y otro en el cual no se encuentra bien amarrado (en rojo). Se debe evitar en lo posible la existencia de cableados colgantes.

Figura 106: Ejemplo de conductores bien amarrados

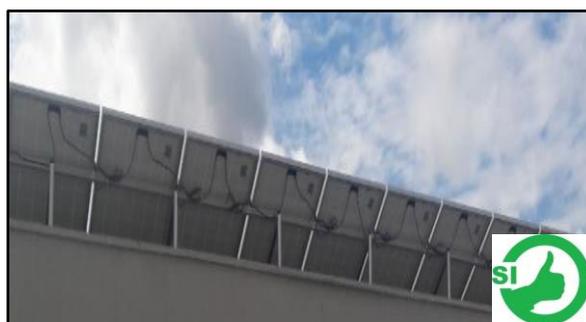


Figura 107: Ejemplo de conductores **bien amarrados** y no tan bien amarrados (rojo)



En caso que exista una distancia lo suficientemente grande para que los conductores no puedan ser bien amarrados a la estructura, o bien que exista un espacio donde los conductores queden al aire libre, debe utilizarse algún sistema de canalización adecuado, para evitar la situación que aparece en la Figura 108. En este ejemplo los conductores se encuentran tirantes y fuertemente vulnerables a esfuerzos mecánicos que puedan dañar al generador. En la Figura 109 se muestra una solución para proteger al conductor, mediante una tubería metálica flexible.

Es importante en este punto tener en consideración los esfuerzos de corte inducidos producto de los desplazamientos relativos entre edificios, es decir, juntas de dilatación sísmica entre edificios, que podrían dañar y/o cortar las canalizaciones, (bandejas metálicas, tuberías, etc.). Para ello se deberá utilizar una solución adecuada que permita el desplazamiento relativo entre elementos.

Figura 108: Ejemplo de conductores que no se encuentran protegidos contra esfuerzos mecánicos (No realizar de esta forma)



Figura 109: Ejemplo de forma **correcta** de canalizar conductores para evitar su exposición a esfuerzos mecánicos



20. Los conductores cumplen con la resistencia de aislamiento en conformidad con el instructivo técnico RGR 02/2014

El Numeral 19.4.16 de la Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 señala que se debe realizar la verificación de resistencia de aislamiento.

Esta prueba debe ser realizada con un instrumento de medición de resistencia de aislamiento en CC, y el método de ensayo se encuentra en el RGR 02/2014 punto 11.18

No es necesario realizar este procedimiento para los cables que vienen adheridos a los paneles solares. Se recomienda que el aislamiento de todos los conductores utilizados sea de al menos 1MΩ en cualquier caso.

21. Las conexiones de los módulos fotovoltaicos cuentan con conectores tipo MC4 o equivalentes.

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 en su Numeral 9.2 señala que: La interconexión de los módulos fotovoltaicos de la unidad de generación fotovoltaica deberá realizarse mediante conectores que deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- 9.2.1: 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, en conformidad a la norma IEC 60998-1.
- 9.2.2: Los conectores serán polarizados y de configuración que no permita intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos en el predio.
- 9.2.3: Los conectores estarán contruidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión.
- 9.2.4: Los conectores serán del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo.
- 9.2.5: Los conectores deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.

La gran mayoría de los módulos fotovoltaicos presentan conectores MC4 (Ver Figura 110), que son ampliamente utilizados en el mercado fotovoltaico y según indica la Instrucción Técnica, todos los conectores que sean utilizados para la conexión hasta los tableros CC o inversores deben ser del mismo tipo o equivalentes y deben cumplir con los Números 9.2.1 hasta 9.2.5.

Los conectores MC4 presentan un grado de protección IP 67 y también otorgan una protección mecánica fuerte que impide el desenganche fácil de la conexión de los strings. Los conectores utilizados en la planta fotovoltaica deben encontrarse en perfectas condiciones, considerando que de otra forma pierden su grado de protección y su instalación puede ocasionar cortocircuitos en el generador (Ver Figura 111).

Finalmente, es importante destacar lo importante que es realizar el crimpado en forma correcta del conductor al conector MC4, con la herramienta que el fabricante del conector recomienda, que

generalmente es una crimpadora. Esto es para prevenir conexiones flojas o sueltas que pueden producir puntos calientes o simplemente la desconexión del conector del cable.

