

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS – EXIGENCIAS TÉCNICAS ITG N°9.1/2021

Elena Villanueva M.

Unidad Acceso y Mejoramiento Eléctrico
División Acceso y Desarrollo Social

Javier Hernández V.

Unidad de Energías Renovables y
Electromovilidad



1. Antecedentes Generales

La Instrucción Técnica ITG RIC N°09/2021 se sacó a consulta pública entre el 05.11.2020 hasta mediados de diciembre 2020.

El martes 18 de mayo de este año se publicó a través del Diario Oficial, en la cual se señala que la aplicación del ITG RICN°9.1/2021 comenzará a regir desde la fecha de su publicación, por ende las exigencias técnicas y su **entrada en vigencia es a partir del pasado 18.05.2021**

DIARIO OFICIAL
DE LA REPUBLICA DE CHILE
Ministerio del Interior y Seguridad Pública

I
SECCIÓN

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 42.956 | Martes 18 de Mayo de 2021 | Página 1 de 2

Normas Generales

CVE 1944322

MINISTERIO DE ENERGÍA
Superintendencia de Electricidad y Combustibles

APRUEBA INSTRUCCIÓN TÉCNICA GENERAL RIC N° 9.1/2021 QUE ESTABLECE EL DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE PLIEGO TÉCNICO NORMATIVO RIC N° 9

(Resolución)

Núm. 6.669 exenta.- Santiago, 6 de mayo de 2021.

Vistos:

La Ley N° 18.410, de 1985, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles; el DFL N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; el decreto supremo N° 8, de 2020, del Ministerio Energía, que aprueba el Reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica; las resoluciones N°s. 6, 7 y 8, todas de 2019, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón, y

Considerando:

1° Que, el decreto fuerza ley N° 4/20.018 en su artículo 10°, señala que los reglamentos que se dicten para la aplicación de la ley indicarán los pliegos de normas técnicas que deberá dictar la Superintendencia previa aprobación de la Comisión. Estos pliegos podrán ser modificados periódicamente en concordancia con los progresos que ocurran en estas materias.

2° Que, lo dispuesto en artículo 12 del decreto supremo N° 8, establece los pliegos de

Ministerio de
Energía
Gobierno de Chile

SEC
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
Y COMBUSTIBLES

**INSTRUCCIÓN TÉCNICA GENERAL ITG N°01/2021:
DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN**

<https://www.sec.cl/off-grid/>

2. Alcance

Las disposiciones de esta instrucción técnica de carácter general son aplicables **al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas aisladas.**

- Se entenderá como instalaciones fotovoltaicas aquellas en que la salida de CA del inversor aislado de la red nunca estará conectado a la red de distribución.
- No forman parte del alcance el desarrollo de redes eléctricas de distribución aisladas.
- No forman parte del alcance la alimentación en corriente continua de una instalación de consumo.
- Dentro del alcance de esta instrucción, se permitirá el respaldo de las instalaciones fotovoltaicas aisladas por medio del almacenamiento de energía a través de baterías.



3. Secciones

1. OBJETIVO
2. ALCANCE Y APLICACIÓN
3. REFERENCIAS NORMATIVAS
- 4. ABREVIACIONES Y DEFINICIONES**
5. DISPOSICIONES GENERALES
6. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN
7. ESTRUCTURA
8. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
9. ARREGLOS Y CONEXIÓN ELÉCTRICA
10. DIMENSIONADO DE CIRCUITOS Y CORRIENTE
11. CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN
- 12. INVERSORES AISLADOS**
- 13. CONTROLADOR DE CARGA**
14. PROTECCIONES
15. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS
- 16. ROTULACIÓN Y SEÑALIZACIÓN**
- 17. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO**
18. PRUEBAS E INSPECCIÓN
19. MANTENIMIENTO Y TRABAJO SEGURO.



4. Nuevas Definiciones

Inversor aislado: inversor unidireccional que es capaz de generar una red (grid forming) desde la fuente de energía CC.

Inversor variador: inversor unidireccional que a la salida implementa control/modulación de frecuencia.

Inversor bidireccional (o inversor cargador): inversor que también puede funcionar convirtiendo energía CA en CC, es decir, es un inversor que puede operar como rectificador y puede cargar baterías desde el puerto CA.

Inversor bidireccional híbrido: inversor bidireccional que tiene incorporado un controlador de carga solar dentro de la misma carcasa.

Controlador de carga solar: dispositivo electrónico que se encarga de convertir la tensión y corriente proveniente del arreglo solar a valores adecuados para el proceso de recarga de las baterías. Pueden ser del tipo PWM y MPPT.

5. Disposiciones Generales

5.1 Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico aislado de la red de distribución deberá ser proyectada y ejecutada en estricto cumplimiento con las disposiciones de esta Instrucción Técnica y en las normativas vigentes.

5.2 Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico aislado de la red de distribución deberá ser proyectada y ejecutada en estricto cumplimiento con las disposiciones de esta Instrucción Técnica y en las normativas vigentes.

5.3 La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1kV.

5.8 En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación, la **Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en la presente instrucción técnica, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que el texto normativo contempla.** Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello el interesado deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia.

Proyecto especial

6. Condiciones de la Instalación

6.1 La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar la operación y mantenimiento seguro, siguiendo las **especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.**

6.2 Para la instalación, limpieza y mantenimiento del sistema fotovoltaico en techumbres, se deberá contar con el espacio físico adecuado para poder colocar o apoyar una escalera que permita un acceso seguro. Se debe considerar que los paneles fotovoltaicos y su estructura en ningún caso deberán sobresalir del perímetro del techo, con el fin de evitar el efecto vela.



Manual de usuario
Especificaciones Técnicas

7. Estructura

7.2 Las estructuras sobre techo cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica **sea igual o superior a 30kW**, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en las normas NCh 433 o NCh 2369, según corresponda. No obstante, si el peso total de la unidad de generación fotovoltaica, incluido inversor(es) y medidas de seguridad, es mayor o igual al 10% del peso sísmico original de la estructura principal, se deberá presentar una **memoria de cálculo** de las estructuras, independiente de la capacidad instalada.

7.5 La estructura deberá ser metálica y se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química. Para efectos de la estructura metálica **sólo se considerarán el aluminio anodizado, el acero galvanizado en caliente y acero inoxidable.**

7.6 La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección.
N.A.: Se deberán sacar como mínimo dos conductores de forma independiente del sistema de puesta a tierra, con el fin de que exista una continuidad eléctrica en caso de que uno de ellos se produzca una rotura, por lo que deberán llegar a diferentes partes de la estructura metálica de la UGF.

7. Estructura

7.7 Las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 10 kW e inferior a 30kW deberán tener una estructura de acceso y cuerda de vida para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.

7.8 Las instalaciones en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 30 kW deberán tener una estructura de acceso, pasillo técnico, cuerda de vida y vía de tránsito necesaria para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica. Esta exigencia también aplicará a instalaciones fotovoltaicas que compartan un techo en común, en el cual la capacidad instalada sea igual o mayor a 30 kW.



8. Módulos Fotovoltaicos

8.1 Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán cumplir con las normas IEC 61730, e IEC 61215 o IEC 61646, según corresponda y deberán ser autorizados por la Superintendencia para tales efectos.

8.2 Las autorizaciones emitidas para los módulos fotovoltaicos que se acojan a la ley 21.118 **serán suficientes para cumplir con el punto anterior.**

8.7 Para instalaciones que se emplacen en zonas de alta contaminación salina a la franja costera descrita en el punto 7.13, los módulos fotovoltaicos deberán cumplir con la norma IEC 61701.

8.8 No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintas características técnicas, ni orientaciones diferentes en una unidad de generación fotovoltaica. Se excluyen de esta disposición a los módulos que cumplan con el punto 8.9.

8.10 Se deberán minimizar las pérdidas de rendimiento del sistema fotovoltaico condicionadas por las sombras sobre los paneles fotovoltaicos. No se permiten las sombras directas sobre la UGF.



Instalación básica

- Inversor aislado: inversor unidireccional que es capaz de generar una red (grid forming) desde la fuente de energía CC. Pueden haber modelos con controlador de carga incorporado en la misma carcasa.
- La energía fluye en una sola dirección: desde el puerto de baterías (entrada) al puerto de salida, aquí llamado respaldo CA.



Se puede conectar más controladores con su correspondiente arreglo fotovoltaico en la barra.



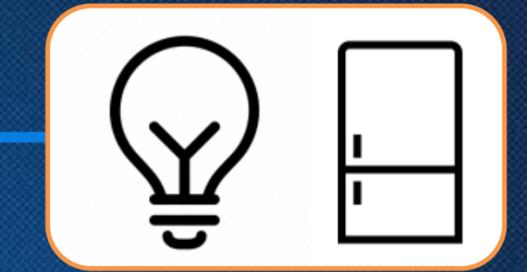
CONTROLADOR DE CARGA SOLAR (MPPT)

Inversor aislado



RESPALDO CA

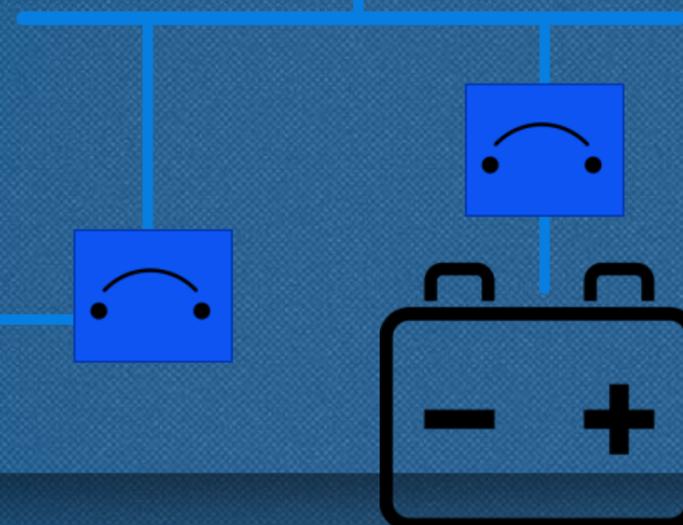
BATT IN



Cargas normales

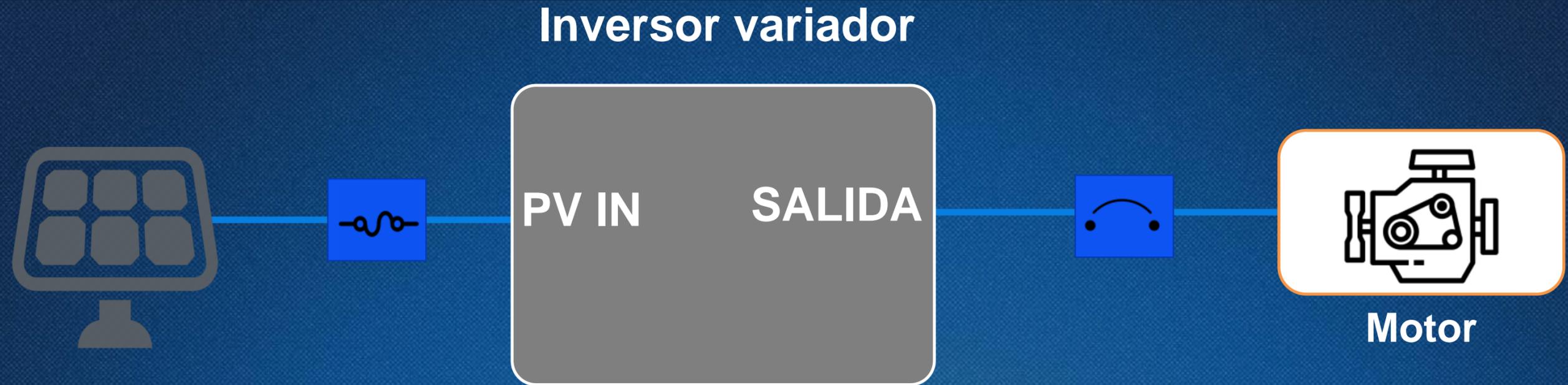


Barra DC



- Para efectos de esta presentación, llamaremos puerto “respaldo CA” al que se energiza desde el puerto de baterías “BATT IN” (puerto CC).

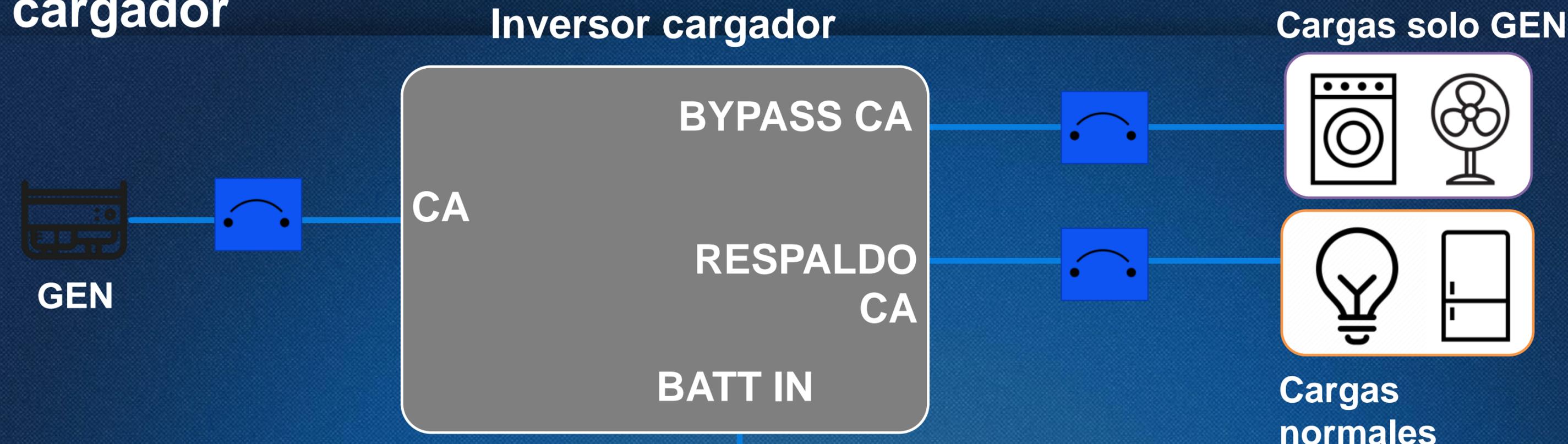
Instalación básica inversor variador



- **Inversor variador:** inversor unidireccional que a la entrada implementa MPPT y a la salida implementa control/modulación de frecuencia, usualmente utilizados para el control de bombas de agua para riego.

