



# **INSTRUCTIVO TÉCNICO DE INSTALACIONES**

## **PROGRAMA CASA SOLAR SOCIAL**

### **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS**

Responsable: Claudio Perez Barra  
Versión: 1  
Fecha: 04-03-24  
Área: Energía Renovables



## Índice

<b>Índice .....</b>	<b>2</b>
<b>1 Aspectos generales .....</b>	<b>4</b>
1.1 Introducción .....	4
1.2 Objetivo.....	4
1.3 Alcance .....	4
1.4 Aplicación .....	4
1.5 Abreviaciones .....	4
<b>2 Visita de Factibilidad .....</b>	<b>5</b>
2.1 Generalidades.....	5
2.2 Revisión de la cubierta.....	6
2.2.1 Verificación de materialidad y oxidación .....	6
2.2.2 Verificación de área.....	6
2.2.3 Verificación del lugar de instalación de los paneles .....	7
2.2.4 Verificación de Orientación e Inclinación .....	7
2.2.5 Prueba de estanqueidad de la cubierta.....	8
<b>3 Implementación del proyecto .....</b>	<b>8</b>
3.1 Despacho de materiales.....	8
3.2 Consideraciones generales.....	9
3.3 Medidas de seguridad durante los trabajos.....	9
3.4 Instalación de estructuras .....	10
3.4.1 Medidas generales .....	10
3.4.2 Cubiertas de losa de hormigón.....	11
3.4.3 Cubiertas de tejas.....	11
3.4.4 Cubiertas de zinc o fibrocemento .....	12
3.5 Módulos fotovoltaicos y estructura .....	12
3.6 Aspectos generales de las Canalizaciones y Conductores.....	13
3.7 Canalizaciones y conductores CC .....	15
3.8 Canalizaciones y Conductores CA.....	17
3.9 Inversor o micro inversor .....	20
3.10 Tablero para instalación fotovoltaica .....	21
3.11 Puesta a tierra .....	27
3.12 Señalética .....	30
3.13 Generación de TE-4, formulario de notificación de conexión y protocolo de conexión.....	32

3.14	Configuración de monitoreo .....	33
3.15	Pruebas finales .....	33
3.15.6	Pruebas en el lado de CC.....	34
3.15.7	Pruebas en el lado de CA.....	34
3.16	Informe fotográfico o de imágenes .....	34
<b>4</b>	<b>Mantenimiento .....</b>	<b>35</b>
4.1	Aspectos generales.....	35
4.2	Check List de revisión.....	35
4.3	Medios de verificación .....	35

## 1 ASPECTOS GENERALES

### 1.1 INTRODUCCIÓN

- 1.1.1 Siendo necesario promover la generación distribuida domiciliaria en base a energías renovables en todo Chile, se tomó la iniciativa de crear un programa que acerque este tipo de tecnologías a los ciudadanos, con especial enfoque a la clase media de este país. Casa Solar es un programa financiado por el Ministerio de Energía y ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética abierto a la ciudadanía y de alcance nacional, que otorga descuento por compra agregada a la adquisición de sistemas fotovoltaicos y cofinanciamiento del Estado para su instalación. Su objetivo es promover el uso de energía limpia y generar ahorros en las cuentas eléctricas de las familias. Con el interés de garantizar la calidad de los sistemas fotovoltaicos del programa Casa Solar, es necesario un instructivo que alinee los criterios de instalación de las distintas empresas contratistas participantes del programa.

### 1.2 OBJETIVO

- 1.2.1 El presente documento busca establecer los criterios de instalación que deben cumplir las empresas contratistas del programa Casa Solar, quienes serán parte del contrato. Además, se establecen exigencias y estándares respecto de la calidad de producto para equipos e instalaciones de los sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red del programa Casa Solar.

### 1.3 ALCANCE

- 1.3.1 Las disposiciones de esta instrucción técnica son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución en el marco del programa Casa Solar. Es por ello por lo que se presentan exigencias adicionales, que pueden o no estar incluidas dentro de las instrucciones técnicas RGR y los pliegos técnicos normativos RIC.

### 1.4 APLICACIÓN

- 1.4.1 Esta instrucción técnica es complementaria a las normas y/o requerimientos que debe cumplir a cabalidad el contratista, los cuales son:
- a) Los Pliegos Técnicos Normativos RIC establecidos en el Decreto Supremo N°8/2020 del Ministerio de Energía.
  - b) La Instrucción Técnica RGR N°01/2020: Procedimiento de Comunicación de Energización de Generadores Residenciales.
  - c) La Instrucción Técnica RGR N°02/2020: Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Redes de Distribución.
  - d) Bases de la Licitación o TDR al que se le asocie.

### 1.5 ABREVIACIONES

- AgenciaSE: Agencias de Sostenibilidad Energética.
- CA: Corriente alterna.
- CAG: Cañería de acero galvanizado en caliente.
- CC: Corriente continua.
- PU: Poliuretano
- RIC: Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica

- SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- ITI: Instructivo Técnico de Instalaciones programa Casa Solar

## 2 VISITA DE FACTIBILIDAD

### 2.1 GENERALIDADES

- 2.1.1 Las viviendas seleccionadas para el proceso de instalación dentro del programa Casa Solar son declaradas factibles basándose en el informe entregado por el visitador técnico en la etapa de prefactibilidad.
- 2.1.2 Es responsabilidad de la empresa contratista verificar esta información a través de una visita previa a la instalación. En esta, deberán realizar mediciones, tomas de fotografías y/o pruebas que garanticen la correcta implementación del sistema fotovoltaico.
- 2.1.3 Esta visita de factibilidad se deberá recopilar y subir a la plataforma o el medio que estime la contra parte técnica la siguiente información:
- 2.1.3.1 Ficha estructural:
- a) Fotos de la cubierta y estructuras.
  - b) Identificación de elementos estructurales principales, especificando materiales y dimensiones.
  - c) Evaluación del estado de conservación de dichos elementos y la techumbre en general.
  - d) Medidas de la cubierta donde se realizará la instalación del sistema.
  - e) La ficha deberá verificar que la techumbre está capacitada para recibir el sistema fotovoltaico propuesto. En caso contrario se deberá proponer el refuerzo de los elementos estructurales deficientes.
- 2.1.3.2 Ficha sistema eléctrico existente:
- a) Fotos del tablero existente, empalme y punto de conexión.
  - b) Se deberá realizar una medición de los parámetros eléctricos básicos (F-N-T de tensión y corriente) con la finalidad de detectar posibles fugas de corrientes en la instalación existente y/o problemas de calidad de suministro.
- 2.1.4 Se deben tomar todas las medidas de seguridad necesarias para realizar la verificación de la estructura y medidas de la cubierta. En caso de que no sea posible acceder al entretecho, será necesario retirar las planchas (zinc, fibrocemento, tejas, etc.) para realizar la verificación.
- 2.1.5 En caso de existir algún problema de fuga de corriente, se debe realizar un protocolo de pruebas que debe ser validado por la contraparte técnica de la Agencia. El instalador eléctrico del contratista deberá detectar y reparar las fugas de corriente existente (con el fin de no operación de la protección diferencial), con un límite de un 5% del total de las viviendas de la zona geográfica.
- 2.1.6 El contratista deberá llenar un acta de layout con la disposición de los equipos a instalar (Inversor, paneles, TGFV y canalizaciones) que será firmada por el propietario para indicar su conformidad de los planteado (formato será entregado por la Agencia).

2.1.7 En caso de que la empresa contratista, luego de la visita, esté en desacuerdo con lo indicado por la AgenciaSE, se deberá comunicar a la brevedad con la contraparte técnica, entregando un informe con los datos generales de la instalación y fotografías que avalen su resolución. Solo la AgenciaSE podrá entregar esta información al beneficiario, para así evitar confusiones y descoordinación. Dentro de las razones de desacuerdo se consideran las siguientes:

- a) Falta de espacio en la cubierta.
- b) Oxidación o daño de la cubierta y/o estructura.
- c) Posibilidad de una reducción de potencia debido a la falta de espacio.
- d) Áreas no regularizadas.

## 2.2 REVISIÓN DE LA CUBIERTA

### 2.2.1 VERIFICACIÓN DE MATERIALIDAD Y OXIDACIÓN

2.2.1.1 La empresa contratista deberá confirmar que el material de la techumbre corresponda al material indicado en la ficha técnica de prefactibilidad. En caso de alguna diferencia, deberá realizar una notificación mediante correo o a través de la plataforma web de Casa Solar.

2.2.1.2 En casos de cubierta con fibrocemento, se ha considerado que para todas las casas construidas antes del año 2003 no sea factible ejecutar la instalación debido a la presencia de asbesto en su composición. En caso de que el contratista tenga dudas del año de instalación del fibrocemento, deberá comprobar el año de antigüedad con el postulante, realizar investigación documental (certificado de dominio vigente o recepción municipal), revisar construcción en el entorno y/o solicitar pruebas de laboratorio de la techumbre.

2.2.1.3 El contratista deberá revisar que la cubierta no presente óxido en el área de instalación de los módulos fotovoltaicos. No se autorizará la instalación en un techo con esas condiciones.