Figura 110: Conector MC4 y detalle de conexión



Figura 111: Conector MC4 en mal estado (no puede utilizarse un conector en estas condiciones)



22. Partes metálicas de la instalación están protegidos contra tensiones peligrosas. Esto incluye las estructuras de soporte, módulos y los equipos. (Se debe verificar que las uniones estén bien afianzadas, de modo que si se quita un módulo del circuito de la UG no se interrumpa la continuidad de ningún conductor de la puesta a tierra de protección)

La Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 en su Numeral 14.1 señala que: Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.

Equipos que deben incluir puesta a tierra son:

- Marco de los módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Estructura de soporte (cuando sea metálica)
- Tableros de CC y de CA
- Bandejas metálicas y otras canalizaciones que también sean metálicas
- Elementos de protección metálicos

Los inversores en muchos casos tienen como salida un conductor con un polo adicional (por ejemplo de 5 polos cuando son trifásicos o de 3 polos cuando es monofásico). Este conductor se encuentra conectado a la carcasa del inversor.

En relación a las estructuras de soporte, el Numeral 7.6 de la Instrucción Técnica indica que: La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección. Es decir, cada sub estructura individual que componga la totalidad de la estructura deberá llevar su puesta a tierra propia, según corresponda.

Para la puesta a tierra del marco de los módulos es importante tener en cuenta lo que indica la Instrucción Técnica en su Numeral 9.11: 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. Para ello debe contemplarse una conexión de puesta a tierra en anillo, utilizando para esto también en lo posible las puestas a tierra de cada subestructura (Ver Figura 112), de manera que al retirar un módulo de la cadena de un string, el resto de los módulos de los alrededores no queden sin una puesta a tierra en común.

La puesta a tierra de los módulos debe realizarse utilizando las perforaciones que han sido adaptadas de fábrica para este cometido, pudiendo conectar estas puestas a tierra entre módulos (Ver Figura 113), siempre y cuando a cada cierto número de módulos y a cada lado del conjunto se realice una conexión con la puesta a tierra de la subestructura.

No está permitido realizar perforaciones al marco de los módulos para realizar la puesta a tierra (Ver Figura 114), debiendo utilizarse exclusivamente las que han sido adaptadas para esto. Al realizar perforaciones se pone en riesgo la aislación de las celdas con respecto al marco, lo que puede ocasionar un cortocircuito. Tampoco está permitido utilizar como puesta a tierra la grapa que fija al panel con respecto a la estructura (Ver Figura 115), considerando que la puesta a tierra del marco no va a presentar necesariamente continuidad eléctrica con la grapa.

Figura 112: Conexión de puesta a tierra del marco del módulo con la estructura



Figura 113: Conexión de puestas a tierra de los marcos de los módulo



Figura 114: Módulo perforado para conectar la puesta a tierra (no permitido)



Figura 115: Puesta a tierra incorrecta, utilizando la grapa y el marco de los módulos (no permitido). Además, el conductor para la puesta a tierra debe ser resistente a la humedad y a los rayos UV.

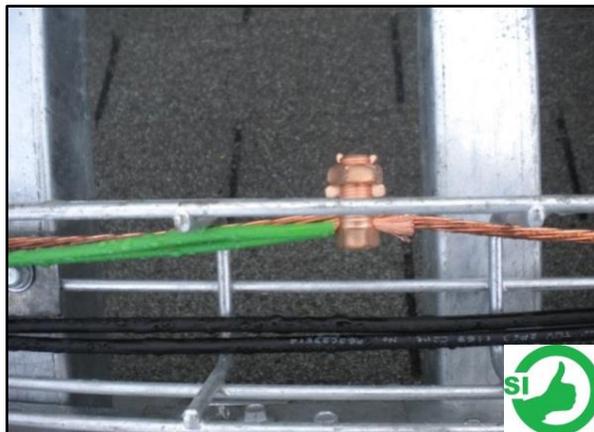


23. Existe continuidad del sistema de puesta a tierra y / o red equipotencial

La Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 en su Numeral 19.4.17 menciona entre otros aspectos que deben revisarse antes de la puesta en servicio de la planta fotovoltaica que se debe verificar la: Continuidad del sistema de puesta a tierra y/o red equipotencial.

Un correcto sistema de puesta a tierra debe estar sólidamente unido a cada uno de los elementos que la componen (ver Figura 116), por medio de materiales metálicos que eviten la corrosión galvánica, para que de esta forma exista continuidad eléctrica entre sí.