Inversor bidireccional

Instalación básica inversor bidireccional o inversor cargador

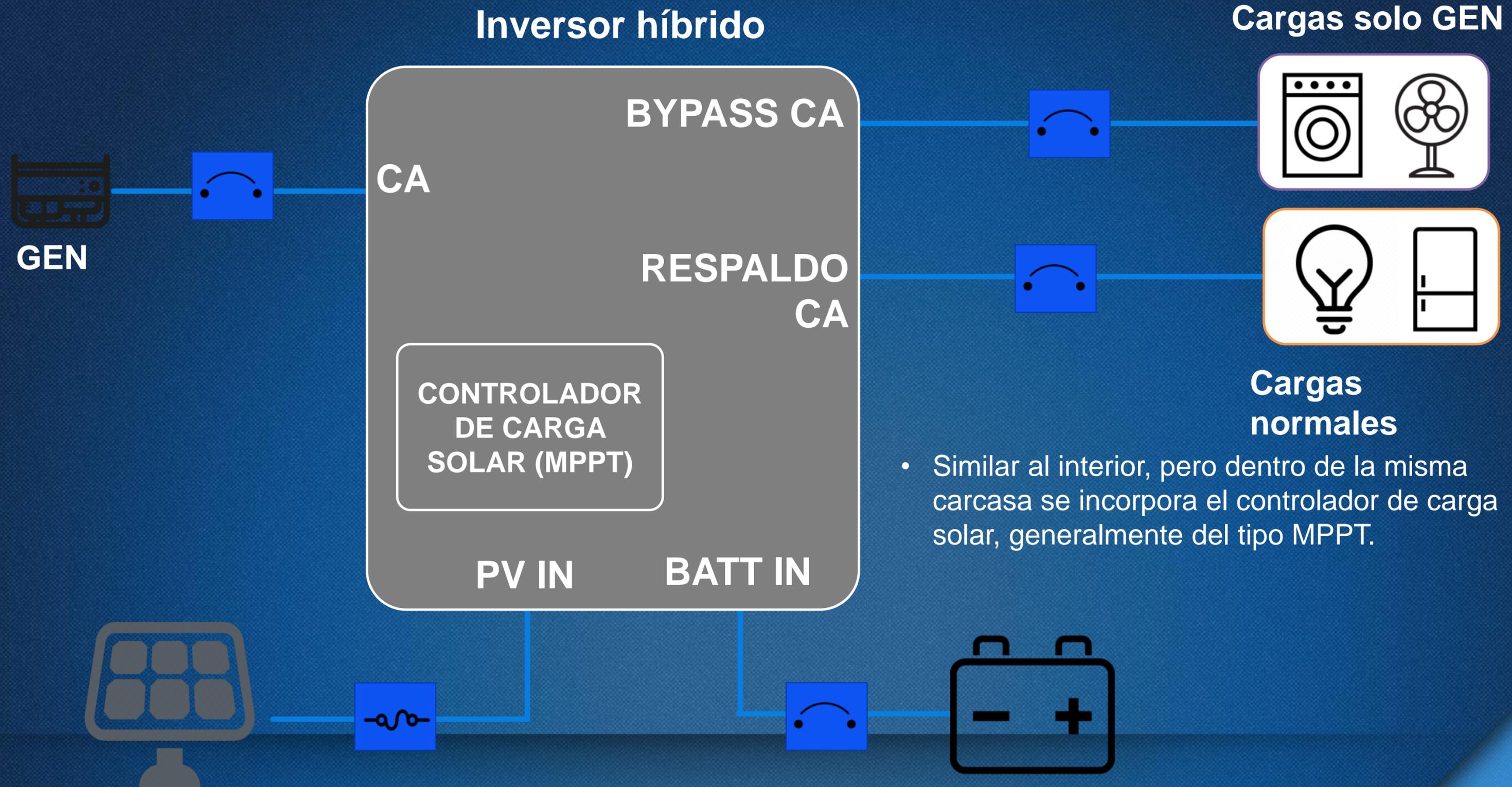


Se puede conectar más controladores con su correspondiente arreglo fotovoltaico en la barra.

- Inversor cargador que puede funcionar convirtiendo energía CA en CC, es decir, es un inversor que puede operar como rectificador y puede cargar baterías desde el puerto CA.
- La energía puede fluir desde CC a CA o viceversa.
- En algunos casos, tienen una segunda salida bypass que solo se habilita en presencia del generador o de la red.

Inversor híbrido

Instalación básica inversor híbrido (inversor bidireccional con regulador de carga solar incorporado)



CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DE INVERSOR BIDIRECCIONAL

Inversores bidireccionales (híbridos o no) optimizados para instalaciones aisladas.



- En el puerto CA puede conectarse un generador o la red.
- Tiene incorporado el mecanismo de control para no inyectar, el que bajo ciertas condiciones no es 100% efectivo.
- Pueden hacer bypass desde la red a las cargas o tener puerto “bypass CA” que se habilita solo ante la presencia de la red o generador.

Inversores bidireccionales (híbridos o no) que son eficientes tanto en instalaciones aisladas como en autoconsumo.



- En el puerto CA puede conectarse un generador o la red.
- Se requiere de medidores de energía externos y una adecuada configuración para evitar la inyección de energía a la red.
- Pueden incorporar un puerto “bypass CA” que se habilita solo ante la presencia de la red o generador.

Inversores bidireccionales (híbridos o no) optimizados para el autoconsumo ongrid con o sin inyección a la red (net billing).



- En el puerto CA solo se conecta la red.
- Solo el puerto respaldo CA se alimenta desde las baterías (cargas críticas).
- Incorporan medidores de energía externos para gestionar correctamente el autoconsumo y la posible inyección.

CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DE INVERSOR BIDIRECCIONAL

- Para instalaciones off-grid no se recomienda utilizar inversores bidireccionales optimizados para el autoconsumo, principalmente porque solo el puerto marcado como “RESPALDO CA” entrega energía cuando no hay presencia de red, y en algunos modelos o marcas puede tener limitaciones de potencia para optimizar la duración de las baterías.

Ejemplos:

Datos de salida CA (conexión a red)	Potencia nominal de salida a la red pública (W)	3000	3680	5000*5
	Potencia aparente máx. de salida a red (VA)*6	3000	3680	5000
	Potencia aparente máx. desde red (VA)		5300	
	Tensión nominal de salida (V)		230	
	Frecuencia nominal de salida (Hz)		50/60	
	Corriente de salida CA máx. a red (A)	13.6	16	22.8*7
	Corriente máx. CA desde red (A)		23.6	
	Factor de potencia de salida		~1(Ajustable desde 0.8 inductivo a 0.8 capacitivo)	
	THDi de salida (salida nominal)		<3%	
Datos de salida CA (reserva)	Potencia aparente máx. de salida (VA)		2300	
	Potencia pico aparente de salida (VA)*8		3500,10sec	
	Tiempo de conmutación automática(ms)		10	

Output AC(Back-up)

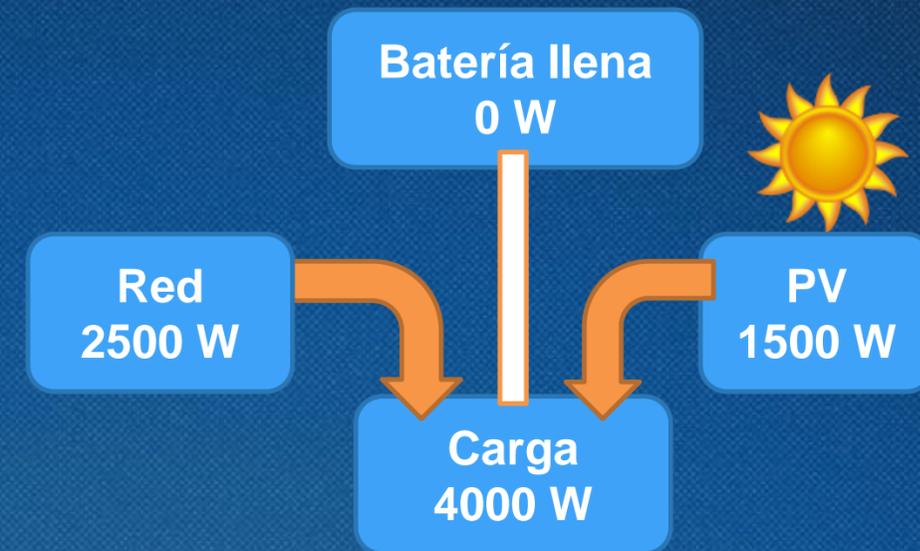
Rating output power(kW)	3
Transient max. apparent output power	4kVA, 10sec
Back-up switch time	<10ms
Operation phase	Single Phase
Rated grid voltage(V)	220/230/240
Rated frequency(Hz)	50/60
Rated output current(A)	13
THDi	2%(linear load)

Output AC(Grid side)

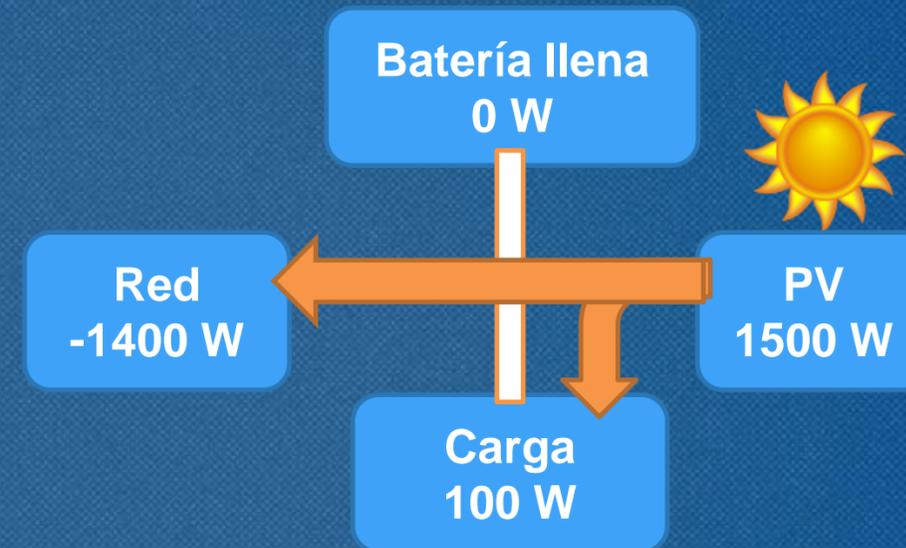
Rated output power(kW)	4.6
Max. apparent output power(kVA)	4.6

CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DE INVERSOR BIDIRECCIONAL

- Para instalaciones 100% off-grid, es decir, aquellas donde no hay presencia de la red sino que **la única entrada CA disponible es un grupo electrógeno**, se pueden utilizar indistintamente inversores bidireccionales optimizados para instalaciones off-grid o aquellos que son configurables.

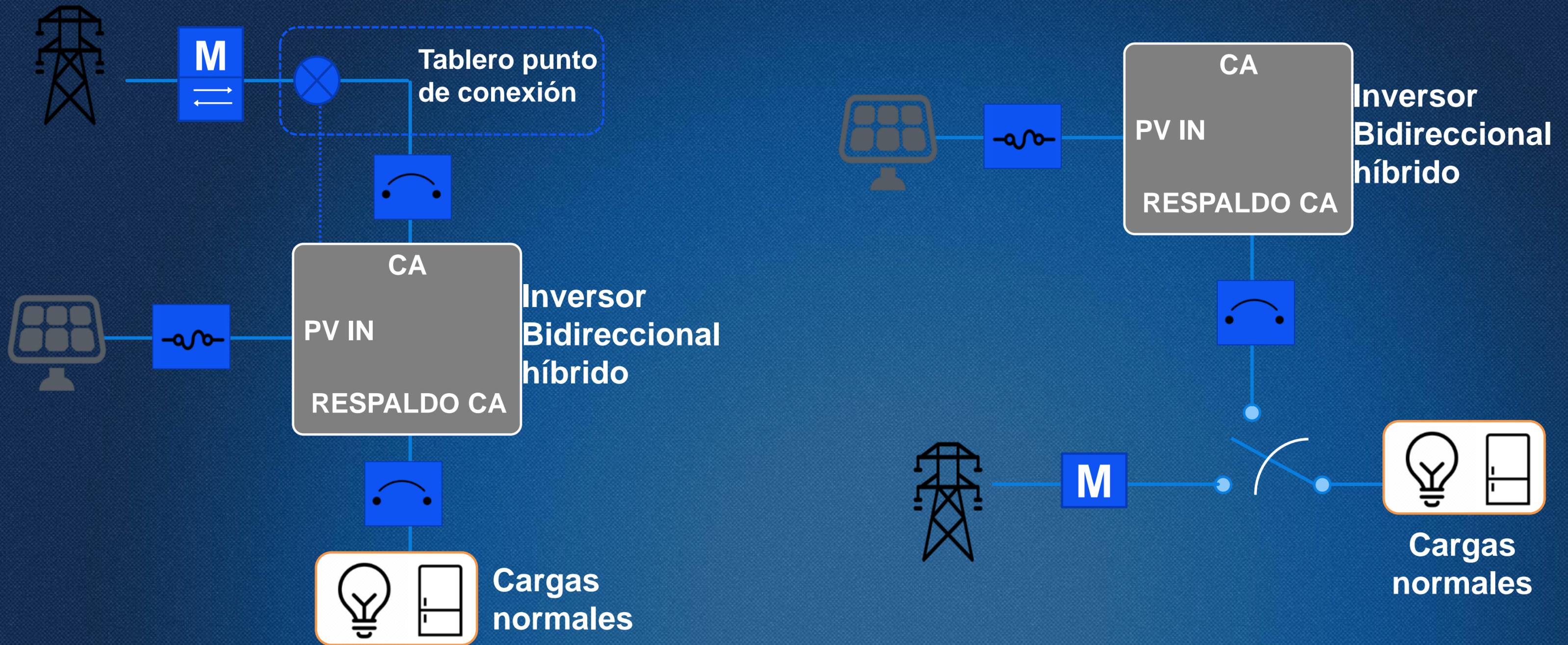


- Sin embargo, cuando se realizan instalaciones donde la red queda como respaldo, es decir, cuando la red está permanentemente conectada al puerto CA, la instalación debe cumplir con el Pliego Técnico Normativo RIC N°9 de sistemas de autogeneración, e instalar las protecciones necesarias para garantizar que no se inyecta energía a la red.