### 2.2.2 VERIFICACIÓN DE ÁREA

2.2.2.1 Dentro de las bases de postulación de las personas al programa Casa Solar, se requiere que la vivienda posea un área mínima en la techumbre de 20 m<sup>2</sup> para la instalación del sistema fotovoltaico de 2 kWp de potencia y 10 m<sup>2</sup> para el sistema fotovoltaico de 1 kWp de potencia. Entendiendo que esta área solicitada es mayor a la necesaria y que puede existir un margen de error debido a la medición visual en la visita de prefactibilidad, será obligación de la empresa contratista respetar los kWp solicitados por la AgenciaSE.

2.2.2.2 Sin perjuicio de lo anterior, en casos justificados con un informe técnico que se presentará a la contraparte técnica de la AgenciaSE y si se comprueba que no es posible instalar la potencia solicitada, se podrá realizar una disminución de la potencia instalada o la no factibilidad del proyecto.

2.2.2.3 El contratista deberá estar dispuesto a instalar los módulos fotovoltaicos en cualquier distribución que exija el proyecto para cumplir con la exigencia inicialmente indicada por la Agencia SE como por ejemplo se muestra en las **Ilustración 1 y 2**.



*Ilustración 1 - Distribución en L para un proyecto de 2 kWp*



*Ilustración 2 - Distribución en dos aguas con misma orientación para un proyecto de 2 kWp*

## 2.2.3 VERIFICACIÓN DEL LUGAR DE INSTALACIÓN DE LOS PANELES

2.2.3.1 Los paneles fotovoltaicos deben ser instalados en el área prevista en la visita de prefactibilidad y, solo en casos excepcionales, el contratista podrá solicitar a la AgenciaSE, a través de un informe, el cambio de la ubicación de instalación de los módulos. El contratista deberá considerar los siguientes alcances:

- El lugar de instalación podrá ser en más de un agua, con mismas orientaciones.
- El sitio de instalación podrá ser en la misma agua, utilizando superficies libres de sombra para realizar la instalación.
- No se debe producir el efecto vela, producto de que los paneles fotovoltaicos y su estructura sobresalgan del perímetro del techo.

2.2.3.2 No se podrán instalar los paneles en un área que no presente el proceso regularización ante la entidad correspondiente (ej: cobertizos o ampliaciones no regularizadas).

2.2.3.3 La AgenciaSE se reserva el derecho de solicitar una memoria estructural a un máximo del 5% de los proyectos fotovoltaicos asignados en caso de dificultad de instalación en la techumbre.

## 2.2.4 VERIFICACIÓN DE ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

2.2.4.1 Dentro de las bases de postulación de las personas al programa Casa Solar, se estipula como requisito que el agua de la techumbre que se utilizará para la instalación deberá tener una orientación entre  $-90^\circ$  y  $90^\circ$  con respecto al azimut óptimo de la comuna. Por



lo tanto, el contratista no podrá instalar los paneles fotovoltaicos en una orientación distinta o superior a este valor.

2.2.4.2 En caso de que la inclinación de la cubierta sea menor a 15°, será obligatorio hacer uso de estructuras inclinadas para lograr una orientación que optimice la producción de energía del sistema fotovoltaico.

2.2.4.3 El contratista deberá instalar los paneles y estructura si corresponde, buscando siempre la orientación óptima, de acuerdo con la comuna en la que se esté ejecutando el proyecto.

## 2.2.5 **PRUEBA DE ESTANQUEIDAD DE LA CUBIERTA**

2.2.5.1 Para cada beneficiario se deberá realizar una prueba de estanqueidad por inundación o similar, que permite verificar la presencia de filtraciones existentes por deterioro del recubrimiento o daños producto de la instalación.

2.2.5.2 Se deberán efectuar dos pruebas. Una previa a la instalación y otra luego de terminados los trabajos en la cubierta para confirmar que no se generaron filtraciones en el proceso de montaje. Pasadas 24 horas de efectuada la prueba, se deberá contactar al postulante para comprobar si ha detectado goteras en su techo. En las cubiertas con tejas coloniales, fibrocemento o algún material que sea vulnerable a la humedad, la prueba de agua se deberá efectuar con al menos 5 días de anticipación a la instalación.

2.2.5.3 El contratista deberá dejar un registro en video y/o fotografía de la realización de cada una de las pruebas. Además, deberá firmar un acta con el beneficiario que deberá ser subida a la plataforma de Casa Solar, en la cual ambas partes confirmarán que la vivienda no tenía filtraciones preexistentes y que después de haber terminado los trabajos no se produjo ningún daño a la cubierta que genere filtraciones.

2.2.5.4 Estas pruebas delimitarán la responsabilidad de la empresa contratista en caso de daños existentes o posteriores a la implementación del sistema fotovoltaico. En caso de no realizarse, se asumirá que cualquier filtración en la zona de instalación o tránsito hacia ellas será responsabilidad del contratista y, por lo tanto, deberá realizar la reparación.

## 3 **IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO**

### 3.1 **DESPACHO DE MATERIALES**

3.1.1 Se requerirá un recinto exclusivo para el bodegaje de los materiales en la región donde se realizarán las instalaciones.

3.1.2 El despacho de materiales a la casa de cada beneficiario debe efectuarse con un máximo de 7 días de anticipación previos a la fecha de instalación.

3.1.3 Se le deberá solicitar al beneficiario su firma en la orden de despacho para respaldar su conformidad con los materiales entregados y con la cantidad de estos, para evitar discrepancias o malentendidos posteriores. Se debe entregar una copia de la orden al beneficiario.

3.1.4 No se permite por ningún motivo la utilización de la casa del beneficiario como bodega. En caso de superar los 7 días antes mencionados, se aplicarán las multas correspondientes.



3.1.5 Si durante el periodo de 7 días permitidos para almacenar los materiales en la casa del beneficiario, se daña o extravía alguno, será responsabilidad del contratista.

3.1.6 Para el traslado de los materiales se deben tomar las medidas de seguridad necesarias para garantizar su integridad.

### 3.2 **CONSIDERACIONES GENERALES**

3.2.1 Antes del comienzo de las instalaciones, La AgenciaSE entregará el o los terrenos al contratista de acuerdo con los plazos y fechas establecidos en las bases técnicas de licitación.

3.2.2 Del acto de entrega del terreno al contratista se extenderá un Acta de Entrega de Terreno.

3.2.3 Una vez se extienda el Acta de Entrega de Terreno será posible comenzar con las instalaciones.

3.2.4 Toda la construcción se completará de acuerdo con el diseño técnico y todos los equipos se instalarán de acuerdo con la ingeniería de detalle y las recomendaciones del fabricante.

3.2.5 Se creará un conjunto de fotografías digitales de alta calidad de todos los aspectos de la fase de instalación. El nivel de detalle deberá ser suficiente para que un tercero determine si la planta se ha construido de acuerdo con las especificaciones de diseño.

3.2.6 El impacto de la fase de construcción del proyecto en los vecinos debe considerarse en todo momento para garantizar las mejores relaciones posibles.

3.2.7 Los sitios donde se realicen trabajos de instalación deben dejarse limpios y ordenados.

### 3.3 **MEDIDAS DE SEGURIDAD DURANTE LOS TRABAJOS**

3.3.1 Los instaladores deberán utilizar en todo momento sus equipos de protección personal (EPP) y equipos para trabajos eléctricos en altura mientras se realiza la implementación de las estructuras de soporte y módulos fotovoltaicos.

3.3.2 Los EPP exigidos en la obra son: casco clase A, guantes de seguridad, lentes de seguridad y protección facial cuando se requiera, ropa de trabajo adecuada, zapatos de seguridad dieléctricos o aislantes y guantes dieléctricos cuando se intervenga una instalación energizada.

3.3.3 Para trabajos en altura, además, se exige el uso de arnés de seguridad, anclajes y cuerdas de vida como se muestra en la **Ilustración 3**.

3.3.4 Si al momento de realizar la inspección, la contraparte técnica detecta que el personal del contratista no está utilizando los EPP, se aplicará una multa correspondiente.

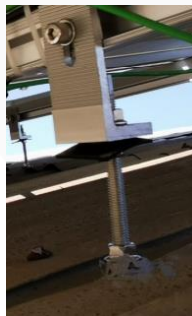


*Ilustración 3 - Equipo de seguridad para trabajos en altura.*

### 3.4 **INSTALACIÓN DE ESTRUCTURAS**

#### 3.4.1 **MEDIDAS GENERALES**

- 3.4.1.1 Antes de comenzar a instalar, verificar la información en la ficha técnica entregada con respecto a la inclinación y el tipo de estructura (inclinada o coplanar).
- 3.4.1.2 Para viviendas con cubierta que tenga inclinación entre 15° y 45°, se deberá usar una estructura coplanar.
- 3.4.1.3 Para viviendas con cubierta que tenga inclinación menor a 15°, se deberá usar una estructura inclinada, de esa forma la inclinación y orientación final serán las óptimas en la comuna, según el explorador de energía.
- 3.4.1.4 Para viviendas con cubierta que tenga inclinación entre 15° a 20°, se deberá coordinar con la contraparte técnica el uso no estructura inclinada para asegurar el mayor rendimiento de la instalación y facilidades de mantenimiento.
- 3.4.1.5 Revisar que el material de la cubierta esté correctamente fijado a la estructura.
- 3.4.1.6 Se deberá emplear el tipo de anclaje específico para cada material de cubierta, el cual debe ser efectuado según las especificaciones del fabricante.
- 3.4.1.7 Los anclajes deben estar siempre fijados a cerchas y/o costaneras.
- 3.4.1.8 Se debe considerar un espacio entre la estructura y la cubierta para permitir el flujo de aire, evitar la acumulación de agua y una posible filtración en el hogar (RGR N°02/2020 numeral 8.10).
- 3.4.1.9 Se debe considerar una separación necesaria para permitir la expansión y/o contracción máxima del módulo bajo condiciones de temperatura de operación, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante (RGR N°02/2020 numeral 8.11).
- 3.4.1.10 Luego de instaladas las estructuras, se deben sellar todos los orificios realizados a la cubierta o reemplazar las partes que se hayan dañado al momento de la instalación para asegurar el hermetismo **(Ver Ilustración 4)**.