Figura 116: Conexión sólida del conductor de puesta a tierra con la escalerilla metálica



Además, en un sistema equipotencial debe también existir continuidad en la transmisión de la corriente, de manera de asegurarse que el conductor y los terminales se encuentran en correctas condiciones en la situación de que deban conducir un cortocircuito. La continuidad eléctrica puede ser medida mediante un tester o multímetro.

Se recomienda utilizar un conductor de puesta a tierra que sea resistente a la humedad y a los rayos UV, tomando en cuenta que estos conductores, al igual que los considerados para las conexiones de los módulos (cable fotovoltaico) estarán expuestos al ambiente durante toda la vida útil del proyecto.

24. Los módulos fotovoltaicos están sin daños y los módulos que conforman un string corresponden a un mismo tipo de panel. (Marca, modelos y características técnicas)

Los módulos que conforman un string deben encontrarse en perfecto estado (Ver Figura 117). Si uno de ellos se encuentra dañado (Ver Figura 118 y Figura 119), afectará la operación del string completo, produciendo potenciales cortocircuitos y generando riesgos de electrocución para las personas que toquen los módulos. Luego, tal como se señala en el Numeral 8.9 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014: No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos productos de la fabricación o del traslado de estos, como roturas o fisuras.

Figura 117: Ejemplo de paneles solares en buen estado



Figura 118: Panel solar en muy mal estado (este panel no puede ser utilizado)



Figura 119: Celda del panel en mal estado (este panel no puede ser utilizado)



Con respecto a la utilización de distintos tipos de módulos en un mismo String, el Numeral 8.6 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014 señala que: No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintos modelos, ni orientaciones diferentes en un mismo string. Se excluyen de esta disposición a los módulos conectados a través de microinversores.

Si bien, muchos módulos de distintas marcas pero de igual capacidad y tecnología (por ejemplo policristalino de 260 W), podrían tener características técnicas y tamaños similares, no es recomendable que se utilicen juntos, porque el funcionamiento del string completo puede verse perjudicado. Más crítico todavía es que se utilicen modelos y características técnicas diferentes en los strings, los que podrían generar un funcionamiento ineficiente de estos, potenciales cortocircuitos o pérdidas de protección de los propios módulos.

Para el caso de los microinversores, como cada módulo FV está conectado directamente a uno de estos dispositivos y son independientes entre sí, los módulos FV pueden ser dispuestos en orientaciones diferentes.

25. Los tableros, caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación cumplen con el grado IP para el lugar donde están instalados

Para este ítem se debe verificar que la instalación cumple con los Numerales 19.4.8 y 19.4.9 de la Instrucción Técnica RGR nº 02/2014. Todos los equipos y componentes de la instalación fotovoltaica

deben presentar un grado de protección que asegure que sus elementos resistirán las condiciones ambientales a las cuales estarán expuestos durante su vida útil.

- 19.4.8: 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.
- 19.4.9: Los tableros cumplen con el grado IP para el lugar donde se encuentran instalados.

Los grados de protección IP se acompañan con dos dígitos más dos letras, en casos excepcionales, y están definidos en el Apéndice 1: Grados de Protección de Carcazas y Cajas de Equipos y Aparatos de la NCh 4/2003. El primero dígito indica el nivel de protección ante el polvo (según el tamaño del mismo) y la protección contra contactos con partes energizadas, tal como se indica en el Numeral 1.2 del Apéndice: La caracterización de los grados de protección se establece mediante un código formado por las letras IP (índice de protección) seguidas de una combinación de dos cifras, cuyo significado se establece en las tablas 1.I a 1.V siguientes. Debe tenerse en cuenta que la primera cifra tiene dos significados que se indican en las tablas 1.I y 1.II. Estos significados son complementarios y de aplicación simultánea.

El segundo dígito describe el nivel de protección ante los líquidos (según su nivel de exposición ante el mismo), sin que exista filtración dentro del elemento. Usualmente esta última protección está asociada al contacto con el agua, ello, porque los elementos utilizados en una instalación fotovoltaica en su mayoría, están a la intemperie.

Las Tablas 1.I y 1.II (ver Tabla 18 y Tabla 19) establecen el grado de protección para la primera cifra, mientras que la Tabla 1.III (ver Tabla 20) establece el grado de protección de la segunda cifra.