Ajuste lento de la generación FV a la carga.

OPCIONES PARA SISTEMAS OFF-GRID CON RESPALDO DE LA RED



Instalación ajustada al pliego RIC N°09 (bajo ciertas condiciones)

Conmutador manual

CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA SOLAR (MPPT O PWM)

Controlador PWM: la tensión y corriente a la entrada del controlador es la misma que a la salida. Se recarga la batería a pulsos consecutivos de diferente duración, que es un proceso poco eficiente.

Requiere que la tensión nominal de entrada sea la misma tensión nominal que a la salida, aunque hoy es común encontrar controladores PWM que se adaptan a más de una tensión en un mismo equipo.

- La corriente Isc del arreglo de paneles no debe sobrepasar la corriente de carga del controlador.
- La tensión Voc del arreglo de paneles no debe sobrepasar la indicada por el controlador.
- Diseñar con margen de seguridad de 10% o más, dependiendo de las condiciones de radiación y temperatura del sitio.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS		
Maximum Power At STC(Pmax)	160W	165W
Short Circuit Current(Isc)	8.91A	9.16A
Open Circuit Voltage(Voc)	22.3V	23.0V
Maximum Power Current(Imp)	8.51A	8.74A
Maximum Power Voltage(Vmpp)	18.8V	18.9V
Module Efficiency	16.14%	16.14%
Power Tolerance	0~+3%	0~+3%

STC: 1000W/m2 irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5.

Model	LS1024E	LS2024E	LS0512EU	LS1012EU	L
Nominal system voltage	12/24VDC Auto	12/24VDC Auto	12VDC	12VDC	12/
Battery type	Sealed(Default)/Gel/Flooded				
Battery input voltage range	8~32V	8~32V	8~16V	8~16V	
Rated charge current	10A	20A	5A	10A	
Rated discharge current	10A	20A	5A	10A	
Max. PV open circuit voltage	50V	50V	30V	30V	

Arreglo fotovoltaico máximo (serie – paralelo) 2 – 1 2 – 2 no 1 – 1

CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA SOLAR (MPPT O PWM)

Controlador MPPT: es un convertidor estático que desacopla la tensión y corriente de entrada con la tensión y corriente de salida, de tal forma de buscar permanentemente la tensión óptima de operación del arreglo de paneles, a la vez que se recarga la batería.

Tiene la ventaja de ser más eficiente en el proceso de conversión, y permitir diversos rangos de tensión y corriente en la entrada.

- La potencia total del arreglo de paneles no debe sobrepasar la potencia que maneja el controlador.
- La corriente Isc del arreglo de paneles no debe sobrepasar la corriente Isc máxima indicada x el controlador
- La tensión Voc del arreglo de paneles no debe sobrepasar la indicada por el controlador.
- Diseñar con margen de seguridad de 10% o más, dependiendo de las condiciones de radiación y temperatura del sitio.

Module Type	410W	
	STC	NOCT
Maximum Power At STC(Pmax)	410W	308.2W
Short Circuit Current(Isc)	10.47A	8.48A
Open Circuit Voltage(Voc)	50.2V	46.8V
Maximum Power Current(Imp)	10.00A	8.03A
Maximum Power Voltage(Vmpp)	41.0V	38.4V

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/35	MPPT 150/45
Tensión de la batería	Selección Automática 12 / 24 / 36 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)	
Corriente de carga nominal	35 A	45 A
Potencia FV nominal 1a,b)	35 A 12 V: 500 W / 24 V: 1000 W / 36 V: 1500 W / 48 V: 2000 W 45 A 12 V: 650 W / 24 V: 1300 W / 36 V: 1950 W / 48 V: 2600 W	
Max. corriente de cortocircuito PV 2)	40 A	50 A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo	

Arreglo fotovoltaico máximo (serie – paralelo) 2 – 3 2 – 4

Potencia máxima del arreglo $6 \times 410 = 2.480$ $8 \times 410 = 3.280$ 

Arreglo máximo real: $2 \times 2 \times 410 = 1.640$ $2 \times 3 \times 410 = 2.460$

CONSIDERACIONES PARA LA CONEXIÓN DEL ARREGLO DE PANELES AL REGULADOR DE CARGA

Mismo modelo 150/45 – diferentes conectores

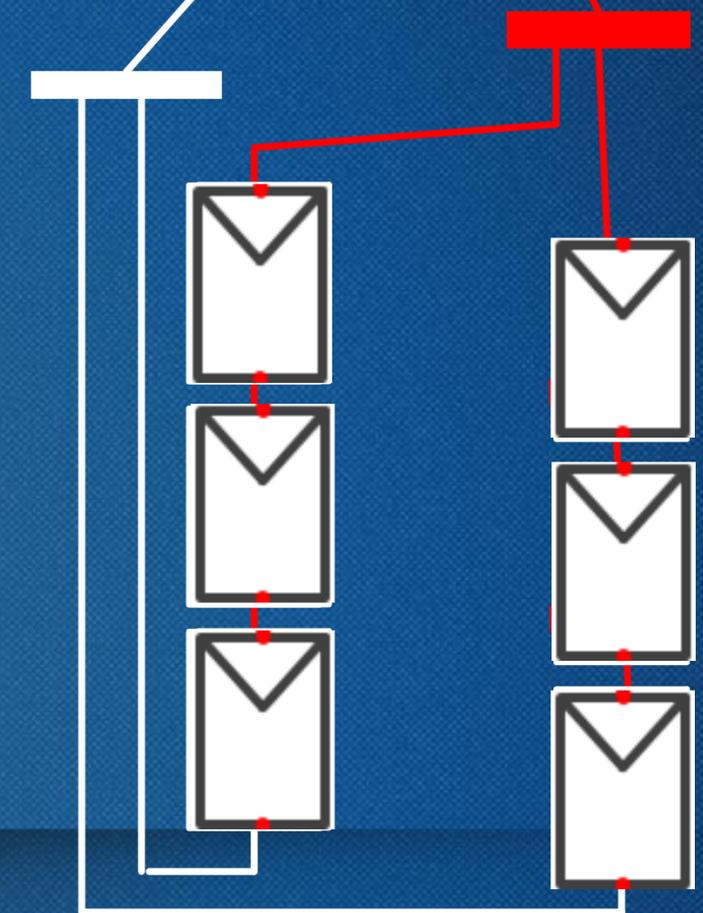
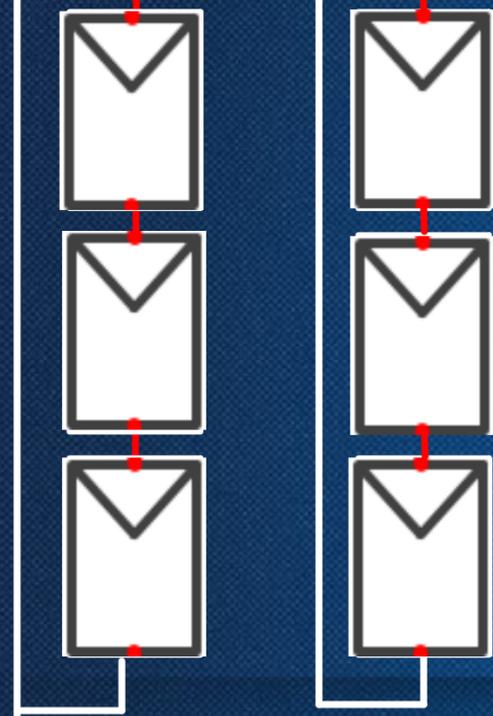


Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45
Tensión de la batería	ca 12 / 24 / 36 / 48 V : software para seleccionar 36 V)
Corriente de carga nominal	45 A
Potencia FV nominal 1a,b)	W / 36 V: 1500 W / 48 V: 2000 W W / 36 V: 1950 W / 48 V: 2600 W
Max. corriente de cortocircuito PV 2)	50 A
Tensión máxima del circuito abierto FV	n las condiciones más frías ncionando al máximo

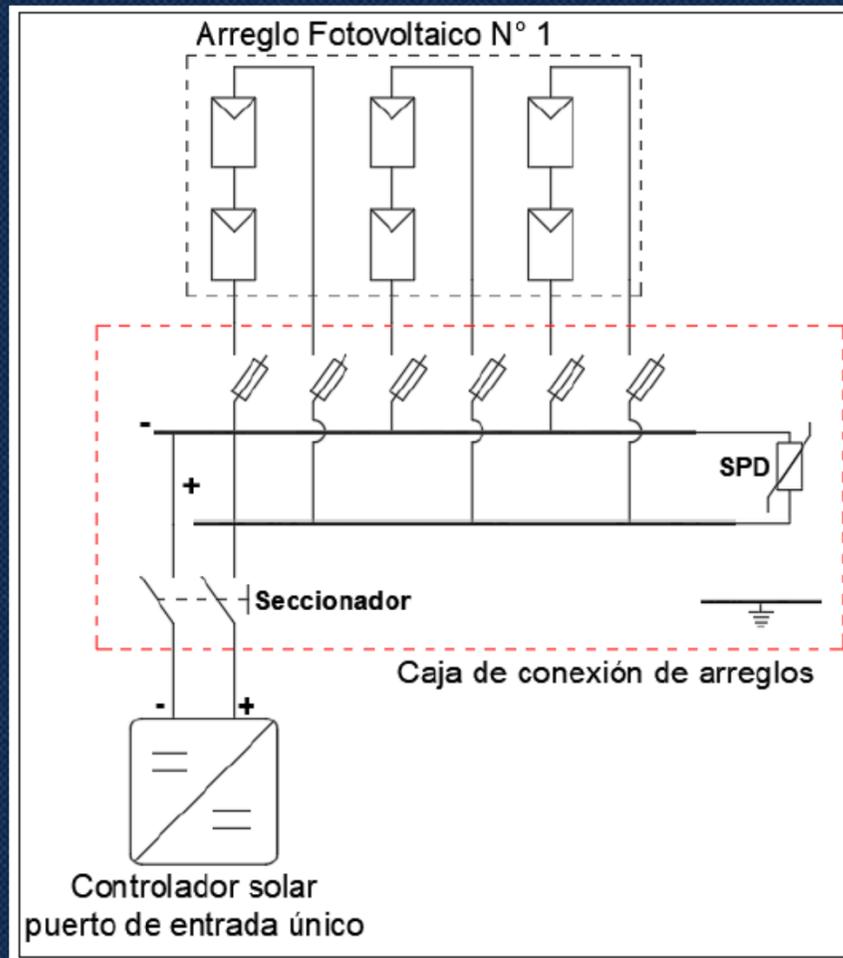
Arreglo máximo real: $2 \times 3 \times 410 = 2.460$

2 entradas ≠ 2 MPPT

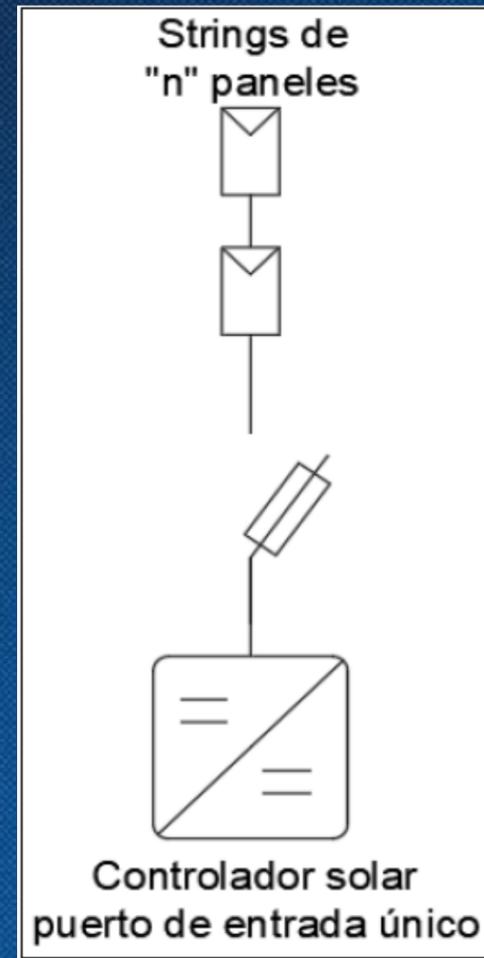
En este modelo, ambas entradas están conectadas a un mismo MPPT, por lo tanto no se puede poner cada string de paneles con orientaciones diferentes.