*Ilustración 4 - Perno de anclaje correspondiente a techumbre de zinc con orificio sellado.*

- 3.4.1.11 El sellador utilizado debe tener una alta resistencia a la intemperie y envejecimiento. Es decir, no debe quebrarse, teñirse amarillo, ni desprenderse ante exposición a rayos UV, humedad, temperatura, etc. Debe tener buena adhesión a superficies lisas y porosas, sin necesidad de primer. Debe ser aplicable en superficies húmedas, sin formar burbujas

y ni despegarse. Debe poseer buena elasticidad y ser pintable una vez seco, puesto que no debería tener siliconas.

### 3.4.2 CUBIERTAS DE LOSA DE HORMIGÓN

3.4.2.1 Debido a que la inclinación en este tipo de cubiertas es aproximadamente  $0^\circ$ , es obligatorio instalar estructuras con inclinación acorde a la zona geográfica y que optimicen la producción de energía.

3.4.2.2 Para evitar generar filtraciones y daños a ductos embutidos, se prohíbe perforar la losa para fijar la estructura. En lugar de ello, se deberán utilizar lastres de hormigón (**Ver Ilustración 5**).

3.4.2.3 El cálculo del peso que adicionará el lastre deberá ser realizado por el contratista, junto con un ingeniero estructural o similar, quien deberá cumplir con la normativa vigente.



*Ilustración 5 - Lastre utilizado para instalaciones fotovoltaicas en losa de hormigón.*

### 3.4.3 CUBIERTAS DE TEJAS

3.4.3.1 Los ganchos o anclajes usados siempre deben ser fijados a la estructura del techo y ubicados de tal forma que no generen filtraciones ni daños sobre la teja.

3.4.3.2 El soporte de la estructura para este tipo de techo siempre debe ser instalado sobre la cresta de la teja para evitar filtraciones por estancamiento (**Ver Ilustración 6**).

3.4.3.3 Para evitar dañar la cubierta, el contratista deberá retirar algunas de las tejas, creando un pasillo que permita el tránsito de los montajistas para la instalación de estructuras y paneles. De modo de no ejercer peso directo sobre ellas (no pisar las tejas). A medida que se avanza en la instalación, el contratista deberá ir reinstalando las tejas.



*Ilustración 6 – Cresta y valle de techo de teja*

#### 3.4.4 CUBIERTAS DE ZINC O FIBROCEMENTO

- 3.4.4.1 Antes de proceder con la instalación de las estructuras, se debe verificar que no exista presencia de óxido en las planchas de zinc.
- 3.4.4.2 El soporte de la estructura para este tipo de techo siempre debe ser instalado sobre la cresta del ondulado de la plancha de zinc o fibrocemento para evitar filtraciones por estancamiento **(Ver Ilustración 7)**.
- 3.4.4.3 En el caso de techos de fibrocemento, el contratista deberá asegurarse que no exista deterioro.
- 3.4.4.4 En caso de identificar óxido o deterioro, deberá informar a la AgenciaSE con un informe de imágenes como evidencia.
- 3.4.4.5 El contratista deberá generar un pasillo o superficie de apoyo que permita distribuir su peso de manera uniforme sobre la cubierta para evitar deformaciones. Podrá utilizar tabloncillos de 1x25x3200 cm (Pr x An x L) o similares.



*Ilustración 7 – Cresta y valle de plancha de Zinc*

#### 3.5 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y ESTRUCTURA

- 3.5.1 Verificar si hay roturas o daños en los paneles fotovoltaicos antes de realizar la instalación (RGR N°02/2020 numeral 8.12).
- 3.5.2 Los módulos fotovoltaicos se deben fijar a sus estructuras de soporte a través de grapas en los lados largos de los paneles. Estos deben ser ajustados de forma simétrica y todos alineados en el mismo nivel, según lo que indique el manual de instalación del fabricante **(Ver Ilustración 8)**.



*Ilustración 8 - Grapa de fijación de paneles fotovoltaicos.*

- 3.5.3 Se deben evitar sombras que puedan ser producidas por grapas no compatibles con los marcos.

- 3.5.4 El alineamiento de los módulos fotovoltaicos debe ser uniforme.
- 3.5.5 Si la instalación es con estructuras inclinadas, debe existir suficiente distancia entre las filas de los módulos para evitar posibles sombras sobre filas consecutivas.
- 3.5.6 El contratista deberá instalar los módulos fotovoltaicos y la estructura a la máxima distancia posible de otros elementos en la techumbre y zonas aledañas, como antenas, sistemas termo solares, conductos de ventilación, aires acondicionados, árboles, etc. Esto con el fin de evitar sombras que puedan afectar el funcionamiento del sistema (RGR N°02/2020 numeral 8.9).
- 3.5.7 En caso de no poder evitarse sombras por ductos de ventilación o similar el contratista deberá considerar realizar cortes a esta previa autorización del propietario de la vivienda
- 3.5.8 No se deben realizar perforaciones o cortes a módulos fotovoltaicos (ej.: para poner puesta a tierra, debiendo cumplir el RGR N°02/2020 numeral 17.5.
- 3.5.9 Se debe considerar que los paneles fotovoltaicos y su estructura en ningún caso deberán sobresalir del perímetro del techo, con el fin de evitar el efecto vela (RGR N°02/2020 numeral 6.2).
- 3.5.10 Los paneles siempre deben ir ubicados en la parte más alta de la cubierta evitando de esta forma la sombra por viviendas cercanas u otras partes del mismo techo (**Ver ilustración 9**).



*Ilustración 9 – Paneles instalados correctamente en la parte más alta de la cubierta disponible.*

- 3.5.11 Se evitará la acumulación de suciedad entre el marco del módulo y el vidrio, evitando así los efectos de sombreado sobre las celdas.
- 3.5.12 Posterior a la instalación de los paneles el contratista deberá limpiar estos y asegurar que no haya ninguna suciedad producto de la instalación.
- 3.5.13 La AgenciaSE se reserva el derecho de solicitar un sistema anti-aves en caso de que se requiera, a un máximo del 5% de los proyectos fotovoltaicos asignados.
- 3.6 **ASPECTOS GENERALES DE LAS CANALIZACIONES Y CONDUCTORES**
- 3.6.1 Las cajas de distribución deben ser galvanizadas en caliente, sin perforaciones semi selladas, con tapa y empaquetadura de goma. La dimensión mínima será de acuerdo con el modelo de cajas tipo A-11.
- 3.6.2 Los ductos deben ser galvanizados en caliente.





- 3.6.17 En las entradas de los conductores a tuberías o cajas 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 (RIC N°04 numeral 7.16.1.11).
- 3.6.18 Se prohíbe el uso de tuberías metálicas flexibles en la cubierta y en la pasada desde el primer piso hacia la cubierta.
- 3.6.19 Se permite el uso de flexible antes de la pasada a la cubierta siempre y cuando no quede expuesto al sol y esfuerzo mecánico (**Ver ilustración 11**).



*Ilustración 11 – Uso de flexible para curva complicada protegido de radiación UV.*

- 3.6.20 El largo permitido para uso de flexible no podrá ser superior a 50 centímetros.
- 3.6.21 Para la bajada desde la cubierta hacia el inversor, el paso de las canalizaciones CC debe ser perforando el alero de la vivienda. Se prohíbe curvar el CAG o utilizar flexible para rodear el alero a menos que el beneficiario indique que no está de acuerdo con la solución antes indicada. Este comentario debe ser respaldado con su firma en libro de obras o un acta en la que se especifique que el acepta la solución antes mencionada.
- 3.6.22 Todas las perforaciones realizadas deberán ser acorde al diámetro del ducto y correctamente selladas con espuma expansiva PU en su interior y el impermeabilizante correspondiente en el exterior.
- 3.6.23 En caso de haber realizado una perforación por equivocación esta deberá ser sellada y/o reparada a lo menos igualando la calidad inicial del lugar previo a la intervención.
- 3.6.24 En caso de hacer hilos en la cañería CAG, se deberá evitar la pérdida de galvanizado. Una vez conectados los ductos, se les deberá aplicar una capa de galvanizado en frío para evitar la corrosión en todas las uniones.
- 3.6.25 La tubería se unirá entre sí mediante accesorios adecuados a su clase, de tal forma que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores (RIC N°04 numeral 7.16.1.5).
- 3.6.26 Los cables activo y puesta a tierra deben respetar el código de colores y estar etiquetados o marcados para la correcta identificación de estos en cada caja de derivación por donde pasen en caso de ser negros (RIC N°04 numeral 5.32).