Tabla 18: Grado de protección contra partes energizadas, primera cifra (Tabla 1.I del Apéndice 1 de la NCh 4/2003)

Tabla 1.I Protección Contra Contactos con Partes Energizadas. Primera Cifra.		
Primer Número Característico	Grado de Protección	
	Descripción	Definición
0	Sin protección	-
1	Partes energizadas inaccesibles al dorso de la mano	El calibre, una esfera de $\phi = 50\text{mm}$, debe quedar a una distancia adecuada de las partes energizadas
2	Partes energizadas no accesibles con los dedos	El calibre, consistente en una esfera de $\phi = 12\text{mm}$, 80 mm de largo, debe quedar a suficiente distancia de las partes energizadas
3	Partes energizadas no accesibles con herramientas	No debe penetrar el calibre consistente en una esfera de $\phi = 2,5\text{ mm}$,
4	Partes energizadas no accesibles con un alambre	El calibre, de $\phi = 1,0\text{mm}$, no debe penetrar
5	Partes energizadas no accesibles con un alambre	El calibre, de $\phi = 1,0\text{mm}$, no debe penetrar
6	Partes energizadas no accesibles con un alambre	El calibre, de $\phi = 1,0\text{mm}$, no debe penetrar

Tabla 19: Grado de protección contra polvo, primera cifra (Tabla 1.II del Apéndice 1 de la NCh 4/2003)

Tabla 1.II Protección Contra Acceso de Cuerpos Extraños. Primera Cifra		
Primer Número Característico	Grado de Protección	
	Descripción	Definición
0	Sin protección	-
1	Protegido contra la penetración de objetos extraños de $\phi \geq 50\text{mm}$	El calibre, una esfera de $\phi=50\text{mm}$, no debe penetrar completamente (1)
2	Protegido contra la penetración de objetos extraños de $\phi \geq 12,5\text{mm}$	El calibre, una esfera de $\phi=12,5\text{mm}$, no debe penetrar completamente (1)
3	Protegido contra la penetración de objetos extraños de $\phi \geq 2,50\text{mm}$	El calibre, una esfera de $\phi=2,5\text{mm}$, no debe penetrar completamente (1)
4	Protegido contra la penetración de objetos extraños de $\phi \geq 1,0\text{mm}$	El calibre, una esfera de $\phi=1,0\text{mm}$, no debe penetrar completamente (1)
5	Protegido contra la entrada de polvo	La entrada de polvo no se evita totalmente, pero la cantidad que entra no es suficiente para interferir con el funcionamiento del equipo o afectar su seguridad
6	Estando al polvo	No debe penetrar polvo

(1) El máximo diámetro de la probeta de ensayo no deberá pasar a través de cualquier abertura de la cubierta (Ver figura 1.)

Tabla 20: Grado de protección contra la penetración de agua, primera cifra (Tabla 1.III del Apéndice 1 de la NCh 4/2003)

Tabla 1.III Protección Contra la Penetración de Agua. Segunda Cifra		
Primer Número Característico	Grado de Protección	
	Descripción	Definición
0	Sin protección	-
1	Protegido contra la caída vertical de gotas de agua	Las gotas que caen verticalmente no deben provocar efectos dañinos
2	Protegido contra la caída de gotas de agua con una inclinación de hasta 15°	Las gotas que caen verticalmente no deben provocar efectos dañinos al inclinar la cubierta hasta 15° en uno y otro sentido respecto de la vertical
3	Protegido contra la caída de lluvia	La lluvia cayendo en un ángulo igual o menor a 60° no deberá provocar daños
4	Protegido contra salpicaduras de agua	Las salpicaduras en cualquier dirección no deben provocar daños
5	Protegido contra chorros de agua	Un chorro de agua proyectado en cualquier dirección no debe provocar daños (1)
6	Protegido contra chorros fuertes de agua	Un chorro fuerte de agua proyectado en cualquier dirección no debe provocar daños (2)
7	Protegido contra inmersión temporal en agua	No debe penetrar una cantidad de agua que pueda provocar daños al estar la caja sumergida temporalmente en condiciones normales de presión y duración (3)
8	Protegido contra inmersión prolongada en agua	No debe penetrar una cantidad de agua que pueda provocar daños al estar la caja sumergida en forma prolongada en condiciones que se acordaran entre usuario y fabricante pero que serán más drásticas que las indicadas en 7

La Instrucción Técnica RGR n° 02/2014 indica los grados de protección mínimos que deben tener los módulos fotovoltaicos, los tableros CC y los inversores en los siguientes Numerales:

- 8.4: Todos los módulos fotovoltaicos deberán incluir diodos de derivación o bypass en conformidad a las normas IEC 62548 para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- 9.7: Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.4.2, deberán cumplir con la norma IEC 61439-1 y contar con los siguientes elementos: h) El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.
- 12.4: Podrán instalarse a la intemperie aquellos inversores que cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con protección contra la radiación solar directa.