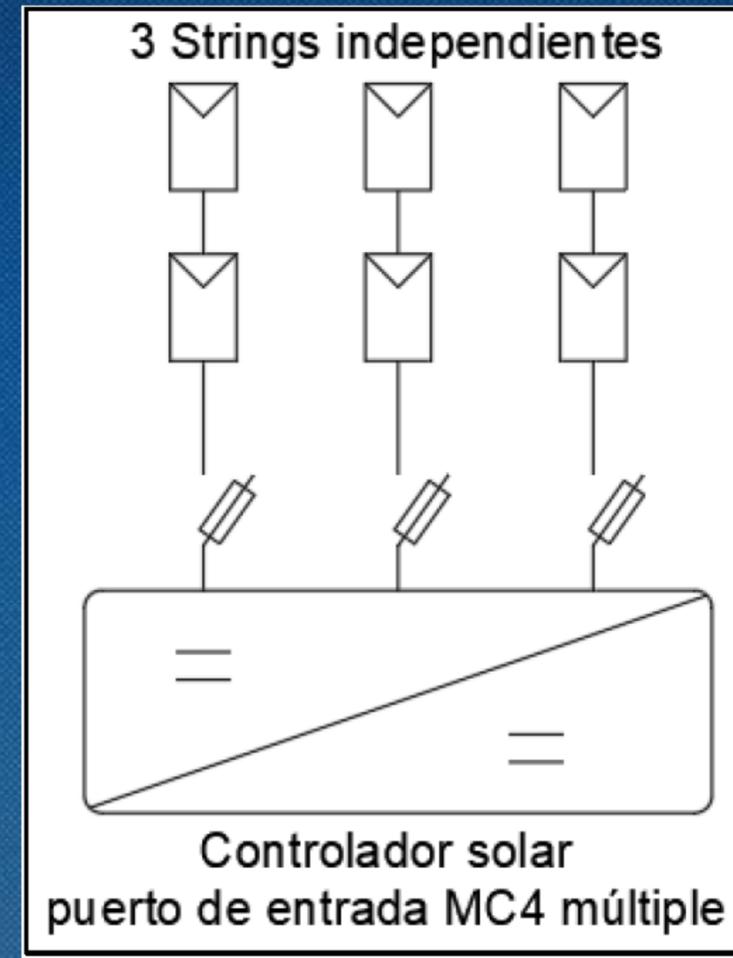
CONSIDERACIONES PARA LA CONEXIÓN DEL ARREGLO DE PANELES AL REGULADOR DE CARGA



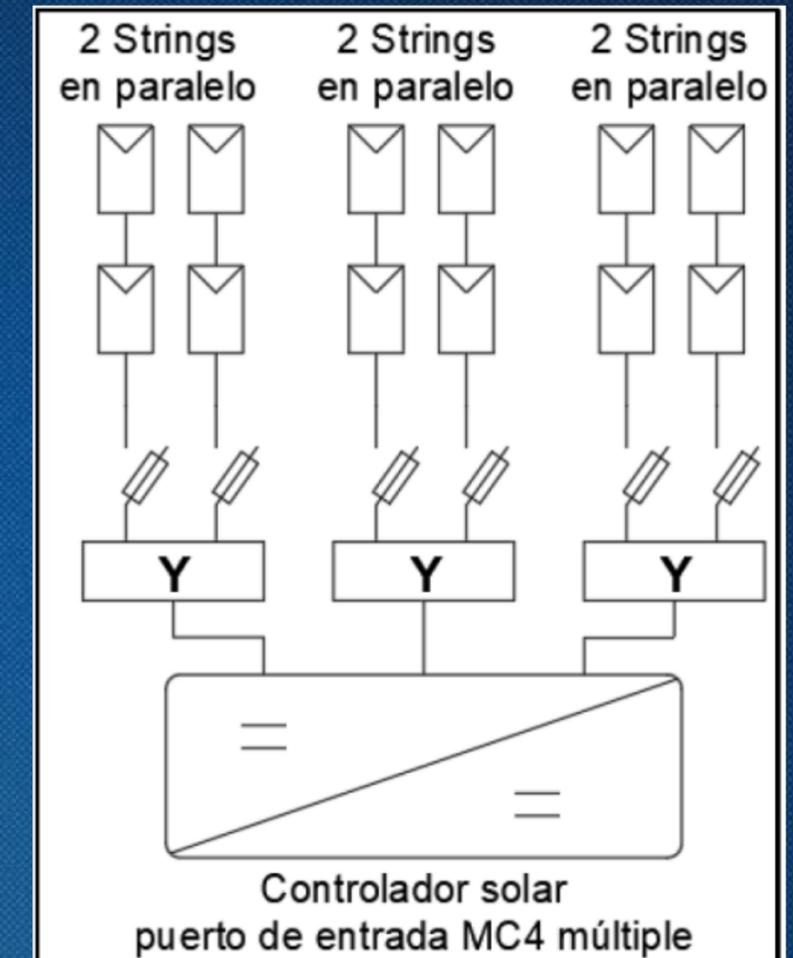
Opción en sistemas de baja tensión Voc máxima (hasta 250 V) y alta corriente de cortocircuito, donde se deben conectar más de 2 strings en paralelo.



Opción en sistemas de alto Voc (500 V) y baja corriente de cortocircuito.



Opción para omitir la barra. Útil en sistemas donde el controlador está muy cerca del arreglo de paneles.

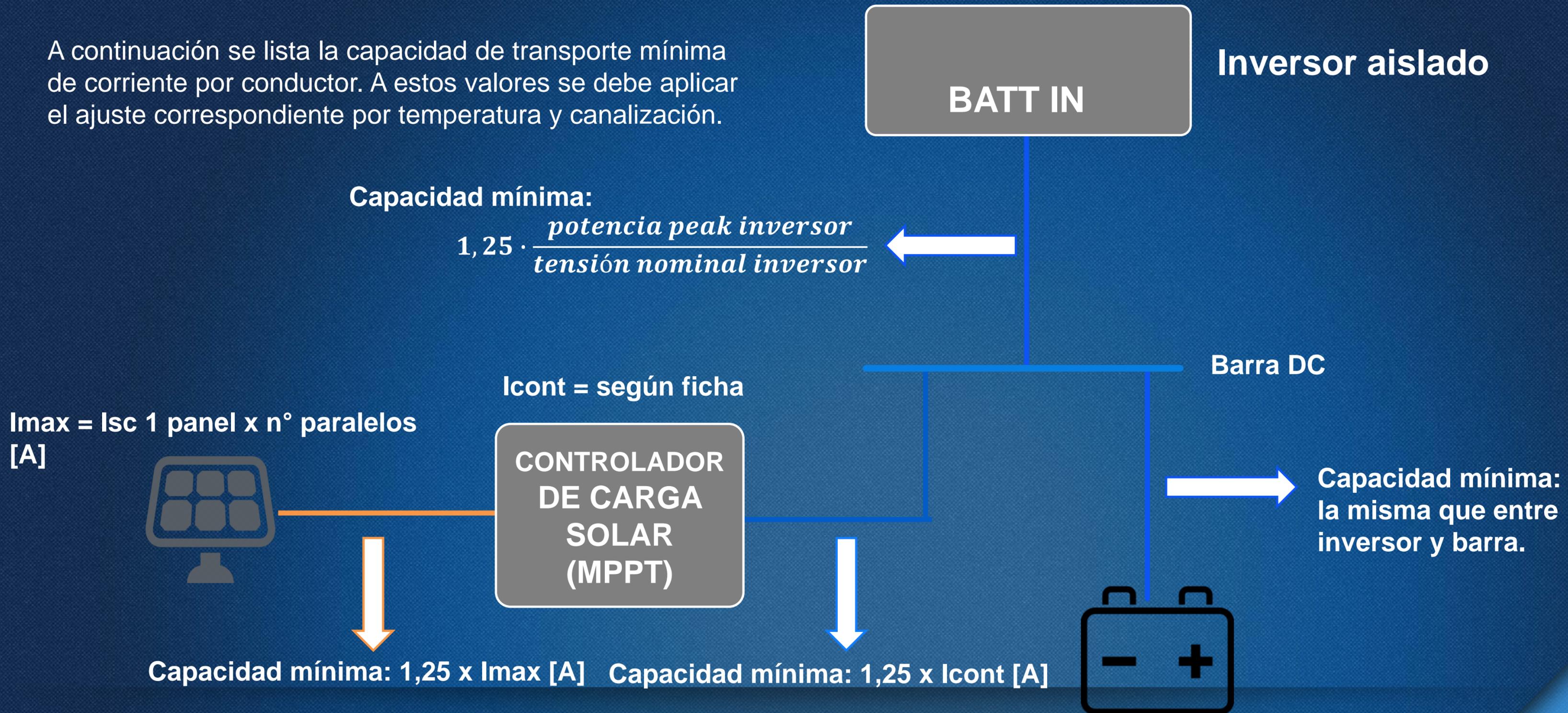


Opción para omitir la barra pero aumentando la potencia (siempre en el rango del controlador y de las corrientes del conector).

Al conectar 3 strings o más en paralelo, los fusibles por string son exigibles, para evitar problemas de corrientes inversas por string.

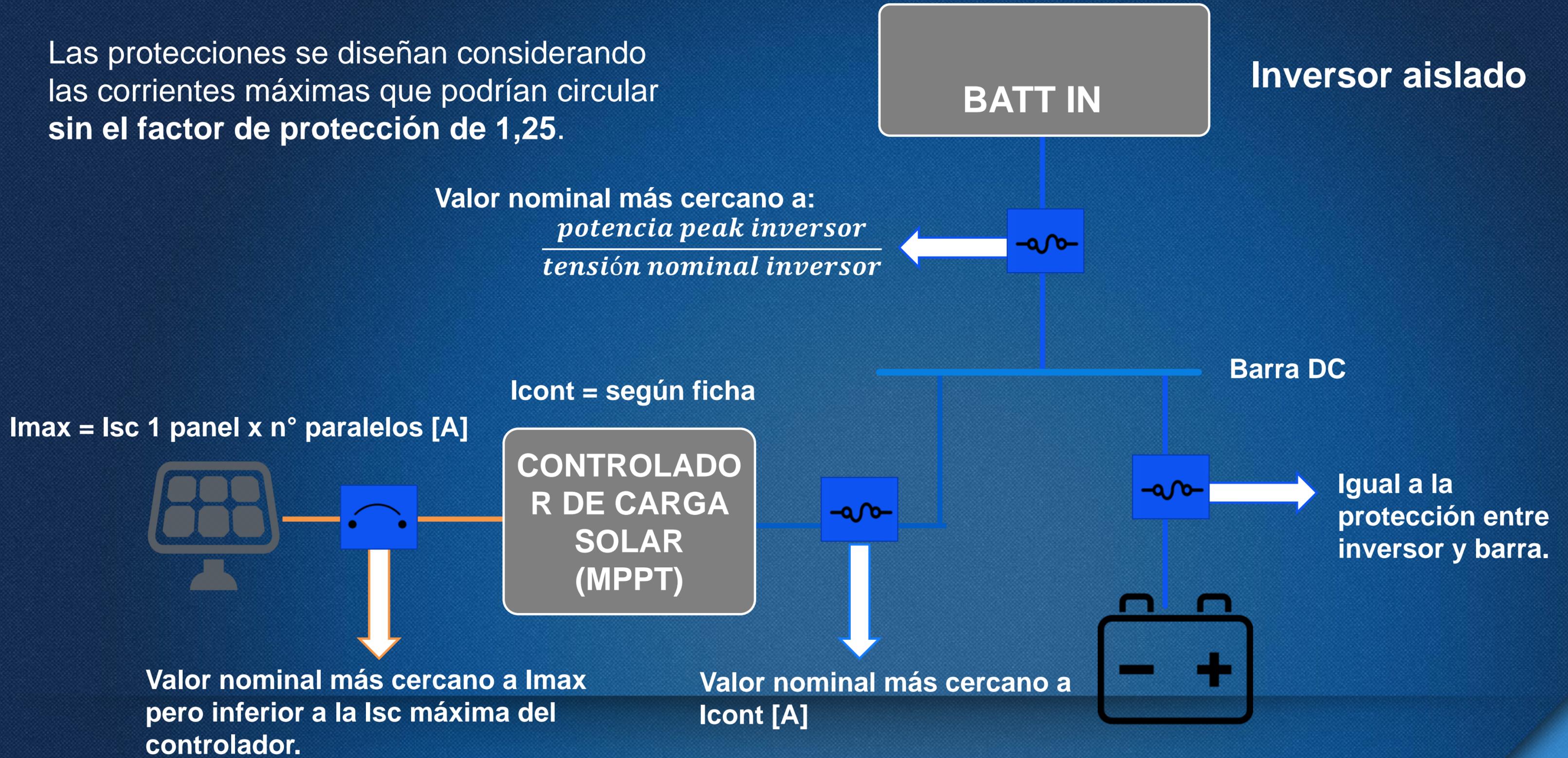
CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES EN CC

A continuación se lista la capacidad de transporte mínima de corriente por conductor. A estos valores se debe aplicar el ajuste correspondiente por temperatura y canalización.



CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES EN CC

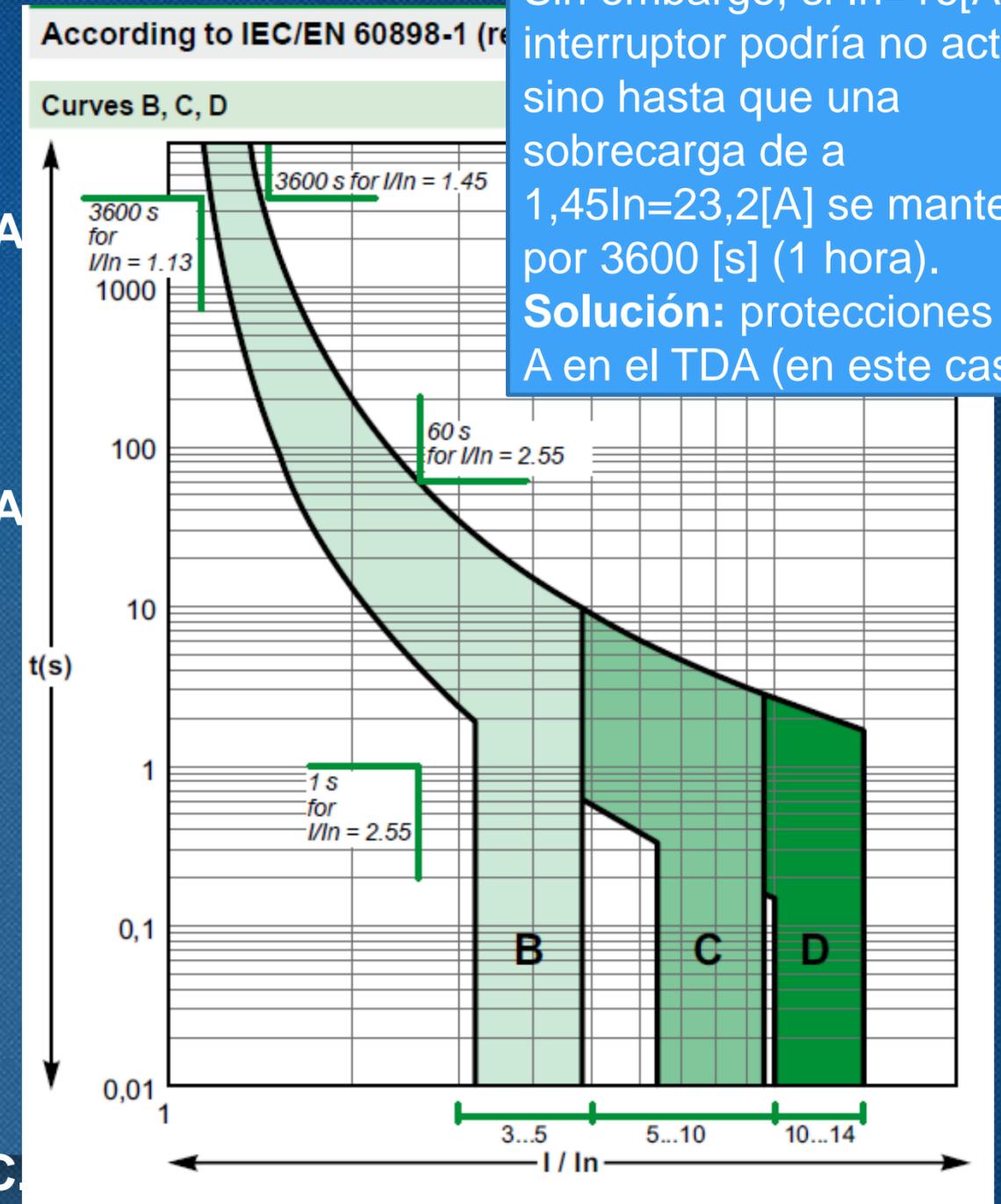
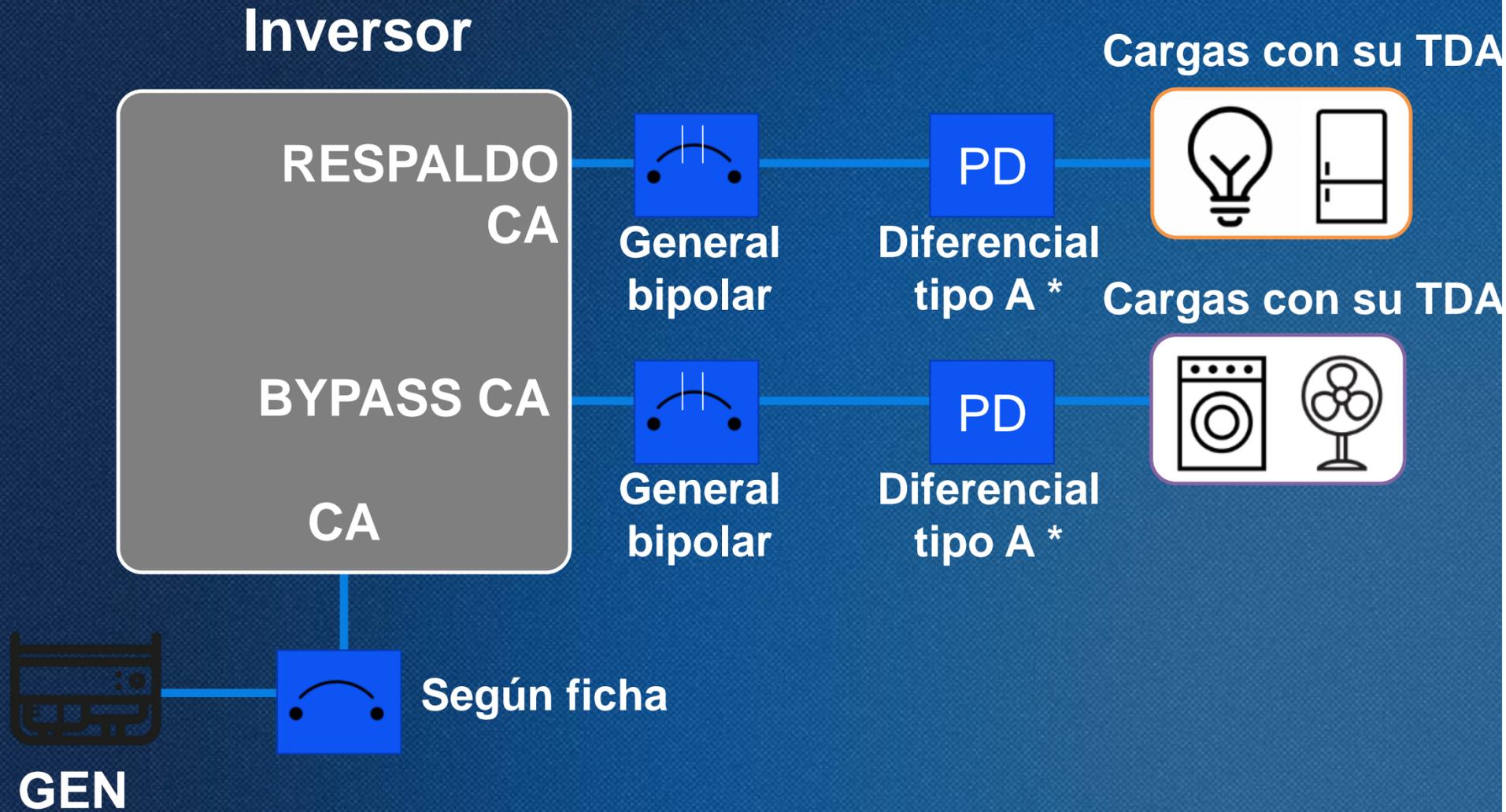
Las protecciones se diseñan considerando las corrientes máximas que podrían circular sin el factor de protección de 1,25.



CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES Y PROTECCIONES EN CA

Para la protección general considerar la potencia nominal del inversor y eventuales peaks (según ficha). Considerar las curvas de disparo de la protección para evitar sobrecargas del inversor, que éste se reinicie o apague, y el usuario deba manipularlo.

Ejemplo: Para inversores de 3kW se suele usar protección de 16[A]. ($220 \times 16 = 3,5 \text{ kW}$). Sin embargo, si $I_n = 16 \text{ [A]}$, el interruptor podría no actuar sino hasta que una sobrecarga de a $1,45 I_n = 23,2 \text{ [A]}$ se mantenga por 3600 [s] (1 hora).
Solución: protecciones de 10 A en el TDA (en este caso).



* En instalaciones con inversor de hasta 3kW se permite diferencial tipo AC.

11. Conductores y canalización

11.1 Todos los conductores deberán ser canalizados en conformidad a los métodos establecidos en el Pliego Técnico Normativo RIC N°04 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía, y deberán soportar las influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar. También deberán estar protegidos de bordes filosos.

11.3 Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separados con excepción de aquellos casos que cumplan con lo siguiente:

- a) En los casos que se utilice canalización metálica en los cuales podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.
- b) En canalizaciones embutidas o pre-embutidas en muros de hormigón o lozas de una construcción sólida se podrá llevar ambos conductores en tuberías no metálicas.

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

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

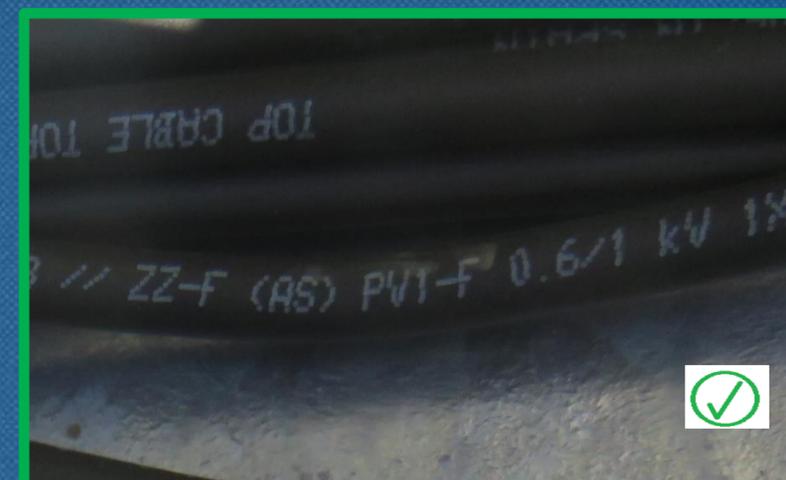


11. Conductores y canalización

11.11 Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

11.12 Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos con la designación H1Z2Z2-K o equivalentes, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma UNE-EN 50618.

11.13 Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica que sean canalizados de manera subterránea deberán ser del tipo H1Z2Z2-K, o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en condiciones subterráneas y bajo agua.



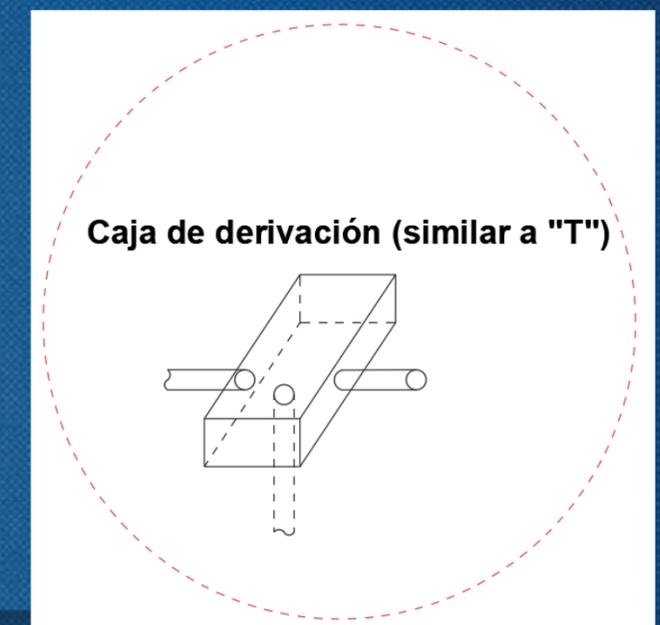
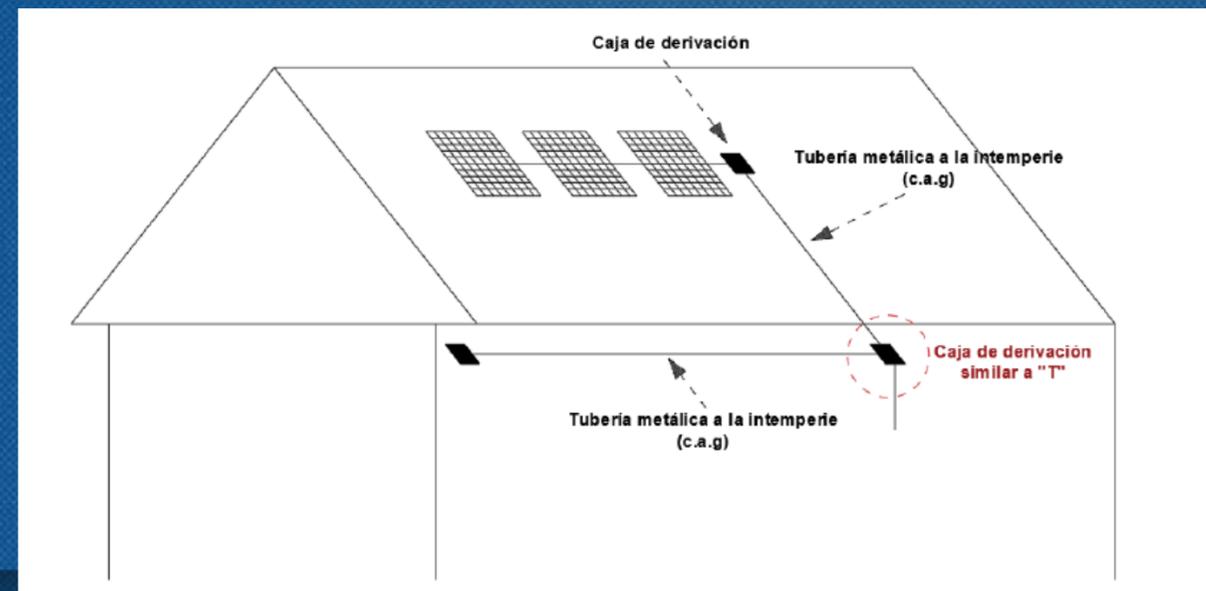
11. Conductores y canalización

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

b) Se podrá emplear tuberías metálicas rígidas o flexibles al exterior, siempre y cuando sean resistentes a la corrosión o estén adecuadamente protegidos contra ella y no estén expuestas a daños físicos severos. Véase el anexo N° 5 en el cual se indica los códigos de clasificación de tuberías en montaje fijo en superficie.