### 3.7 **CANALIZACIONES Y CONDUCTORES CC**

- 3.7.1 La sección mínima de los conductores de CC deberá ser 4mm<sup>2</sup>. Esta sección será mayor en caso de que la configuración del sistema lo requiera.



- 3.7.2 La dimensión mínima de la canalización para un conductor de 4mm<sup>2</sup> será de 25mm.
- 3.7.3 La caja de distribución de CC debe ir debajo de los módulos fotovoltaicos o adosado al lado de la estructura (RGR N°02/2020 numeral 9.2).
- 3.7.4 Los conductores de CC y puesta a tierra no pueden quedar expuestos a la radiación del sol (**Ver Ilustración 12**).



*Ilustración 12 – Conductores expuestos al sol debido a una ruta incorrecta de la canalización.*

- 3.7.5 Todas las conexiones en CC deberán ser mediante conectores tipo MC4 u otro equivalente (RGR N°02/2020 numeral 9.1).
- 3.7.6 Los conectores tipo MC4 deberán cumplir con RGR N°02/2020 numeral 9.3.1 y 9.3.2.
- 3.7.7 Se deben fijar todos los cables a la estructura por debajo de los paneles con clips de sujeción y/o amarras plásticas con protección UV. No se aceptará bajo ninguna condición que los conductores hagan contacto con la cubierta (RGR N°02/2020 numeral 11.9), así como tampoco que los conectores queden expuestos a la radiación solar (RGR N°02/2020 numeral 9.3.7) (**Ver Ilustración 13 y 14**).



*Ilustración 13 - Conectores MC4 correctamente instalados y fijados.*



*Ilustración 14 - Correcta sujeción del cableado.*

- 3.7.8 Para el tramo de corriente continua presentado en la **Ilustración 15**, no será necesario canalizar, según lo indica RGR N°02/2020 numeral 9.2, solo si:
  - a) La distancia entre la caja de derivación y la entrada del inversor es menor o igual a 0,15 m.

- b) La distancia entre la caja de derivación y la entrada del inversor es mayor a 0,15 m y menor o igual a 0,3 m se debe incorporar una base plástica fijada al muro con tarugos que permita ordenar y sujetar los conductores.
- c) En el caso que la distancia entre la caja de derivación y la entrada al inversor es mayor a 0,3 m, será necesario canalizar el tramo con alguna tubería o bandeja portadora de conductor respectiva.



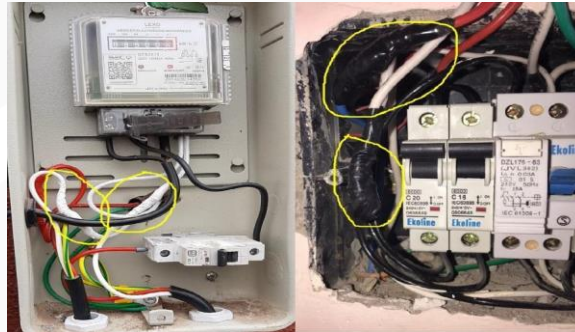
*Ilustración 15 - Tramo entrada CC*

- 3.7.9 Se deben rotular los alimentadores a la llegada de cada inversor, indicando a qué string corresponde, y los alimentadores a la llegada del punto de conexión (RGR N°02/2020 numeral 18.7).
- 3.7.10 Se deben rotular los conductores positivos y negativos de diferentes strings que van al inversor, indicando su número, string e inversor correspondiente (RGR N°02/2020 numeral 18.13).
- 3.7.11 Se deben marcar los conductores positivos y negativos que salen de la caja de conexiones en los paneles con cinta aislante de los colores que correspondan.

### 3.8 **CANALIZACIONES Y CONDUCTORES CA**

- 3.8.1 En gran parte de las instalaciones se utilizará el esquema presentado en el Anexo N°12 del RGR N°02/2020, donde se instalará un nuevo tablero general para no intervenir la instalación de consumo existente, sin embargo, este deberá ser correctamente definido, durante los levantamientos de información en terreno.
- 3.8.2 La aislación de conductores permitidos como alimentador son los RV-K, RV, RZ1-K, RZ1 y THHN Plus o que demuestre ser para ambientes húmedos y permite utilizarse como alimentador de acuerdo con lo que se indica en el RIC N°04 Tabla 4.2.
- 3.8.3 La sección mínima de los conductores se calculará de acuerdo con el método B2 indicado en la Tabla 4.4 del RIC N°04. Considerando que los conductores serán con temperatura de servicio 90° la sección mínima del alimentador será de 4 mm<sup>2</sup> hasta un empalme de 32 A, superior a este debe ser de 6 mm<sup>2</sup>.

- 3.8.4 En caso de que el empalme sea superior a 40 A la sección del conductor se dimensionara de acuerdo con lo indicado en el RIC N°04 Tabla 4.4. Todo lo antes mencionado siempre y cuando se cumpla con el voltaje de pérdida, en caso de ser menor a lo estimado por normativa se deberá aumentar la sección sin importar la capacidad del empalme.
- 3.8.5 En caso de que el alimentador sea de una sección de 4 mm<sup>2</sup> la dimensión del ducto deberá ser a lo menos de 25mm.
- 3.8.6 En caso de que el alimentador sea de una sección de 6 mm<sup>2</sup> la dimensión del ducto deberá ser a lo menos de 32mm.
- 3.8.7 En caso de conectarse a un tablero existente, se deberá tener presente que este deberá quedar en conformidad a lo estipulado en los Pliegos Técnicos Normativos RIC y deberá solicitar autorización a la contraparte técnica de la Agencia para aplicar esta solución.
- 3.8.8 En ningún caso se pueden realizar uniones dentro del medidor y/o tablero, según lo indica RIC N°04 numeral 5.34(**Ver Ilustración 16**).

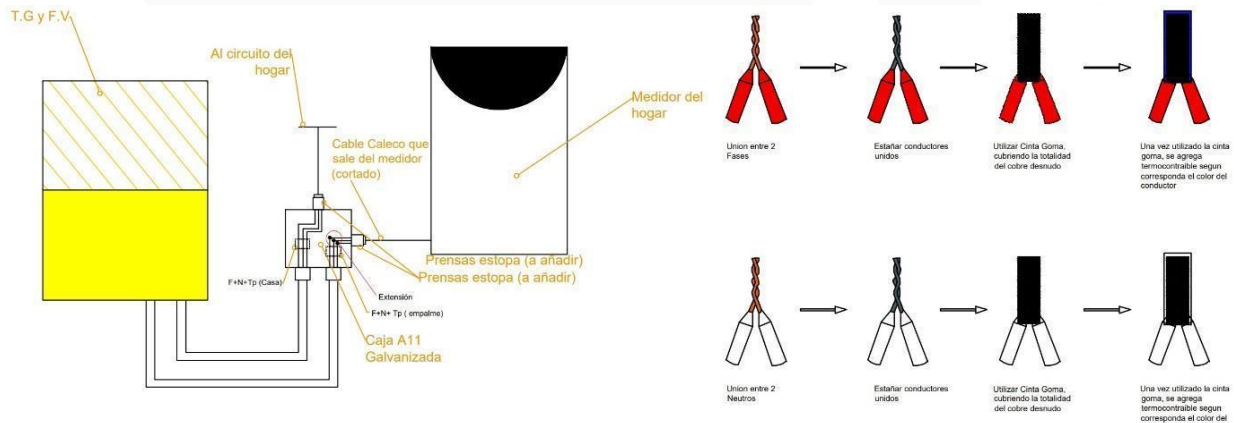


*Ilustración 16 - Unión dentro del medidor y del tablero.*

- 3.8.9 En base a la conexión, según el Anexo N°12 del RGR N°02/2020 se permitirán los siguientes casos respecto al alimentador que va desde la unidad de medida (medidor) al TDA existente:
- Quando el alimentador actual sea lo suficientemente largo, se desconectará del TDA existente y será llevado al nuevo tablero general.
  - Quando no sea posible realizar el caso a), el alimentador será intervenido en la caja de derivación existente o nueva y se extenderá para ser llevado al nuevo tablero general. La extensión se realizará como lo indica el punto 5.11.1 del RIC N°04. Solo será posible extender el alimentador que va desde la unidad de medida (medidor) al nuevo tablero general, mientras que desde el nuevo tablero general saldrá un alimentador de un solo tramo al TDA existente, eliminando el alimentador actual. No será necesario canalizar el tramo del cable multi-conductores o conductor multipolar que va desde el empalme a la caja de derivación o al nuevo tablero general, si el alimentador existente es el instalado por la empresa distribuidora (**Ver Ilustración 17 y 18**).