Además, la NCh 4/2003 señala en su Artículo 6.2.1.15 que: Los tableros deberán construirse con un índice de protección (grado IP) adecuado al medio ambiente y condiciones de instalación, y la nota aparte asociada a este Artículo indica que: De acuerdo a esta disposición no será aceptable la construcción de tableros grados IP00 y como referencia se sugiere considerar un grado IP 41 como mínimo para tableros en interior e IP44 como mínimo para tableros instalados en exterior.

La Instrucción Técnica también señala en su Numeral 9.10 que: Todos los tableros, 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.

26. Los tableros externos de CC o cajas de combinación de string cuentan con un seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC. (Aplicable conexiones de inversor central)

Cuando se utilizan inversores centrales y se requieran tableros de CC que agrupen a un conjunto de strings antes de la conexión al inversor (tal como es explicado en el Numeral 9.4.2 de la Instrucción Técnica en su Numeral RGR 02/2014), estos tableros deben presentar las protecciones que están señaladas en el Numeral 9.7 de la Instrucción Técnica:

- 9.7: Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.4.2, deberán cumplir con la norma IEC 61439-1 y contar con los siguiente 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) Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial,
 - h) El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.

27. Comprobar prueba básica Anti-Isla, desconectar protección termomagnética del Empalme y verificar que el inversor se desconecte en forma automática. (En los casos que no se pueda desconectar desde el Empalme, se desconectará desde el circuito dedicado a la UG)

Según el Artículo 4-10 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión: En caso de presentarse una operación en isla debido a una falla en la red o una desconexión programada, el EG deberá desconectar esta situación y desconectarse de la red en un tiempo máximo de 2 segundos.

Los inversores deben contar con una protección Anti-Isla que permita la desconexión automática del equipo en caso de no detectar la red externa. Luego, al realizar esta prueba, los inversores deben desconectarse inmediatamente (como máximo en 2 segundos) cuando el equipo de protección que se encuentra aguas arriba del inversor abra el circuito (realizado ya sea desde la protección del empalme o bien de la protección asociada a la UG).

Sin embargo, también debe considerarse que según el mismo Artículo: Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a la normativa vigente, el EG podrá abastecer al propio consumo mientras permanezca aislado del SD, como podría ocurrir en el caso de los sistemas de emergencia, que tal como señala la NCh 4/2003, se encuentran aislados de la red.

28. La protección RI integrada está protegida mediante una contraseña de seguridad, o la protección RI centralizada está sellada

Los inversores usualmente cuentan con protecciones RI integradas, sin embargo, debe tomarse en cuenta el Artículo 4-9 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión: La Protección RI integrada puede estar incorporada en el control programable de los EG (ej: en el control del inversor). En tal caso se puede prescindir del botón de prueba y del sello. Si la función V> es modificable, se requerirá de una contraseña.

La incorporación de la contraseña debe permitir distintos niveles de acceso para el usuario final y para el instalador o fiscalizador del proyecto (mayor acceso a estos últimos), tal como es indicado en el Artículo 2-5, Número VI de la norma: Esta contraseña no debe ser conocida por el usuario o cliente final. De esta forma se protege a la instalación de posibles manipulaciones por parte de personal no autorizado, que tengan como consecuencia la modificación de los parámetros de operación del inversor, y especialmente de la protección RI.

También debe considerarse que según el mismo artículo de la norma, si el EG es superior a 30 kVA y posee RI integrada, será facultad de la empresa distribuidora definir si es necesario un esquema RI centralizado adicional y las características que éste deba tener.

En caso de que la protección RI sea centralizada, la norma establece que: La Protección RI centralizada, como elemento de operación independiente, debe ser ubicada en un tablero apropiado, el cual debe ser exclusivo para esta protección de tal forma que pueda ser sellado por la empresa distribuidora.

Según la configuración de la Protección RI escogida, deberá comprobarse que si está integrada, se encuentra protegida mediante una contraseña de seguridad. En caso que sea centralizada, deberá estar sellada por la empresa distribuidora.