N.A.: Debe entenderse como tubería metálica a las tuberías que tienen alta protección interior y exterior a la corrosión, con un recubrimiento de galvanizado en caliente, por ejemplo.

c) En tuberías metálicas, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzca condensación de agua en su interior, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación y estableciendo una ventilación apropiada en el interior de las tuberías, como puede ser, por ejemplo, el uso de una "T" instalada en un lugar protegido del ingreso de agua, de la que uno de los brazos no se emplea. Todos los



11. Conductores y canalización

11.16 Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

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

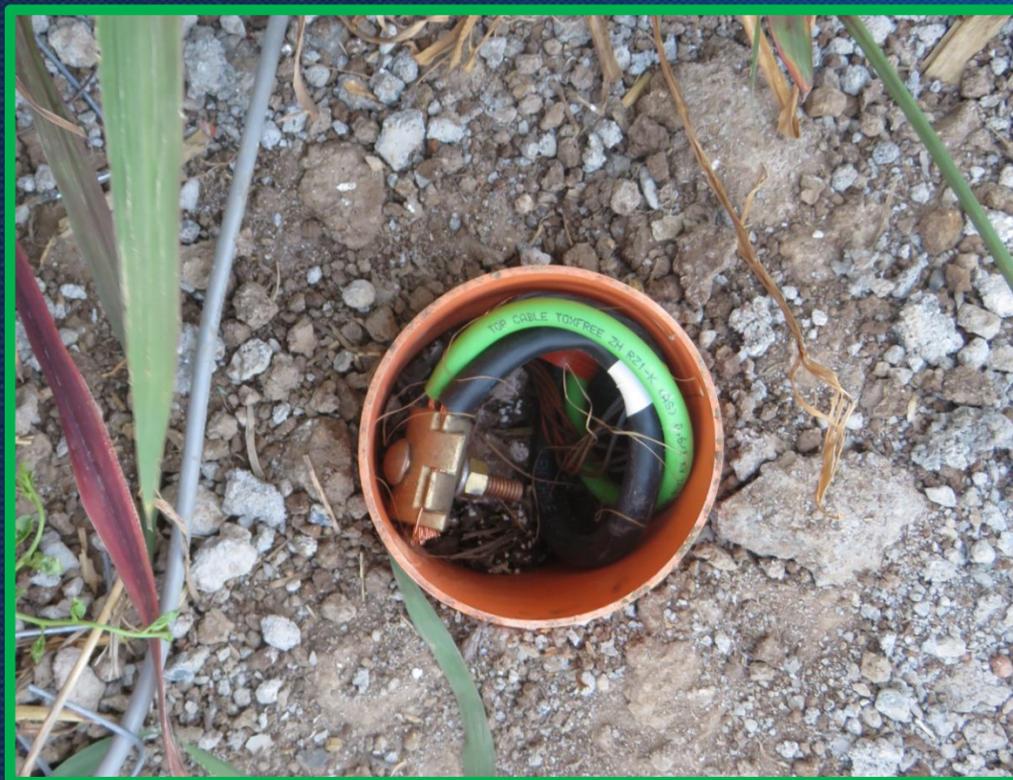


CANALIZACIÓN CC DE STRING									
DUCTO		CONDUCTOR							UBICACIÓN
TIPO	DIAMETRO (pulg)	TIPO	SECCIÓN (mm ²)	CORRIENTE MAX (A)	LARGO (M)	Resistividad	CAIDA DE TENSIÓN (V)	CAIDA DE TENSIÓN %	
CAG	1"	Top Solar ZZF (AS)	4	44	35	0,018	3,057	0,815	Techumbre de la vivienda
CAG	1"	Top Solar ZZF (AS)	4	44	35	0,018	3,057	0,815	

12. Puesta a tierra

15.1 Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte, las carcasas de los equipos, etc.

15.2 Los materiales utilizados en la ejecución de las puestas a tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y la conductividad eléctrica por efecto de la corrosión, de forma que cumpla con las características del diseño de la instalación. Las canalizaciones metálicas de otros servicios (agua, líquidos o gases inflamables, etc.) no deben ser utilizadas, como parte de la puesta a tierra por razones de seguridad.



15.6 El sistema de puesta a tierra utilizado deberá cumplir con los requerimientos de seguridad y valores establecidos en el Pliego Técnico Normativo RIC N°06 del DS N°8/2020 del Ministerio de Energía.

**ANEXO 6.3
METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

**ANEXO 6.6
PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DE TERRENO**

**ANEXO 6.7
DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCION MINIMA DEL CONDUCTOR DE TIERRA DE PROTECCION.**

13. Rotulación y señalización

16.1 Rotulaciones indelebles, legibles durante la vida útil del equipo.

16.3 Todos los equipamientos, protecciones, interruptores, terminales y alimentadores del EG a la llegada de la barra del punto de conexión en los enlaces de CA y de CC deben estar rotulados.

16.13 La instalación deberá contar con procedimientos de encendido, y apagado de emergencia ubicado en los tableros eléctricos donde se puede realizar dicha operación.



14. Sistemas de Almacenamiento

12.1 Todas las baterías VRLA (Valve Regulated Lead Acid Battery) que formen parte de la instalación de almacenamiento de energía deberán cumplir con las normas IEC 60896-21 e IEC 60896-22 y deberán ser autorizadas por la Superintendencias para tales efectos.

12.2 Todas las baterías y sistemas de baterías de iones de litio que formen parte de la instalación de almacenamiento de energía deberán cumplir con la norma IEC 62619 o el estándar UL 1973 o UL 9540 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.

12.3 Todos los BMS (Battery Management System) que formen parte de la instalación de almacenamiento de energía a través de baterías de iones de litio deberán cumplir con la norma IEC 62619 o el estándar UL 1973 o UL 9540.

RGR N°06/2021: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE INSTALACIONES DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A TRAVÉS DE BATERÍAS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

CERTIFICATE
No. Z2 090762 0024 Rev. 00

Model(s): UE-24Li2900WH

Brand Name: UPOWER ECOLINE

Parameters:
Nominal voltage: 25.6Vd.c.
Rated capacity: 111Ah

Tested according to: IEC 62619:2017

Production Facility(ies): 091237

Certificate of Suitability

Certificate No.: SAA172837

Certificate Holder: Sungrow Power Supply Co., Ltd.
No.1699 Xiyou Rd,
New & High Technology
Industrial Development Zone,
Hefei 230088,
P.R. China

Class Description: Non-Declared
Product Description: Power Conversion System

Brand Name: SUNGROW

Model No.: SC250

Markings: Input: 500-800Vdc 550A
Output: 400V~ 50Hz, 397A Max, 275kVA Max

Standard: AS IEC 62477.1:2016
AS 62040.1.1:2003
AS/NZS 4777.2:2015

Conditions: Nil

Certification Mark: SAA172837 or RCM

Date First Registered: 4 December 2017
Date of Expiry: 4 December 2022

15. Pruebas e inspección

18.1 La puesta en marcha sólo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado responsable de la declaración de puesta en servicio.

18.2 Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación aislada.

Revisión de:

- Módulos FV sin daños
- Conexión de paneles, entre paneles (conectores tipo MC4) y protecciones eléctricas / cajas de arreglos
- Fijaciones a la estructura metálica
- Continuidad eléctrica
- Grado de protección IP en componentes de la instalación
- Canalización eléctrica adecuada
- Capacidad de transporte de conductores para CC y CA
- **Verificación de polaridad**
- **Conexión a protecciones eléctricas**

16. Documentación a presentar

1. La **Memoria explicativa** de venir en formato pdf. Se adjunta para instalaciones de **Generación Distribuida (TE-4)** **instalaciones de autogeneración** sin inyección de energía (TE-1*) e instalaciones **fotovoltaicas aisladas** (TE-1)

2. Planos (en formato dwg año 2012 o pdf)

3. Certificados de equipos empleados (PCE)

12.1 Todos los inversores utilizados con aplicaciones fotovoltaicas aisladas deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 o el estándar UL 9540 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos.

13.1 Todos los controladores de carga utilizados con aplicaciones fotovoltaicas aisladas deberán cumplir los requisitos de seguridad de las normas IEC 62109-1 o IEC 62477-1 y deberán ser autorizados por la Superintendencias para tales efectos



16. Declaración del sistema FV aislado

DECLARACION DE INSTALACION ELECTRICA INTERIOR

1 Trámite 2 Declarador **3 Instalación** 4 Propietario 5 Detalle 6 Adjuntos 7 Validar 8 Confirmar 9 Pago

TE1 **Paso 3 : Instalación**
Antecedentes de la Instalación

[¿ Cómo ingresar antecedentes de la Instalación ?](#)

* Todos los campos son obligatorios , excepto los marcados como (opcional)

Antecedentes de la Instalación

Región: **Comuna:**

Calle: **Número:**

Departamento: (opcional) **Block:** (opcional)

ROL Propiedad: (Ej.: 12345-123) (opcional)

Tipo de Instalación (según D.S. N° 92/83)	
<input type="text" value="D"/>	
Tipo A	son las de alta y baja tensión sin límite de potencia instalada
Tipo B	son las de baja tensión con 500 kW máximo de potencia instalada
Tipo C1	son las que conllevan riesgo de explosión o incendio, o que sirve para espectáculos público o de diversión, de alta y baja tensión, sin límite de potencia instalada
Tipo C2	son las que conllevan riesgo de explosión o incendio, o que sirve para espectáculos público o de diversión, de baja tensión hasta 500 kW de potencia instalada
Tipo D	son las de alumbrado en baja tensión con un máximo de 100 kW de potencia instalada total y límites máximo para cada alimentador y subalimentador de 10 kW de potencia por fase y 100 metros de longitud
Tipo E	son las de calefacción y fuerza motriz en baja tensión con un máximo de 50 kW de potencia instalada total y límites máximo para cada alimentador y subalimentador de 10 kW de potencia por fase y 100 metros de longitud
Tipo F	son las de alumbrado en baja tensión con un máximo de 10 kW de potencia total instalada, sin alimentadores
Tipo G	son las de calefacción y fuerza motriz en baja tensión, con un máximo de 5 kW de potencia total instalada, sin alimentadores

Instalación para suministro provisorio
Si No

Tiempo de suministro provisorio (días)

Instalación
Nueva Ampliación

Proyecto de vivienda social

16. Declaración del sistema FV aislado

Proyecto de vivienda social Si <input type="radio"/> No <input checked="" type="radio"/>		Tipo G sin alimentadores son las de calefacción y fuerza motriz en baja tensión, con un máximo de 5 kW de potencia total instalada, sin alimentadores
Destino de la Propiedad HABITACIONAL	Indicar Giro específico Habitacional Se debe indicar giro específico, actividad o tipo para cualquier destino de la propiedad seleccionado	
Tipo de Construcción CASA INDIVIDUAL		
Potencia Total Declarada 5 kW	Potencia Total Instalada 5 kW	
¿Instalación cuenta con algún sistema de generación interna? Si <input checked="" type="radio"/> No <input type="radio"/>		¿TE-1 es para declarar instalaciones de autogeneración sin inyección de energía a la red? Si <input type="radio"/> No <input checked="" type="radio"/>
¿El TE-1 incluye Puntos de Carga de Simple o SAVE en estacionamientos? Si <input type="radio"/> No <input checked="" type="radio"/>		