*Ilustración 17 - Ejemplo de caja de derivación donde se encuentra la extensión.*



*Ilustración 18 - Esquema de extensión de alimentador en la caja de derivación.*

- 3.8.10 En los casos que se reutilice el alimentador existente, se deben agregar las notas aclaratorias en los planos donde se justifica la instalación del conductor al aire libre, indicando su sección, longitud, aislación y cumplimiento, de acuerdo con la Tabla 4.2 RIC N°04.
- 3.8.11 Si en el punto de conexión existen derivaciones como, aire acondicionado, portones eléctricos, luminarias, bodegas, etc. Se deberá cablear y canalizar hacia el tablero general fotovoltaico agregando una protección para este circuito
- 3.8.12 El tramo de corriente alterna presentado en la **Ilustración 19** será con cable multi-conductores.





*Ilustración 19 - Tramo entrada CC y salida CA del inversor.*

- 3.8.13 La sección mínima del multi conductor que va entre el inversor y Tablero General y Fotovoltaico es de 2.5 mm<sup>2</sup> mínimo.
- 3.8.14 La dimensión mínima del ducto entre el inversor y Tablero General y Fotovoltaico es de 20 mm.
- 3.9 **INVERSOR O MICRO INVERSOR**
  - 3.9.1 El equipo inversor o micro inversor para utilizar debe estar autorizado por la SEC. Además, debe poseer servicio técnico dentro de Chile o la empresa contratista debe ser la responsable de la garantía del equipo.
  - 3.9.2 En caso de instalaciones donde se utilicen micro inversores, se deben considerar todos los puntos normativos indicados en el instructivo técnico RGR N°02/2020 para este tipo de equipos.
  - 3.9.3 El equipo inversor o micro inversor nunca debe quedar expuesto directamente a la luz solar (no instalar en orientación norte) o a la lluvia prolongada. En caso de no tener un espacio con otra orientación disponible, se deberá instalar un alero de acero galvanizado o similar técnico al inversor para evitar limitación de potencia por temperaturas altas (RGR N°02/2020 numeral 12.6 y 13.4).
  - 3.9.4 No se podrá instalar el inversor en muros de estacionamiento donde se reduzca el espacio para transitar y así evitar golpes que puedan dañar el equipo y/o a las personas. Se podrá realizar esta instalación siempre y cuando el propietario lo autorice explícitamente en libro de obra o correo electrónico enviado a la contra parte técnica del proyecto.
  - 3.9.5 El inversor debe quedar anclado y protegido por un candado de seguridad o sistema antirrobo con las medidas que especifique el fabricante.
  - 3.9.6 No se podrá instalar el inversor en baños, cocinas, dormitorios o lugares con riesgo de inundación o de explosión (RGR N°02/2020 numeral 12.5).
  - 3.9.7 La altura mínima de montaje para la parte inferior del inversor debe ser de 0,60 m y la altura máxima de la parte superior del inversor debe ser 2,0 m desde el nivel del piso terminado (RGR N°02/2020 numeral 12.5).
  - 3.9.8 Al instalar el inversor, se debe dejar distancias de 15 cm a cada lado para mejor ventilación. En caso de que el fabricante indique distancias mayores, se respetarán estas últimas (RGR N°02/2020 numeral 12.7).

3.9.9 Si el inversor posee un perno de aterrizaje, el contratista deberá instalar un conductor de tierra de protección en este punto (RGR N°02/2020 numeral 17.5).

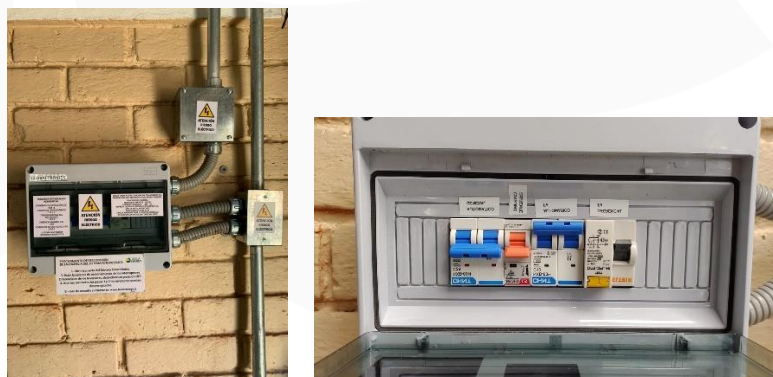
### 3.10 **TABLERO PARA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

3.10.1 La materialidad de los tableros a instalar en el proyecto dependerá de su ubicación. Estos serán los siguientes:

- Para exterior sin protección de un techo (El alero de la vivienda no se considera como techo) y expuestos a radiación UV deben ser de material metálico, con protección IP65, mínimo 16 módulos y medidas máximas de 400x300x200 mm **(Ver Ilustración 18A)**.
- En exterior bajo techo y protegidos de los rayos UV podrán ser de material plástico, con protección IP65, mínimo 16 módulos **(Ver Ilustración 18B)**.
- En interior podrán ser de material plástico, con protección IP40, mínimo 16 módulos **(Ver Ilustración 18C)**.



*Ilustración 18A – Tablero metálico para exterior.*



*Ilustración 18B – Tablero plástico para exterior bajo techo.*



*Ilustración 18C – Tablero plástico para interior.*

3.10.2 Para realizar la conexión del SFV con la instalación existente en la vivienda se podrán aplicar al menos las siguientes soluciones:

3.10.2.1 Creación de un nuevo Tablero General y Fotovoltaico (TGyFV) de acuerdo con el Anexo 12 del RGR N°02/2020. Consiste en la instalación de un nuevo tablero que contendrá las protecciones requeridas para el sistema fotovoltaico y la alimentación de la casa. Las protecciones son las siguientes:

- a) Protección termomagnética general. Podrá ser bipolar o monopolar de la misma corriente que la del empalme. Su curva de disparo será del tipo C o más rápida que la del empalme.
- b) Protección termomagnética Casa. Hacia el consumo o tablero de la casa se deberá instalar una protección termomagnética monopolar que replique la corriente de la protección general existente en el TDA de la casa. En el caso de que la casa no tenga TDA deberá considerar una protección de igual corriente que la del empalme. Su curva de disparo será C o más rápida que la protección general del tablero.
- c) Diferencial Casa. Hacia el consumo o tablero de la casa siempre se deberá considerar una protección diferencial. Será del tipo AC. La corriente nominal del diferencial será de igual o superior capacidad nominal que la protección termomagnética del empalme.
- d) Protección termomagnética Inversor. Para el lado del sistema de generación se deberá considerar una protección termomagnética bipolar. La corriente de la protección será de 10A para un inversor de 1 kW y una protección de 16A para un inversor de 2 kW.
- e) Protección diferencial Inversor. En el lado del sistema de generación se debe considerar una protección diferencial tipo A de igual o superior corriente que la capacidad del inversor.

3.10.2.2 Remplazo del Tablero de Distribución Alumbrado (TDA) existente e instalación de un nuevo TDA con las protecciones del SFV, llegando a ser ahora un Tablero de Distribución Alumbrado y Fotovoltaico (TDAyFV). Las protecciones y elemento de este nuevo tablero son:



- a) Protección termomagnética general. Podrá ser bipolar o monopolar de la misma corriente que la del empalme. Su curva de disparo será del tipo C o más rápida que la del empalme.
- b) Protección termomagnética para circuitos de la casa. Se podrá reutilizar las protecciones existentes siempre y cuando se pueda garantizar que estén funcionando de manera correcta. En caso de no ser fiable será responsabilidad del contratista remplazarlas por nuevas protecciones que tengan igual corriente y curva de disparo que las existentes.
- c) Protección diferencial general o individual para cada circuito de la casa. En caso de que el tablero existente ya tuviera diferencial se podrá reutilizar la protección existente siempre y cuando se pueda garantizar que estén funcionando de manera correcta. En caso de no ser fiable será responsabilidad del contratista remplazarlas por nuevas protecciones que tengan igual corriente nominal y sensibilidad. El contratista siempre deberá considerar al momento de instalar la protección diferencial que este soporte la corriente de las protecciones termomagnéticas aguas abajo (RIC N°02 numeral 6.2.6).
- d) Protección termomagnética Inversor. Para el lado del sistema de generación se deberá considerar una protección termomagnética bipolar. La corriente de la protección será de 10A para un inversor de 1 kW y una protección de 16A para un inversor de 2 kW.
- e) Protección diferencial Inversor. En el lado del sistema de generación se debe considerar una protección diferencial tipo A de igual o superior corriente que la capacidad del inversor.