29. Prueba básica de conexión y reconexión, deberá apagar el inversor desconectándolo de la red CA (desde la protección termomagnética) y volver a conectar la red CA y verificar que el inversor se conecte en un tiempo no inferior a 60 segundos

Según el Artículo 4-11 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión se establece que: La conexión de un EG al SD sólo puede ocurrir si el EG establece que la tensión y la frecuencia de la red están dentro del rango de tolerancia $0.85V_n$ hasta $1.1V_n$ y 47.5 Hz hasta 50.2 Hz respectivamente, durante al menos 60 segundos.

Se espera que cuando el inversor esté habilitado para entrar en operación, deba primero verificarse durante al menos 60 segundos que se cumplen las condiciones de tensión y de frecuencia de la red indicadas anteriormente, antes de conectarse e inyectar energía. Es decir, que la tensión y la frecuencia se encuentren durante 60 segundos entre los siguientes valores, cuando el voltaje nominal es de 220V:

$$187 \leq \text{Voltaje Red} \leq 242$$
$$47.5 \leq \text{Frecuencia Red} \leq 50.2$$

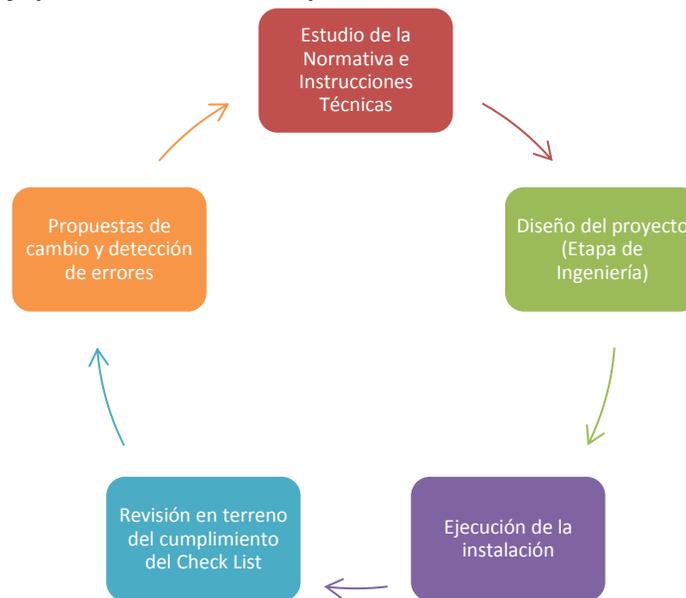
Cuando el inversor esté en operación y que, producto de una interrupción breve (debido a una frecuencia o tensión mayor o menor a la permitida) de un máximo 3 segundos se desconecta, puede reconectarse en un tiempo mínimo de 5 segundos, siempre y cuando la red vuelva a encontrarse dentro de los rangos definidos anteriormente.

RECOMENDACIONES PARA EL BUEN CUMPLIMIENTO DEL CHECK LIST

Es importante que antes de realizar la instalación se verifique que el diseño propuesto del proyecto cumple con lo exigido en la normativa, considerando que algunos ítems mal desarrollados podrían conducir inevitablemente a una instalación eléctrica deficiente, que posteriormente va a ser rechazada por el fiscalizador.

Se recomienda revisar más de una vez el Check List, durante y al finalizar la instalación, realizando un proceso de mejora continua en terreno (Ver Figura 120). Esto permitirá identificar posibles errores que podrían irse repitiendo sucesivamente en la instalación, o en los planos. En ambos casos deberá verificarse nuevamente que estos cambios cumplan con la Normativa.

Figura 120: Diagrama de flujo para la revisión del cumplimiento del Check List en terreno



Se recomienda que los instaladores pudieran cerciorarse de la correcta instalación antes de la revisión por parte de la SEC, es decir, que la instalación presente sus canalizaciones en buen estado, conexiones bien ejecutadas que el sistema de puesta a tierra presente continuidad en todos sus elementos y que los equipos se encuentren fijados correctamente, todo esto en pleno cumplimiento con la normativa.

El instalador no debe perder de vista que este es un proyecto de ingeniería, en particular de ingeniería eléctrica, el cual debe cumplir con todos los estándares técnicos y normativos vigentes en Chile.