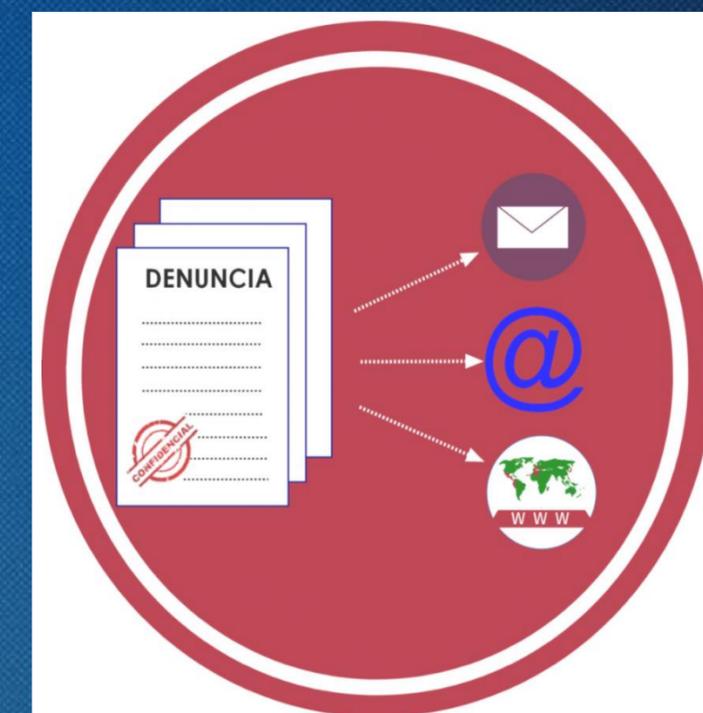
16. Declaración del sistema FV aislado

Sistema de generación		
AISLADO DE LA RED <input type="button" value="v"/>		
Fuente de Generación		
SOLAR <input type="button" value="v"/>		
¿Instalación posee Permiso de Edificación?		
Si <input type="radio"/> No <input type="radio"/>		
Detalle de la Instalación Declarada		
Potencia de Fuerza	<input type="text" value="0"/>	kW
Potencia de Alumbrado	<input type="text" value="0"/>	kW
Potencia de Climatización o Calefacción	<input type="text" value="0"/>	kW
Potencia de Computación	<input type="text" value="0"/>	kW
Potencia de Subestación	<input type="text" value="0"/>	kVA
Potencia de Sistema de Generación	<input type="text" value="5"/>	kW
Respaldo energético (grupo electrógeno, UPS u otros)	<input type="text" value="0"/>	kW
Longitud Alimentador	<input type="text" value="15"/>	m
Cantidad de Instalaciones		
<input type="text"/>		
Declara Instalaciones Exteriores		
Si <input type="radio"/> No <input type="radio"/>		
<input type="button" value="Paso Anterior"/> <input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Siguiete Paso >"/>		
Usted está en : Paso 3 de 9		

17. INSTALACIONES IRREGULARES

Detección de sistema de autogeneración irregular

- 5.18.1 **Notificará al usuario en forma inmediata, con copia a la Superintendencia**, indicándole que debe dejar de operar dicho sistema y le informará que debe proceder con la normalización de sus instalaciones a través de un instalador autorizado por la Superintendencia en un plazo no superior a **60 días hábiles**.
- 5.18.2 En el caso que el usuario cuente con un medidor electromecánico o un medidor unidireccional, se deberá **cambiar el medidor en forma inmediata a un medidor bidireccional cumpliendo con las exigencias de la sección 8 de este pliego**, para salvaguardar la correcta medición de los consumos ya que el equipo de medida al funcionar en sentido contrario pierde su exactitud en la medición y también tiene el objetivo de auditar que no existan inyecciones a la red de distribución que pongan en peligro la operación de la red.
- 5.18.3 En el caso que la empresa distribuidora **detecte que el sistema de autogeneración irregular inyecta energía cuando la red o empalme del cliente queda sin suministro**, la empresa **deberá cortar en forma inmediata el suministro de energía de esta instalación** y notificar a la Superintendencia, aportando los antecedentes que acrediten el hecho.

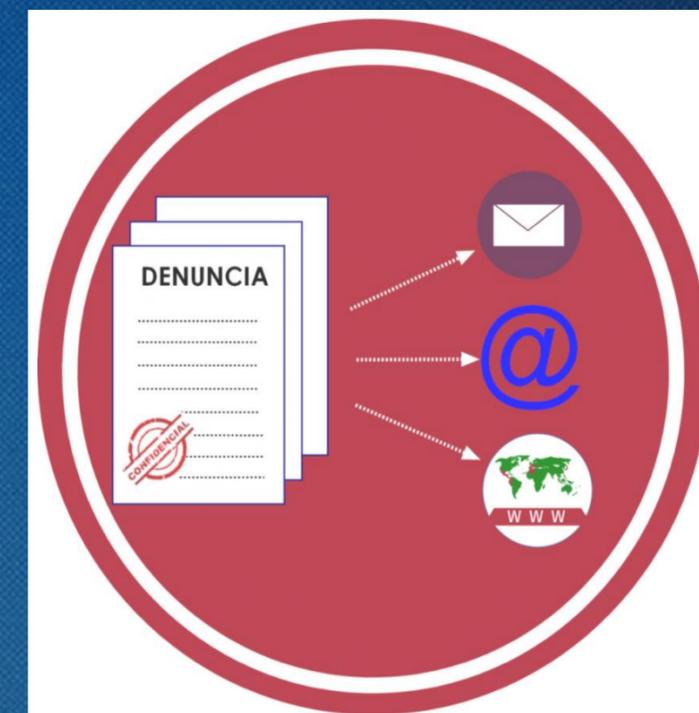


**Pliego técnico RIC N°09
“Sistemas de Autogeneración”**

17. INSTALACIONES IRREGULARES

Detección de sistema de autogeneración irregular

- 5.18.4 En el caso de que transcurrido el plazo indicado en el punto 5.18.1 el usuario **no hubiese normalizado su instalación o no hubiese acordado con la empresa distribuidora un nuevo plazo para normalizar**, la empresa deberá denunciar esto a la Superintendencia, para lo cual deberá aportar todos los antecedentes, tales como el registro de consumo e inyecciones de energía, imágenes del sistema instalado y copia de la notificación enviada al usuario y todos los antecedentes que permitan acreditar la denuncia ante la Superintendencia, enviando una copia de la denuncia al usuario.
- 5.18.5 En los casos en que la empresa distribuidora detecte que el medidor bidireccional **registra inyecciones después de la notificación de no operar su sistema de autogeneración**, la empresa deberá denunciar esto a la Superintendencia en forma inmediata adjuntado todos los antecedentes del caso. La empresa también deberá notificar al usuario adjuntado la denuncia presentada ante la Superintendencia, y en la carta también deberá volver a indicarle que no puede operar su sistema, y que **en el caso de hacerlo nuevamente procederá con el corte de su suministro**.

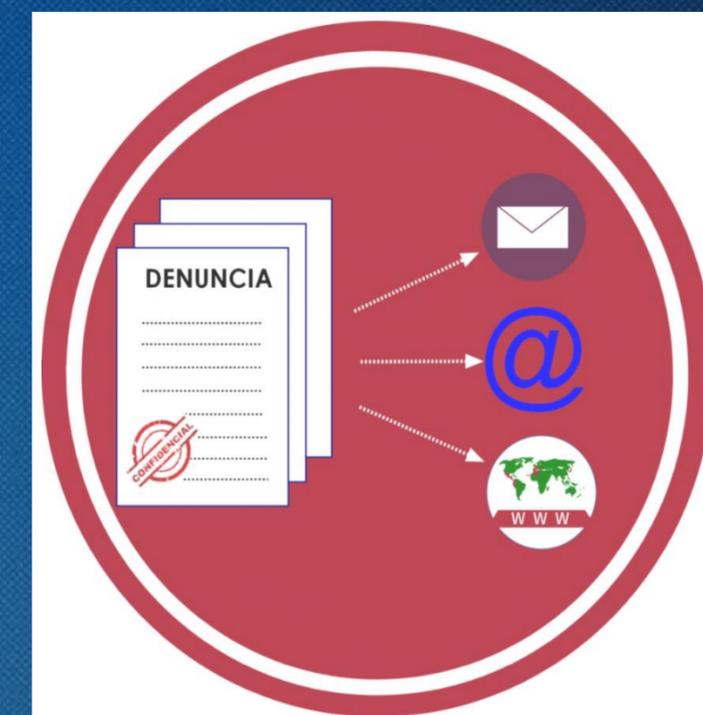


Pliego técnico RIC N°09
“Sistemas de Autogeneración”

17. INSTALACIONES IRREGULARES

Detección de sistema de autogeneración irregular

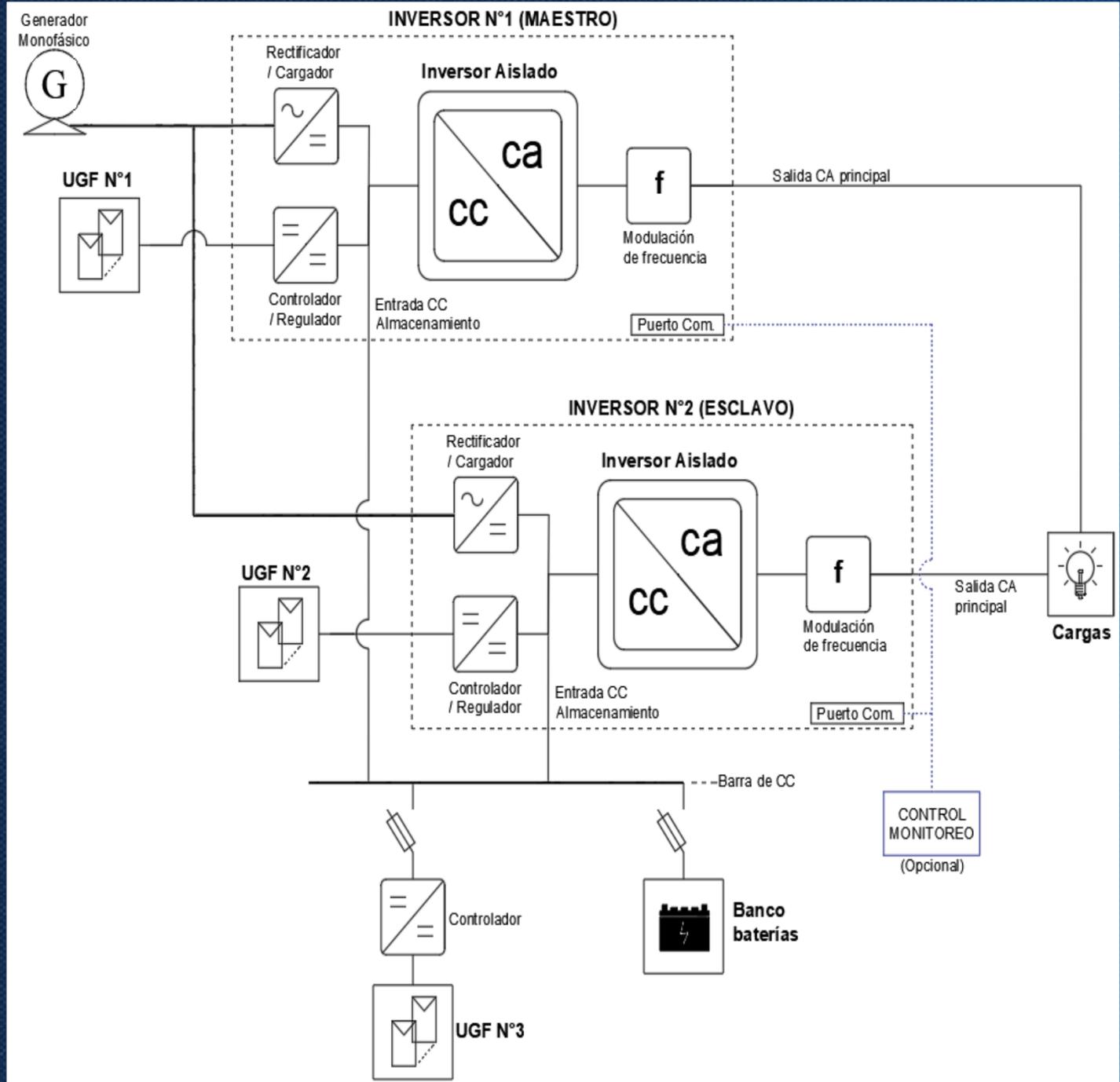
- 5.18.6 En los casos en que el usuario no acate las instrucciones de no operar el sistema de autogeneración irregular indicado en los puntos 5.18.3 y 5.18.5 y la **empresa distribuidora detecte por tercera vez inyecciones a la red de distribución, deberá denunciar por escrito este hecho a la Superintendencia con copia al usuario, informando la fecha en que procederá con el corte de suministro. Una vez que se haya enviado la carta a la Superintendencia con copia al usuario, se deberá proceder con el corte o la suspensión del suministro, hasta que dicha instalación sea regularizada.**
- 5.18.7 Los sistemas de **autogeneración irregulares podrán acreditar su normalización** ante la empresa distribuidora **presentando un nuevo certificado de inscripción de la comunicación de energización de la instalación emitido por la Superintendencia.** La empresa distribuidora **deberá reponer el suministro dentro de las 24 horas siguientes** a los clientes que presenten este certificado ante ella.



Pliego técnico RIC N°09
“Sistemas de Autogeneración”

Nuevos Esquemas de conexión

CONEXIÓN EN PARALELO Y/O CONFIGURACIÓN TRIFÁSICA DE INVERSORES AISLADOS



Este anexo tiene como finalidad, mostrar los diferentes esquemas de conexión en paralelo y/o trifásica de los inversores aislados.