3.10.2.3 Reutilización del Tablero de Distribución Alumbrado (TDA) existente e instalación de las protecciones del SFV, llegando a ser ahora un Tablero de Distribución Alumbrado y Fotovoltaico (TDAyFV). Las protecciones y elemento de este nuevo tablero son:

- a) Protección termomagnética. Se podrá reutilizar las protecciones existentes del tablero siempre y cuando se pueda garantizar que estén funcionando de manera correcta. En caso de no ser fiable será responsabilidad del contratista remplazarlas por nuevas protecciones que tengan igual corriente y curva de disparo que las existentes.
- b) Protección diferencial general o individual para cada circuito de la casa. Se podrá reutilizar las protecciones existentes del tablero siempre y cuando se pueda garantizar que estén funcionando de manera correcta. En caso de no ser fiable será responsabilidad del contratista remplazarlas por nuevas protecciones que tengan igual corriente y sensibilidad que las existentes. El contratista siempre deberá considerar al momento de instalar la protección diferencial que este soporte la corriente de las protecciones termomagnéticas aguas abajo (RIC N°02 numeral 6.2.6).
- c) Protección termomagnética Inversor. Para el lado del sistema de generación se deberá considerar una protección termomagnética bipolar. La corriente de la protección será de 10A para un inversor de 1 kW y una protección de 16A para un inversor de 2 kW.
- d) Protección diferencial Inversor. En el lado del sistema de generación se debe considerar una protección diferencial tipo A de igual o superior corriente que la capacidad del inversor.
- e) Reemplazo de barras de neutro, fase y tierra con la disponibilidad necesaria para incorporar las nuevas protecciones del SFV.

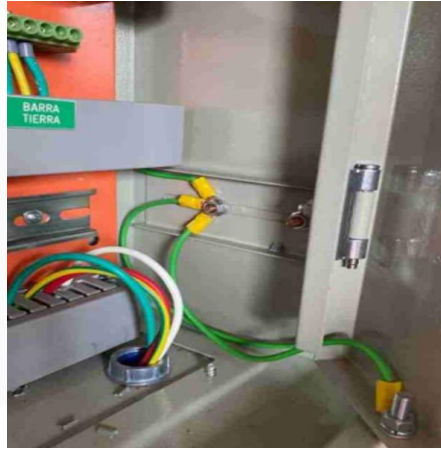
f) Recableado interno del tablero en caso de ser necesario.

- 3.10.3 En caso de utilizarse la solución de Reemplazo del tablero existente por un nuevo TDAyFV, el tablero proyectado podrá ubicarse encima de la caja del tablero antiguo siempre y cuando no se tengan que hacer extensiones para los circuitos o alimentadores. En caso de que se tengan que realizar extensiones se deberá dejar un punto de registro con tapa de las uniones realizadas y el tablero no podrá quedar directamente encima del existente.
- 3.10.4 Cuando se utilice un tablero plástico y canalizaciones metálicas se deberá dejar una o varias cajas de derivación metálicas para cada uno de los ductos que llegan al tablero, en cada una de estas cajas se deberá realizar el aterrizaje de las canalizaciones.
- 3.10.5 Los tableros para instalar deberán prever una ampliación de un 25% de la capacidad total. Para esta condición se deberá dejar espacio disponible en la barra de distribución, omegas o soportes y en el riel DIN para instalar protecciones adicionales (RIC N°02 numeral 6.1.16.3). El criterio de disponibilidad es el siguiente, si el tablero en riel din tiene un espacio para 20 módulos, la disposición de los componentes en su interior deberá dejar 5 módulos disponibles, en caso de no poder cumplir con esto se deberá aumentar la dimensión del tablero.
- 3.10.6 La disponibilidad total del tablero debe ser considerada en las perforaciones realizadas al panel cubre equipos las cuales deberán ser cubiertas con un falso polo (RIC N°02 numerales 6.1.8 y 6.1.9).
- 3.10.7 La sección mínima de los conductores se calculará de acuerdo con el método A1 indicado en la Tabla 4.4 del RIC N°04. Considerando lo anterior se deberá aplicar el siguiente criterio:
- a) Conductores de temperatura de servicio 70°, la sección mínima hasta un empalme de 25A será 6 mm<sup>2</sup>, superior a esto deberá ser de 10 mm<sup>2</sup>.
  - b) Conductores de temperatura de servicio 90°, la sección mínima hasta un empalme de 25A será 4 mm<sup>2</sup>, superior a esto deberá ser de 6 mm<sup>2</sup>.
- 3.10.8 Si la situación lo permite y en caso de que el TDA de la casa cuente con protección diferencial, se podrá retirar el diferencial del Tablero General y Fotovoltaico considerado en la solución del Anexo 12 RGR N°02/2020, pero las protecciones restantes deberán quedar de forma ordenada en el riel din, no como aparece en la **Ilustración 19**.



Ilustración 19 - Protecciones tablero existente (izquierda) y protecciones nuevo tablero general sin diferencial.

- 3.10.9 El contratista deberá considerar la utilización de barras de distribución las barras de distribución deberán tener como mínimo 7 contactos. Se sugiere un repartido bipolar (Fase - Neutro) y una barra de distribución monopolar para las tierras.
- 3.10.10 El contratista deberá aterrizar la puerta, la cubierta cubre equipos, la placa de montaje y el tablero **(Ver Ilustración 20)**.



*Ilustración 20 - Puesta a tierra de tablero TGFV*

- 3.10.11 Todos las protecciones, conductores y componentes del tablero deberán ser rotulados (RGR N°02 18.7) **(Ver Ilustración 21 y 22)**.



*Ilustración 21 - Rotulado de conductores.*



*Ilustración 22 - Rotulado de protecciones en panel cubre equipos.*

- 3.10.12 El orden de las protecciones en el tablero debe ser como el que se muestra en la **Ilustración 22**.

- 3.10.13 El nombre del rotulado de las protecciones en panel cubre equipos deberá ser igual o similar al que aparece en la **Ilustración 22**. En caso de realizar alguna modificación, será responsabilidad del instalador coordinar los nombres con la señalética de procedimiento de apagado de emergencia del sistema.
- 3.10.14 Se deberá dejar adherido a la contratapa del tablero o cercanías el diagrama unilineal plastificado o impreso de un material de similar resistencia (RIC N°02 5.3.6). Este diagrama debe estar acorde a lo instalado (**Ver Ilustración 23**).



*Ilustración 23 – Diagrama unilineal plastificado y pegado en el interior de puerta exterior del TGyFV.*

- 3.10.15 En caso de que el panel cubre equipos del tablero sea removible para poder intervenir las protecciones y los conductores, se deberá dejar un conductor asociado a un punto fijo de puesta a tierra.
- 3.10.16 Los conductores al interior del tablero deberán respetar el código de colores (RIC N°04 numeral 5.32). En caso de ser de color negro u otro, se deberá enhuinchar del color que corresponda en toda su extensión para asegurar su identificación.
- 3.10.17 En la tapa exterior del tablero debe ir la siguiente señalética: Características del sistema fotovoltaico (RGR N°02/2020 numeral 18.9), el procedimiento de apagado del sistema en caso de que el inversor no se encuentre al lado del tablero (RGR N°02/2020 numeral 18.11) y placa con información del tablero (RIC N°02 numeral 5.3.5) (**Ver ilustración 24**).



*Ilustración 24 – Señaléticas pegadas en la tapa del tablero.*

### 3.11 **PUESTA A TIERRA**

- 3.11.1 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 (RGR N°02/2020 numeral 17.1).
- 3.11.2 El conductor permitido para la tierra de protección al interior de canalizaciones serán del tipo RV-K, RV, RZ1-K, RZ1 y THHN Plus o que demuestre ser para ambientes húmedos de acuerdo con lo que se indica en el RIC N°04 Tabla 4.2.
- 3.11.3 El conductor permitido para la tierra de protección de la instalación sin canalización y hacia la barra de puesta a tierra serán del tipo RV-K, RV, RZ1-K y RZ1 o que demuestre ser instalado al aire libre y subterráneo acorde con lo que se indica en el RIC N°04 Tabla 4.2.
- 3.11.4 El conductor de tierra protección (TP) general de la instalación tiene ser de una sección mínima de 4 mm.
- 3.11.5 El conductor de tierra de servicio (TS) y tierra de protección (TP) hacia el electrodo de puesta a tierra tiene que ser de una sección mínima de 4 mm<sup>2</sup> hasta un empalme de 32 A, superior a este debe ser de 6 mm<sup>2</sup>. Siempre deberá ser a lo menos de igual sección que la del alimentador.
- 3.11.6 La dimensión mínima del ducto para el conductor de tierra de servicio (TS) y tierra de protección (TP) si tiene una sección de 4 o 6 mm<sup>2</sup> es de 25mm.
- 3.11.7 El aterrizaje de los módulos o paneles, así como de los inversores y micro inversores, se deberá realizar como lo establecen los diferentes fabricantes, con el fin de respetar la garantía de los productos (RGR N°02/2020 numeral 17.5).
- 3.11.8 Todos los ductos metálicos deben ser conectados a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar adecuadamente asegurada mediante aterrizar todas las cajas de la instalación con el perno y conductor tierra correspondiente (RIC N°04 punto 7.16.2.4 del) **(Ver ilustración 25).**



*Ilustración 25 – Caja de derivación aterrizada con perno de puesta a tierra.*

- 3.11.9 El caso que el conductor de tierra de servicio o protecciones se de color negro, este deberá ser marcado de con huincha del color que le corresponda y etiquetado en cada caja para facilitar su identificación para TP o TS.

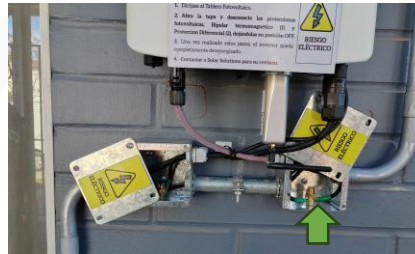


- 3.11.10 La conexión a tierra de estructura, cajas, tableros o cualquier parte de la instalación deberá ser realizada con terminales de ojo o similares **(Ver Ilustración 26)**.