Finalmente, considerando que se espera que la planta fotovoltaica tenga una vida útil de a lo menos 20 años, debe tomarse en cuenta que la instalación deberá ser resistente al desgaste o degradación normal al que se ven sometidos los equipos y que una instalación mal ejecutada puede acelerar este proceso, poniendo en riesgo a las personas y las instalaciones asociadas al inmueble al cual se conecta el equipamiento de generación.

RECOMENDACIONES FINALES

Una forma de asegurar el éxito de una instalación fotovoltaica es realizando un diseño detallado que cumpla la normativa vigente y que se encuentre revisado y entendido a cabalidad por los integrantes del equipo que posteriormente realizarán la instalación. De esta forma, la construcción se efectuará conforme a lo diseñado y sin incurrir en cambios de diseño, equipamiento y manteniendo el presupuesto controlado.

Si el diseño cumple correctamente con la normativa, el riesgo asociado a un rechazo posterior debido a una ejecución defectuosa disminuye considerablemente. Además, el tiempo y el dinero que deberán emplearse para corregir alguna observación (en caso que hubiera) del fiscalizador, será mucho

menor, debido a que estructuralmente el proyecto se encontrará cerca de ser aprobado. Se debe tener en cuenta que si el fiscalizador excepcionalmente inspeccionara un proyecto por segunda vez y nuevamente encuentra deficiencias, la declaración TE-4 se vuelve inválida y el instalador deberá presentar nuevamente toda la documentación y reagendar la fiscalización correspondiente.

Antes de ejecutar un proyecto fotovoltaico, se recomienda haber realizado a lo menos el set de planos y la memoria técnica respectiva solicitadas en este Check List. Esto además permitirá observar situaciones en las cuales deberán tomarse mayores precauciones, especialmente con respecto a las canalizaciones, las conexiones y la fijación de los equipos así como también de las estructuras de soporte.

Considerando que el mercado fotovoltaico en Chile se encuentra aún en una etapa de maduración y muchas empresas están todavía en una etapa de aprendizaje, algunas veces realizan instalaciones de forma “ingeniosa o hechizas”, que no necesariamente cumplen con la Normativa. Luego, frente a un eventual rechazo por parte de la SEC, el instalador puede verse en la necesidad de corregir el diseño inicial, revisando para ello la Normativa y los instructivos técnicos disponibles, actividad que debió haberse realizado correctamente en la etapa de diseño.

A modo de conclusión general se sugiere fuertemente a los Instaladores y a las empresas instaladoras revisar y estar al tanto de la Normativa y las instrucciones técnicas asociadas al proyecto fotovoltaico, considerando que se espera que el generador fotovoltaico tenga una vida útil de al menos 20 años y para ello debe presentar mínimos riesgos de problemas que pueden originarse con el tiempo.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

De la Instrucción Técnica RGR n° 01/2014 se citan las definiciones claves que son utilizadas en esta Guía.

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

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

CA: Corriente Alterna.

Caja de conexiones de string o junction box o tablero CC: Caja en la que se conectan eléctricamente los strings entre sí.

CC: Corriente Continúa.

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Conductor: Para los efectos de esta Guía (y de la Instrucción Técnica) se entenderá por hilo metálico, de cobre de sección transversal frecuentemente cilíndrica o rectangular, destinada 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.

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.

Diodo de Bloqueo: Es un diodo utilizado para impedir el flujo inverso de corriente hacia la fuente del circuito fotovoltaico.

Empalme: Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor del sistema del cliente a la red de suministro de energía eléctrica.

Empresa(s) Distribuidora(s): Concesionario(s) de servicio público de distribución de electricidad.

IEC: International Electrotechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional.

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.

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.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

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.

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.

Microinversor: Inversor diseñado para operar con un solo módulo fotovoltaico. 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.

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.

Potencia de la instalación fotovoltaica: Es la suma de las potencias nominales de los inversores (la especificada por el fabricante).

Potencia nominal del generador (Ppeak): Suma de las potencias máximas o peak de los módulos fotovoltaicos.

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.

Punto de conexión a la red de distribución: Es el punto en donde se une la acometida del usuario a la red.

Reconexión automática (RA): Reconexión del interruptor de potencia controlado por un dispositivo automático.

String: Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.

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.

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.
- String.
- Arreglo fotovoltaico.
- Cajas de conexión.
- Cables y conexiones eléctricas.
- Dispositivos de protección.
- Sistema de tierras.
- Estructuras de montaje.