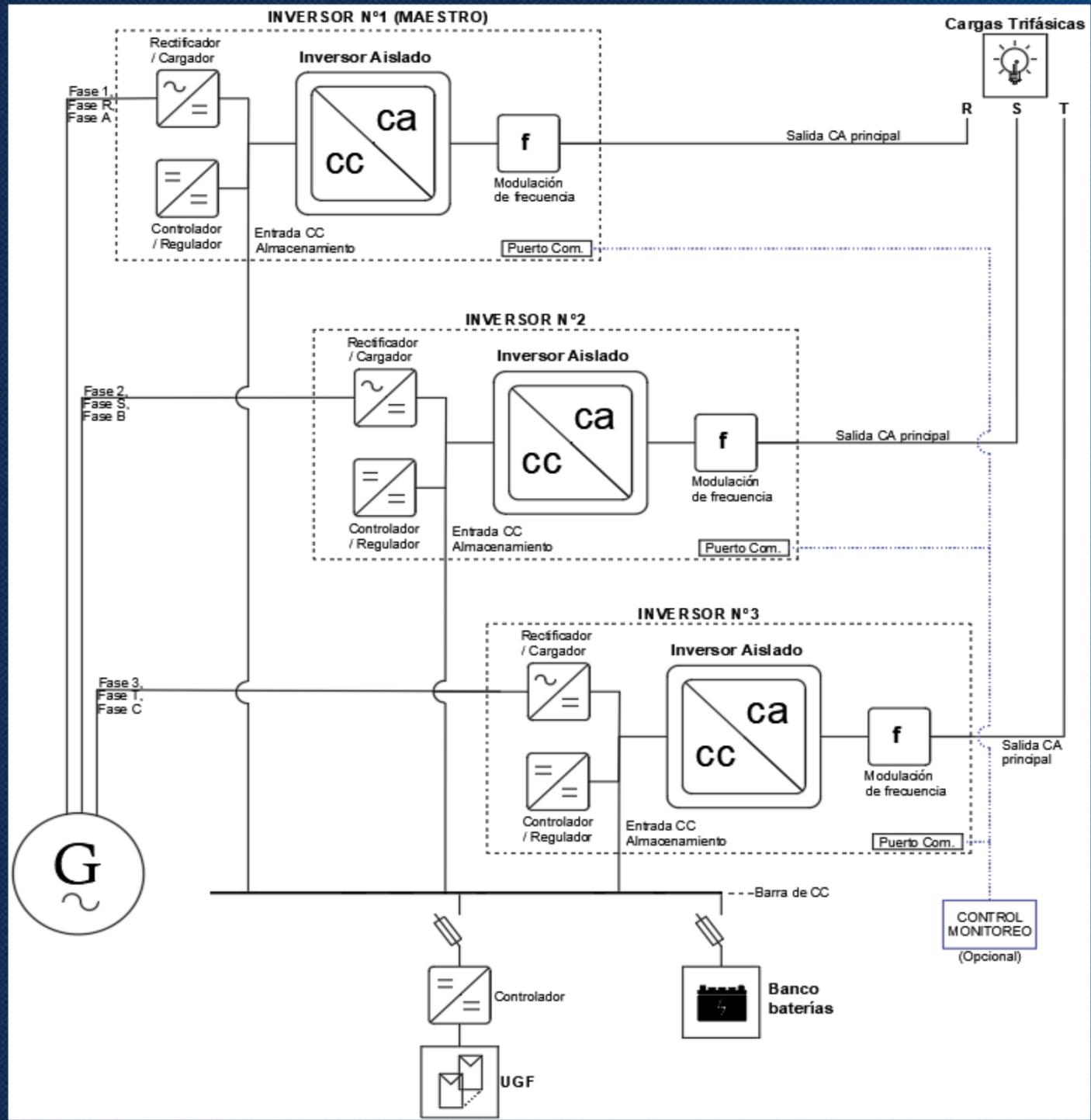
La figura N°7 muestra un esquema tipo para la interconexión en paralelo de 2 inversores aislados, los cuales deben contar con un sistema de comunicación entre ellos, deben estar conectados al mismo banco de baterías y uno de ellos será el inductor "maestro".

Nota 1: Una vez que los inversores estén interconectados, se debe rotular el inductor que será el "maestro".

Nota 2: En este esquema simplificado de la figura N°7, no se dibujaron todas las protecciones eléctricas, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

Nuevos Esquemas de conexión

CONEXIÓN EN PARALELO Y/O CONFIGURACIÓN TRIFÁSICA DE INVERSORES AISLADOS



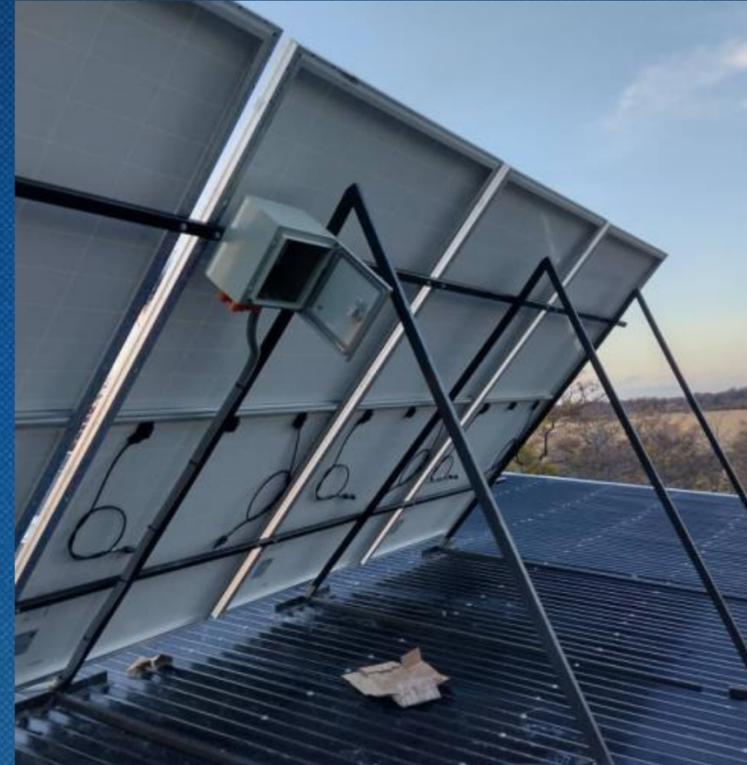
La figura N°8 muestra un esquema tipo para la interconexión en trifásica de 3 inversores aislados monofásicos, los cuales deben contar con un sistema de comunicación entre ellos, deben estar conectados al mismo banco de baterías y uno de ellos será el inversor “maestro”.

Nota 1: Una vez que los inversores estén interconectados, se debe rotular el inversor que será el “maestro”.

Nota 2: Una vez que los inversores estén interconectados, se debe configurar que la carga desequilibrada no exceda los 5 kVA por fase.

Nota 3: En este esquema simplificado de la figura N°8, no se dibujaron todas las protecciones eléctricas, sin embargo, éstas son exigidas en la sección 14 de este instructivo técnico.

BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS



 Estructuras con materiales inadecuados y no permitidos en la normativa.



BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS



Instalación con cierre perimetral para evitar daños por parte de animales.

Estructura de soporte acorde a la normativa.

Caseta y recinto con todas las indicaciones de riesgo eléctrico.

BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS



Paralelos de baterías o paneles en los terminales del controlador de carga.



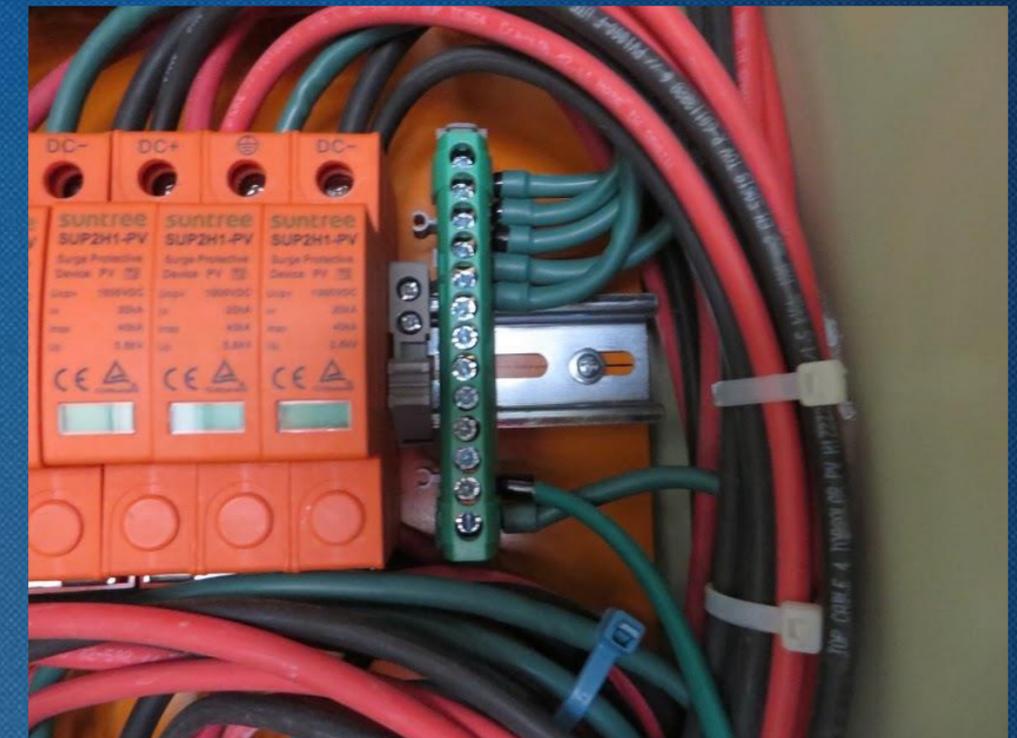
BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS

Arreglos de paneles en paralelo, con fusibles por string.
Notar la sección del conductor a la salida de la barra.



BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS

En algunos casos y dependiendo de la ubicación de la instalación, se recomienda instalar protecciones contra sobretensión inducida por rayos.

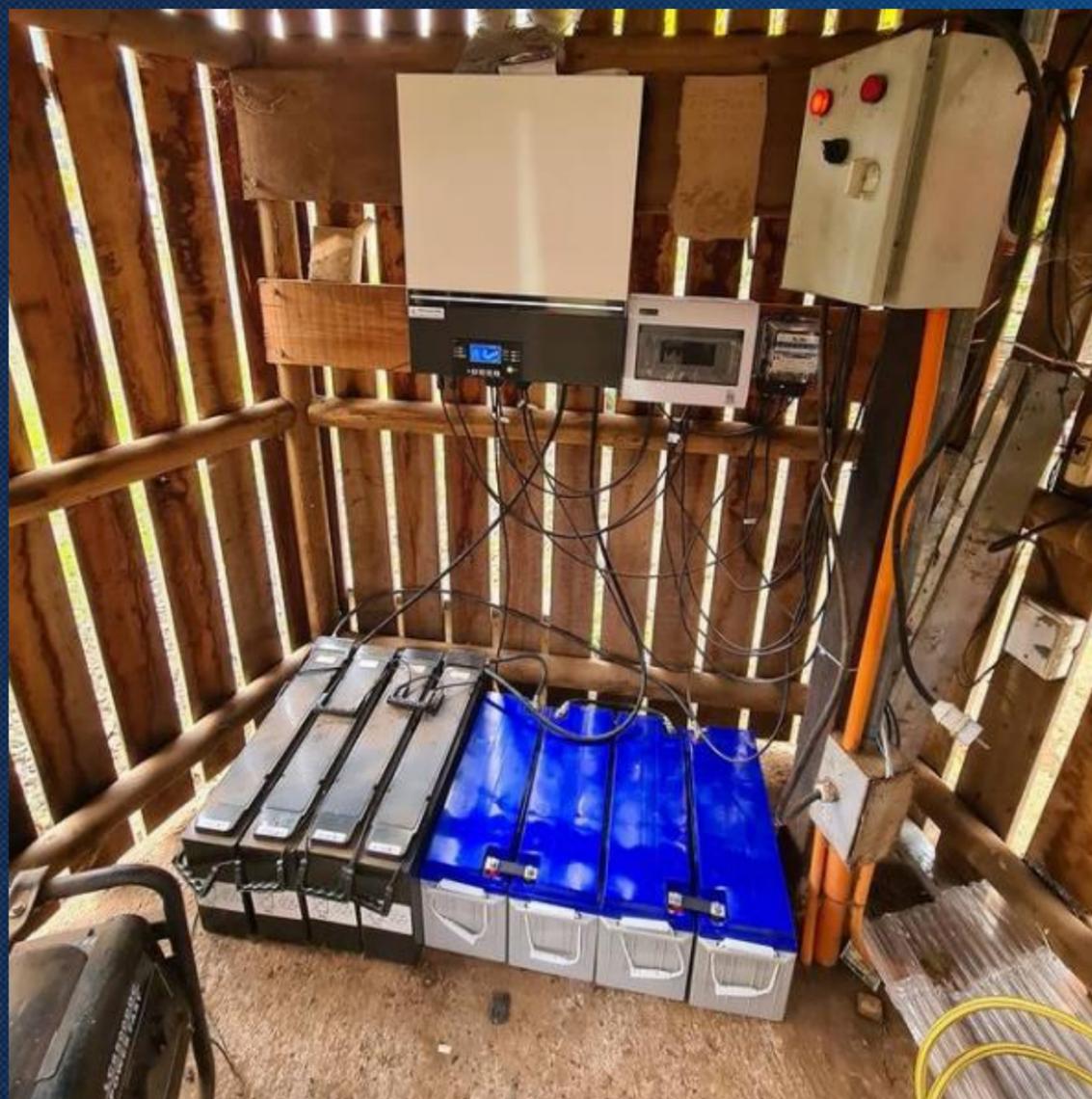


26/09/2017 13:59

BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS



Conexión directa entre los equipos, especialmente desde las baterías al inversor.



BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS

✓ Tablero de CC con barra positiva y negativa y fusibles para la conexión de regulador de carga solar, BS e inversor.



BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS



Tableros de CC y CA separados dentro de un mismo gabinete.
En instalaciones con inversores hasta 3kW se permite utilizar un solo gabinete que albergue CCy CA.



BUENAS Y MALAS PRÁCTICAS



INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS – EXIGENCIAS TÉCNICAS ITG N°9.1/2021

Elena Villanueva M.

Unidad Acceso y Mejoramiento Eléctrico
División Acceso y Desarrollo Social

Javier Hernández V.

Unidad de Energías Renovables y
Electromovilidad