*Ilustración 26 - Conductor de Tierra Protección con terminal aterrizando estructura de paneles.*

- 3.11.11 Para asegurar que el conductor de puesta tierra quede protegido en todo su recorrido se deberá realizar una canalización entre la Caja de CC y CA al lado del inversor para las interconexiones de la puesta tierra de ambas cajas **(Ver Ilustración 27A)** o también se podrán dejar cercanas ambas cajas debajo del inversor con su respectiva protección al conductor de puesta a tierra en la interconexión entre ambas **(Ver Ilustración 27B)**.



*Ilustración 27A – Canalización con abrazadera para interconexión de puesta tierra entre cajas AC y CC*



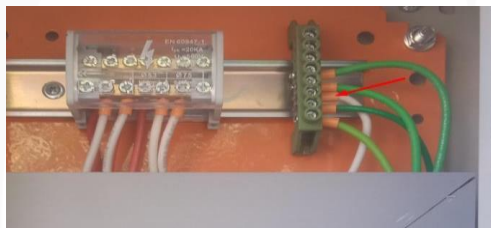
*Ilustración 27B – Cajas AC y CC juntas con una prensa estopa que protege el conductor de puesta a tierra*

- 3.11.12 El electrodo de puesta a tierra a utilizar podrá ser una barra copperweld o un enmallado compuesto de conductores de cobre desnudo. El contratista deberá asegurar que la instalación cumpla con los 80 Ohms máximos permitidos por normativa, siempre y cuando cumpla con las condiciones indicadas en el numeral 17.8 del RGR N°02/2020. Se podrán aplicar aditivos, pero solo para mejorar el valor de 80 Ohms, no para alcanzarlo mediante su uso.

- 3.11.13 El punto de registro para el sistema de puesta a tierra deberá ser una camarilla prefabricada de hormigón o plástica con tapa del mismo material. El diámetro interior mínimo de la camarilla de registro de puesta a tierra no deberá ser inferior a 16 cm (RIC N°06 numeral 5.15).
- 3.11.14 El esquema de conexión empleado para la puesta a tierra será el TN-S (neutralización), considerado en los puntos 17.6.2 y 17.8 del RGR N°2/2020 (regulado por el pliego técnico RIC N° 05 “Medidas de protección contra tensiones peligrosas”). Además, que la neutralización se debe realizar según lo indica el punto 6.4.1 del pliego técnico RIC N°05 como se observa en la **Ilustración 28**, directamente a tierra y no en la barra de distribución de tierra como se aprecia en la **Ilustración 29**.



*Ilustración 28 - Conductor de Tierra de servicio y Tierra de protección hasta el electrodo marcados y con holgura.*



*Ilustración 29 - Neutralización en barra de distribución de tierra no permitida.*

- 3.11.15 Para evitar accidentes, la altura de montaje de la cámara de registro deberá ser inferior o igual al nivel de piso terminado. También deberá ser coordinada con el postulante para asegurar una correcta terminación, en caso de instalar cerámica u otro recubrimiento del suelo.
- 3.11.16 La camarilla de registro deberá quedar fijada con una capa de mortero simple a su alrededor, nivelando o rellenando cualquier punto del piso que se haya dañado para llegar a la cámara de puesta a tierra.
- 3.11.17 El contratista deberá dejar holgura de a lo menos 15 cm de conductor de TP y TS en la camarilla de puesta a tierra para facilitar la medición con los instrumentos (**Ver ilustración 28**).
- 3.11.18 Se recomienda el uso de grounding clip para lograr la continuidad eléctrica entre los paneles y estructura, este deberá ser instalado de acuerdo con las recomendaciones del fabricante (**Ver ilustración 30**).





*Ilustración 30 –Uso de grounding clip en paneles*

- 3.11.19 En caso de realizarse cortes al piso de cemento, cerámica o el material del sector donde se vaya a realizar la puesta a tierra de la instalación, estos cortes deben ser hechos de forma simétrica y buena terminación con un esmeril angular o herramienta que lo permita (**Ver ilustración 31**).



*Ilustración 31 – Corte de buena terminación realizado a piso de cerámica para instalar camarilla de registro.*

- 3.11.20 Si la vivienda ya cuenta con un sistema de puesta a tierra existente, este podrá ser reutilizado siempre y cuando considere un punto de registro para los conductores de TP-TS y estos mismos tengan la holgura necesaria para realizar una medición con una pinza o tenaza de puesta a tierra (Mínimo 10 a 15 cm de chicote). En caso de que los conductores no cuenten con esta holgura podrán ser remplazado si la instalación lo permite.

### 3.12 SEÑALÉTICA

- 3.12.1 La rotulación y señalización siempre deben ser indelebles, legibles, estar diseñadas y fijas de manera que sean legibles durante la vida útil del equipo o tablero al que están adheridas o relacionadas y ser simples y comprensibles (Punto 18.1 del RGR N°02/2020). La duración debe ser de a lo menos 20 años y soportar la lluvia y la radiación sin desprenderse ni perder sus propiedades.
- 3.12.2 La materialidad de la señalética debe ser Trovicel, Acrílico, Sintra, Aluminio compuesto, PVC o similar técnico que cumpla con lo indicado por la normativa.
- 3.12.3 No se aceptar como señalética impresiones plastificadas.
- 3.12.4 El adhesivo o sistema de fijación de la señalética debe garantizar una durabilidad de 20 años.

- 3.12.5 En el equipo de medida debe considerarse una señalética que diga: “PRECAUCIÓN ESTA PROPIEDAD CUENTA CON UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA”. El tamaño debe ser como mínimo de 70 mm por 40 mm y texto de tamaño 5mm mínimo (RGR N°02/2020 Numeral 18.1 y 18.2) **(Ver ilustración 32)**.



*Ilustración 32 – Señalética pegada en medidor*

- 3.12.6 En el acceso o estructura a la planta fotovoltaica se debe instalar una señalética que diga: “PRECAUCION: PELIGRO DESCARGA ELECTRICA – NO TOCAR – TERMINALES ENERGIZADOS EN POSICION DE ABIERTO – SISTEMA FOTOVOLTAICO”. El tamaño debe ser mínimo de 100 mm por 200 mm (RGR N°02/2020 Anexo 11 y numeral 18.6) **(Ver ilustración 33)**.



*Ilustración 33 – Señalética pegada en el acceso a la planta fotovoltaica.*

- 3.12.7 En todas las cajas de derivación se debe instalar una señalética de peligro (RGR N°02/2020 18.11) **(Ver ilustración 34)**.



*Ilustración 34 – Señalética cajas de derivación*

- 3.12.8 En el inversor se deberá considerar una señalización con un procedimiento de apagado para este con un texto igual o similar al mostrado en la **Ilustración 35** (RGR N°02/2020 18.11). El tamaño de la letra debe ser como mínimo 6mm. En caso de que el tablero donde estén las protecciones este a una distancia superior a 5m del inversor se deberá pegar en la tapa exterior del tablero o lo más cerca posible



*Ilustración 35 – Procedimiento de apagado adherido al inversor.*

- 3.13 **GENERACIÓN DE TE-4, FORMULARIO DE NOTIFICACIÓN DE CONEXIÓN Y PROTOCOLO DE CONEXIÓN**
- 3.13.1 Es obligación del contratista informar la fecha en que se finalizó la instalación del sistema fotovoltaico. Esta será registrada en una planilla compartida por la AgenciaSE y/o mediante la plataforma Casa Solar.
- 3.13.2 Al momento de finalizar la instalación, el contratista deberá inmediatamente firmar con el beneficiario el Anexo N°5 del RGR N°01/2020 y entregarle toda la información allí descrita. El manual de operación y mantenimiento debe ser entregado en formato físico y digital al beneficiario. El contratista deberá entregarle un acta para firmar o solicitarle un correo que respalde el acuerdo.
- 3.13.3 Una vez firmado el Anexo N°5, en un plazo de 15 días corridos se realice el ingreso del TE-4, trámite que conlleva la creación del informe de imágenes, planos, etc. Una vez realizado, deberá registrar la fecha de ingreso, el número de folio de la declaración y el nombre del declarador en una planilla compartida por la AgenciaSE y/o mediante la plataforma Casa Solar.
- 3.13.4 En caso de que se requiera hacer el reingreso de un TE4, el contratista tendrá 15 días corridos para subsanar los comentarios solicitados por la SEC
- 3.13.5 Cada vez que se ingrese una declaración TE4 al portal de la SEC, se debe informar el folio de ingreso a la contraparte técnica en un plazo no superior a 3 días hábiles.
- 3.13.6 Cuando el TE-4 se encuentre inscrito, el contratista deberá realizar el formulario de notificación de conexión, en un plazo no mayor a 15 días corridos. Una vez efectuado, deberá registrar la fecha de ingreso en una planilla compartida por la AgenciaSE y/o mediante la plataforma Casa Solar.

- 3.13.7 Es responsabilidad del contratista recopilar la documentación necesaria para la notificación de conexión.
- 3.13.8 En caso de falsificar la información de los puntos antes mencionados, se aplicarán las multas correspondientes.
- 3.13.9 Es importante que el instalador que realizó la declaración del TE-4, participe o realice su representación para el protocolo de conexión (RGR N°01 numeral 6.2) permitiendo el cierre del proceso de conexión a tiempo.

### 3.14 **CONFIGURACIÓN DE MONITOREO**

- 3.14.1 Al momento de finalizar la instalación, el contratista deberá dejar configurado el monitoreo del sistema fotovoltaico con un acceso individual para cada beneficiario y a la contra parte técnica un acceso general a todos los proyectos ejecutados.
- 3.14.2 Además de la configuración, el contratista deberá capacitar al beneficiario, entregar un manual y/o video explicativo del proceso de configuración y uso del sistema de monitoreo. Considerar la reconfiguración del sistema en caso de falla o cambio de operador de internet.
- 3.14.3 La realización de los trabajos mencionados anteriormente deberá quedar respaldada mediante un acta firmada por el postulante y contratista. Este documento deberá ser subido a plataforma Casa Solar o enviado a la AgenciaSE.
- 3.14.4 El contratista deberá tener un registro con los usuarios, contraseñas e información necesaria para la configuración del monitoreo de cada beneficiario (número de serie del inversor, número de antena wifi, etc.). Este será guardado en una planilla compartida por la AgenciaSE y/o mediante la plataforma Casa Solar.
- 3.14.5 Cuando el beneficiario no tenga conexión a internet, el contratista deberá proveerle un sistema de banda ancha móvil que incluya navegación de internet por un mínimo de 2 años. Este sistema deberá garantizar la disponibilidad y velocidad para un correcto funcionamiento del sistema de monitoreo por el periodo antes descrito.

### 3.15 **PRUEBAS FINALES**

- 3.15.1 Es responsabilidad de la empresa contratista verificar que el sistema fotovoltaico instalado cumpla con todas las pruebas exigidas en la sección 23 del RGR N°01/2020.
- 3.15.2 Finalizada la instalación de los módulos fotovoltaicos, se debe comprobar la continuidad de tierra del sistema (punto 23.3.17 del RGR N°02/2020).
- 3.15.3 Deberá existir continuidad entre las distintas estructuras, cajas, paneles y pernos. Si la contraparte técnica, al momento de realizar la inspección, determina que no se cumple con este requerimiento, el contratista deberá revisar todas las instalaciones anteriores a esa y entregar videos e/o imágenes que demuestren el cumplimiento de esta exigencia.
- 3.15.4 Finalizada la instalación de los módulos fotovoltaicos, se debe verificar el azimut e inclinación final de los paneles, estas medidas deben ser agregadas a los planos (RGR N°01/2020 punto 7.3.2 letra n).
- 3.15.5 Se deberá realizar la medición de puesta a tierra, verificando que está dentro de los valores de tierra de servicio y protección establecidos en el pliego técnico RIC N°06, para lo cual deberá incluir dentro del registro fotográfico que se presenta a la SEC en el TE-4 una foto del equipo de medición con su respectivo valor óhmico (punto 23.3.18 del RGR N°02/2020).

### 3.15.6 **PRUEBAS EN EL LADO DE CC**

- 3.15.6.1 Se deberá efectuar una prueba de aislamiento de los conductores de corriente continua, para lo cual deberá incluir dentro del registro fotográfico de la instalación una foto del equipo de medición con su respectivo valor óhmico (punto 23.3.16 del RGR N°02/2020).
- 3.15.6.2 Verificación de dimensionamiento, selección y ejecución del sistema de CC de acuerdo con la norma.
- 3.15.6.3 Verificación del dimensionamiento de los componentes de CC para las condiciones de tensión y corriente máxima.
- 3.15.6.4 Verificación de la funcionalidad del interruptor seccionador de CC (23.3.19 del RGR N°02/2020).
- 3.15.6.5 Verificación de la polaridad de todos los cables de CC, conexión y correcta identificación (23.3.15 del RGR N°02/2020).
- 3.15.6.6 Verificación de la existencia de protección contra la corrosión en los conductores de tierra.
- 3.15.6.7 Medición de la tensión de circuito abierto VOC de todos los strings en condiciones climáticas estables.

### 3.15.7 **PRUEBAS EN EL LADO DE CA**

- 3.15.7.1 Verificación del correcto dimensionamiento de los cables respecto a la caída de tensión y la máxima corriente admisible.
- 3.15.7.2 Verificación de la existencia y correcto dimensionamiento de los dispositivos de protección y monitoreo.
- 3.15.7.3 Verificación de la existencia y correcto posicionamiento de los interruptores automáticos.
- 3.15.7.4 Verificación del etiquetado del conductor neutro y tierra.
- 3.15.7.5 Verificación de la existencia de etiquetas de advertencia y documentación técnica.
- 3.15.7.6 Prueba funcional del diferencial.

### 3.16 **INFORME FOTOGRÁFICO O DE IMÁGENES**

- 3.16.1 El contratista deberá entregar las imágenes requeridas en el RGR N°1/2020 numeral 7.3.5 además de las siguientes:
  - a) Numeración de la propiedad.
  - b) Panorámica de la propiedad mostrando la ubicación de los paneles.
  - c) Panorámica mostrando la totalidad de los paneles.
  - d) Aterrizaje de los paneles.
  - e) Señalética de los paneles.
  - f) Orden de cableado y conectores.
  - g) Caja de Corriente Continua en cubierta.
  - h) Panorámica de canalización y conductores que salen de la unidad de generación hasta el inversor
  - i) Panorámica de canalización y conductores que ingresan tablero.
  - j) Aterrizaje de canalizaciones en la caja de derivación a la salida del tablero.



- k) Señalética del Inversor/micro inversor
- l) Configuración o perfil chile del inversor.
- m) N° de serie del inversor o en el computador
- n) Tablero eléctrico.
- o) Protecciones del Tablero eléctrico.
- p) Cableado y rotulado del Tablero eléctrico.
- q) Rotulación del Tablero eléctrico en panel cubre equipos o tapa.
- r) Mostrar el punto de inyección del sistema de generación (por ejemplo, una barra de distribución dentro de un tablero distribución, señalizada)
- s) En caso de la construcción de un nuevo sistema de puesta a tierra, mostrar las imágenes de su construcción, uniones y camarilla de registro
- t) En caso de unirse a un sistema de puesta a tierra, mostrar los valores de las mediciones de puesta a tierra, junto a su ubicación y camarilla de registro o puntos accesibles.

## 4 **MANTENIMIENTO**

### 4.1 **ASPECTOS GENERALES**

4.1.1 El contratista deberá realizar un mantenimiento a la instalación dentro del año posterior a la entrega de la zona o comuna en general donde se ejecutaron las instalaciones.

4.1.2 Para poder asegurar que los trabajos se hayan efectuado correctamente, el instalador deberá firmar junto con el beneficiario un acta de cumplimiento de los trabajos.

### 4.2 **CHECK LIST DE REVISIÓN**

4.2.1 Junto al acta el instalador deberá realizar un Check List de verificación de los trabajos que a lo menos debe considerar los siguientes puntos:

- a) Limpieza de los paneles.
- b) Limpieza del inversor.
- c) Mantenimiento del tablero TGFV que considera al menos reapreté de conductores, cambio de bornes, cambio de protecciones, cambio de conductores sub dimensionados o dañados y limpieza del tablero.
- d) Revisión de la canalización y cableado en AC
- e) Revisión de la canalización y cableado en DC
- f) Instalación de señalética en caso de no estar presente o en mal estado.
- g) Revisión y configuración del sistema de monitoreo si la planta no lo tiene.
- h) Llenar información de la instalación.
- i) Pruebas de aislación de los conductores en CC.

4.2.2 De los puntos antes mencionados, la contraparte técnica se guarda el derecho de agregar al Check List otros puntos que apliquen debido a desviaciones generales del instalador. El formato de revisión será entregado por la contraparte técnica.

### 4.3 **MEDIOS DE VERIFICACIÓN**

4.3.1 Como medio de verificación, el contratista deberá enviar las siguientes imágenes:

- a) Imagen de la totalidad de los paneles limpios.
- b) Imagen del tablero fotovoltaico con su contratapa abierta para mirar la placa de montaje, protecciones, canaletas y conductores limpios y ordenados.

- c) Imagen del tablero fotovoltaico con su contratapa cerrada para mirar los grabados de cada circuito y el diagrama unilineal pegado el interior de la tapa.
- d) Imagen del tablero fotovoltaico cerrado a distancia para revisar su posicionamiento y alimentación.
- e) Imagen general de las canalizaciones AC.
- f) Imagen general de las canalizaciones DC.
- g) Imagen del valor de corriente a fuga detectado en caso de que corresponda.
- h) Imagen del inversor con el sistema de monitoreo activo.
- i) Imagen de los valores de aislación de los conductores en el lado CC.

4.3.2 De los puntos antes mencionados, la contraparte técnica se guarda el derecho de agregar más imágenes o videos que apliquen debido a desviaciones generales del instalador.